

**OPTIMASI PENEMPATAN DAN KAPASITAS *MULTI FACTS DEVICES*
PADA SISTEM TENAGA LISTRIK MENGGUNAKAN METODE
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)***

**SKRIPSI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO**

Diajukan untuk Memenuhi Persyaratan
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

PARAMITA DWI PUTRI PRANYATA

NIM. 105060301111009 - 63

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
FAKULTAS TEKNIK
MALANG**

2014

LEMBAR PERSETUJUAN

**OPTIMASI PENEMPATAN DAN KAPASITAS *MULTI FACTS DEVICES*
PADA SISTEM TENAGA LISTRIK MENGGUNAKAN METODE
*PARTICLE SWARM OPTIMIZATION (PSO)***

SKRIPSI

KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK

Diajukan untuk memenuhi persyaratan
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

PARAMITA DWI PUTRI PRANYATA

NIM. 105060301111009 - 63

Telah diperiksa dan disetujui oleh :

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D.

NIP. 19730520 200801 1 013

Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.

NIP. 19680122 199512 2 001

LEMBAR PENGESAHAN

**OPTIMASI PENEMPATAN DAN KAPASITAS *MULTI FACTS DEVICES* PADA
SISTEM TENAGA LISTRIK MENGGUNAKAN METODE *PARTICLE SWARM
OPTIMIZATION (PSO)***

Diajukan Untuk Memenuhi Persyaratan
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh:
PARAMITA DWI PUTRI PRANYATA
NIM. 105060301111009 - 63

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada
Tanggal 11 Juni 2014

DOSEN PENGUJI

Ir. Mahfudz Shidiq, M.T.
NIP. 19580609 198703 1 003

Ir. Soeprapto, M.T.
NIP. 19561020 198903 1 001

Ir. Teguh Utomo, M.T.
NIP. 19650913 199103 1 003

Mengetahui

Ketua Jurusan Teknik Elektro

M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D.
NIP. 19741203 200012 1 001

PENGANTAR

Assalammualaikum Wr. Wb.

Puji syukur kehadirat Allah SWT karena hanya dengan rahmat, ridho, dan kasih sayang-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul "Optimasi Penempatan dan Kapasitas *Multi FACTS Devices* pada Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Metode *Particle Swarm Optimization (PSO)*" dengan baik dan sabar. Shalawat dan salam kepada Nabi Muhammad Rasulullah SAW sebagai suri tauladan dalam menghadapi segala permasalahan. Skripsi ini disusun dalam rangka untuk memenuhi persyaratan memperoleh gelar Sarjana Teknik, di Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

Penulisan karya tulis skripsi ini tidak dapat terselesaikan dengan baik dan lancar tanpa dukungan dan bantuan dari berbagai pihak baik secara langsung maupun tidak langsung. Secara khusus penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada Ayahanda Sugeng Pranyata dan Ibunda Titik Hariyati yang dengan penuh kasih sayang dan kesabaran telah mengasuh, membesarkan, mendidik, memberikan pelajaran hidup yang tak ternilai harganya. Kepada kakak Yuniar Ika Putri Pranyata yang selalu memberikan doa tiada henti.

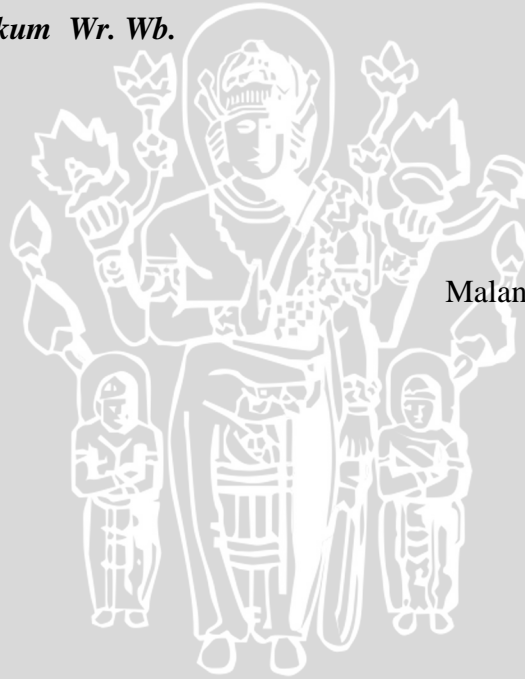
Banyak kendala yang dihadapi penulis dalam penyelesaian skripsi ini. Namun kendala tersebut dapat diatasi berkat bantuan dari pihak-pihak yang telah meluangkan waktu untuk membantu penulis dalam menyelesaikan penelitian ini. Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak tersebut diantaranya:

1. Bapak M. Aziz Muslim, S.T., M.Sc, Ph.D. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
2. Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Bapak Mochammad Rif'an S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro.
4. Ibu Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc. selaku KKDK Teknik Energi Elektrik Teknik Elektro.
5. Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D. dan Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc. selaku dosen pembimbing skripsi yang selalu membimbing dan mengarahkan dalam penyelesaian skripsi ini.

6. Reza Aldo Ruhsandiko yang selalu memberi perhatian, semangat, doa, dukungan, dan dengan setia mendampingi.
7. Saudara-saudara Asisten Laboratorium Mesin Elektrik, rekan-rekan mahasiswa Teknik Elektro angkatan Magnet 2010, khususnya rekan-rekan mahasiswa konsentrasi (A) Teknik Energi Elektrik yang telah menemani selama ini.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik.

Penelitian ini dirasa masih terdapat banyak kekurangan, oleh karena itu saran dan kritik mengenai penelitian ini diharapkan oleh penulis. Saran dan kritik ditujukan agar penelitian ini dapat menjadi karya tulis yang lebih baik dan lebih berguna. Akhir kata, semoga laporan penelitian ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Wassalammualaikum Wr. Wb.



Malang, 17 Maret 2014

Penulis

DAFTAR ISI

Halaman

PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
RINGKASAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Tujuan.....	3
1.5. Manfaat.....	4
1.6. Sistematika Pembahasan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Representasi Sistem Transmisi.....	5
2.2. Analisis Aliran Daya	8
2.2.1. Persamaan Aliran Daya	9
2.2.2. Perhitungan Aliran Daya dan Rugi-Rugi Daya pada Saluran.....	11
2.2.3. Penyelesaian Aliran Daya dengan Metode Newton-Raphson.....	12
2.3. FACTS <i>Devices</i>	16
2.3.1. <i>Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)</i>	17
2.3.2. <i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST)</i>	19
2.4. Kapasitor Bank.....	23



2.5.	<i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i>	24
2.5.1.	Inisialisasi Posisi Partikel.....	26
2.5.2.	Inisialisasi Kecepatan Partikel.....	27
2.5.3.	Evaluasi Fungsi Tujuan.....	27
2.5.4.	Penentuan P_{best} dan G_{best} Awal.....	27
2.5.5.	<i>Update</i> Kecepatan dan Posisi Partikel.....	27
2.5.6.	Penentuan P_{best} dan G_{best} Akhir.....	28
BAB III METODE PENELITIAN		29
3.1.	Pengambilan Data.....	29
3.2.	Penentuan Parameter TCSC-TCPST dan Fungsi Tujuan.....	30
3.2.1.	Penentuan Parameter TCSC-TCPST.....	30
3.2.2.	Penentuan Fungsi Tujuan.....	31
3.3.	Pembuatan Program Simulasi.....	32
3.4.	Analisis Hasil Simulasi.....	34
3.5.	Kesimpulan dan Saran.....	34
BAB IV PEMBAHASAN		35
4.1.	Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV.....	35
4.2.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator.....	39
4.2.1.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%.....	39
4.2.2.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%.....	45
4.3.	Simulasi dan Analisis Kinerja Parameter <i>Particle Swarm Optimization</i>	50
4.3.1.	Simulasi Parameter <i>Particle Swarm Optimization</i> untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank.....	51

4.3.2.	Simulasi Parameter <i>Particle Swarm Optimization</i> untuk Optimasi Penempatan TCSC-TCPST.....	51
4.4.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO.....	52
4.4.1.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%.....	52
4.4.2.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%.....	59
4.5.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO.....	66
4.5.1.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%.....	67
4.5.2.	Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%.....	74
4.6.	Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan.....	81
4.6.1.	Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi yang Diterapkan.....	81
4.6.2.	Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi yang Diterapkan.....	85
4.7.	Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	88
4.7.1.	Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator.....	92
4.7.2.	Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO.....	98
4.7.3.	Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO.....	105

4.7.4. Perbandingan Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi yang Diterapkan 112

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN..... 116

5.1. Kesimpulan..... 116

5.2. Saran..... 116

DAFTAR PUSTAKA..... 117

LAMPIRAN 119



DAFTAR TABEL

No	Judul	Halaman
Tabel 2. 1.	Batasan Tegangan pada Jaringan Transmisi.....	5
Tabel 3. 1.	Data Parameter TCSC dan TCPST	31
Tabel 4. 1.	Jenis-jenis Bus pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV	35
Tabel 4. 2.	Data Saluran Transmisi Jawa Madura Bali 500 kV.....	37
Tabel 4. 3.	Data Beban Sistem Jawa Madura Bali 500 kV.....	38
Tabel 4. 4.	Data Pembangkitan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV.....	39
Tabel 4. 5.	Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%	40
Tabel 4. 6.	Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%	41
Tabel 4. 7.	Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%	45
Tabel 4. 8.	Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%	47
Tabel 4. 9.	Hasil Pengujian Parameter PSO untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank	51
Tabel 4. 10.	Hasil Pengujian Parameter PSO untuk Optimasi Penempatan TCSC-TCPST	52
Tabel 4. 11.	Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	53
Tabel 4. 12.	Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	53
Tabel 4. 13.	Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%	54
Tabel 4. 14.	Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	55



Tabel 4. 15. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	60
Tabel 4. 16. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	60
Tabel 4. 17. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%	61
Tabel 4. 18. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi pada Pembebanan 75%	62
Tabel 4. 19. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	67
Tabel 4. 20. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	67
Tabel 4. 21. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC dan TCPST menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%	68
Tabel 4. 22. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi pada Pembebanan 100%.....	70
Tabel 4. 23. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	74
Tabel 4. 24. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	75
Tabel 4. 25. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC dan TCPST menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%	76
Tabel 4. 26. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi pada Pembebanan 75%.....	77
Tabel 4. 27. Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi	84
Tabel 4. 28. Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi	87
Tabel 4. 29. Jenis-jenis Bus pada Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	88
Tabel 4. 30. Data Saluran Transmisi Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	90
Tabel 4. 31. Data Pembebanan Sistem Standar IEEE 30 Bus	91
Tabel 4. 32. Data Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	92
Tabel 4.33. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator.....	92

Tabel 4. 34. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator.....	94
Tabel 4. 35. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO	99
Tabel 4. 36. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	100
Tabel 4. 37. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO.....	101
Tabel 4. 38. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO.....	106
Tabel 4. 39. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC-TCPST menggunakan PSO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus.....	107
Tabel 4. 40. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO.....	108
Tabel 4. 41. Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi.....	114



DAFTAR GAMBAR

No	Judul	Halaman
Gambar 2. 1.	Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Pendek	6
Gambar 2. 2.	Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Menengah	6
Gambar 2. 3.	Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Panjang	7
Gambar 2. 4.	Tipikal Bus dari Sebuah Sistem Tenaga	9
Gambar 2. 5.	Pemodelan Saluran Transmisi untuk Perhitungan Aliran Daya	11
Gambar 2. 6. (a)	Daya Aktif pada Keseimbangan Daya Bus i	14
Gambar 2. 7.	Diagram Alir Perhitungan Aliran Daya dengan <i>Newton-Raphson</i>	15
Gambar 2. 8.	Rangkaian Sederhana TCSC Satu Fasa	17
Gambar 2. 9.	Reaktansi Ekuivalen (X_{eq}) TCSC.....	18
Gambar 2. 10.	Model TCSC pada Saluran Transmisi	18
Gambar 2. 13.	Konfigurasi Dasar TCPST	20
Gambar 2. 14.	Rangkaian Ekuivalen Phase Shifter	21
Gambar 2. 15. (a)	Pemodelan TCPST (b) Diagram Ekuivalen TCPST.....	22
Gambar 2. 16.	Model Injeksi TCPST	22
Gambar 2. 17.	Model TCPST Pada Saluran Transmisi	23
Gambar 2. 18 (a)	Rangkaian Ekuivalen Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	24
Gambar 2. 19.	Diagram Alir PSO.....	26
Gambar 3. 1.	Diagram Alir Metode Penelitian.....	29
Gambar 3. 2.	Konfigurasi Partikel FACTS <i>Devices</i>	30
Gambar 3. 3.	Diagram Alir Program Simulasi PSO	32
Gambar 4. 1.	<i>Single Line Diagram</i> Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV..	36
Gambar 4. 2.	Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%	41
Gambar 4. 3.	Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%	44
Gambar 4. 4.	Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%	44

Gambar 4. 5. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%	46
Gambar 4. 6. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%	49
Gambar 4. 7. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%	50
Gambar 4. 8. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100% .	55
Gambar 4. 9. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 100%	58
Gambar 4. 10. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 100%	58
Gambar 4. 11. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%	59
Gambar 4. 12. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75% ...	62
Gambar 4. 13. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 75%	65
Gambar 4. 14. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 75%	65
Gambar 4. 15. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%	66
Gambar 4. 16. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	69
Gambar 4. 17. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 100%	72
Gambar 4. 18. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 100%	73
Gambar 4.19. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%	73
Gambar 4. 20. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	76

Gambar 4. 21. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 75%	79
Gambar 4. 22. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 75%	80
Gambar 4. 23. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%	81
Gambar 4. 24. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi	82
Gambar 4. 25. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi	83
Gambar 4. 26. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi	84
Gambar 4. 27. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi	85
Gambar 4. 28. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi	86
Gambar 4. 29. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi	87
Gambar 4. 30. <i>Single Line Diagram</i> Sistem Standar IEEE 30 Bus	89
Gambar 4. 31. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator	94
Gambar 4. 32. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator	97
Gambar 4. 33. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator	98
Gambar 4. 34. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO	100
Gambar 4. 35. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	104
Gambar 4. 36. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	104
Gambar 4. 37. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Standar IEEE 30 Bus	105

Gambar 4. 38. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO	107
Gambar 4. 39. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST	111
Gambar 4. 40. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST	111
Gambar 4. 41. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Standar IEEE 30 Bus	112
Gambar 4. 42. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi	113
Gambar 4. 43. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi	114
Gambar 4. 44. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi	115



DAFTAR LAMPIRAN

No	Judul	Halaman
Lampiran 1	Listing Program Aliran Daya Metode <i>Newton Raphson</i>	119
Lampiran 2	Listing Program Utama Optimasi Penempatan TCSC dan TCPST dengan Metode <i>Particle Swarm Optimization</i>	128
Lampiran 3	Listing Program Utama Optimasi Penempatan Kapasitor Bank dengan Metode <i>Particle Swarm Optimization</i>	132
Lampiran 4	Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	136
Lampiran 5	Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	138
Lampiran 6	Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%	140
Lampiran 7	Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%	142

RINGKASAN

Paramita Dwi Putri Pranyata, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, April 2014, *Optimasi Penempatan dan Kapasitas Multi FACTS Devices pada Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization (PSO)*, Dosen Pembimbing Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D. dan Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.

Peningkatan jumlah penduduk di Indonesia turut meningkatkan angka beban yang harus ditanggung oleh sistem tenaga listrik. Seiring dengan bertambahnya beban, bertambah pula kebutuhan jumlah pembangkitan dan jumlah saluran transmisi yang dapat membuat sistem menjadi kompleks, rentan terhadap gangguan, dan juga berdampak pada bervariasinya level tegangan pada gardu induk. Oleh karenanya dibutuhkan sistem kompensasi daya yang dapat mengikuti perubahan tegangan tersebut. Penelitian ini bertujuan untuk memberikan solusi dalam memperbaiki profil tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem tenaga listrik dengan menggunakan peralatan *Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS)*.

Pada penelitian ini digunakan dua buah FACTS yaitu *Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)* yang dikoordinasikan dengan *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST)* untuk meningkatkan nilai kapabilitas sistem tenaga. TCSC dan TCPST dipasang secara seri pada saluran transmisi. Tujuan utama pemasangan TCSC digunakan untuk mengkompensasi reaktansi dari saluran transmisi dan TCPST berfungsi sebagai pengendali aliran daya aktif dengan menitikberatkan pada pengaturan sudut fasa tegangan. Untuk mendapatkan level tegangan sesuai dengan yang diijinkan dan rugi daya aktif yang minimum pada sistem tenaga listrik, lokasi dan kapasitas TCSC dan TCPST harus dioptimalkan. Solusi agar didapatkan hasil optimasi yang baik digunakan metode *Particle Swarm Optimization (PSO)*. Pengujian pada penelitian ini diaplikasikan pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan dua macam pembebanan yaitu 75% dan 100%. Selain itu keefektifan penempatan kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST dievaluasi berdasarkan kualitas solusi untuk mengurangi rugi daya pada saluran transmisi.

Hasil yang diperoleh dari simulasi pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV menunjukkan bahwa solusi penempatan dan penentuan rating optimal TCSC dan TCPST yang dioptimasi oleh PSO lebih efektif daripada penempatan dan penentuan rating optimal kapasitor bank yang dioptimasi oleh PSO. Dengan penempatan TCSC dan TCPST mampu mengurangi rugi daya aktif sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV hingga 15,883 MW atau sebesar 10,28% pada beban 100% dan 3,179 MW atau sebesar 3,867% pada beban 75% dengan tetap menjaga nilai tegangan pada batas tegangan yang diijinkan yaitu $1 \pm 5\%$ p.u. Penempatan kapasitor bank hanya mampu mengurangi hingga 8,847 MW atau sebesar 5,727% pada beban 100% dan 2,206 MW atau sebesar 2,684% pada beban 75% dengan tetap menjaga nilai tegangan pada batas tegangan yang diijinkan yaitu $1 \pm 5\%$ p.u.

Kata kunci : kapasitor bank, PSO, TCPST, TCSC

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pada saat ini kebutuhan energi listrik merupakan hal yang mutlak harus terpenuhi dalam kehidupan manusia. Energi listrik digunakan untuk menyuplai beban-beban listrik. Dalam hal pemenuhan kebutuhan beban tersebut selain membutuhkan keandalan sistem yang baik juga harus memperhatikan kemampuan (*capability*) dari sistem tenaga listrik baik dari sisi pembangkit, saluran transmisi hingga saluran distribusi. Untuk menjaga keandalan sistem agar dapat menyalurkan daya dengan baik dan dapat memenuhi kebutuhan beban diperlukan perhitungan aliran daya dan rugi daya pada saluran transmisi yang tepat sehingga dapat diperkirakan besarnya kebutuhan pembangkitan oleh generator.

Pertumbuhan jumlah penduduk di Indonesia tiap tahun semakin meningkat sehingga membawa dampak bagi sistem tenaga listrik. Peningkatan jumlah penduduk turut meningkatkan angka beban yang harus ditanggung oleh sistem tenaga listrik. Menurut data dari Badan LIPI bidang Energi, per tahun 2000 jumlah beban yang ada di Indonesia sebesar 122.603 GWh / tahun dengan total daya yang dihasilkan pembangkit adalah 37.860 MW. Pada tahun 2010 total beban adalah 258.747 GWh / tahun dan total pembangkitan adalah 68.760 MW. Dapat disimpulkan bahwa dalam kurun waktu 10 tahun jumlah peningkatan beban adalah 52,62 % dan peningkatan pembangkitan adalah 44,94 %.

Seiring dengan bertambahnya beban, bertambah pula kebutuhan jumlah pembangkitan dan jumlah saluran transmisi. Semakin banyak jumlah saluran transmisi dan pembangkitan dapat membuat sistem semakin kompleks dan sangat rentan terhadap gangguan. Perubahan beban, komposisi unit pembangkit yang beroperasi serta perubahan konfigurasi jaringan akan berdampak pada bervariasinya level tegangan pada gardu induk (Hastanto, 2012). Pada umumnya gardu-gardu yang berada jauh dari pembangkit akan mengalami penurunan level tegangan cukup besar. Oleh karenanya dibutuhkan sistem kompensasi daya yang dapat mengikuti perubahan tegangan tersebut.

Beberapa cara untuk menstabilkan level tegangan dan mengurangi rugi daya antara lain dengan menempatkan peralatan konvensional kapasitor bank (*fixed capacitor*) atau dengan menggunakan peralatan *Flexible Alternating Current Transmission System* (FACTS). Fungsi kapasitor bank adalah untuk memasok daya reaktif sehingga dapat memperbaiki faktor daya, mengurangi drop tegangan, dan mengurangi kerugian daya pada saluran transmisi. Sedangkan FACTS adalah suatu komponen pada sistem transmisi arus

bolak-balik yang menggunakan kontrol elektronika daya berupa thyristor untuk melakukan kontrol *switching* yang dapat mengkompensasi drop tegangan dan meningkatkan kemampuan transfer daya.

Banyak penelitian yang dilakukan untuk menerapkan peralatan FACTS dalam mengatasi berbagai permasalahan yang terkait dengan sistem tenaga listrik. I Made Wartana dan Irrine Budi Sulistiawati menggunakan metode Algoritma Genetika dalam pengoptimalan lokasi penempatan TCSC dan TCPST (Wartana & Sulistiawati, 2005). Frisky Alfarizy menggunakan *Quantum Behaved Particle Swarm Optimization* dalam pengoptimalan penempatan TCSC dan SVC untuk pembebanan maksimum (Alfarizy, 2012) sedangkan Rillya Yulyardhita menggunakan *Quantum Behaved Particle Swarm Optimization* dalam pengoptimalan lokasi dan rating TCPST pada sistem JAMALI 500 kV (Yulyardhita, 2013). Beberapa penelitian yang telah disebutkan menunjukkan bahwa FACTS dapat digunakan untuk memperbaiki aliran daya, termasuk mengurangi rugi daya.

Keuntungan FACTS dibandingkan dengan kapasitor bank yaitu FACTS dapat beroperasi secara dinamis, dapat merespon lebih baik, fleksibel, dan aman. Dalam penelitian ini digunakan *multi FACTS devices* artinya peralatan FACTS yang digunakan berjumlah lebih dari satu jenis yaitu TCSC yang akan dikoordinasikan dengan TCPST untuk meningkatkan nilai kapabilitas sistem tenaga. TCSC dan TCPST dipasang secara seri pada saluran transmisi. Tujuan utama pemasangan TCSC digunakan untuk mengkompensasi reaktansi dari saluran transmisi dan TCPST berfungsi sebagai pengendali aliran daya aktif dengan menitikberatkan pada pengaturan sudut fasa tegangan antara sisi kirim dan sisi terima. Keefektifan penempatan kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST akan dievaluasi berdasarkan kualitas solusi untuk mengurangi rugi daya pada saluran transmisi.

Permasalahan umum yang terjadi dalam sebuah sistem adalah penentuan lokasi dan rating optimal dari peralatan FACTS. Salah satu metode untuk menyelesaikan permasalahan optimasi adalah dengan menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO). PSO merupakan metode algoritma yang mengadopsi tingkah laku sosial pada kawanan burung yang terbang bersama-sama untuk mencari makanan. Metode optimasi PSO dapat menunjukkan performa lebih baik untuk masalah optimasi penempatan FACTS dibandingkan dengan metode optimasi lainnya seperti *Evolutionary Programming* (Jumaat, dkk, 2012) dan Algoritma Genetika. PSO dapat mencapai solusi terbaik dengan jumlah iterasi yang lebih sedikit dibandingkan Algoritma Genetika pada jumlah populasi yang sama (El-Dib, dkk, 2006). Metode ini digunakan untuk menentukan lokasi dan rating

yang paling optimal untuk penempatan peralatan kompensator agar dapat mengendalikan aliran daya pada saluran transmisi.

1.2. Rumusan Masalah

Mengacu pada permasalahan yang diuraikan dalam latar belakang, maka rumusan masalah yang ada pada Optimasi Penempatan dan Kapasitas Multi FACTS *Devices* pada Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Metode *Particle Swarm Optimization* (PSO) adalah:

1. Menentukan lokasi penempatan yang optimal untuk TCSC dan TCPST pada saluran transmisi sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV menggunakan metode PSO.
2. Menentukan rating yang optimal untuk TCSC dan TCPST menggunakan metode PSO.
3. Menganalisis rugi-rugi daya dan tegangan pada tiap bus sistem antara sistem tanpa penempatan peralatan kompensator, sistem dengan penempatan kapasitor bank, dan sistem dengan penempatan TCSC-TCPST.

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah yang diajukan dalam penelitian ini antara lain :

1. Metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan adalah metode PSO.
2. Analisis dilakukan pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV, tidak menggunakan parameter faktor daya, dan tidak memperhitungkan pertumbuhan beban di masa mendatang.
3. Pengaruh harmonisa yang timbul pada sistem karena adanya komponen elektronika daya diabaikan.
4. Tidak membahas faktor biaya yang berkaitan dengan penempatan kompensator pada sistem tenaga listrik.
5. Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan metode Newton Raphson.

1.4. Tujuan

Tujuan penelitian ini adalah memberikan solusi dalam optimalisasi penempatan dan rating TCSC-TCPST untuk memperbaiki profil tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV.

1.5. Manfaat

Hasil yang diperoleh dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi terhadap perkembangan sistem kelistrikan, khususnya pada permasalahan yang berkaitan dengan TCSC-TCPST untuk mengkompensasi rugi-rugi daya dan memperbaiki profil tegangan pada sistem tenaga listrik.

1.6. Sistematika Pembahasan

Sistematika pembahasan yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah:

BAB I : PENDAHULUAN

Memuat latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan, dan sistematika penulisan penelitian.

BAB II : TINJAUAN PUSTAKA

Berisi tentang tinjauan pustaka yang digunakan sebagai dasar penelitian yang akan dilakukan, meliputi: representasi sistem transmisi, teori aliran daya (*load flow*) dengan Newton Raphson, kapasitor bank, TCSC, TCPST, dan metode PSO.

BAB III : METODOLOGI

Memberikan penjelasan tentang metode yang digunakan dalam penelitian ini yang terdiri dari metode studi literatur, pengumpulan data, pengolahan data, analisis data serta pengambilan kesimpulan.

BAB IV : PEMBAHASAN

Berisi hasil aliran daya sebelum penempatan peralatan kompensasi, hasil simulasi setelah penempatan kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC-TCPST pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV dengan metode algoritma *Particle Swarm Optimization* (PSO) dan analisis terhadap rugi-rugi daya dan tegangan pada tiap bus saluran transmisi.

BAB VI : KESIMPULAN DAN SARAN

Berisi kesimpulan yang diperoleh dari hasil analisis dan saran untuk penelitian selanjutnya.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini dipaparkan tinjauan pustaka tentang optimasi penempatan dan rating multi FACTS *devices* yaitu TCSC dan TCPST menggunakan metode PSO untuk memperbaiki profil tegangan dan mengurangi rugi-rugi daya pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV. Referensi pustaka yang akan dijelaskan antara lain mengenai representasi sistem transmisi, studi aliran daya Newton Raphson, kapasitor bank, FACTS *devices*, dan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO).

2.1. Representasi Sistem Transmisi

Proses penyaluran daya pada sistem tenaga listrik diawali dari pembangkitan, kemudian disalurkan melalui sistem jaringan transmisi, lalu disalurkan kepada pelanggan distribusi. Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia mengenai aturan jaringan sistem tenaga listrik pada tahun 2007, karakteristik unjuk kerja jaringan transmisi harus memenuhi persyaratan-persyaratan :

- a. Frekuensi nominal 50 Hz, diusahakan tidak lebih rendah dari 49,5 Hz atau lebih tinggi dari 50,5 Hz, dan selama keadaan darurat (*emergency*) dan gangguan, frekuensi sistem diijinkan turun hingga 47,5 Hz atau naik hingga 52 Hz.
- b. Tegangan sistem harus dipertahankan dalam batasan yang dituliskan dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Batas Tegangan pada Jaringan Transmisi

Tegangan Nominal	Batas Atas	Batas Bawah
500 kV	+5%	-5%
150 kV	+5%	-10%
70 kV	+5%	-10%
20 kV	+5%	-10%

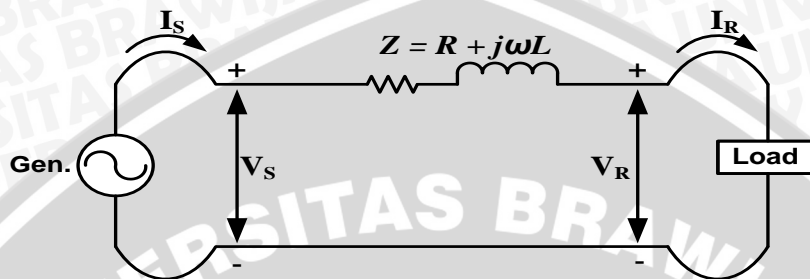
Sumber : Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (2007:7)

- c. Faktor daya ($\cos \phi$) pada jaringan transmisi sebesar 0,85 *lagging*.

Setiap saluran transmisi dapat didekati dengan ukuran panjangnya, yaitu panjang, menengah, dan pendek berdasarkan kriteria sebagai berikut (Grainger & Stevenson, 1994:195) : saluran dengan panjang kurang dari 80 km (50 mil) dikategorikan sebagai saluran pendek, saluran dengan panjang antara 80 km (50 mil) dan 240 km (150 mil)

dikategorikan sebagai saluran menengah, dan saluran yang panjangnya lebih dari 240 km (150 mil) dikategorikan sebagai saluran panjang.

Pada saluran pendek, nilai parameter kapasitansi shunt dapat diabaikan dan hanya perlu memperhitungkan resistansi seri R dan induktansi seri L untuk seluruh panjang saluran. Pemodelan atau rangkaian ekuivalen untuk saluran transmisi pendek ditunjukkan pada Gambar 2.1.



Gambar 2. 1. Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Pendek
 Sumber : Grainger & Stevenson (1994:196)

Berdasarkan Gambar 2.1, I_s dan I_r merupakan arus pada ujung pengirim dan ujung penerima dalam ampere sedangkan V_s dan V_r adalah tegangan saluran ke netral pada ujung pengirim dan penerima dalam volt. Besar arus pada ujung pengirim dan penerima adalah sama, sesuai pada Persamaan (2-1).

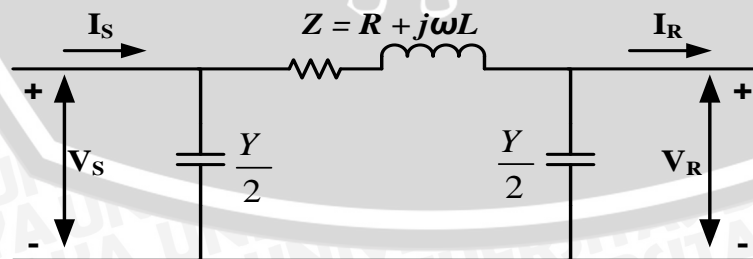
$$I_s = I_r \tag{2-1}$$

Tegangan pada ujung pengirim dituliskan pada Persamaan (2-2).

$$V_s = V_r + I_r Z \tag{2-2}$$

Dimana $Z = R + j\omega L$ adalah impedansi seri keseluruhan saluran dalam Ohm.

Pada saluran transmisi menengah, keseluruhan admitansi shunt saluran dibagi dua sama besar dan ditempatkan masing-masing pada ujung pengirim dan penerima. Rangkaian ekuivalen saluran transmisi menengah ditunjukkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2. 2. Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Menengah
 Sumber : Grainger & Stevenson (1994:201)

Arus pada kapasitansi pada sisi terima didapatkan pada Persamaan (2-3).

$$I_{CR} = V_r \cdot \frac{Y}{2} \tag{2-3}$$

Sedangkan arus pada cabang seri didapatkan dengan Persamaan (2-4).

$$I_{\text{seri}} = I_R + I_{\text{CR}} = I_R + V_R \cdot \frac{Y}{2} \quad (2-4)$$

Tegangan pada ujung sisi kirim diperoleh dengan Persamaan (2-5).

$$V_S = I_{\text{seri}}Z + V_R \quad (2-5)$$

$$V_S = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) V_R + ZI_R \quad (2-6)$$

Arus pada sisi kirim diperoleh dengan Persamaan (2-7).

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) I_R \quad (2-7)$$

Persamaan-persamaan untuk tegangan dan arus pada sisi terima dapat dinyatakan dalam bentuk umum pada Persamaan (2-8) dan (2-9):

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2-8)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2-9)$$

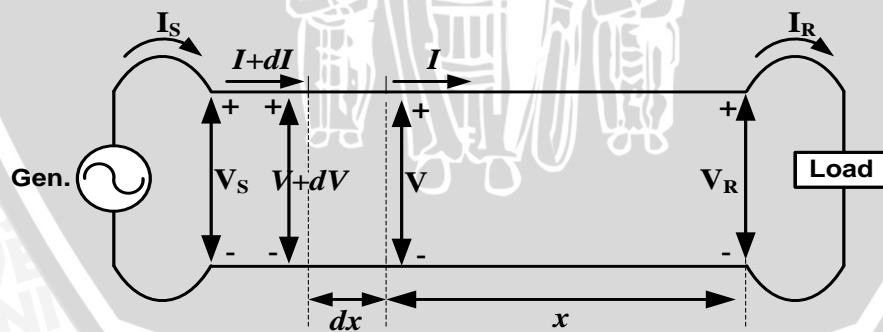
Dengan konstanta-konstanta rangkaian umum ABCD untuk saluran transmisi dituliskan pada Persamaan (2-10) sampai (2-12):

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (2-10)$$

$$B = Z \quad (2-11)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \quad (2-12)$$

Untuk penyelesaian yang teliti dari saluran transmisi yang masuk ke dalam kategori saluran panjang, maka parameter rangkaian diasumsikan tersebar secara merata sepanjang saluran. Gambar 2.3 memperlihatkan rangkaian ekuivalen untuk saluran transmisi panjang.



Gambar 2. 3. Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Panjang
Sumber : Grainger & Stevenson (1994:201)

Persamaan (2-13) dan (2-14) yaitu arus dan tegangan pada saluran transmisi panjang dinyatakan sebagai berikut :

$$V = V_R \cosh \gamma x + I_R Z_C \sinh \gamma x \quad (2-13)$$

$$I = I_R \cosh \gamma x + \frac{V_R}{Z_C} \sinh \gamma x \quad (2-14)$$

Dengan V_R adalah tegangan pada sisi terima dalam volt, I_R adalah arus pada sisi terima dalam ampere, Z_C adalah perbandingan impedansi dan admitansi saluran ($\sqrt{Z/Y}$) dalam ohm, dan γ adalah konstanta redaman.

2.2. Analisis Aliran Daya

Studi aliran daya merupakan bagian yang penting dalam sebuah sistem tenaga listrik. Dengan ini dapat diketahui sudut dan besar tegangan pada tiap bus, impedansi saluran, daya aktif, dan daya reaktif yang mengalir pada saluran transmisi. Besaran tersebut berguna untuk mengevaluasi kinerja suatu sistem tenaga listrik dan juga menganalisis kondisi pembangkitan, saluran transmisi, dan beban dalam kondisi normal hingga kondisi saat mengalami ketidakstabilan. Untuk itu dibutuhkan studi aliran daya sehingga diketahui kondisi sebenarnya dari suatu sistem tenaga listrik.

Pada umumnya permasalahan yang timbul dari studi aliran daya adalah ketika beban antara fasa satu dengan lainnya tidak seimbang. Oleh karena itu dalam penyelesaian studi aliran daya, sistem diasumsikan dalam keadaan stabil, beban seimbang antar fasa, dan tidak mengalami gangguan sehingga perhitungannya dalam satu fasa (Saadat, 1999:189).

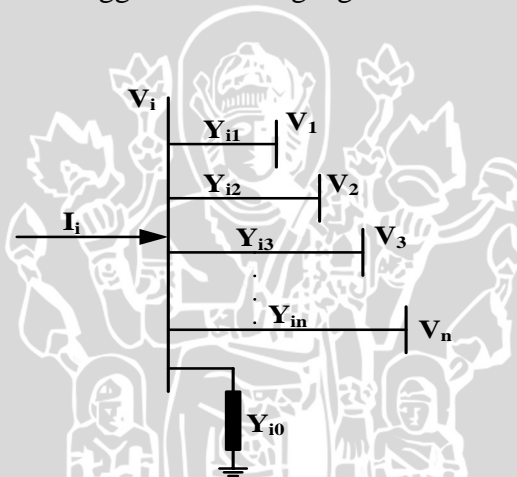
Perhitungan aliran daya mencakup tegangan, daya aktif, daya reaktif, daya total yang mengalir pada saluran transmisi atau antar bus hingga daya aktif dan reaktif yang dihasilkan oleh generator atau pembangkitan. Bus yang dimaksudkan terbagi menjadi tiga bagian, yaitu :

1. *Slack bus* atau disebut juga *swing bus* / bus referensi. Pada bus ini nilai tegangan dipertahankan (Magnitude tegangan sebesar $1 \angle 0^\circ$). Dalam suatu sistem tenaga listrik ditetapkan 1 bus sebagai penyuplai kekurangan daya yang dibangkitkan oleh bus-bus pembangkitan yang lain. Rugi-rugi daya tidak dapat diprediksi juga beban yang terus mengalami fluktuasi dan daya P dan Q yang dikirim bus ini berubah-ubah sesuai dengan kekurangan daya yang dialami.
2. Bus Generator atau disebut juga *Voltage Controlled Bus* merupakan bus penyuplai daya aktif dan reaktif yang ditetapkan. Berbeda dengan *Slack bus*, bus ini menyuplai penuh berdasarkan ketetapan. Daya P dan Q tidak berubah-ubah, sehingga nilai tegangan pada bus ini berubah-ubah.
3. *Load bus* atau bus beban merupakan bus tempat beban-beban. Besar nilai beban tidak dapat ditentukan tetapi biasanya pada studi aliran daya diambil nilai beban puncak sebagai data.

Untuk kebutuhan studi aliran daya, terdapat data-data dari bus dan data dari saluran transmisi pada sebuah sistem tenaga listrik. Data-data yang terdapat pada tiap-tiap bus meliputi : magnitude tegangan dalam p.u., sudut tegangan (θ), besar pembebanan yang terdiri dari daya aktif (P) dan daya reaktif (Q), besar pembangkitan yang terdiri dari daya aktif (P), daya reaktif (Q), Qmin, dan Qmax. Sedangkan data-data yang terdapat pada saluran transmisi meliputi : resistansi saluran transmisi dalam p.u., reaktansi saluran transmisi dalam p.u., tap trafo (biasanya bernilai 1), dan rating tegangan dalam kilo volt (kV).

2.2.1. Persamaan Aliran Daya

Gambaran sederhana dari tipikal bus pada sistem tenaga dapat dilihat pada Gambar 2.4. Pada gambar tersebut dijabarkan proses aliran arus dari bus dengan melewati admitansi pada masing-masing bus dan menggambarkan tegangan bus dan tegangan pada tiap-tiap saluran transmisi.



Gambar 2. 4. Tipikal Bus dari Sebuah Sistem Tenaga
Sumber : Saadat (1999:209)

Dalam suatu analisis sistem daya umumnya digunakan sistem per unit untuk menormalisasi variabel pada sistem selain itu sistem per unit menyediakan komputasi yang lebih sederhana dengan mengeliminasi satuan dan mengekspresikan kuantitas pada sistem dalam bentuk rasio tanpa dimensi. Pernyataan diatas dapat ditunjukkan dalam Persamaan (2-15) (Kundur, 1994):

$$\text{nilai per unit} = \frac{\text{nilai sebenarnya}}{\text{nilai dasar}} \tag{2- 15}$$

Nilai impedansi dasar dapat dinyatakan dalam Persamaan (2-16) :

$$Z_{\text{Base}} = \frac{(\text{kV}_{\text{Dasar_Line-Netral}})^2 \times 1000}{\text{kVA}_{\text{Dasar_1}\phi}} \tag{2-16}$$

Dimana $\text{kVA}_{\text{Dasar_1}\phi}$ adalah daya dasar satu fasa dalam kilo volt ampere, $\text{kV}_{\text{Dasar_Line - Netral}}$ adalah tegangan dasar saluran ke netral dalam kilo volt.

Dari Gambar 2.4, nilai dari tegangan bus dan arus dapat diwakili dengan persamaan-persamaan matriks admitansi sebagai berikut (Saadat, 1999:189) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2-17)$$

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (2-18)$$

Dengan n adalah jumlah total *node*, Y_{ii} adalah nilai admitansi dari *node* i , Y_{ij} adalah nilai admitansi dari *node* i dan j , V_i adalah tegangan pada *node* i , dan I_i adalah arus yang mengalir pada *node* i .

Dari Persamaan (2-17) diatas, maka nilai arus dapat dicari dengan menggunakan hukum Kirchoff sebagai berikut (Saadat, 1999:208) :

$$I_i = Y_{i0} V_i + Y_{i1} (V_i - V_1) + Y_{i2} (V_i - V_2) + Y_{i3} (V_i - V_3) + \dots + Y_{in} (V_i - V_n) \quad (2-19)$$

$$I_i = (Y_{i0} + Y_{i1} + Y_{i2} + Y_{i3} \dots + Y_{in})V_i - Y_{i1}V_1 - Y_{i2}V_2 - Y_{i3}V_3 - \dots - Y_{in}V_n \quad (2-20)$$

Sehingga dapat disederhanakan menjadi :

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j, \quad j \neq i \quad (2-21)$$

Untuk mencari persamaan daya aktif dan reaktif yang mengalir pada Gambar 2.4 dapat dicari melalui Persamaan (2-22):

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2-22)$$

atau dapat juga diubah menjadi Persamaan (2-23):

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2-23)$$

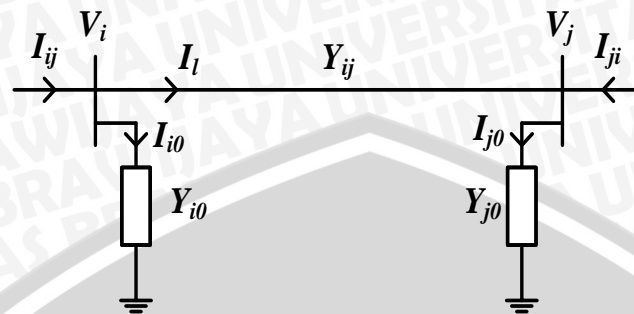
Substitusi Persamaan (2-21) dan Persamaan (2-23) sehingga didapatkan hubungan persamaan antara daya aktif dan daya reaktif dengan admitansi pada saluran transmisi sebagai berikut :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n Y_{ij} - \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j, \quad j \neq i \quad (2-24)$$

Dari Persamaan (2-24) diketahui bahwa untuk mencari nilai aliran daya pada bus i dibutuhkan adanya iterasi karena merupakan persamaan aljabar yang non-linear.

2.2.2. Perhitungan Aliran Daya dan Rugi-Rugi Daya pada Saluran

Untuk perhitungan aliran daya, diasumsikan aliran daya terjadi antara dua buah bus (i dan j) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.5.



Gambar 2. 5. Pemodelan Saluran Transmisi untuk Perhitungan Aliran Daya
Sumber : Saadat (1999:212)

Dari Gambar 2.5, dimisalkan bahwa arus yang mengalir dari bus i menuju bus j atau arus I_{ij} bila ditinjau dari bus j maka arus tersebut bernilai positif, sehingga didapatkan Persamaan (2-25):

$$I_{ij} = I_l + I_{i0} = Y_{ij}(V_i - V_j) + Y_{i0}V_i \quad (2-25)$$

Apabila ditinjau dari sisi bus i, maka arus yang mengalir bernilai negatif seperti pada Persamaan (2-26):

$$I_{ji} = -I_l + I_{j0} = Y_{ij}(V_j - V_i) + Y_{j0}V_j \quad (2-26)$$

Persamaan daya kompleks S_{ij} dari bus i menuju ke bus j dan daya kompleks S_{ji} dari bus j menuju bus i adalah sebagai berikut :

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* = V_i(V_i^* - V_j^*)Y_{ij}^* + V_i V_i^* Y_{i0}^* \quad (2-27)$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* = V_j(V_j^* - V_i^*)Y_{ij}^* + V_j V_j^* Y_{j0}^* \quad (2-28)$$

Sehingga dapat diketahui besar rugi-rugi daya yang timbul pada saluran transmisi sebagai berikut :

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (2-29)$$

Dengan S_{Lij} adalah total rugi-rugi daya pada saluran transmisi dalam mega watt (MW), S_{ij} adalah nilai rugi-rugi saluran transmisi i-j, dan S_{ji} adalah nilai rugi-rugi saluran transmisi j-i.

2.2.3. Penyelesaian Aliran Daya dengan Metode Newton-Raphson

Secara umum metode Newton-Raphson hampir sama dengan metode Gauss-Seidel, akan tetapi metode Newton-Raphson lebih efisien dan praktis dalam menyelesaikan permasalahan studi aliran daya pada sistem tenaga yang besar. Jumlah iterasi yang dibutuhkan dalam melakukan penyelesaian perhitungan didasarkan pada ukuran sistem. Dalam permasalahan aliran daya, daya aktif dan magnitude tegangannya dispesifikasikan untuk bus generator sedangkan aliran daya diformulasikan dalam bentuk polar.

Dari Gambar 2.5 dapat dihitung arus yang masuk pada bus i yang dapat dituliskan kembali persamaannya menjadi :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2-30)$$

Dari Persamaan (2-30) diatas, apabila diubah dalam bentuk polar akan didapatkan Persamaan (2-31):

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2-31)$$

Dengan $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ dan δ_j adalah sudut tegangan pada bus j .

Persamaan daya kompleks pada bus i adalah :

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2-32)$$

Substitusi Persamaan (2-31) dan Persamaan (2-32) akan didapatkan persamaan :

$$P_i - jQ_i = (|V_i| \angle -\delta_i) (\sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j) \quad (2-33)$$

Sehingga apabila bagian real dan imajiner pada persamaan diatas dipisahkan, maka didapatkan persamaan berikut :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| |V_i| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-34)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| |V_i| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-35)$$

Dengan I_i adalah arus pada bus i , V_i merupakan tegangan pada bus i , V_j merupakan tegangan pada bus j , Y_{ij} adalah admitansi antara bus i dan j , P_i adalah daya aktif pada bus i , Q_i adalah daya reaktif pada bus i , θ_{ij} adalah sudut polar admitansi Y_{ij} , dan δ_j merupakan sudut tegangan V_j .

Dari kedua persamaan diatas, yaitu Persamaan (2-34) dan Persamaan (2-35) akan dikembangkan dengan Deret Taylor sehingga menjadi persamaan :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \right| \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \right| \\ \hline \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \right| \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \left| \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \right| \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (2-36)$$

Pada permasalahan ini, dimisalkan bahwa bus 1 merupakan *slack* bus. Matriks Jacobian memberikan hubungan yang linier antara perubahan sudut tegangan $\Delta \delta_i^{(k)}$ dan besar tegangan $\Delta |V_i^{(k)}|$ dan dengan perubahan pada daya aktif dan reaktif ($\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$). Elemen-elemen pada matriks Jacobian merupakan turunan parsial dari Persamaan (2-34) dan Persamaan (2-35) pada saat $\Delta \delta_i^{(k)}$ dan $\Delta |V_i^{(k)}|$, sehingga dapat dimodelkan seperti Persamaan (2-37) :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2-37)$$

Besarnya tegangan pada bus generator diketahui. Oleh karena itu, apabila sistem terdiri dari n bus, m bus generator, maka terdapat m persamaan yang menyangkut ΔV dan ΔQ pada kolom matriks Jacobian yang dihilangkan. Juga terdapat konstrain daya aktif yaitu n-1 dan konstrain daya reaktif n-1-m. Sedangkan ukuran matriks Jacobian adalah (2n-2-m) x (2n-2-m). Untuk elemen J_1 memiliki ukuran matriks (n-1) x (n-1), elemen J_2 memiliki ukuran (n-1) x (n-1-m), elemen J_3 memiliki ukuran (n-1-m) x (n-1), dan untuk elemen J_4 memiliki ukuran (n-1-m) x (n-1-m).

Persamaan diagonal dan off-diagonal dari elemen J_1 adalah :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-38)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = - |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (2-39)$$

Persamaan diagonal dan off-diagonal dari elemen J_2 adalah :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2 |V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-40)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (2-41)$$

Persamaan diagonal dan off-diagonal dari elemen J_3 adalah :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-42)$$

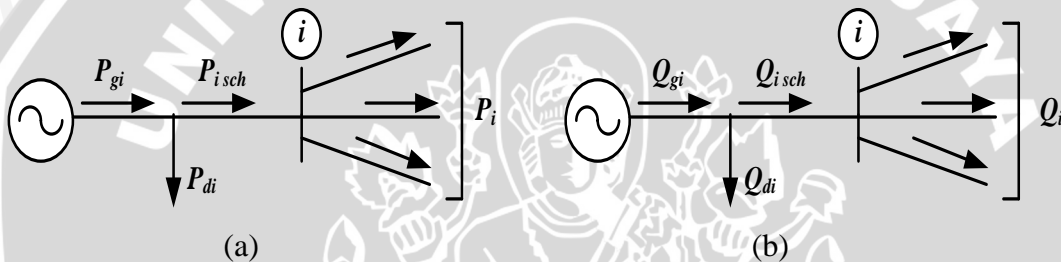
$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (2-43)$$

Persamaan diagonal dan off-diagonal dari elemen J_4 adalah :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2-44)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), j \neq i \quad (2-45)$$

Dalam Gambar 2.6 diperlihatkan aliran kesetimbangan daya pada bus i . Untuk mendapatkan persamaan daya *scheduling*, daya sisa (*power residual / power mismatch*) dan perhitungan baru untuk sudut fasa serta tegangan bus yang baru (Grainger & Stevenson, 1994:331).



Gambar 2. 6. (a) Daya Aktif pada Kesetimbangan Daya Bus i
 (b) Daya Reaktif pada Kesetimbangan Daya Bus i
 Sumber : Grainger & Stevenson (1994:331)

Dari Gambar 2.6 diatas, didapatkan persamaan daya scheduling sebagai berikut :

$$P_i^{sch} = P_{gi} - P_{di} \quad (2-46)$$

$$Q_i^{sch} = Q_{gi} - Q_{di} \quad (2-47)$$

Dengan P_{gi} adalah jumlah daya aktif yang dibangkitkan sistem dalam mega watt (MW), P_{di} adalah jumlah daya aktif beban dalam mega watt (MW), Q_{gi} adalah jumlah daya reaktif yang dibangkitkan sistem dalam mega volt ampere reaktif (MVAR), dan Q_{di} adalah jumlah daya reaktif beban dalam mega volt ampere reaktif (MVAR).

Persamaan untuk power mismatch adalah sebagai berikut :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (2-48)$$

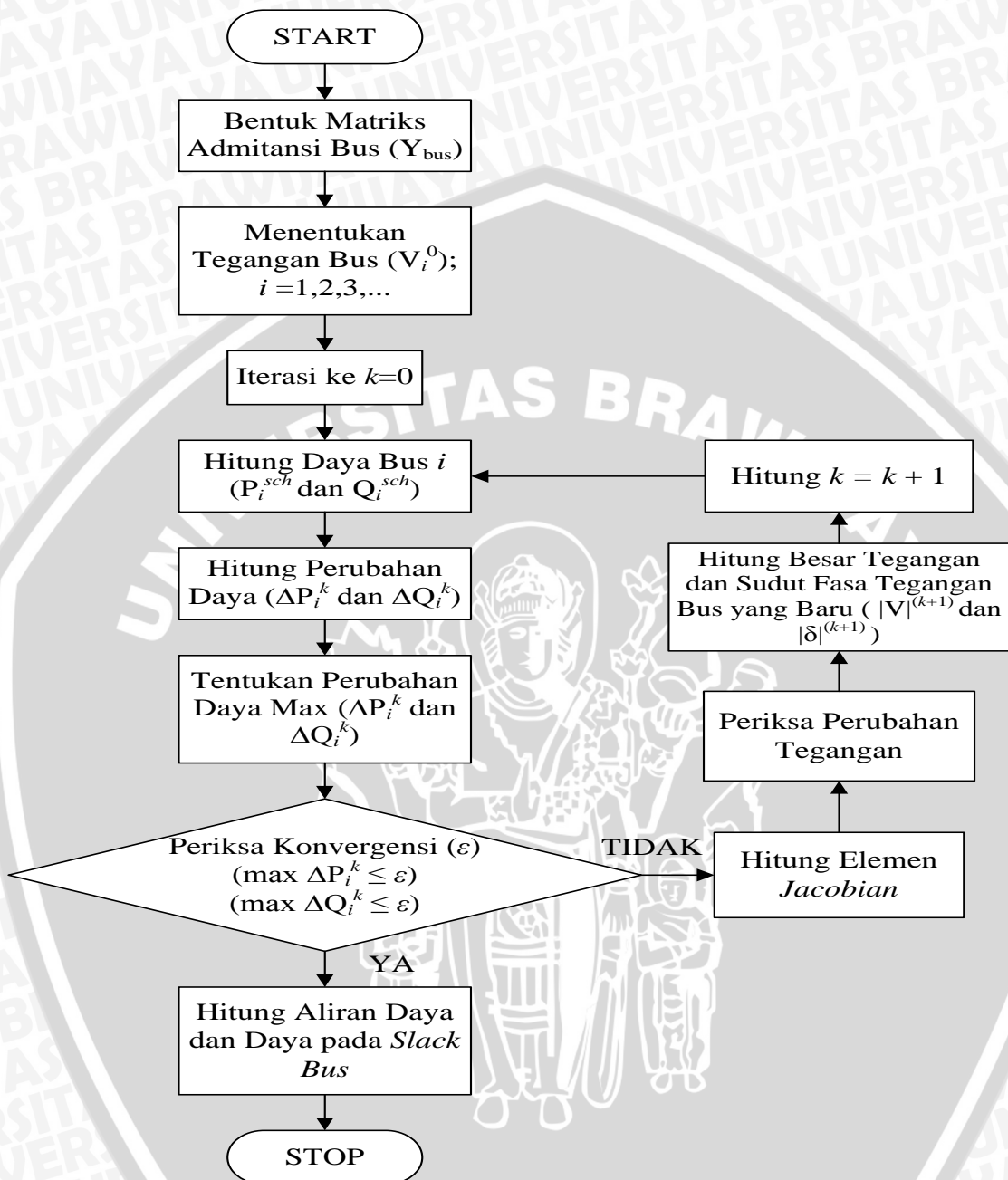
$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (2-49)$$

Sehingga didapatkan tegangan dan sudut baru, yaitu :

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2-50)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2-51)$$

Secara umum prosedur penyelesaian aliran daya dapat dilihat pada diagram alir Gambar 2.7.



Gambar 2. 7. Diagram Alir Perhitungan Aliran Daya dengan *Newton-Raphson*
 Sumber : Hastanto (2012)

Berdasarkan diagram alir pada Gambar 7.7 dapat diuraikan prosedur penyelesaian aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson adalah (Saadat, 1999:235) :

1. Membentuk sebuah matriks admitansi bus (Y_{bus})
2. Untuk *load* bus, P_i^{sch} dan Q_i^{sch} ditetapkan, magnitude tegangan dan sudut fasanya dibuat sama dengan nilai dari *slack* bus atau 1,0 dan 0,0. Sebagai contoh:

- $|V_i^{(0)}| = 1,0$ dan $\delta_i^{(0)} = 0,0$. Untuk generator bus, $|V_i|$ dan P_i^{sch} ditetapkan, sudut fasa dibuat sama dengan sudut fasa *slack* bus, sebagai contoh : $\delta_i^{(0)} = 0,0$.
3. Untuk *load* bus, $P_i^{(k)}$ dan $Q_i^{(k)}$ dihitung dengan menggunakan Persamaan (2-34) dan (2-35) sedangkan $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ dihitung dengan menggunakan Persamaan (2-48) dan (2-49).
 4. Untuk generator bus, $P_i^{(k)}$ dan $\Delta P_i^{(k)}$ dihitung dengan menggunakan persamaan (2-35) dan (2-48).
 5. Elemen-elemen matriks Jacobian ($J_1, J_2, J_3,$ dan J_4) dihitung dengan menggunakan persamaan (2-38) hingga (2-45).
 6. Persamaan linear (2-37) diselesaikan dengan faktorisasi *optimally ordered triangular* dan eliminasi Gauss.
 7. Magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru dihitung dengan menggunakan persamaan (2-50) dan (2-51).
 8. Proses ini diulangi sampai nilai dari $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ kurang dari nilai akurasi yang telah ditentukan.

2.3. FACTS Devices

Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) merupakan teknologi yang memakai konsep elektronika daya yang mampu mengendalikan aliran daya, rugi-rugi daya, dan jatuh tegangan pada sistem tenaga listrik. Berikut merupakan beberapa contoh peralatan FACTS dan fungsinya :

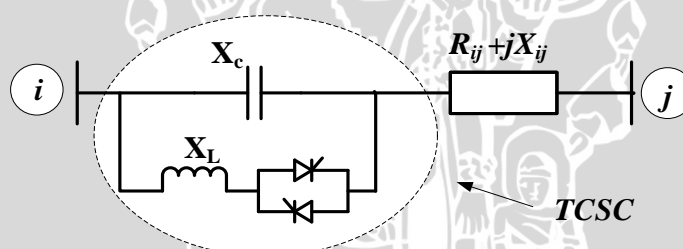
- a. *Thyristor-Controlled Phase Shifter Transformer* (TCPST) : kontroler ini merupakan aplikasi dari transformator dengan pergantian fasa yang diatur oleh thyristor agar memungkinkan untuk pergantian sudut fasa yang cepat.
- b. *Thyristor-Controlled Reactor* (TCR) : dihubungkan secara paralel dan digunakan untuk mengatur reaktansi saluran.
- c. *Thyristor-Controlled Series Capacitor* (TCSC) : merupakan pengembangan dari TCR serta dihubungkan secara paralel dengan kapasitor.
- d. *Static Compensator* (STATCOM) : *solid-state synchronous condenser* yang terhubung paralel dengan sistem AC. Digunakan untuk mengendalikan besar tegangan dan daya reaktif yang diinjeksikan pada bus.
- e. *Solid-State Series Controller* (SSSC) : kontroler yang sama dengan STATCOM dan dihubungkan secara seri dengan sistem AC. Digunakan untuk mengendalikan besar tegangan dan daya reaktif pada sisi terminal trafo.

- f. *Unified Power Flow Controller (UPFC)* : terdiri dari SSSC dan STATCOM. Digunakan untuk injeksi tegangan yang dapat dikendalikan, impedansi saluran transmisi, dan aliran daya aktif dan reaktif.

2.3.1. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

TCSC memiliki beberapa komponen yang mirip dengan TCR yaitu antara lain sebuah induktor yang seri dengan *thyristor bipolar*. Cara kerja thyristor adalah dengan melakukan pengaturan pada sudut penyalannya sehingga didapatkan beberapa variasi reaktansi induktif yang menyebabkan pertukaran daya reaktif yang cepat antara TCSC dan sistem (Alfarizy, 2012). TCSC dipasang paralel dengan sebuah kapasitor bank agar dapat mengkompensasi daya reaktif (Glanzmann & Andersson, 2004).

Pada prinsipnya TCSC dipasang secara seri dengan saluran transmisi. Pengaturan reaktansi saluran transmisi dapat dilakukan dengan mengendalikan reaktansi TCSC sehingga daya yang mengalir dapat ditingkatkan atau dengan kata lain peningkatan kapabilitas saluran transmisi. Pada Gambar 2.8 terlihat bahwa TCSC merupakan kombinasi antara komponen TCR dengan kapasitor. TCR terdiri dari induktor yang terhubung seri dengan thyristor.



Gambar 2. 8. Rangkaian Sederhana TCSC Satu Fasa
Sumber : Jumaat, dkk (2012)

Persamaan X_{eq} yang merupakan hasil dari sudut penyalan (α) ditunjukkan sebagai:

$$B_L(\alpha) = -\frac{1}{\omega L} \left(2 - \frac{2\alpha}{\pi} + \frac{\sin(2\alpha)}{\pi} \right) \quad (2-52)$$

$$B_C = \omega C \quad (2-53)$$

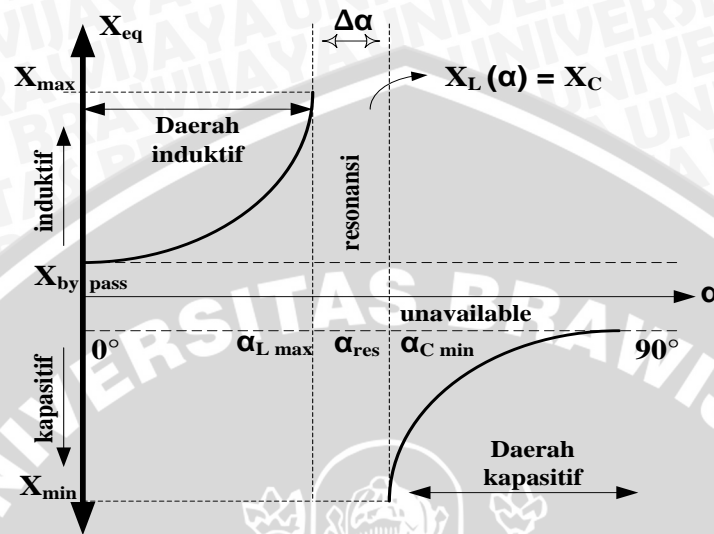
$$B_{eq} = B_L(\alpha) + \omega C \quad (2-54)$$

Dari persamaan diatas didapatkan persamaan reaktansi ekivalen (X_{eq}) untuk TCSC :

$$X_{eq} = -\frac{1}{B_L(\alpha) + B_C} \quad (2-55)$$

Dalam pengoperasiannya, thyristor membutuhkan sudut penyalan. Sudut penyalan biasanya berkisar antara 0° hingga 360° . Namun berdasarkan referensi (Glanzmann & Andersson, 2004:143) sudut penyalan berkisar antara 0° hingga 90° sesuai dengan penjabaran kurva ekivalen reaktansi TCSC pada Gambar 2.9.

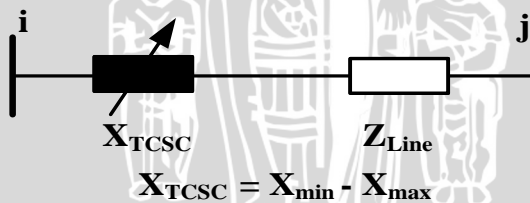
Dari Gambar 2.9, terlihat bahwa besar sudut penyalan thyristor adalah 0° dan 90° . Sudut penyalan dijaga pada jarak $\Delta\alpha$ dari titik resonansi. Batas kompensasi maksimum TCSC (X_{max}) ditentukan oleh sudut penyalan α_{Lmax} dan untuk batas kompensasi minimum (X_{min}) oleh sudut penyalan α_{Cmin} .



Gambar 2. 9. Kurva Ekuivalen Reaktansi TCSC (X_{eq})
 Sumber : Glanzmann & Andersson (2004:143)

Untuk mencegah terjadinya kompensasi berlebihan, derajat kompensasi TCSC yang diijinkan adalah 20% induktif dan 70% kapasitif atau dengan kata lain TCSC diatur pada daerah kerja antara $-0,7X_{line}$ hingga $0,2X_{line}$ (Cai & Erlich, 2004).

$$r_{TCSCmin} = -0,7 ; \quad r_{TCSCmax} = 0,2$$



Gambar 2. 10. Model TCSC pada Saluran Transmisi
 Sumber : Cai & Erlich (2004)

Dari Gambar 2.10. dapat diketahui hubungan antara rating TCSC dengan reaktansi pada saluran transmisi sebagai berikut :

$$X_{total} = X_{saluran} + X_{TCSC} \tag{2-56}$$

$$X_{TCSC} = r_{TCSC} \times X_{saluran} \tag{2-57}$$

Dimana :

$X_{saluran}$ = Reaktansi saluran transmisi

r_{TCSC} = Rating kompensasi TCSC



2.3.2. Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST)

Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer biasa disingkat dengan TCPST. TCPST adalah sebuah peralatan yang terhubung seri dengan jaringan. TCPST sangat mirip dengan PAR (*Phase Angle Regulator*) yang konvensional. Tegangan *quadrature* pada sisi primer dimasukkan untuk membuat pergeseran fasa untuk mengontrol sudut transmisi. Perbedaannya dibanding PAR adalah bahwa *tap changer* yang mekanis diganti dengan thyristor yang dikontrol sehingga memungkinkan pengontrolan yang lebih cepat (Glanzmann & Andersson, 2004). *Phase shifter* menggunakan saklar mekanis untuk mengubah posisi tap trafo telah dimanfaatkan pada sistem tenaga listrik dalam waktu yang cukup lama. Alat ini juga disebut dengan *booster* tegangan seri. Oleh karena respon kecepatan dari saklar mekanis lambat dalam merubah tap, jenis dari *shifter* ini hanya dapat digunakan pada pengaturan sistem tenaga kondisi tunak. Selain itu umur penggunaan dari *shifter* ini sangatlah pendek. Penggantian saklar mekanis dengan thyristor dapat membuat respon dari *phase shifter* menjadi lebih cepat.

2.3.2.1. Operasi Dasar TCPST

Phase shifter terdiri dari transformator paralel (ET), transformator seri (BT), dan saklar. Transformator paralel dan transformator seri juga disebut dengan *excitation transformer* dan juga *boosting transformer* (Wang, dkk, 2008).

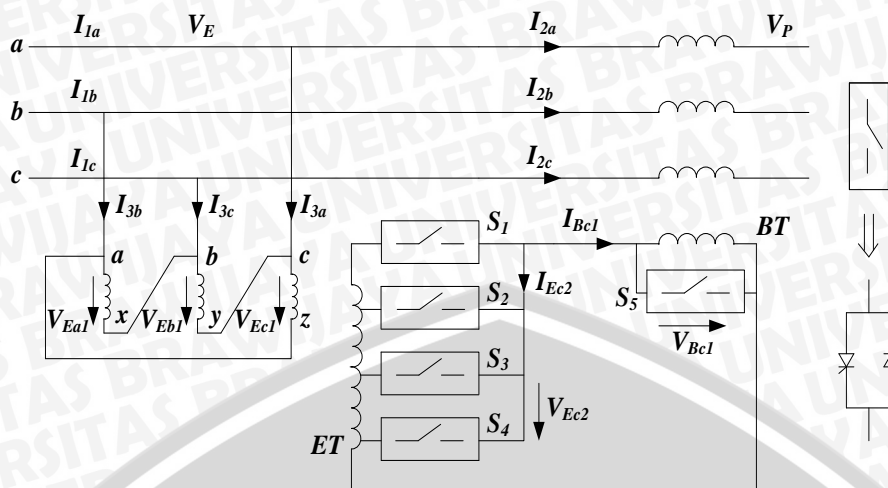
Pada Gambar 2.11 menunjukkan fasa c merupakan sisi sekunder dari transformator paralel dan juga sisi primer dan sekunder dari transformator seri. Dua fasa yang lain juga mempunyai struktur yang sama. Saklar S dibuat dari sepasang thyristor yang terhubung secara paralel pada arah yang berlawanan. Antara saklar $S_1 - S_5$, hanya satu saklar saja yang dapat bekerja dan yang lainnya dalam keadaan mati. Rasio dari transformer paralel berubah-ubah sesuai dengan kondisi dari saklar $S_1 - S_4$ yang bekerja. Saat saklar $S_1 - S_4$ mati, maka saklar S_5 harus melakukan hubung singkat pada sisi primer transformator seri. Hal ini untuk mencegah hubungan seri dari reaktansi eksitasi transformer seri jaringan transmisi.

Fasa a, b, dan c pada primer transformator paralel sesuai dengan fasa b, c, dan a dari tegangan line. Karena transformator paralel mempunyai hubungan delta, hubungan antara tegangan primer pada transformator paralel dengan tegangan fasa ditunjukkan pada Persamaan (2-58) sampai (2-60).

$$V_{Ea1} = V_{Eb} - V_{Ec} \quad (2-58)$$

$$V_{Eb1} = V_{Ec} - V_{Ea} \quad (2-59)$$

$$V_{Ec1} = V_{Ea} - V_{Eb} \quad (2-60)$$



Gambar 2. 11. Konfigurasi Dasar TCPST
 Sumber : Wang, dkk (2008:323)

Dimisalkan bahwa rasio dari transformator paralel dan seri masing-masing adalah k_E dan k_B dan mengabaikan rugi-rugi tegangan dari transformator, hubungan antara tegangan fasa pada sisi sekunder dari transformator paralel dengan tegangan fasa jaringan:

$$V_{Ea2} = k_E(V_{Eb} - V_{Ec})/\sqrt{3} = jk_E V_{Ea} \quad (2-61)$$

$$V_{Eb2} = k_E(V_{Ec} - V_{Ea})/\sqrt{3} = jk_E V_{Eb} \quad (2-62)$$

$$V_{Ec2} = k_E(V_{Ea} - V_{Eb})/\sqrt{3} = jk_E V_{Ec} \quad (2-63)$$

Sedangkan tegangan fasa pada sisi sekunder dari transformator seri adalah sebagai berikut :

$$V_{Ba2} = k_B V_{Ba1} = k_B V_{Ea2} = jk_B k_E V_{Ea} \quad (2-64)$$

$$V_{Bb2} = k_B V_{Bb1} = k_B V_{Eb2} = jk_B k_E V_{Eb} \quad (2-65)$$

$$V_{Bc2} = k_B V_{Bc1} = k_B V_{Ec2} = jk_B k_E V_{Ec} \quad (2-66)$$

Dengan menyederhanakannya menjadi rangkaian satu fasa, maka persamaannya menjadi :

$$V_B = jk_B k_E V_E \quad (2-67)$$

Dimana V_E an V_B adalah tegangan input dari transformator paralel dan tegangan output dari transformator seri. Dengan cara yang sama didapatkan persamaan untuk nilai arus.

$$I_3 = -jk_B k_E I_2 \quad (2-68)$$

Dari Persamaan (2-67) dan (2-68) serta Gambar 2.11 dapat diperoleh persamaan :

$$V_P = V_E + V_B = (1 + jk_B k_E) V_E \quad (2-69)$$

$$I_1 = I_2 + I_3 = (1 - jk_B k_E) I_2 \quad (2-70)$$

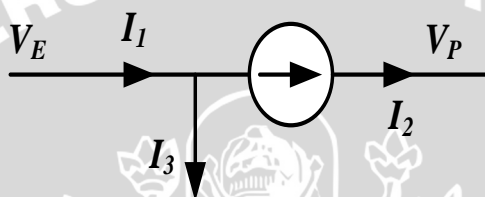
Oleh karena itu, *phase shifter* dapat di representasikan sebagai transformator yang memiliki rasio kompleks sebagai berikut :

$$K_P = \frac{V_P}{V_E} = 1 + jk_B k_E = K_P \angle \varphi \quad (2-71)$$

$$\varphi = \tan^{-1} k_B k_E \quad (2-72)$$

$$K_P = \sqrt{1 + (k_B k_E)^2} = \sec \varphi \quad (2-73)$$

Karena rasio transformator paralel (k_P) berkaitan dengan keadaan *on/off* dari saklar S_1 - S_5 , dapat mengubah φ dengan cara mengatur saklarnya. Hasil rasio dari k_E dan k_B sendiri adalah ± 1 . Nilai V_P lebih besar dari nilai V_E . Fungsi utama dari *phase shifter* adalah merubah sudut fasa φ dari V_E . Rangkaian ekuivalen dari *phase shifter* ditunjukkan pada Gambar 2.12.



Gambar 2. 12. Rangkaian Ekuivalen Phase Shifter
Sumber : Yulyardhita (2013)

Phase shifter di atas disebut juga dengan *quadrature boosting transformer* (QBT) karena tegangan output V_B selalu tegak lurus terhadap V_E . Magnitude tegangan dan sudut fasanya dapat disesuaikan agar mudah dalam penggunaannya sehingga variabel yang di kontrol dalam hal ini adalah magnitude tegangan V_B dan sudut fasa. Tercatat bahwa *phase shifter* adalah sebuah elemen inaktif. Dengan mengabaikan rugi-ruginya, keluaran daya kompleks dari *phase shifter* sama dengan masukan daya kompleks, sehingga :

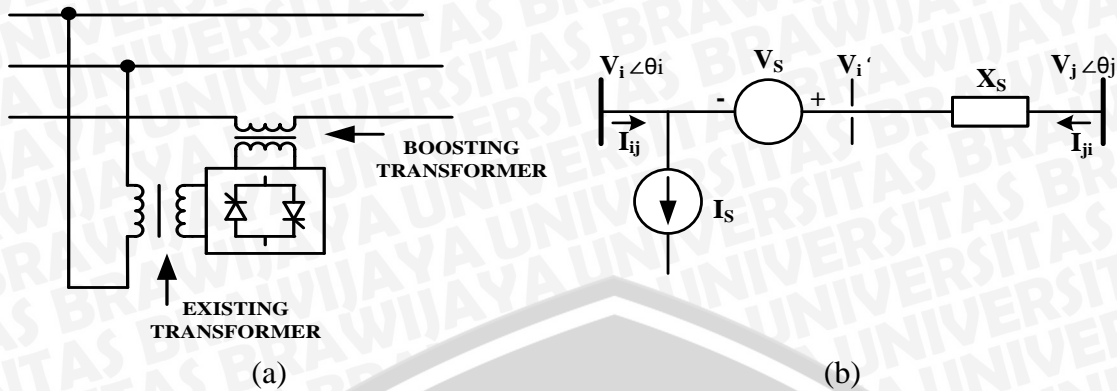
$$V_B I_2 = V_E I_3 \quad (2-74)$$

$$\frac{V_B}{V_E} = \frac{I_3}{I_2} = k \angle \varphi \quad (2-75)$$

Dimana $k = \left| \frac{V_B}{V_E} \right|$

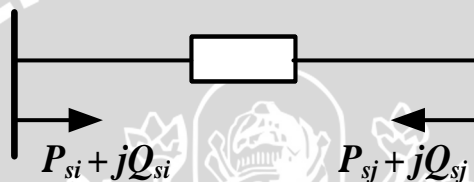
2.3.2.2. Pemodelan TCPST

TCPST menginjeksikan tegangan pada jaringan transmisi melalui transformator seri. Daya aktif yang masuk pada injeksi seri diambil dari jaringan melalui transformator paralel. Daya reaktif diinjeksikan secara seri oleh TCPST. Gambar 2.13 merupakan pemodelan dan diagram ekuivalen dari TCPST.



Gambar 2. 13. (a) Pemodelan TCPST (b) Diagram Ekuivalen TCPST
 Sumber : Yulyardhita (2013)

Dari Gambar 2.13 (b) dapat dimodelkan sebagai daya yang diinjeksikan pada bus i dan bus j seperti pada Gambar 2.14. Pemodelan ini disebut dengan pemodelan injeksi.



Gambar 2. 14. Model Injeksi TCPST
 Sumber : Yulyardhita (2013)

Gambar 2.14 diatas merupakan model yang digunakan dalam tugas akhir ini. Perhitungan untuk P_{si} , Q_{si} , P_{sj} , dan Q_{sj} diberikan pada Persamaan (2-76) sampai (2-79).

$$P_{Si} = \tau bs V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) \tag{2-76}$$

$$Q_{Si} = \tau^2 bs V_i^2 - \tau bs V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma) \tag{2-77}$$

$$P_{Sj} = -\tau bs V_i V_j \sin(\theta_{ij} + \gamma) \tag{2-78}$$

$$Q_{Sj} = -\tau bs V_i V_j \cos(\theta_{ij} + \gamma) \tag{2-79}$$

Dimana :

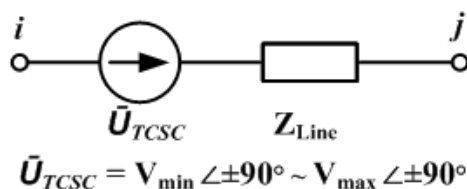
$$\tau = \frac{|V_s|}{|V_i|} \tag{2-80}$$

$$bs = \frac{1}{X_s} \tag{2-81}$$

γ : Sudut yang dapat diatur oleh TCPST

Berdasarkan referensi yang dituliskan oleh Lijun Cai & Istvan Erlich pada tahun 2004, TCPST bekerja pada range sudut fasa antara -5° sampai 5° . Pada Gambar 2.15 diperlihatkan pemodelan pemasangan TCPST pada saluran transmisi.





Gambar 2. 15. Model TCPST pada Saluran Transmisi
Sumber : Cai & Erlich (2004)

2.4. Kapasitor Bank

Kapasitor bank merupakan peralatan listrik yang mempunyai sifat kapasitif yang terdiri dari beberapa kapasitor yang dihubungkan secara paralel untuk mendapatkan kapasitas kapasitif tertentu. Besaran parameter yang sering dipakai adalah KVAR meskipun pada kapasitor sendiri tercantum besaran kapasitansi yaitu farad atau mikrofarad. Kapasitas kapasitor dari ukuran 5 KVAR sampai 60 KVAR. Dari tegangan kerja 230 volt sampai 525 volt. Kapasitor ini mempunyai sifat listrik yang kapasitif (*leading*), sehingga mempunyai sifat mengurangi atau menghilangkan sifat induktif (*lagging*).

Fungsi utama dari kapasitor bank yaitu sebagai penyeimbang beban induktif. Seperti yang diketahui beban listrik terdiri dari beban reaktif (R), induktif (L), dan kapasitif (C) dimana peralatan listrik yang sering digunakan dan dijumpai memiliki karakteristik induktif, sehingga untuk menyeimbangkan karakteristik beban tersebut perlu digunakan kapasitor yang berperan sebagai beban kapasitif. Beberapa kegunaan dari kapasitor bank yaitu memperbaiki faktor daya, menyuplai daya reaktif sehingga memaksimalkan penggunaan daya kompleks (KVA), mengurangi jatuh tegangan, menghindari kelebihan beban transformer, memberikan tambahan daya, dan dapat menghemat daya.

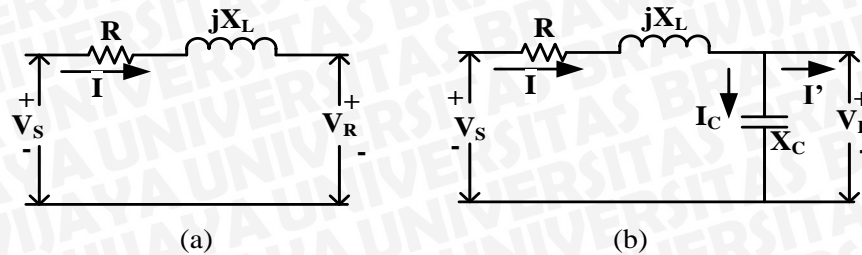
Pada Gambar 2.16 ditunjukkan rangkaian ekuivalen saluran transmisi sebelum dan setelah dipasang kapasitor bank. Penurunan tegangan pada saluran transmisi sebelum kapasitor dipasang ditunjukkan pada Persamaan (2-82).

$$VD = I_R R + I_X X_L \quad (2-82)$$

Setelah kapasitor ditempatkan secara paralel pada akhir saluran transmisi, maka persamaan penurunan tegangannya ditunjukkan seperti pada Persamaan (2-83).

$$VD = I_R R + I_X X_L - I_C X_C \quad (2-83)$$

Dengan VD adalah penurunan tegangan dalam volt, R adalah resistansi saluran dalam ohm, X_L adalah reaktansi induktif saluran dalam ohm, X_C adalah reaktansi kapasitif dari kapasitor dalam ohm, I_R adalah komponen daya nyata dari arus dalam ampere, I_X adalah komponen reaktif arus tertinggal dalam ampere, I_C adalah komponen reaktif arus mendahului dalam ampere, dan V_R adalah tegangan sisi terima dalam volt.



Gambar 2. 16 (a) Rangkaian Ekivalen Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank
 (b) Rangkaian Ekivalen Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
 Sumber : Erviana (2012)

2.5. Particle Swarm Optimization (PSO)

Seiring dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi terdapat peningkatan yang besar dalam penelitian mengenai kecerdasan buatan (*artificial intelligent*). Berbagai metode baru ditemukan seperti metode *Neural Network* (NN), *Genetic Algorithm*, dan *Swarm Intelligent* untuk mempermudah proses klasifikasi maupun optimasi. Metode *Swarm Intelligent* yang saat ini berkembang adalah metode *Ant Colony*, *Bee Colony*, dan *Particle Swarm Optimization*. Metode ini merupakan jenis metode yang terinspirasi dari pola hidup hewan seperti semut, lebah, burung, dan ikan. Metode ini banyak digunakan dalam proses optimasi.

Metode PSO pertama kali diperkenalkan oleh Kennedy dan Eberhard pada tahun 1995. Beberapa kecerdasan buatan sebelumnya mampu menyelesaikan permasalahan-permasalahan energi listrik meliputi *economic dispatch* maupun permasalahan sistem tenaga lainnya. PSO telah membuktikan kemampuan optimasi yang baik serta lebih efektif daripada algoritma konvensional pada kasus-kasus umum, kemampuan mencapai konvergensi yang cepat, dan memberikan solusi yang baik.

PSO menerapkan metode pencarian makanan oleh sekelompok burung maupun ikan. Penelitian yang dilakukan oleh Reynolds, Heppner, dan Grenander terhadap burung yang bergerak secara berkelompok menunjukkan pola pergerakan yang harmonis (Kennedy & Eberhart, 1995). Reynolds tertarik dengan estetika burung yang bergerak secara berkelompok dan Heppner seorang ahli zoology menemukan rumusan dasar dari sejumlah kawanannya burung yang bergerak secara serentak, sering tiba-tiba berubah arah, menyebar, dan mengelompok. Keduanya tertarik dengan manipulasi jarak antar organisme sebagai suatu fungsi untuk menjaga jarak optimal antara diri mereka dan yang lain. Teori ini menyatakan bahwa masing-masing sekolah memperoleh keuntungan atas penemuan-penemuan dan pengalaman-pengalaman sebelumnya oleh semua anggota dari sekolah selama proses pencarian makan. Terjadi proses berbagi informasi antara anggota ini dalam

proses pencarian makanan yang berfungsi sebagai dasar dalam perkembangan kawanan partikel dalam proses optimasi.

Pergerakan burung yang pada awalnya berkelompok kemudian menyebar menjadi beberapa kelompok dan pada akhirnya akan berkelompok kembali. Dalam pencarian makanan, kelompok-kelompok kecil tersebut saling mencari lokasi tempat makanan berada. Apabila salah satu kelompok menemukan lokasi makanan yang lebih banyak maka akan diinformasikan pada kelompok lain sehingga kelompok lain akan menuju ke tempat dimana makanan yang lebih banyak dan baik ditemukan. Dalam perjalanannya, jika suatu kelompok menemukan makanan yang lebih banyak dan baik dari sebelumnya maka kelompok tersebut akan menginformasikan pada kelompok lain. Selanjutnya proses itu berlanjut hingga suatu titik dimana nilai makanan tersebut yang terbaik. Pergerakan antar individu burung memiliki jarak yang sama. Individu satu mengatur pergerakan dirinya sendiri dan mengatur jaraknya dengan individu yang lainnya.

PSO merupakan teknik optimasi yang berbasis pada populasi. PSO diawali dengan menyebarkan sekelompok populasi partikel pada suatu ruang permasalahan. Ruang permasalahan merupakan suatu daerah yang akan dioptimasi nilainya. Beberapa istilah umum yang biasa digunakan dalam *Particle Swarm Optimization* (PSO) dapat didefinisikan sebagai berikut (Tuegeh, dkk, 1995) :

1. *Swarm* : populasi dari suatu algoritma.
2. *Particle* : individu-individu yang merupakan anggota dari *swarm*. Setiap partikel mendefinisikan masing-masing solusi yang memungkinkan untuk permasalahan yang ada. Posisi partikel ditentukan oleh representasi solusi saat itu.
3. P_{best} (Personal Best) : posisi terbaik dari tiap-tiap partikel yang menunjukkan posisi partikel yang dipersiapkan untuk mendapatkan suatu solusi yang terbaik.
4. G_{best} (Global Best) : posisi terbaik dari seluruh partikel dari *swarm*.
5. *Velocity* : kecepatan tiap-tiap partikel yang digunakan untuk pergerakan partikel untuk mencari nilai yang optimal.
6. *Inertia weight* : disimbolkan dalam huruf "w" dan digunakan untuk mengontrol dampak dari adanya kecepatan pada tiap-tiap partikel.

Secara sederhana algoritma PSO dapat dituliskan dalam diagram alir pada Gambar 2.17 :



Gambar 2. 17. Diagram Alir PSO
Sumber : Krisida (2010)

Proses pencarian nilai optimum melalui algoritma PSO dapat dijelaskan sebagai berikut :

2.5.1. Inisialisasi Posisi Partikel

Proses optimasi diawali dengan inisialisasi posisi partikel secara random pada suatu ruang permasalahan dengan setiap partikel akan bergerak untuk berpindah posisi. Setiap partikel akan mengingat hasil terbaiknya. Proses inisialisasi partikel pada PSO bergantung pada banyaknya partikel yang digunakan untuk proses optimasi, batas atas dan batas bawah pencarian untuk tiap-tiap variabel, dan banyak variabel yang dicari nilai optimalnya. Ukuran *swarm* atau jumlah partikel yang umum digunakan berkisar antara 20 sampai 50 (Tuegeh, dkk, 2009:F86). Hal tersebut telah dipelajari sejak dahulu bahwa PSO hanya perlu ukuran *swarm* yang lebih kecil dibanding algoritma lainnya. Untuk inisialisasi masing-masing partikel menggunakan Persamaan (2-86) (Alfarizy, 2012) :

$$\text{Posisi partikel} = \text{Batas Bawah} + (\text{Batas Atas} - \text{Batas Bawah}) \times \text{rand}(1, \text{Jumlah Partikel}) \quad (2-84)$$

2.5.2. Inisialisasi Kecepatan Partikel

Setelah melakukan proses inisialisasi posisi tiap partikel, maka langkah selanjutnya adalah proses inisialisasi kecepatan tiap-tiap partikel sebelum dimulainya penyebaran partikel-partikel tersebut. Inisialisasi kecepatan partikel dituliskan dalam Persamaan (2-87) dan (2-88) (Alfarizy, 2012) :

$$V_{\max} = \frac{(\text{Batas Atas} - \text{Batas Bawah})}{N} \quad (2-85)$$

$$\text{Kecepatan partikel} = (V_{\max} - V_{\min}) * \text{rand}(1, \text{Jumlah Partikel}) + V_{\min} \quad (2-86)$$

Dengan V_{\max} adalah kecepatan maksimum partikel, V_{\min} adalah kecepatan minimum partikel yang bernilai 0, N adalah nilai interval umumnya dipilih 2.

2.5.3. Evaluasi Fungsi Tujuan

Evaluasi terhadap fungsi tujuan dilakukan ketika partikel telah tersebar pada suatu posisi acak. Posisi peletakan partikel menunjukkan nilai dari fungsi tujuan tiap partikel.

2.5.4. Penentuan P_{best} dan G_{best} Awal

Penentuan posisi terbaik tiap partikel berdasarkan pada posisi dari masing-masing partikel bahwa tiap-tiap partikel menganggap posisi yang dimilikinya merupakan posisi yang terbaik. Penentuan posisi global terbaik dilakukan dengan mencari posisi yang optimal dari seluruh partikel. Hal ini menjadi informasi yang sangat penting bagi partikel-partikel lainnya karena menjadi acuan pergerakan untuk iterasi atau proses berikutnya.

2.5.5. Update Kecepatan dan Posisi Partikel

Update kecepatan pada algoritma PSO dilakukan untuk menghitung kecepatan dari partikel yang lain terhadap partikel dengan posisi terbaik. Tujuannya adalah untuk menggerakkan partikel lain menuju posisi partikel terbaik. Pada fase *update* kecepatan dan posisi partikel ini, digunakan c_1 dan c_2 . c_1 ini merupakan konstanta akselerasi 1 (atau disebut dengan konstanta kognitif) dan c_2 ini merupakan konstanta akselerasi 2 (atau disebut dengan konstanta sosial). Pada umumnya nilai-nilai untuk koefisien akselerasi c_1 dan c_2 sama dengan 2,0. Namun demikian, nilai koefisien akselerasi tersebut dapat ditentukan sendiri, biasanya nilai c_1 dan c_2 berada pada rentang antara 0 sampai 4 (Tuegeh, dkk, 2009:F86).

Selain itu digunakan juga *weight* (w) atau disebut dengan fungsi penimbang. Tujuan dari penempatan fungsi penimbang adalah mengatur eksplorasi global dan lokal yang dilakukan oleh partikel untuk setiap iterasi. Fungsi perbaikan penimbang (*weight*) dituliskan dalam Persamaan (2-89).

$$w(t) = (w_{\max} - w_{\min}) \times \left(\frac{\text{iter}_{\max} - \text{iter}(t)}{\text{iter}_{\max}} \right) + w_{\min} \quad (2-87)$$

Dengan $w(t)$ adalah fungsi penimbang (*weight*), w_{\max} adalah nilai penimbang maksimum, w_{\min} adalah nilai penimbang minimum, $iter_{\max}$ merupakan iterasi maksimum, dan $iter(t)$ adalah iterasi ke- t .

Inertia weight yang besar dapat memudahkan dalam penelusuran global sedangkan *inertia weight* yang kecil memudahkan untuk penelusuran lokal. Penggunaan *inertia weight* dapat meningkatkan performansi. Nilai *inertia weight* biasanya diatur antara nilai 0,4 sampai 0,9 (Tuegeh, dkk, 2009:F87). Konsep *inertia weight* dikembangkan oleh Shi dan Eberhart pada tahun 1998 yang menginspirasi modifikasi kecepatan dan posisi partikel dengan menggunakan parameter *inertia weight* yang dapat diatur. Fungsi perbaikan kecepatan (*Velocity Update*) dan fungsi perubahan posisi (*Position Update*) dari tiap partikel dituliskan dalam Persamaan (2-90) dan (2-91) (Tuegeh, Soeprijanto, & Purnomo, 2009:F86) :

$$V_{id}(t+1) = w(t) \times V_{id}(t) + c_1 \times T_{1d}(t) \times (P_{best\ id}(t) - X_{id}(t)) + c_2 \times T_{2d}(t) \times (G_{bestd}(t) - X_{id}(t)) \quad (2-88)$$

$$X_{id}(t+1) = X_{id}(t) + V_{id}(t) \quad (2-89)$$

Dengan t merupakan iterasi, $V_{id}(t)$ adalah kecepatan saat ini dari partikel i dalam dimensi d pada iterasi t , $V_{id}(t+1)$ adalah kecepatan dari partikel i dalam dimensi d pada iterasi $t+1$, $X_{id}(t)$ merupakan posisi saat ini dari partikel i dalam dimensi d pada iterasi t , $X_{id}(t+1)$ merupakan posisi dari partikel i dalam dimensi d pada iterasi $t+1$, c_1 adalah konstanta akselerasi 1 (konstanta kognitif), c_2 adalah konstanta akselerasi 2 (konstanta sosial), $T_{1d}(t)$ dan $T_{2d}(t)$ adalah bilangan acak terdistribusi seragam antara 0 dan 1, $P_{bestid}(t)$ merupakan posisi terbaik lokal dari partikel i dalam dimensi d pada iterasi t , dan $G_{bestid}(t)$ merupakan posisi terbaik lokal dari global pada iterasi t .

Parameter lain yang dikenal di dalam algoritma PSO adalah *constriction factor*. Parameter ini diperkenalkan oleh Clerc dengan tujuan menjamin suatu penelusuran dalam algoritma PSO dapat konvergen lebih cepat. Pada umumnya peneliti menerapkan metode *constriction* dengan nilai $C = 0,729$ (Tuegeh, dkk, 2009:F87).

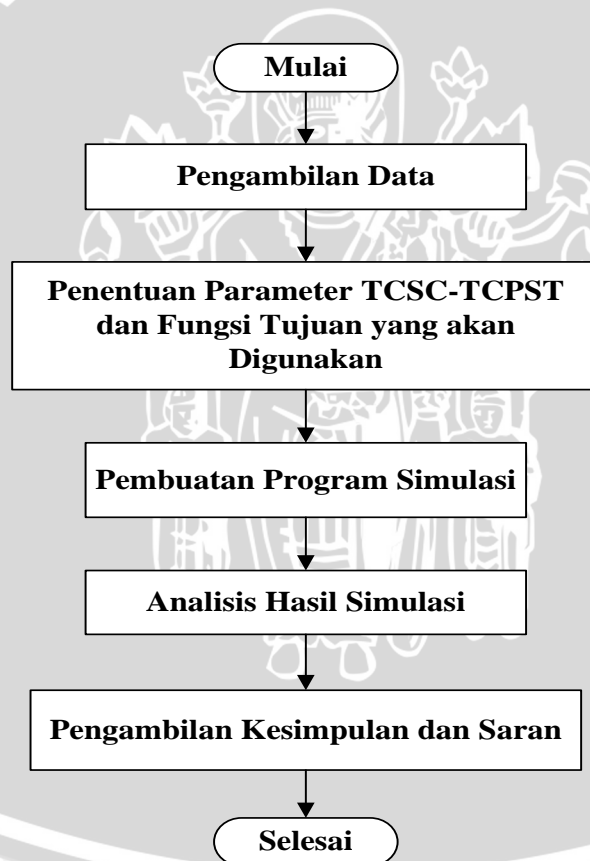
2.5.6. Penentuan P_{best} dan G_{best} Akhir

Setelah melakukan *update* posisi dan kecepatan partikel, kemudian diproses kembali dengan menggunakan langkah-langkah yang sama seperti yang diatas hingga mencapai nilai yang maksimum, maka ditentukan lokasi terbaik untuk tiap-tiap partikel dan menentukan posisi terbaik global dari seluruh partikel yang ada sehingga didapatkan nilai optimasi yang diharapkan.

BAB III

METODE PENELITIAN

Pada bagian ini akan diuraikan metode penelitian yang akan dilakukan pada proses optimasi penempatan dan kapasitas multi FACTS *devices* pada sistem tenaga listrik dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO). Dalam penelitian ini, TCSC dan TCPST ditempatkan pada sistem kelistrikan JAMALI 500 kV. Penempatan akan dioptimasi menggunakan algoritma *Particle Swarm Optimization* (PSO). Selain dilakukan penempatan yang optimal, rating TCSC dan TCPST juga akan dioptimasi oleh PSO. Pada bagian ini akan diuraikan metode penelitian yang akan dilakukan dalam optimasi penempatan dan rating multi FACTS *devices* dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO). Metode penelitian yang digunakan secara umum tersusun seperti pada Gambar 3.1.



Gambar 3. 1. Diagram Alir Metode Penelitian

3.1. Pengambilan Data

Penelitian ini dilakukan pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV. Data yang digunakan berupa data sekunder yang diambil dari tugas akhir Gugun Supriatna Dwi Jatnika yang berjudul Optimasi Sistem Interkoneksi 500 kV Jawa-Bali dengan Aliran Daya Optimal Metode MINOPF pada tahun 2013 yang bersumber dari PT. PLN (Persero)

Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (Jatnika, 2013:35). Data sekunder yang didapatkan meliputi:

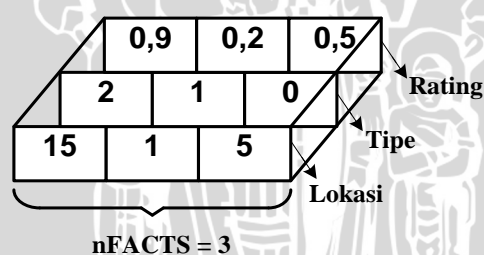
1. *Single line diagram* sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV
2. Data saluran transmisi
3. Data pembangkitan dan pembebanan sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV

Dari data-data yang diperoleh, maka akan dilakukan pengolahan data. Dari data *single line diagram*, bus-bus yang ada akan diklasifikasikan menjadi *slack bus*, bus generator, atau bus beban.

3.2. Penentuan Parameter TCSC-TCPST dan Fungsi Tujuan

3.2.1. Penentuan Parameter TCSC-TCPST

Penentuan parameter dari TCSC dan TCPST ini menggunakan acuan yang dituliskan oleh Lijun Cai & Istvan Erlich pada tahun 2004. Penempatan TCSC dan TCPST pada awalnya menggunakan proses acak, kemudian dioptimasi dengan menggunakan PSO. Untuk penempatan TCSC dan TCPST dilakukan secara seri pada saluran transmisi dan digambarkan dengan pemodelan pada Gambar 2.10 dan Gambar 2.15. Untuk penentuan rating dilakukan dengan mengalikan rating awal TCSC dan TCPST yang diacak dengan faktor pengali antara -1 hingga 1.



Gambar 3. 2. Konfigurasi Partikel FACTS *Devices*
Sumber : Umar, dkk (2008)

Konfigurasi FACTS *devices* ditentukan oleh tiga parameter, yaitu lokasi, tipe, dan rating FACTS *devices* (Cai & Erlich, 2004). String pertama berkaitan dengan lokasi *devices*. String ini mengandung kombinasi saluran dimana FACTS *devices* ditempatkan. Setiap string memiliki nilai lokasi yang berbeda dan hanya satu FACTS *device* dalam satu saluran. String kedua berkaitan dengan tipe FACTS *devices*. Nilai disesuaikan dengan penomoran pada FACTS *device*, yaitu 1 untuk TCSC, 2 untuk TCPST, dan 0 bila tidak ada FACTS *devices*. String yang terakhir adalah berkaitan dengan nilai rating (rf). String ini mengandung nilai yang dikodekan dalam bentuk bilangan real antara -1 hingga 1. Dengan nFACTS adalah jumlah peralatan FACTS yang digunakan pada penelitian ini. Nilai FACTS

devices yang sebenarnya diperoleh setelah melakukan proses optimasi. Data parameter TCSC dan TCPST yang akan dioptimasi ditunjukkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3. 1. Data Parameter TCSC dan TCPST

Parameter	Nilai	
	TCSC	TCPST
Tipe	1	2
r_{TCSC} maksimal	$0,2 X_{line}$	-
r_{TCSC} minimal	$-0,7 X_{line}$	-
δ_{TCPST} maksimal	-	5°
δ_{TCPST} minimal	-	-5°
Faktor Pengali	-1 ~1	

3.2.2. Penentuan Fungsi Tujuan

Tujuan ditempatkan peralatan FACTS pada saluran transmisi adalah untuk mengurangi rugi-rugi pada saluran transmisi dengan memperhatikan batasan tegangan. Fungsi objektif untuk konfigurasi optimal FACTS *devices* adalah :

$$\min F = \min P_{loss} \quad (3-1)$$

Optimasi penempatan TCSC dan TCPST harus memenuhi beberapa batasan pertidaksamaan sebagai berikut :

$$V_{Gi \min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi \max} \quad (3-2)$$

$$T_{k \min} \leq T_k \leq T_{k \max} \quad (3-3)$$

$$Q_{sh \min} \leq Q_{sh} \leq Q_{sh \max} \quad (3-4)$$

$$V_{PQi \min} \leq V_{PQi} \leq V_{PQi \max} \quad (3-5)$$

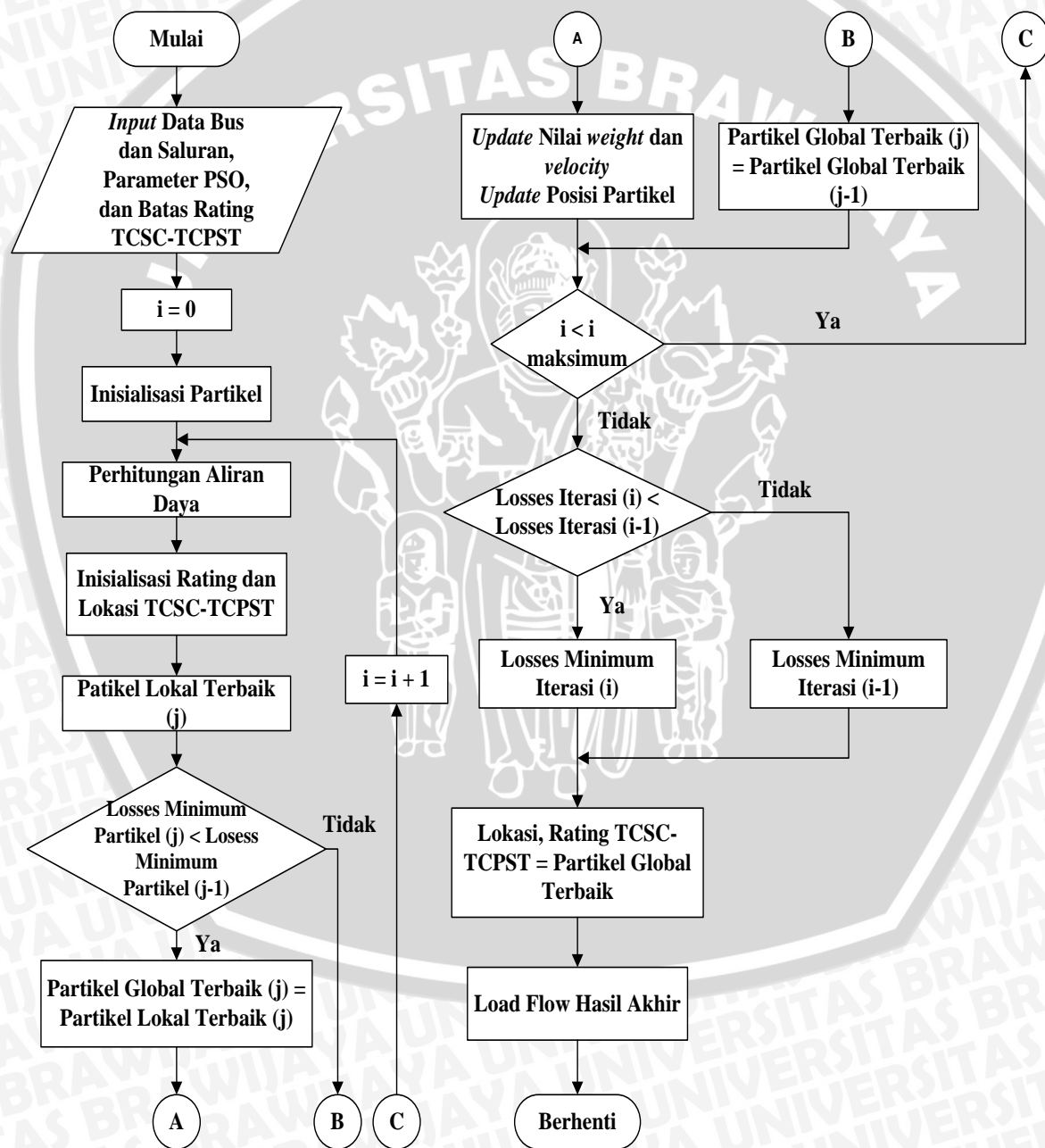
$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (3-6)$$

Subscript min dan max pada pertidaksamaan diatas menunjukkan batas atas dan bawah dari konstrain yang tidak boleh dilewati. Dalam melakukan optimasi penempatan dan kapasitas peralatan FACTS dengan fungsi objektif mencari nilai rugi daya aktif saluran transmisi yang paling minimum, variabel kontrol yang digunakan antara lain adalah nilai magnitude tegangan bus generator (V_G), rasio (posisi) tap pada transformator (T), dan injeksi daya reaktif dari kapasitor shunt (Q_{sh}). Sedangkan variabel keadaannya adalah nilai magnitude tegangan bus beban (V_{PQ}) dan daya reaktif yang dibangkitkan oleh generator (Q_G). Seluruh nilai variabel kontrol dan variabel keadaan tersebut harus berada pada batas minimum dan maksimum yang ditentukan. Tegangan pada setiap bus diinginkan mendekati

1 p.u. Berdasarkan standar acuan SPLN 72 tahun 1987 batas tegangan yang dapat ditoleransi pada sistem tenaga listrik adalah $\pm 5\%$.

3.3. Pembuatan Program Simulasi

Perancangan program simulasi optimasi ini menggunakan *software* dengan metode optimasi algoritma PSO (*Particle Swarm Optimization*). Simulasi dilakukan dengan menggunakan dua data yaitu data sistem standar IEEE 30 bus dan sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV. Pada Gambar 3.3 menunjukkan diagram alir program simulasi dengan metode PSO.



Gambar 3. 3. Diagram Alir Program Simulasi PSO
Sumber : Alfarizy (2012)

Dari gambar diagram alir di atas, maka prosedur penerapan metode PSO pada permasalahan optimasi penempatan dan rating TCSC dan TCPST ditunjukkan oleh langkah-langkah berikut:

1. Menentukan parameter-parameter PSO serta data bus dan saluran sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali yang digunakan untuk perhitungan aliran daya.
2. Inisialisasi partikel yang meliputi inisialisasi posisi dan kecepatan *swarm* secara acak dalam ruang permasalahan namun tetap dalam batas-batas yang telah ditetapkan untuk masing-masing variabel.
3. Melakukan perhitungan aliran daya dengan metode Newton Raphson untuk memperoleh nilai tegangan bus dan rugi-rugi saluran transmisi sebelum dilakukan optimasi.
4. Mengevaluasi fungsi tujuan masing-masing partikel agar sesuai dengan yang telah ditetapkan. Berdasarkan fungsi tujuan inilah dapat ditentukan apakah rugi-rugi saluran transmisi telah minimum atau belum.
5. Membandingkan setiap nilai fungsi tujuan partikel dengan P_{best} partikel. Jika nilai saat ini lebih baik daripada P_{best} saat ini, set nilai P_{best} sama dengan nilai saat ini dan lokasi P_{best} sama dengan lokasi saat ini.
6. Membandingkan setiap nilai fungsi tujuan terbaik populasi secara keseluruhan sebelumnya. Jika nilai saat ini lebih baik dari G_{best} , maka set G_{best} saat ini sebagai nilai global terbaik.
7. Memperbarui fungsi penimbang (*weight*) dan fungsi perbaikan kecepatan (*velocity*) dengan menggunakan persamaan (2-87) dan (2-88). Perbedaan yang mendasar antara metode optimasi PSO dengan metode QPSO yang digunakan sebagai referensi adalah pada metode QPSO tidak mengenal fungsi penimbang (*weight*) dan fungsi perbaikan kecepatan (*velocity*). Terdapat beberapa kelebihan PSO yaitu mampu membuktikan kemampuan optimasi yang baik, mencapai konvergensi yang cepat, dan memberikan solusi yang baik.
8. Memperbarui posisi partikel dengan menggunakan persamaan (2-89).
9. Mengulangi lagi mulai langkah 4 dan berhenti sampai jumlah maksimum dari iterasi sudah terpenuhi. Dari hasil evaluasi fungsi tujuan pada tiap proses iterasi, posisi partikel yang terbaik akan terus dipertahankan hingga proses iterasi berakhir.
10. Melakukan perhitungan aliran daya dengan menggunakan masukan nilai G_{best} terakhir untuk memperoleh hasil akhir optimasi.

3.4. Analisis Hasil Simulasi

Analisis hasil simulasi dilakukan setelah proses simulasi penempatan FACTS *devices* pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI dan sistem standar IEEE 30 bus telah berhasil. Melalui simulasi ini dimaksudkan akan mendapat lokasi dan nilai TCSC-TCPST yang optimal dalam mereduksi rugi daya dan memperbaiki tegangan sesuai dengan batas tegangan yang telah disesuaikan. Berdasarkan standar acuan SPLN 72 tahun 1987 batas tegangan yang dapat ditoleransi pada sistem tenaga listrik adalah 5%.

Pada simulasi ini akan dilihat aliran daya pada sistem sebelum dan setelah dikompensasi oleh FACTS *devices* dan dianalisis. Analisis yang akan dilakukan antara lain:

1. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi akan di plot pada grafik konvergensi PSO.
2. Aliran daya pada sistem sebelum penempatan kapasitor bank dan FACTS *devices* pada pembebanan 100% dan pembebanan 75%. Analisis yang dilakukan ini dimaksudkan untuk mengetahui aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, nilai tegangan pada tiap bus sistem, dan daya maksimum saluran transmisi pada kondisi awal sebelum penempatan peralatan kompensasi.
3. Aliran daya setelah penempatan kapasitor bank pada pembebanan 100% dan pembebanan 75%. Jumlah kapasitor bank yang digunakan yaitu 3 buah .
4. Aliran daya setelah penempatan TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO pada pembebanan 100% dan pembebanan 75%.
5. Perbandingan simulasi sistem sebelum, setelah penempatan kapasitor bank, dan setelah penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO. Pada analisis ini akan dikaji perbandingan profil tegangan dan profil rugi daya sistem dari tiga kondisi yang diterapkan serta pada kondisi pembebanan 100% dan pembebanan 75%.

3.5. Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan ini dilakukan pengambilan kesimpulan berdasarkan teori dan analisis hasil simulasi algoritma PSO untuk optimasi penempatan dan rating FACTS *devices*. Pemberian saran juga dilakukan kepada pembaca yang akan melakukan studi terkait dengan skripsi ini. Meliputi hal-hal yang menjadi kendala dalam penelitian ini atau hal-hal yang masih memerlukan kajian lebih dalam lagi.

BAB IV PEMBAHASAN

Bab ini memaparkan hasil simulasi penempatan peralatan FACTS pada sistem tenaga listrik. Penempatan TCSC dan TCPST akan dioptimisasi menggunakan algoritma PSO. Selain dilakukan penempatan yang optimal, rating dari kedua peralatan FACTS tersebut akan dioptimisasi juga oleh PSO. Melalui simulasi ini dimaksudkan akan mendapatkan nilai TCSC dan TCPST yang optimal untuk mereduksi rugi daya dan memperbaiki tegangan sesuai dengan batas yang telah ditentukan.

Simulasi dilakukan dengan menggunakan dua data, yaitu data sistem standar IEEE 30 bus dan data sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali. Data real yang digunakan adalah data sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV tanggal 7 Mei 2013 pukul 10.00 WIB yang diambil dari tugas akhir Gugun Supriatna Dwi Jatnika pada tahun 2013 yang bersumber dari PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B).

Selain diuji dengan menggunakan dua data, pada penelitian ini akan dilakukan pengujian pada sistem tanpa pemasangan peralatan kompensator, sistem dengan kapasitor bank dengan optimasi dengan menggunakan algoritma PSO, dan juga sistem dengan penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi menggunakan algoritma PSO. Jumlah kapasitor bank dan FACTS *devices* yang digunakan masing-masing 3 buah.

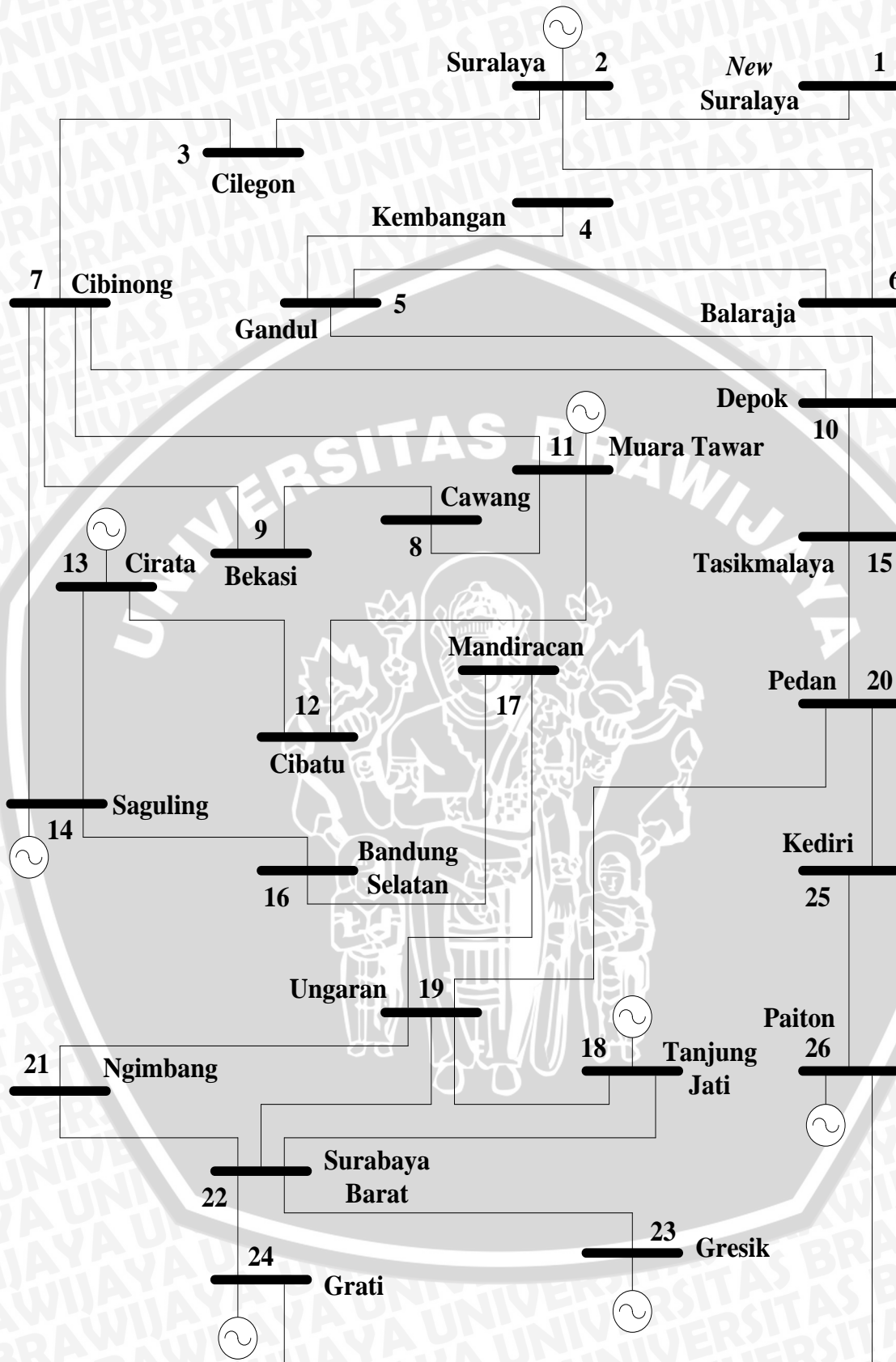
4.1. Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Data sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV yang digunakan adalah data yang diperoleh pada tanggal 7 Mei 2013 pukul 10.00 WIB yang terdiri dari 26 bus. Pada Tabel 4.1 akan diklasifikasikan jenis-jenis bus pada sistem sedangkan *Single line diagram* sistem tenaga Jawa Madura Bali 500 kV ditunjukkan pada Gambar 4.1.

Tabel 4. 1. Jenis-jenis Bus pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

Jenis Bus	Nama Bus	Jumlah Bus
Slack Bus	Suralaya	1
Load Bus	New Suralaya, Cilegon, Kembangan, Gandul, Balaraja, Cibinong, Cawang, Bekasi, Depok, Cibatu, Tasikmalaya, Bandung Selatan, Mandiracan, Ungaran, Pedan, Ngimbang, Surabaya Barat, dan Kediri	18
Generator Bus	Muara Tawar, Cirata, Saguling, Tanjung Jati, Gresik, Grati, dan Paiton	7
	Jumlah	26

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2013)



Gambar 4. 1. Single Line Diagram Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV
 Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2013)

Pada sistem JAMALI 500 kV terdapat 8 unit pembangkit. Pembangkit tersebut terhubung ke bus beban melalui saluran transmisi dengan jenis konduktor yang berbeda-beda. Berikut merupakan data saluran yang terdapat pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali yang terdiri dari impedansi saluran (R dan X) dan suseptansi (B).

Tabel 4. 2. Data Saluran Transmisi Jawa Madura Bali 500 kV

No. Saluran	No. Bus	Bus Awal	Bus Tujuan	R (p.u.)	X (p.u.)	$\frac{1}{2} B$
1	2-1	Suralaya	New Suralaya	0,000146500	0,001407500	0,0056838370
2	2-3	Suralaya	Cilegon	0,000626492	0,007008760	0,0011414290
3	2-6	Suralaya	Balaraja	0,003677680	0,035333200	0,0002264160
4	3-7	Cilegon	Cibinong	0,013133324	0,146925800	0,0000544495
5	5-4	Gandul	Kembangan	0,001513040	0,016926880	0,0004726210
6	5-6	Gandul	Balaraja	0,002980224	0,028622840	0,0002794970
7	7-14	Cibinong	Saguling	0,004111320	0,045995200	0,0001739310
8	9-7	Bekasi	Cibinong	0,004441880	0,042675400	0,0001874620
9	9-8	Bekasi	Cawang	0,001973648	0,018961840	0,0004219000
10	10-5	Depok	Gandul	0,000347080	0,003334680	0,0023990310
11	10-7	Depok	Cibinong	0,000912400	0,008765920	0,0009126260
12	11-7	Muara Tawar	Cibinong	0,006211600	0,059678000	0,0001340530
13	11-8	Muara Tawar	Cawang	0,005625600	0,054048000	0,0001480170
14	12-11	Cibatu	Muara Tawar	0,002822052	0,027112880	0,0002950630
15	12-13	Cibatu	Cirata	0,002739888	0,026182760	0,0003055450
16	14-13	Saguling	Cirata	0,001474728	0,014168460	0,0005646350
17	14-16	Saguling	Bandung Selatan	0,001957800	0,021902396	0,0003652570
18	15-10	Tasikmalaya	Depok	0,014056160	0,157248040	0,0000508750
19	17-16	Mandiracan	Bandung Selatan	0,006990980	0,067165880	0,0001191080
20	17-19	Mandiracan	Ungaran	0,013478000	0,129490000	0,0000617810
21	19-18	Ungaran	Tanjung Jati	0,006767080	0,075703680	0,0001056750
22	19-20	Ungaran	Pedan	0,009036120	0,086814600	0,0000921505
23	19-21	Ungaran	Ngimbang	0,023479616	0,225580600	0,0000354641
24	20-15	Pedan	Tasikmalaya	0,015311000	0,171286240	0,0000467055
25	21-22	Ngimbang	Surabaya Barat	0,005974972	0,057404600	0,0001393620
26	22-19	Surabaya Barat	Ungaran	0,029792240	0,286229200	0,0000279497
27	22-24	Surabaya Barat	Grati	0,003986360	0,044596600	0,0001793860
28	23-22	Gresik	Surabaya Barat	0,001400560	0,013455720	0,0005945430
29	25-20	Kediri	Pedan	0,010291100	0,115127976	0,0000694880
30	26-24	Paiton	Grati	0,004217728	0,047184760	0,0001695470
31	26-25	Paiton	Kediri	0,010291100	0,115127976	0,0000694880

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2013)

Data pembebanan pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada tabel 4.3.

Tabel 4. 3. Data Beban Sistem Jawa Madura Bali 500 kV

No. Bus	Nama Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban	
			Magnitude	Degree	P(MW)	Q(MVAR)
1	New Suralaya	0	1,000	0,000	86,000	34,000
2	Suralaya	1	1,020	0,000	142,000	-56,000
3	Cilegon	0	1,000	0,000	320,000	-139,000
4	Kembangan	0	1,000	0,000	676,000	213,000
5	Gandul	0	1,000	0,000	727,000	47,000
6	Balaraja	0	1,000	0,000	636,000	253,000
7	Cibinong	0	1,000	0,000	473,000	350,000
8	Cawang	0	1,000	0,000	343,000	97,000
9	Bekasi	0	1,000	0,000	1.097,000	79,000
10	Depok	0	1,000	0,000	536,000	166,000
11	Muara Tawar	2	1,000	0,000	0,000	0,000
12	Cibatu	0	1,000	0,000	666,000	463,000
13	Cirata	2	1,000	0,000	650,000	270,000
14	Saguling	2	1,025	0,000	0,000	0,000
15	Tasikmalaya	0	1,000	0,000	137,000	48,000
16	Bandung Selatan	0	1,000	0,000	505,000	325,000
17	Mandiracan	0	1,000	0,000	339,000	3,000
18	Tanjung Jati	2	1,000	0,000	380,000	96,000
19	Ungaran	0	1,000	0,000	838,000	382,000
20	Pedan	0	1,000	0,000	631,000	430,000
21	Ngimbang	0	1,000	0,000	262,000	43,000
22	Surabaya Barat	0	1,000	0,000	983,000	642,000
23	Gresik	2	1,000	0,000	146,000	21,000
24	Grati	2	1,025	0,000	430,000	205,000
25	Kediri	0	1,000	0,000	605,000	197,000
26	Paiton	2	1,000	0,000	593,000	144,000
Total					12.196,000	4.313,000

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2013)

Kode bus pada Tabel 4.3 merepresentasikan jenis bus pada sistem. Kode bus 1 apabila bus tersebut merupakan *slack* bus, kode bus 2 digunakan apabila bus tersebut merupakan bus generator atau bus pembangkit, dan kode bus 0 apabila bus tersebut merupakan bus beban.

Pada Tabel 4.4 dipaparkan besarnya daya aktif dan daya reaktif yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit.

Tabel 4. 4. Data Pembangkitan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV

No. Bus	Nama Pembangkit	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	P _{G min} (MW)	P _{G max} (MW)
2	Suralaya	2962	1554	2666	3258
11	Muara Tawar	1351	703	1216	1486
13	Cirata	365	120	329	402
14	Saguling	647	135	582	712
18	Tanjung Jati	2385	336	2147	2624
23	Gresik	590	111	531	649
24	Grati	325	44	293	358
26	Paiton	3025	551	2723	3328

Sumber : PT. PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) (2013)

4.2. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator

Sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI akan diuji dalam keadaan tanpa peralatan kompensasi pada dua kondisi yaitu ketika pembebanan 100% dan pembebanan 75%. Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan Newton Raphson. Pada pengujian ini, sistem akan dilihat kondisi awalnya tanpa penambahan peralatan kompensasi. Kondisi awal yang dimaksud adalah aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem.

Penyelesaian analisis aliran daya dengan menggunakan Newton Raphson didasarkan pada :

- Base daya = 1000 MVA
- Base tegangan = 500 kV
- Akurasi = 0,00001
- Batas iterasi metode Newton Raphson adalah 200

4.2.1. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

Sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI akan diuji dalam keadaan tanpa peralatan kompensasi pada pembebanan 100%. Pada Tabel 4.5 dipaparkan hasil simulasi sistem sebelum penempatan kompensator ketika pembebanan 100%.

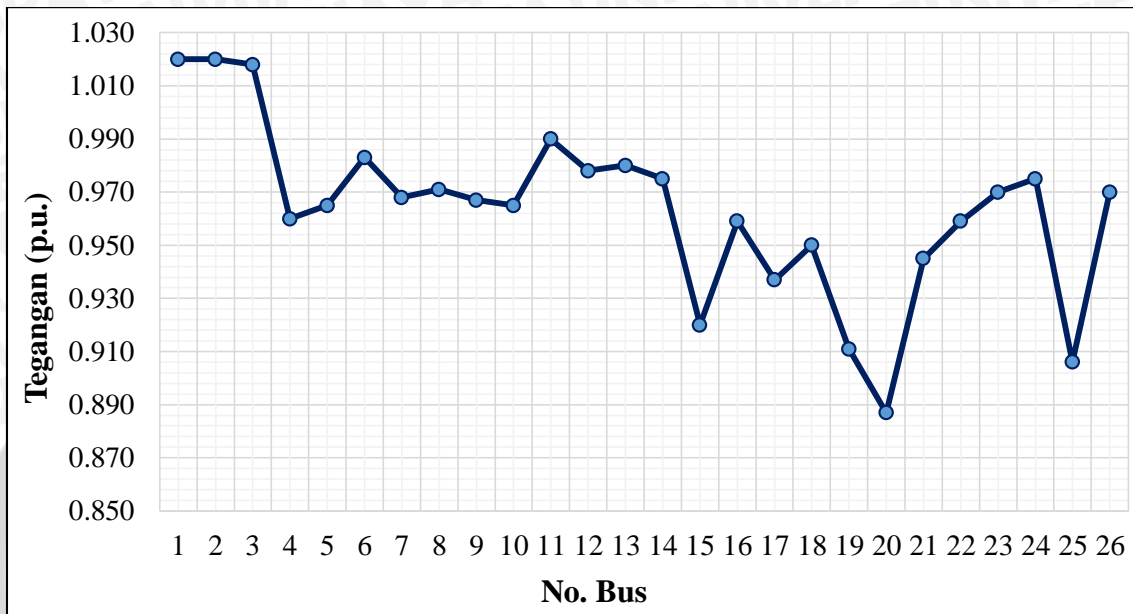
Tabel 4. 5. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,006	86,000	34,000	0,000	0,000
2	1,020	0,000	142,000	-56,000	3662,486	1076,712
3	1,018	-0,436	320,000	-139,000	0,000	0,000
4	0,960	-7,866	676,000	213,000	0,000	0,000
5	0,965	-7,179	722,000	47,000	0,000	0,000
6	0,983	-4,437	636,000	253,000	0,000	0,000
7	0,968	-7,235	473,000	350,000	0,000	0,000
8	0,971	-8,826	343,000	97,000	0,000	0,000
9	0,967	-9,210	1097,000	79,000	0,000	0,000
10	0,965	-7,222	536,000	166,000	0,000	0,000
11	0,990	-6,682	0,000	0,000	1351,000	1032,783
12	0,978	-7,361	666,000	463,000	0,000	0,000
13	0,980	-7,056	650,000	270,000	365,000	736,034
14	0,975	-6,607	0,000	0,000	647,000	461,005
15	0,920	-3,927	137,000	48,000	0,000	0,000
16	0,959	-6,417	505,000	325,000	0,000	0,000
17	0,937	-3,742	339,000	3,000	0,000	0,000
18	0,950	14,544	380,000	96,000	2385,000	579,464
19	0,911	4,659	838,000	382,000	0,000	0,000
20	0,887	1,578	631,000	430,000	0,000	0,000
21	0,945	6,553	262,000	43,000	0,000	0,000
22	0,959	7,946	983,000	642,000	0,000	0,000
23	0,970	8,248	146,000	21,000	590,000	787,628
24	0,975	10,992	430,000	205,000	325,000	742,781
25	0,906	6,071	605,000	197,000	0,000	0,000
26	0,970	14,616	593,000	144,000	3025,000	488,174
Total			12.196,000	4.313,000	12.350,486	5.904,582

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.5 hasil simulasi pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali sebelum penempatan peralatan kompensasi pada pembebanan 100% diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 12.350,486 MW dan 5.904,582 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,887 p.u. hingga 1,02 p.u. Apabila melihat batasan fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka terdapat beberapa bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1 \pm 5\%$ p.u., yaitu bus 15 dengan nilai tegangan 0,92 p.u., bus 17 dengan nilai tegangan 0,937 p.u., bus 19 dengan nilai tegangan 0,911 p.u.,

bus 20 dengan nilai tegangan 0,887 p.u., bus 21 dengan nilai tegangan 0,945 p.u., dan bus 25 dengan nilai tegangan 0,906 p.u. Pada Gambar 4.2 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali pada pembebanan 100% sebelum dilakukan pengkompensasian yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 2. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali ditunjukkan pada Tabel 4.6 .

Tabel 4. 6. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

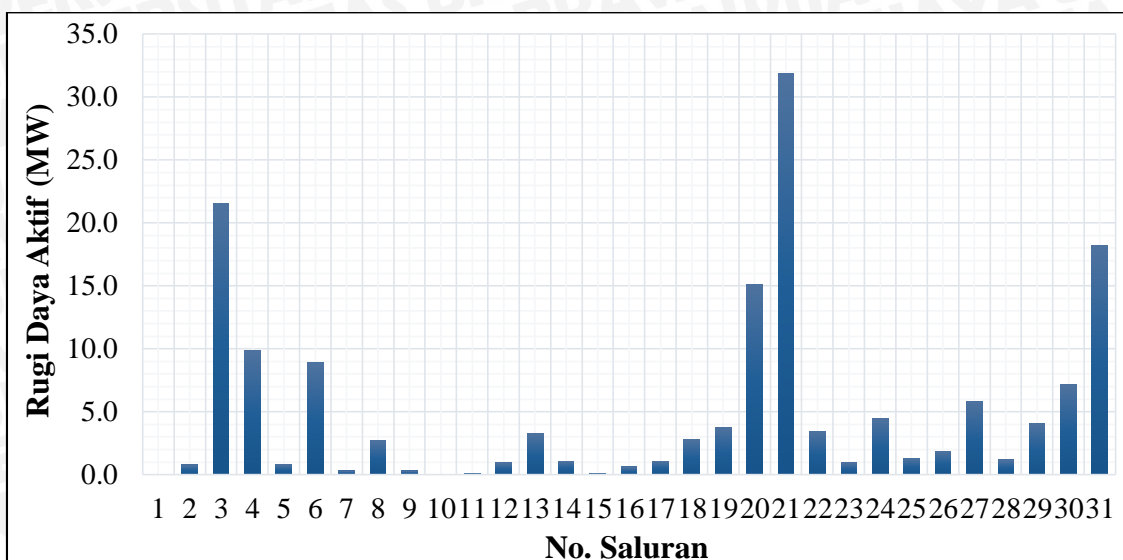
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		-86,000	-34,000	92,477		
	2	-86,000	-34,000	92,477		
2		3520,486	1132,712	3698,223		
	1	86,001	22,185	88,816	0,001	-11,815
	3	1143,565	186,840	1158,728		
	6	2290,920	923,688	2470,124		
3		-320,000	139,000	348,885		
	2	-1142,756	-180,163	1156,871	0,809	6,677
	7	822,756	319,163	882,492		
4		-676,000	-213,000	708,763		
	5	-676,000	-213,000	708,763		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
5		-722,000	-47,000	723,528		
	4	676,824	221,338	712,096	0,824	8,338
	6	-1624,452	-378,980	1668,073		
	10	225,628	110,642	251,296		
6		-636,000	-253,000	684,474		
	2	-2269,350	-716,913	2379,898	21,570	206,775
	5	1633,350	463,913	1697,954	8,898	84,933
7		-473,000	-350,000	588,412		
	3	-812,887	-208,858	839,290	9,869	110,304
	14	-235,842	-121,831	265,451		
	9	751,243	-49,658	752,882		
	10	14,255	364,289	364,568		
	11	-189,768	-333,942	384,095		
8		-343,000	-97,000	356,452		
	9	348,749	156,259	382,156		
	11	-691,749	-253,259	736,653		
9		-1097,000	-79,000	1099,841		
	7	-748,557	75,113	752,316	2,686	25,455
	8	-348,443	-154,113	381,004	0,306	2,145
10		-536,000	-166,000	561,117		
	5	-225,604	-114,883	253,170	0,024	-4,241
	7	-14,125	-364,746	365,019	0,130	-0,456
	15	-296,217	313,628	431,438		
11		1351,000	1032,783	1700,541		
	7	190,746	343,072	392,533	0,977	9,130
	8	694,985	284,064	750,797	3,236	30,805
	12	465,269	405,647	617,272		
12		-666,000	-463,000	811,126		
	11	-464,171	-395,671	609,927	1,098	9,976
	13	-201,829	-67,329	212,763		
13		-285,000	466,034	546,272		
	12	210,958	67,982	213,093	0,130	0,654
	14	-486,958	398,052	628,947		
14		647,000	461,005	794,440		
	7	236,151	124,959	267,174	0,309	3,127
	13	487,566	-393,289	626,416	0,608	4,763
	16	-76718	729,336	733,360		
15		-137,000	-48,000	145,165		
	10	299,082	-282,271	411,250	2,811	31,357
	20	-436,082	234,271	495,025		
16		-505,000	-325,000	600,541		
	14	77,826	-717,616	721,824	1,109	11,720
	17	-582,826	392,616	702,733		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
17		-339,000	-3,000	339,013		
	16	586,583	-356,740	686,544	3,756	35,875
	19	-925,583	353,740	990,876		
18		2005,000	483,464	2062,465		
	19	2005,000	483,464	2062,465		
19		-838,000	-382,000	920,960		
	17	940,671	-208,884	963,584	15,088	144,856
	18	-1973,104	-126,825	1977,176	31,896	356,640
	20	521,582	204,962	560,408		
	21	-138,927	-123,026	185,570		
	22	-188,222	-128,227	227,749		
20		-631,000	-430,000	763,584		
	19	-518,160	-172,234	546,035	3,422	32,728
	15	440,519	-184,705	477,675	4,437	49,566
	25	-553,359	-73,061	558,162		
21		-262,000	-43,000	265,505		
	19	139,901	132,329	192,571	0,975	9,303
	22	-401,901	-175,329	438,480		
22		-983,000	-642,000	1174,075		
	21	403,187	187,426	444,621	1,285	12,097
	19	190,085	146,076	239,730	1,863	17,850
	24	-1133,442	-219,004	1154,406		
	23	-442,830	-756,498	876,578		
23		444,000	766,628	885,920		
	22	444,000	766,628	885,920	1,170	10,131
24		-105,000	537,781	547,936		
	22	1139,221	283,324	1173,924	5,779	64,320
	26	-1244,221	254,458	1269,974		
25		-605,000	-197,000	636,266		
	20	557,432	118,510	569,890	4,073	45,448
	26	-1162,432	-315,510	1204,489		
26		2432,000	344,174	2456,233		
	24	1251,377	-174,721	1263,516	7,156	79,737
	25	1180,623	518,894	1289,621	18,191	203,384
Total					154,486	1.591,583

Sumber : Hasil Perhitungan

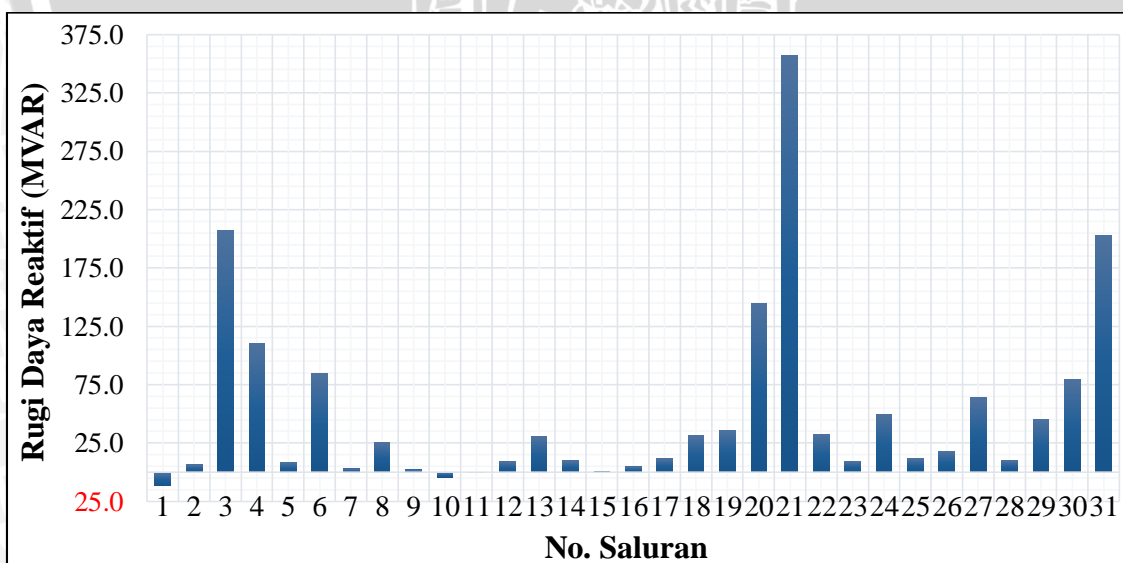
Berdasarkan Tabel 4.6, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali dalam kondisi sebelum penempatan kompensator dan pada saat pembebanan 100%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kompensator pada pembebanan 100% adalah sebesar 154,486 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.591,583 MVAR.



Gambar 4. 3. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.3 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) atau pada saluran nomor 21 sebesar 31,896 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (New Suralaya) ke bus 2 (Suralaya) atau pada saluran nomor 1 sebesar 0,001 MW. Pada Gambar 4.3 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI sebelum dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 100%.



Gambar 4. 4. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 100%

Sumber : Hasil Perhitungan



Gambar 4.4 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI sebelum dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 100%. Dari Gambar 4.4 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) atau terjadi pada saluran nomor 21 sebesar 356,640 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (New Suralaya) ke bus 2 (Suralaya) atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,815 MVAR.

4.2.2. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

Pada kasus yang kedua, sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI akan diuji dalam keadaan tanpa peralatan kompensasi ketika pembebanannya sebesar 75% dari pembebanan 100%. Hal ini bertujuan untuk mengetahui kondisi sistem apabila terjadi perubahan fluktuasi beban. Pada Tabel 4.7 dipaparkan hasil simulasi sistem sebelum penempatan kompensator ketika pembebanan 75%.

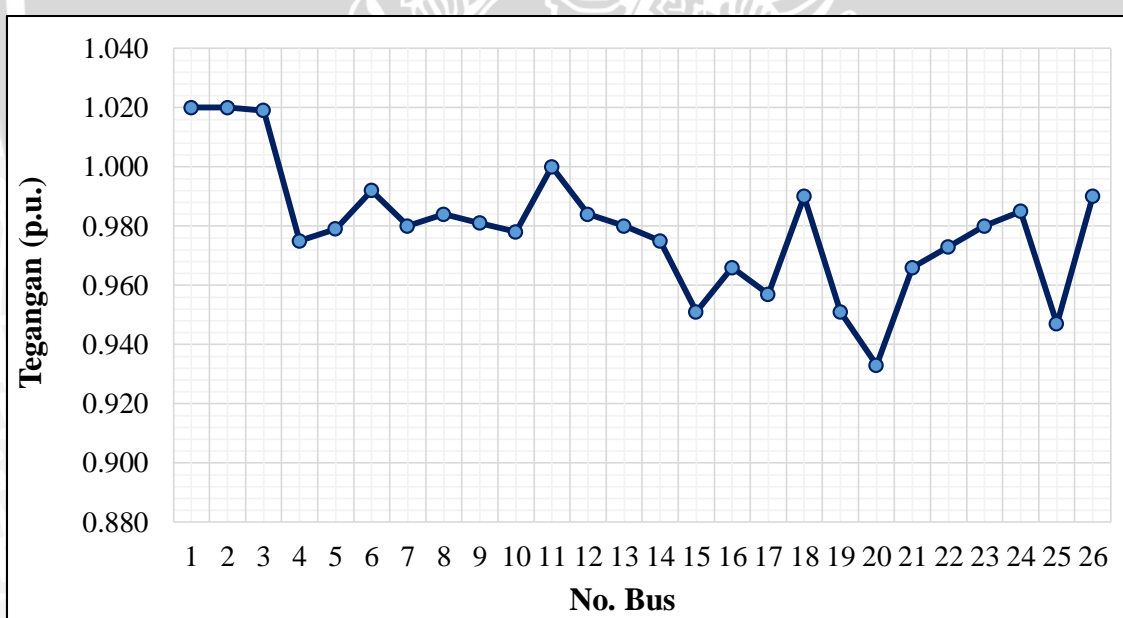
Tabel 4. 7. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,005	64,500	25,500	0,000	0,000
2	1,020	0,000	106,500	-42,000	2713,202	779,296
3	1,019	-0,322	240,000	-104,250	0,000	0,000
4	0,975	-5,729	507,000	159,750	0,000	0,000
5	0,979	-5,228	541,000	35,250	0,000	0,000
6	0,992	-3,254	447,000	189,750	0,000	0,000
7	0,980	-5,260	354,750	262,500	0,000	0,000
8	0,984	-6,434	257,250	72,750	0,000	0,000
9	0,981	-6,711	822,750	59,250	0,000	0,000
10	0,978	-5,256	402,000	124,500	0,000	0,000
11	1,000	-4,874	0,000	0,000	1013,250	1104,183
12	0,984	-5,334	499,500	347,250	0,000	0,000
13	0,980	-5,066	487,500	202,500	273,750	406,274
14	0,975	-4,721	0,000	0,000	485,250	-80,049
15	0,951	-2,794	102,750	36,000	0,000	0,000
16	0,966	-4,581	378,750	243,750	0,000	0,000
17	0,957	-2,649	254,250	2,250	0,000	0,000
18	0,990	9,963	285,000	72,000	1788,750	527,880
19	0,951	3,210	628,500	286,500	0,000	0,000
20	0,933	1,120	473,250	322,500	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
21	0,966	4,571	196,500	32,250	0,000	0,000
22	0,973	5,586	737,250	481,500	0,000	0,000
23	0,980	5,816	109,500	15,750	442,500	484,650
24	0,985	7,798	322,500	153,750	243,750	356,013
25	0,947	4,279	453,750	147,750	0,000	0,000
26	0,990	10,367	444,750	108,000	2268,750	488,400
Total			9.147,000	3.234,750	9.229,202	4.066,646

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.7 hasil simulasi pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali sebelum penempatan peralatan kompensasi pada pembebanan 75% diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 9.229,202 MW dan 4.066,646 MVAR. Apabila dibandingkan antara sistem ketika pembebanan 75% dengan sistem ketika pembebanan 100% maka dapat diambil kesimpulan bahwa total daya yang dibangkitkan generator menurun. Pada Gambar 4.5 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali pada pembebanan 75% sebelum dilakukan pengkompensasian yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 5. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.5 dapat dilihat bahwa terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,933 p.u. hingga 1,020 p.u. Apabila melihat batasan fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka hanya terdapat dua bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1 \pm 5\%$ p.u., yaitu bus

20 dengan nilai tegangan 0,933 p.u. dan bus 25 dengan nilai tegangan 0,947 p.u. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali pada pembebanan 75% sebelum penempatan kompensator ditunjukkan pada Tabel 4.8 .

Tabel 4. 8. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

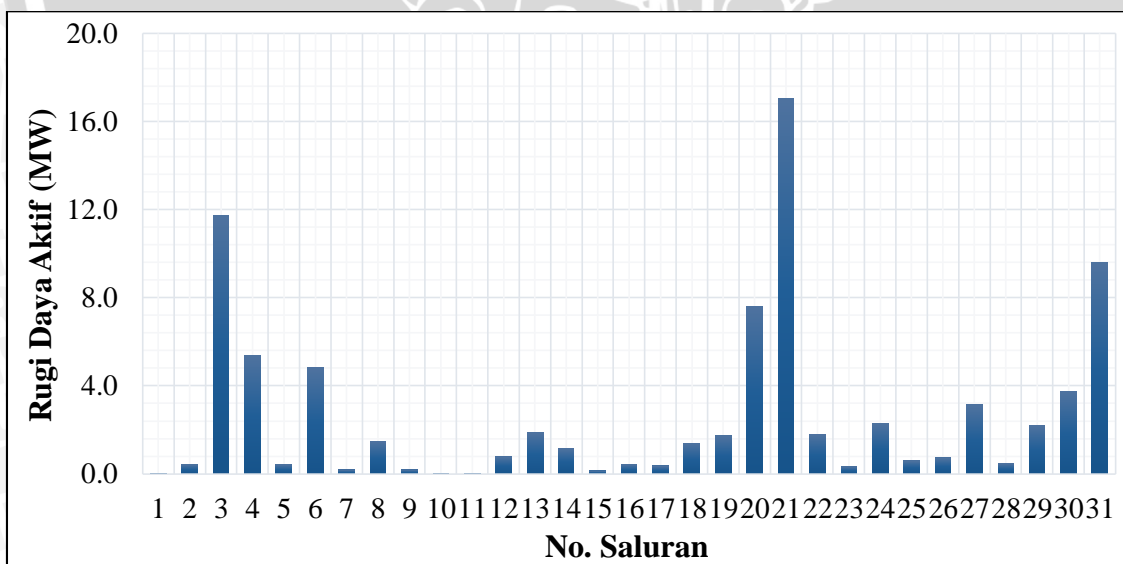
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		-64,500	-25,500	69,358		
	2	-64,500	-25,500	69,358		
2		2606,702	821,296	2733,024		
	1	64,501	13,680	65,935	0,001	-11,820
	3	846,496	137,625	857,611		
	6	1695,705	669,991	1823,267		
3		-240,000	104,250	261,664		
	2	-846,053	-135,040	856,763	0,443	2,585
	7	606,053	239,290	651,583		
4		-507,000	-159,750	531,572		
	5	-507,000	-159,750	531,572		
5		-541,500	-35,250	542,646		
	4	507,449	163,877	533,255	0,449	4,127
	6	-1202,134	-322,047	1244,524		
	10	153,184	122,921	196,405		
6		-477,000	-189,750	513,356		
	2	-1683,953	-557,541	1773,852	11,752	112,449
	5	1206,953	367,791	1261,747	4,819	45,744
7		-354,750	-262,500	441,309		
	3	-600,678	-179,267	626,858	5,375	60,023
	14	-184,806	120,339	220,533		
	9	562,400	-76,922	567,636		
	10	11,927	189,192	189,567		
	11	-143,593	-315,842	346,951		
8		-257,250	-72,750	267,339		
	9	262,027	151,110	302,478		
	11	-519,277	-223,860	565,476		
9		-822,750	-59,250	824,881		
	7	-560,909	90,882	568,224	1,491	13,961
	8	-261,841	-150,132	301,828	0,187	0,978
10		-402,000	-124,500	420,838		
	5	-153,170	-127,377	199,213	0,014	-4,456
	7	-11,893	-190,610	190,980	0,034	-1,418
	15	-236,937	193,487	305,903		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
11		1013,250	1104,183	1498,631		
	7	144,371	323,057	353,849	0,778	7,215
	8	521,133	241,401	574,330	1,856	17,540
	12	347,746	539,725	642,052		
12		-499,500	-347,250	608,344		
	11	-346,581	-529,121	632,525	1,164	10,604
	13	-152,919	181,871	237,615		
13		-213,750	203,774	295,318		
	12	153,079	-180,932	237,001	0,160	0,939
	14	-366,829	384,705	531,565		
14		485,250	-80,049	491,808		
	7	185,015	-118,340	219,624	0,208	2,000
	13	367,263	-381,610	529,630	0,435	3,096
	16	-67,028	419,901	425,217		
15		-102,750	-36,000	108,874		
	10	238,312	-178,198	297,569	1,375	15,289
	20	-341,062	142,198	369,518		
16		-378,750	-243,750	450,406		
	14	67,401	-416,416	421,836	0,373	3,485
	17	-446,151	172,666	478,397		
17		-254,250	-2,250	254,260		
	16	447,867	-156,400	474,390	1,716	16,266
	19	-702,117	154,150	718,839		
18		1503,750	455,880	1571,334		
	19	1503,750	455,880	1571,334		
19		-628,500	-286,500	690,720		
	17	709,714	-81,270	714,352	7,597	72,880
	18	-1486,702	-265,357	1510,197	17,048	190,523
	20	390,228	164,499	423,483		
	21	-101,971	-49,764	113,466		
	22	-139,769	-54,607	150,058		
20		-473,250	-332,500	572,688		
	19	-388,438	-147,461	415,486	1,790	17,037
	15	343,373	-116,435	362,577	2,310	25,764
	25	-428,185	-58,604	432,177		
21		-196,500	-32,250	199,129		
	19	102,305	52,906	115,175	0,334	3,142
	22	-298,805	-85,156	310,702		
22		-737,250	-481,500	880,557		
	21	299,423	90,831	312,897	0,618	5,675
	19	140,510	61,674	153,450	0,741	7,067
	24	-844,666	-168,612	861,331		
	23	-332,517	-465,393	571,977		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
23		333,000	468,900	575,114		
	22	333,000	468,900	575,114	0,483	3,508
24		-78,750	202,263	217,053		
	22	847,790	203,207	871,803	3,123	34,595
	26	-926,540	-0,943	926,540		
25		-453,750	-147,750	477,199		
	20	430,391	83,164	438,353	2,206	24,560
	26	-884,141	-230,914	913,798		
26		1824,000	380,400	1863,245		
	24	930,271	42,363	931,236	3,732	41,419
	25	893,729	338,038	955,521	9,587	107,123
Total					82,202	831,898

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.8, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali dalam kondisi sebelum penempatan kompensator pada saat pembebanan 75%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif dan reaktif pada kondisi tanpa penempatan kompensator pada pembebanan 75% menurun jika dibandingkan dengan pembebanan 100%. Rugi daya aktif sistem menjadi sebesar 82,202 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 831,898 MVAR.

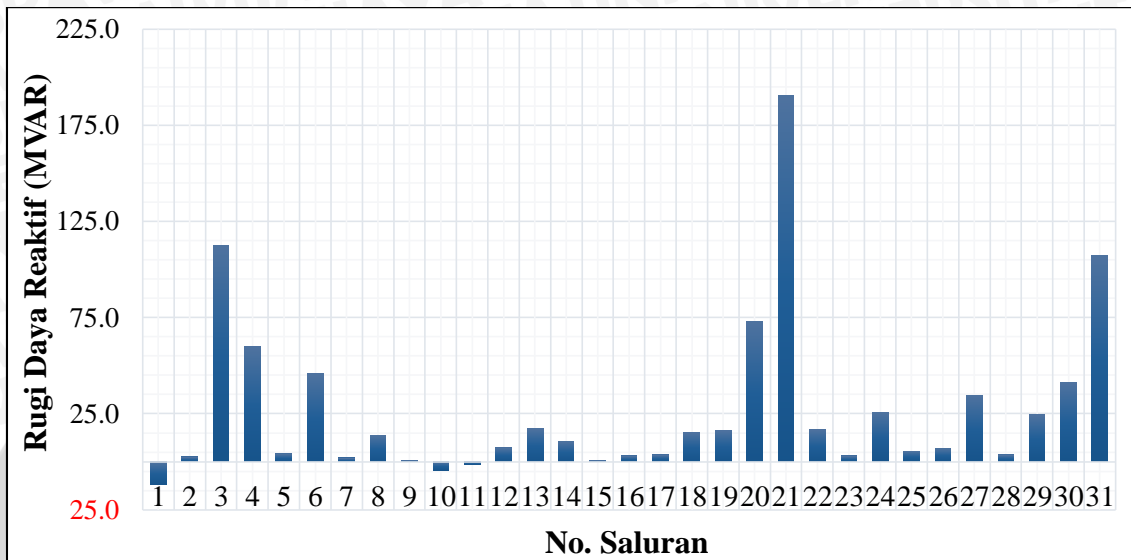


Gambar 4. 6. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.6 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI ketika pembebanan 75% sebelum dilakukan

pengkompensasian. Berdasarkan Gambar 4.6 dapat dilihat bahwa rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu tetap pada aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) atau pada saluran nomor 21 sebesar 17,048 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (Suralaya) atau pada saluran nomor 1 sebesar 0,001 MW.



Gambar 4. 7. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Sebelum Penempatan Kompensator pada Pembebanan 75%

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.7 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI sebelum dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 75%. Dari Gambar 4.7 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) atau terjadi pada saluran nomor 21 sebesar 190,523 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (Suralaya) atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,820 MVAR.

4.3. Simulasi dan Analisis Kinerja Parameter *Particle Swarm Optimization*

Pada sub bab ini parameter-parameter yang digunakan dalam metode optimasi *Particle Swarm Optimization* akan diuji pada dua kondisi, yang pertama untuk optimasi penempatan kapasitor bank dan yang kedua untuk optimasi penempatan TCSC dan TCPST. Parameter-parameter PSO akan diuji berdasarkan kualitas dalam mengurangi rugi daya aktif sistem tenaga listrik.

Parameter-parameter metode optimasi PSO yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari konstanta akselerasi 1 (c_1), konstanta akselerasi 2 (c_2), dan fungsi penimbang (w). konstanta akselerasi digunakan untuk menggerakkan partikel lain menuju posisi

partikel terbaik pada fase *update* kecepatan dan posisi partikel sedangkan fungsi penimbang bertujuan untuk mengatur eksplorasi global dan lokal yang dilakukan partikel untuk setiap iterasi.

Pada umumnya nilai-nilai untuk koefisien akselerasi c_1 dan c_2 sama dengan 2,0. Namun demikian, nilai koefisien akselerasi tersebut dapat ditentukan sendiri, biasanya nilai c_1 dan c_2 berada pada rentang antara 0 sampai 4 (Tuegeh, dkk, 2009:F86). Penggunaan *inertia weight* dapat meningkatkan performansi. Nilai fungsi penimbang biasanya diatur antara nilai 0,4 sampai 0,9 (Tuegeh, dkk, 2009:F87).

4.3.1. Simulasi Parameter *Particle Swarm Optimization* untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank

Pada simulasi ini dilakukan empat kali pengujian parameter PSO pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali. Pengujian parameter dilakukan pada sistem ketika pembebanan 100% dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan sebesar 0 hingga 75 MVAR serta jumlah partikel yang digunakan sebanyak 50 partikel. Parameter yang nantinya akan digunakan adalah parameter yang dapat mengurangi rugi daya aktif yang paling besar. Pada Tabel 4.9 akan dipaparkan hasil pengujian parameter PSO untuk optimasi penempatan kapasitor bank.

Tabel 4. 9. Hasil Pengujian Parameter PSO untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank

Parameter PSO	$c_1 = 2$ $c_2 = 2$	$c_1 = 2$ $c_2 = 2$	$c_1 = 4$ $c_2 = 4$	$c_1 = 1$ $c_2 = 1$
	$w = 0,9$	$w = 0,4$	$w = 0,4$	$w = 0,4$
Ploss (MW)	146,777	145,826	145,637	147,659

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.9 dapat diambil kesimpulan bahwa parameter yang dapat mengurangi rugi daya aktif paling besar terdapat pada pengujian ke-3 yaitu konstanta akselerasi 1 (c_1) dan konstanta akselerasi 2 (c_2) yang digunakan bernilai 4 sedangkan fungsi penimbang (w) yang digunakan bernilai 0,4 sehingga rugi daya aktif yang dihasilkan sebesar 145,637 MW.

4.3.2. Simulasi Parameter *Particle Swarm Optimization* untuk Optimasi Penempatan TCSC-TCPST

Pengujian parameter PSO dilakukan pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali ketika pembebanan 100% Setelah penempatan TCSC dan TCPST. Jumlah TCSC-TCPST yang digunakan sebanyak 3 buah dengan rating masing-masing peralatan seperti

yang telah ditetapkan pada bab metode penelitian. Pada Tabel 4.10 akan dipaparkan hasil pengujian parameter PSO untuk optimasi penempatan TCSC dan TCPST.

Tabel 4. 10. Hasil Pengujian Parameter PSO untuk Optimasi Penempatan TCSC-TCPST

Parameter PSO	$c_1 = 2$	$c_1 = 2$	$c_1 = 4$	$c_1 = 1$
	$c_2 = 2$	$c_2 = 2$	$c_2 = 4$	$c_2 = 1$
	$w = 0,9$	$w = 0,4$	$w = 0,4$	$w = 0,4$
Ploss (MW)	139,798	138,685	138,603	141,208

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.10 dapat diambil kesimpulan bahwa parameter yang dapat mengurangi rugi daya aktif paling besar terdapat pada pengujian ke-3 yaitu konstanta akselerasi 1 (c_1) dan konstanta akselerasi 2 (c_2) yang digunakan bernilai 4 sedangkan fungsi penimbang (w) yang digunakan bernilai 0,4 sehingga rugi daya aktif yang dihasilkan sebesar 138,603 MW.

4.4. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO

Pada bagian ini dilakukan simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan menggunakan metode *Particel Swarm Optimization*. Sistem akan dilihat kondisi setelah penempatan kapasitor bank yaitu meliputi aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem akibat penempatan kapasitor bank. Sistem diuji dalam dua kondisi yaitu ketika pembebanan 100% dan pembebanan 75%. Jumlah kapasitor bank adalah 3 buah. Jumlah kapasitor bank yang terpasang pada sistem ketika pembebanan 100% dan pembebanan 75% tetap, namun seiring dengan penambahan nilai beban maka daerah kerja kapasitor bank yang digunakan juga semakin besar agar sistem dapat terkompensasi dengan baik dan tetap memperhatikan nilai tegangan pada tiap bus.

4.4.1. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

Sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI akan diuji dalam keadaan setelah penempatan kapasitor bank pada pembebanan 100%. Jumlah kapasitor bank yang digunakan adalah 3 buah dengan masing-masing kapasitor bank berkapasitas 0 sampai 75 MVAR. Pada mulanya metode optimasi *Particle Swarm Optimization* akan diuji sebanyak 10 kali pengujian dengan tujuan untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan fungsi tujuan yang telah ditetapkan.

Tabel 4. 11. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)	Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)
1	145,795	6	145,771
2	146,846	7	146,767
3	145,938	8	145,637
4	145,877	9	145,763
5	145,912	10	145,746

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.11 merupakan hasil dari pengujian program PSO untuk optimasi penempatan kapasitor bank pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV ketika pembebanan 100%. Pengujian ini dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan nilai rugi daya aktif yang paling minimum dengan tetap memperhatikan batasan tegangan pada tiap bus. Hal ini perlu dilakukan karena algoritma PSO menempatkan partikel secara acak sehingga pada setiap hasil *running* program tidak selalu memberikan hasil yang sama. Berdasarkan Tabel 4.11 diambil data hasil pengujian ke-8 dengan rugi daya aktif yang paling minimum yaitu 145,637 MW.

Tabel 4. 12. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,006	86,000	34,000	0,000	0,000
2	1,020	0,000	142,000	-56,000	3658,139	1051,226
3	1,018	-0,435	320,000	-139,000	0,000	0,000
4	0,962	-7,852	676,000	213,000	0,000	0,000
5	0,967	-7,166	722,000	47,000	0,000	0,000
6	0,983	-4,432	636,000	253,000	0,000	0,000
7	0,969	-7,221	473,000	350,000	0,000	0,000
8	0,972	-8,808	343,000	97,000	0,000	0,000
9	0,968	-9,192	1097,000	79,000	0,000	0,000
10	0,966	-7,210	536,000	166,000	0,000	0,000
11	0,990	-6,664	0,000	0,000	1351,000	1010,624
12	0,978	-7,344	666,000	463,000	0,000	0,000
13	0,980	-7,040	650,000	270,000	365,000	736,029
14	0,975	-6,591	0,000	0,000	647,000	398,380
15	0,956	-3,964	137,000	48,000	0,000	0,000
16	0,960	-6,408	505,000	325,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
17	0,957	-3,772	339,000	3,000	0,000	0,000
18	0,960	14,134	380,000	96,000	2385,000	589,550
19	0,955	4,459	838,000	382,000	0,000	0,000
20	0,953	1,443	631,000	430,000	0,000	0,000
21	0,958	6,330	262,000	43,000	0,000	0,000
22	0,959	7,719	983,000	642,000	0,000	0,000
23	0,970	8,024	146,000	21,000	590,000	741,489
24	0,975	10,751	430,000	205,000	325,000	519,973
25	0,955	5,869	605,000	197,000	0,000	0,000
26	0,980	14,269	593,000	144,000	3025,000	681,730
Total			12.196,000	4.313,000	12.346,139	5.729,001

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.12 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank ketika pembebanan 100% dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 12.346,139 MW dan 5.729,001 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4. 13. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%

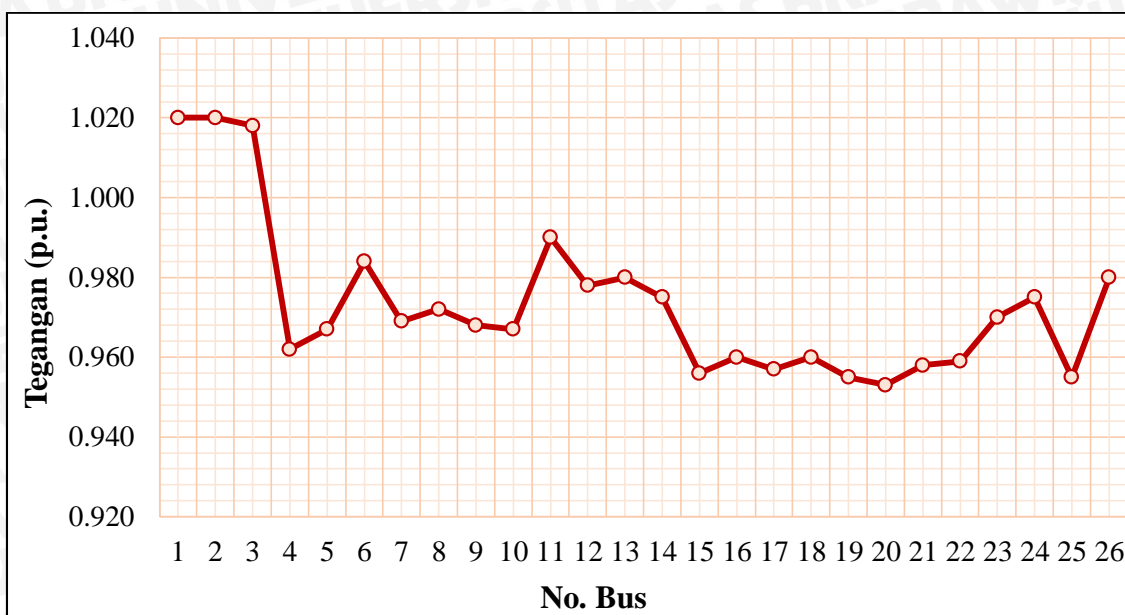
Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
Kapasitor Bank	15 (Tasikmalaya)	49,163
Kapasitor Bank	19 (Ungaran)	34,023
Kapasitor Bank	20 (Pedan)	47,104

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.13 dapat dilihat lokasi penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan metode PSO, masing-masing ditempatkan pada bus 15 dengan rating 49,163 MVAR atau 0,983 p.u., pada bus 19 dengan rating 34,023 MVAR atau 0,680 p.u., dan pada bus 20 dengan rating sebesar 47,104 MVAR atau 0,940 p.u.

Pada Gambar 4.8 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah ditempatkan kapasitor bank pada pembebanan 100% yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV setelah penempatan kapasitor bank yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 15 meningkat dari 0,920 p.u. menjadi 0,956 p.u., pada bus 17 meningkat dari 0,937 p.u. menjadi 0,957 p.u., bus 19 meningkat dari 0,911 p.u.

menjadi 0,955 p.u., bus 20 dari nilai tegangan 0,887 p.u. menjadi 0,953 p.u., bus 21 dari 0,945 p.u. menjadi 0,958 p.u., dan bus 25 meningkat dari 0,906 p.u. menjadi 0,955 p.u.



Gambar 4. 8. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%
Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO pada pembebanan 100% ditunjukkan pada Tabel 4.14.

Tabel 4. 14. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

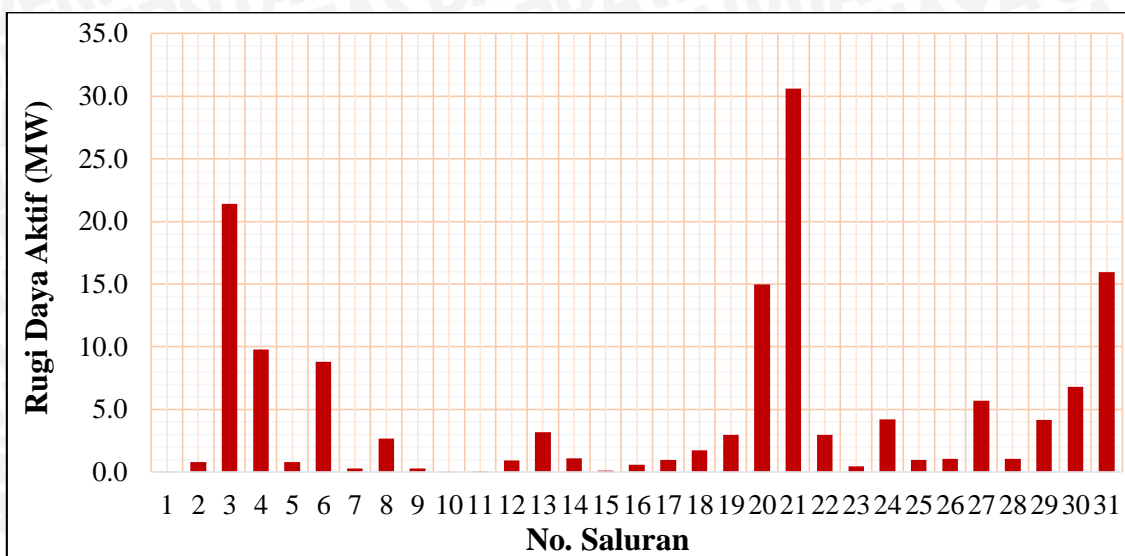
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		-86,000	-34,000	92,477		
	2	-86,000	-34,000	92,477		
2		3516,139	1107,226	3686,351		
	1	86,001	22,185	88,816	0,001	-11,815
	3	1142,237	180,990	1156,487		
	6	2287,901	904,052	2460,041		
3		-320,000	139,000	348,885		
	2	-1141,431	-174,347	1154,669	0,806	6,642
	7	821,431	313,347	879,167		
4		-676,000	-213,000	708,763		
	5	-676,000	-213,000	708,763		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
5		-722,000	-47,000	723,528		
	4	676,822	221,313	712,086	0,822	8,313
	6	-1621,700	-361,912	1661,593		
	10	222,879	93,599	241,735		
6		-636,000	-253,000	684,474		
	2	-2266,508	-698,966	2371,837	21,394	205,086
	5	1630,508	445,966	1690,397	8,807	84,054
7		-473,000	-350,000	588,412		
	3	-811,637	-203,883	836,852	9,794	109,465
	14	-235,196	-103,492	256,959		
	9	751,597	-42,471	752,796		
	10	11,922	319,833	320,055		
	11	-189,686	-319,987	371,984		
8		-343,000	-97,000	356,452		
	9	348,384	148,966	378,896		
	11	-691,384	-245,966	733,833		
9		-1097,000	-79,000	1099,841		
	7	-748,916	67,873	751,986	2,681	25,402
	8	-348,084	-146,873	377,802	0,300	2,092
10		-536,000	-166,000	561,117		
	5	-222,857	-97,869	243,400	0,022	-4,270
	7	-11,822	-320,580	320,798	0,100	-0,747
	15	-323,707	100,014	338,805		
11		1351,000	1010,624	1687,176		
	7	190,601	328,518	379,807	0,915	8,532
	8	694,593	276,507	747,606	3,209	30,541
	12	465,807	405,599	617,646		
12		-666,000	-463,000	811,126		
	11	-464,707	-395,611	610,296	1,099	9,989
	13	-201,293	-67,389	212,273		
13		-285,000	466,029	546,267		
	12	201,422	68,037	212,602	0,129	0,648
	14	-486,422	397,992	628,493		
14		647,000	398,380	759,813		
	7	235,485	106,395	258,405	0,289	2,904
	13	487,029	-393,237	625,965	0,607	4,755
	16	-75,514	685,222	689,370		
15		-137,000	1,163	137,005		
	10	325,436	-80,768	335,309	1,729	19,246
	20	-493,770	84,093	500,880		
16		-505,000	-325,000	600,541		
	14	76,494	-674,945	679,266	0,980	10,277
	17	-616,496	117,892	627,667		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
17		-339,000	-3,000	339,013		
	16	619,486	-89,382	625,901	2,990	28,510
	19	-990,675	190,222	1008,772		
18		2040,224	52,651	2064,853		
	19	2040,224	52,651	2040,903		
19		-838,000	-347,977	907,376		
	17	1005,651	-46,452	1006,723	14,976	143,769
	18	-2009,639	289,308	2030,357	30,585	341,959
	20	549,346	-21,998	549,787		
	21	-131,927	4,665	132,009		
	22	-181,036	9,564	181,289		
20		-631,000	-382,897	738,086		
	19	-546,352	50,600	548,690	2,994	28,601
	15	497,972	-37,166	499,357	4,202	46,927
	25	-604,362	63,689	607,709		
21		-262,000	-43,000	265,505		
	19	132,376	-0,420	132,376	0,449	4,245
	22	-386,069	16,709	386,431		
22		-983,000	-642,000	1174,075		
	21	387,042	-7,619	387,117	0,973	9,090
	19	182,110	0,698	182,111	1,074	10,262
	24	-1127,892	-206,212	1146,588		
	23	-442,933	-711,342	837,972		
23		444,000	720,489	846,311		
	22	444,000	720,489	846,311	1,067	9,148
24		-105,000	314,973	332,013		
	22	1133,586	269,573	1165,198	5,694	63,362
	26	-1238,586	45,400	1239,418		
25		-605,000	-197,000	636,266		
	20	608,546	-17,015	608,783	4,183	46,674
	26	-1188,679	-15,362	1188,778		
26		2432,000	537,730	2490,738		
	24	1245,402	30,525	1245,776	6,816	75,925
	25	1204,631	193,687	1220,103	15,952	178,325
Total					145,637	1.497,909

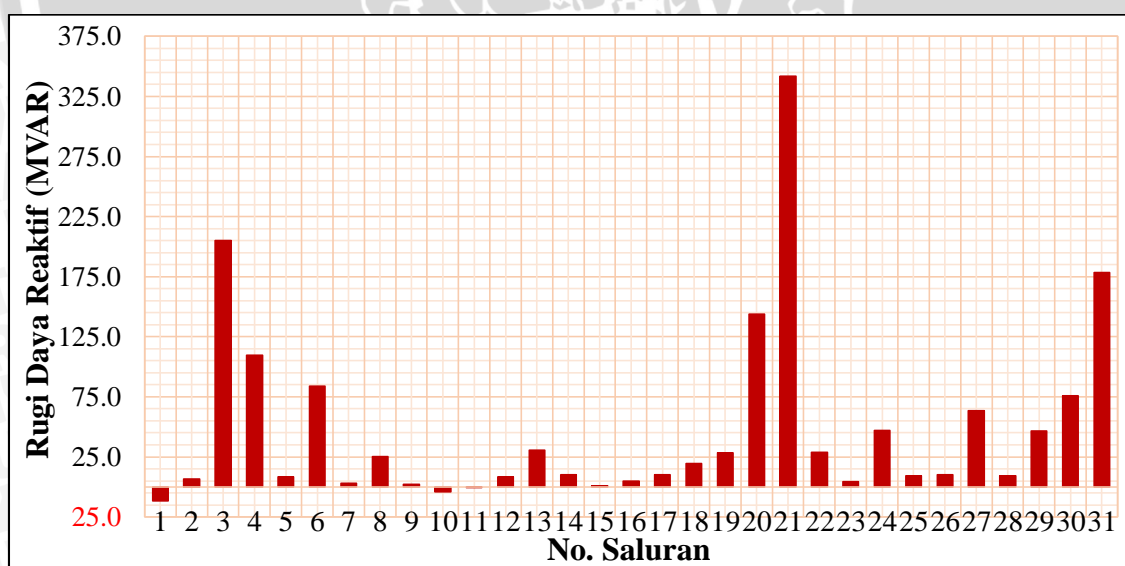
Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.14, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan kapasitor bank dan pada saat pembebanan 100%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan kapasitor bank pada pembebanan 100% adalah sebesar 145,637 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.497,909 MVAR.



Gambar 4. 9. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 100%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.9 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah penempatan kapasitor bank pada saat pembebanan 100%. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) sebesar 30,585 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (New Suralaya) ke bus 2 (Suralaya) sebesar 0,001 MW.

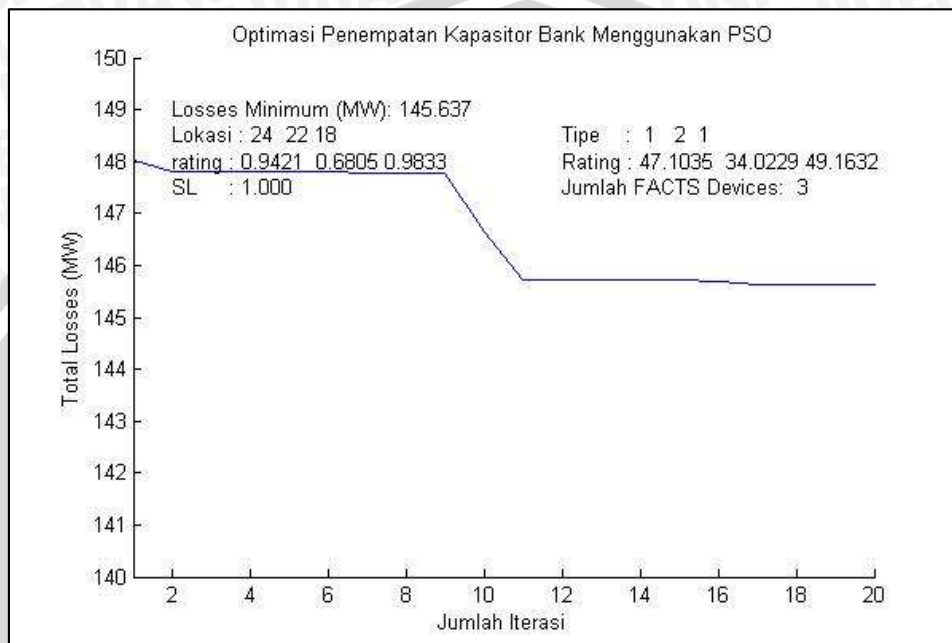


Gambar 4. 10. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 100%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.10 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 100%. Dari Gambar 4.10 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi



dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) atau terjadi pada saluran nomor 21 sebesar 341,959 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (New Suralaya) ke bus 2 (Suralaya) atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,815 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.11.



Gambar 4. 11. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.11 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-17 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-17 yaitu dengan nilai 145,637 MW.

4.4.2. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

Sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali akan diuji dalam keadaan setelah penempatan kapasitor bank pada pembebanan 75%. Jumlah kapasitor bank yang digunakan adalah 3 buah dengan masing-masing kapasitor bank berkapasitas 0 sampai 50 MVAR.

Pada Tabel 4.15 dipaparkan hasil pengujian sistem setelah penempatan kapasitor bank ketika beban 75%.

Tabel 4. 15. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)	Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)
1	79,996	6	80,278
2	80,301	7	80,090
3	80,184	8	80,053
4	80,150	9	80,126
5	80,128	10	80,259

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.15 merupakan hasil dari pengujian program PSO untuk optimasi penempatan kapasitor bank sebanyak 3 buah pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV ketika pembebanan 75%. Pengujian ini juga dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan nilai rugi daya aktif yang paling minimum dengan tetap memperhatikan batasan tegangan pada tiap bus. Berdasarkan Tabel 4.15 diambil data hasil pengujian ke-11 dengan rugi daya aktif yang paling minimum yaitu 79,996 MW.

Tabel 4. 16. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,005	64,500	25,500	0,000	0,000
2	1,020	0,000	106,500	-42,000	2711,994	759,766
3	1,019	-0,322	240,000	-104,250	0,000	0,000
4	0,976	-5,726	507,000	159,750	0,000	0,000
5	0,980	-5,226	541,500	35,250	0,000	0,000
6	0,993	-3,254	447,000	189,750	0,000	0,000
7	0,981	-5,256	354,750	262,500	0,000	0,000
8	0,985	-6,427	257,250	72,750	0,000	0,000
9	0,981	-6,704	822,750	59,250	0,000	0,000
10	0,979	-5,254	402,000	124,500	0,000	0,000
11	1,000	-4,865	0,000	0,000	1013,250	1086,935
12	0,984	-5,325	499,500	347,250	0,000	0,000
13	0,980	-5,058	487,500	202,500	273,750	406,275
14	0,975	-4,712	0,000	0,000	485,250	-131,907
15	0,954	-2,812	102,750	36,000	0,000	0,000
16	0,967	-4,576	378,750	243,750	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
17	0,961	-2,665	254,250	2,250	0,000	0,000
18	1,000	9,715	285,000	72,000	1788,750	555,259
19	0,960	3,098	628,500	286,500	0,000	0,000
20	0,957	1,056	473,250	322,500	0,000	0,000
21	0,968	4,483	196,500	32,250	0,000	0,000
22	0,974	5,504	737,250	481,500	0,000	0,000
23	0,980	5,737	109,500	15,750	442,500	444,255
24	0,985	7,718	322,500	153,750	243,750	343,802
25	0,958	4,203	453,750	147,750	0,000	0,000
26	0,990	10,288	444,750	108,000	2268,750	465,297
Total			9.147,000	3.234,750	9.227,994	3.929.681

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.16 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank ketika pembebanan 75% dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 9.227,994 MW dan 3.929,681 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan dan telah dioptimasi dengan metode PSO ditunjukkan pada Tabel 4.17.

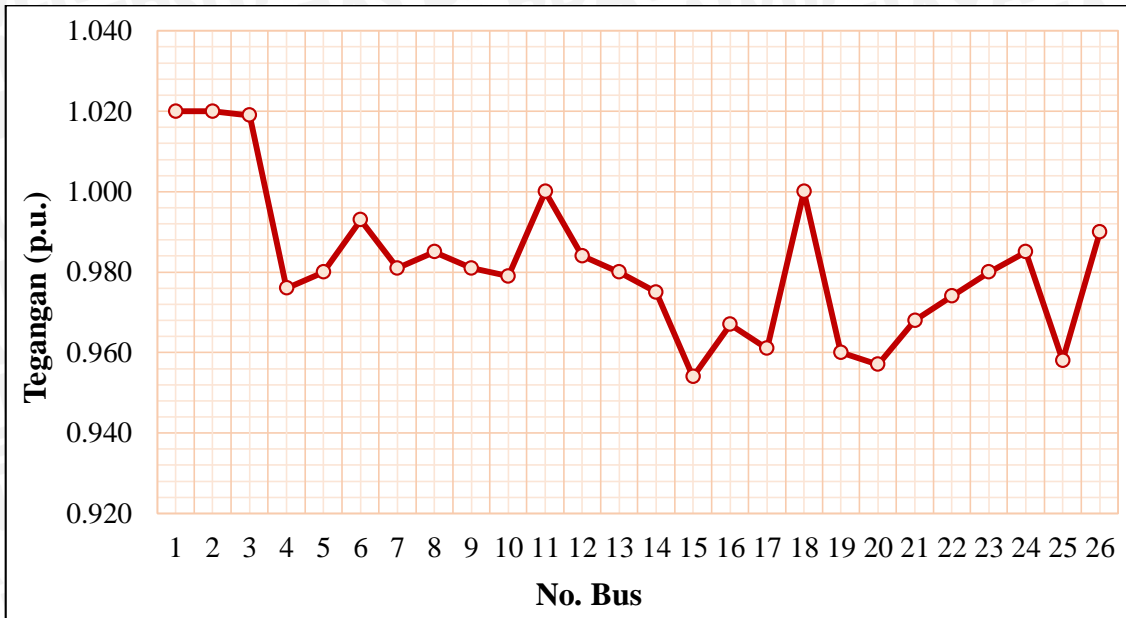
Tabel 4. 17. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
Kapasitor Bank	10 (Depok)	36,017
Kapasitor Bank	19 (Ungaran)	39,481
Kapasitor Bank	20 (Pedan)	48,862

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.17 dapat dilihat lokasi penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan metode PSO, masing-masing ditempatkan pada bus 10 dengan rating 36,017 MVAR atau 0,72 p.u., pada bus 19 dengan rating sebesar 39,481 MVAR atau 0,79 p.u., dan pada bus 20 dengan rating 48,862 MVAR atau 0,977 p.u.

Pada Gambar 4.12 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah ditempatkan kapasitor bank pada pembebanan 75% yang di plot dalam sebuah grafik. Dari Tabel 4.16 dan Gambar 4.12 dapat dilihat bahwa level tegangan pada bus 20 meningkat dari 0,933 p.u. menjadi 0,957 p.u. dan pada bus 25 meningkat dari 0,947 p.u. menjadi 0,958 p.u.



Gambar 4. 12. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO pada pembebanan 75% ditunjukkan pada Tabel 4.18 .

Tabel 4. 18. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi pada Pembebanan 75%

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1	2	-64,500	-25,500	69,358		
2	1	64,501	13,680	65,935	0,001	-11,820
2	3	846,069	133,152	856,482		
2	6	1694,925	654,934	1817,061		
3	2	-845,627	-130,580	855,649	0,442	2,572
3	7	605,627	234,830	649,560		
4	5	-507,000	-159,750	531,572		
5	4	507,449	163,865	533,250	0,449	4,115
	6	-1201,475	-308,157	1240,364		
	10	152,526	109,042	187,495		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
6		-477,000	-189,750	513,356		
	2	-1683,253	-543,252	1768,746	11,672	111,682
	5	1206,253	353,502	1256,984	4,778	45,345
7		-354,750	-262,500	441,309		
	3	-600,285	-175,183	625,325	5,341	59,647
	14	-185,459	134,942	229,357		
	9	562,454	-71,284	566,953		
	10	12,375	153,920	154,417		
	11	-143,835	-304,896	337,120		
8		-257,250	-72,750	267,339		
	9	261,964	145,382	299,601		
	11	-519,214	-218,132	563,174		
9		-822,750	-59,250	824,881		
	7	-560,969	85,190	567,401	1,485	13,906
	8	-261,781	-144,440	298,985	0,183	0,942
10		-402,000	-88,483	411,623		
	5	-152,513	-113,520	190,124	0,013	-4,478
	7	-12,352	-155,453	155,943	0,023	-1,532
	15	-237,135	180,489	298,009		
11		1013,250	1086,935	1485,969		
	7	144,569	311,683	343,579	0,734	6,787
	8	521,054	235,516	571,808	1,840	17,384
	12	347,628	539,736	641,997		
12		-499,500	-347,250	608,344		
	11	-346,464	-529,134	632,471	1,164	10,602
	13	-153,036	181,884	237,701		
13		-213,750	203,775	295,319		
	12	153,196	-180,944	237,086	0,160	0,940
	14	-366,946	384,718	531,656		
14		485,250	-131,907	502,859		
	7	185,684	-132,756	228,260	0,225	2,186
	13	367,381	-381,621	529,720	0,435	3,097
	16	-67,815	382,471	388,436		
15		-102,750	-36,000	108,874		
	10	238,437	-166,014	290,539	1,302	14,475
	20	-356,910	30,471	358,209		
16		-378,750	-243,750	450,406		
	14	68,126	-379,677	385,740	0,311	2,794
	17	-446,876	135,927	467,091		
17		-254,250	-2,250	254,260		
	16	448,509	-120,460	464,404	1,633	15,467
	19	-702,759	118,210	712,632		
18		1503,750	483,259	1579,495		
	19	1503,750	483,259	1579,495		

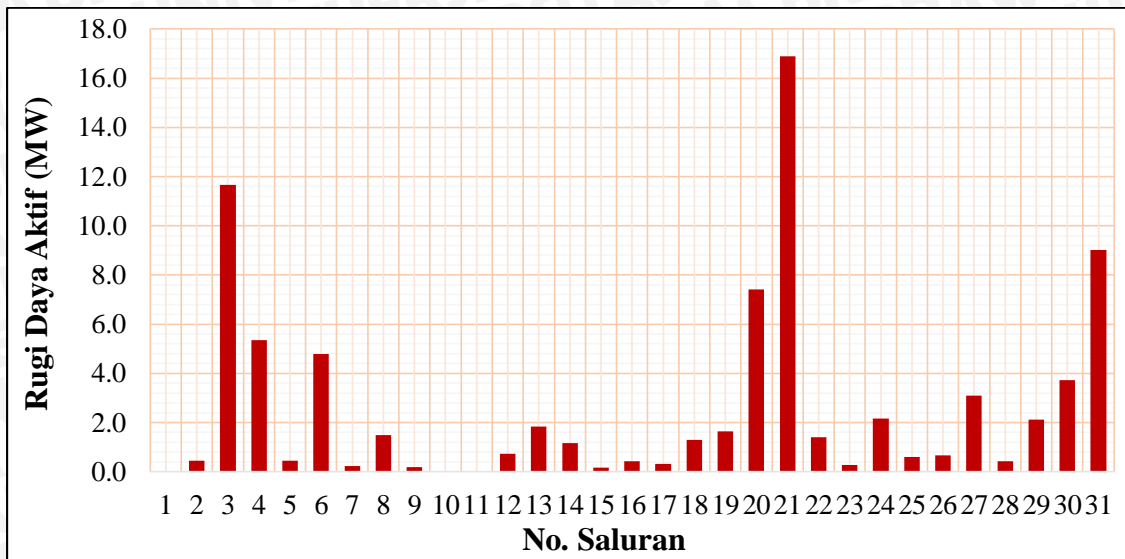
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
19		-628,500	-198,157	658,998		
	17	710,173	-47,093	711,733	7,414	71,116
	18	-1486,867	-294,588	1515,769	16,883	188,671
	20	376,715	-1,670	376,719		
	21	-102,026	-24,418	104,907		
	22	-140,075	-29,567	143,161		
20		-473,250	-322,500	572,688		
	19	-375,323	14,880	375,618	1,393	13,210
	15	359,067	-6,427	359,125	2,157	24,044
	25	-433,180	42,097	435,221		
21		-196,500	-32,250	199,129		
	19	102,307	27,047	105,821	0,281	2,630
	22	-298,807	-59,297	304,633		
22		-737,250	-481,500	880,557		
	21	299,398	64,717	306,313	0,591	5,420
	19	140,738	35,885	145,241	0,663	6,318
	24	-844,816	-156,595	859,207		
	23	-332,570	-425,507	540,055		
23		333,000	428,505	542,684		
	22	333,000	428,505	542,684	0,430	2,998
24		-78,750	190,052	205,722		
	22	847,920	190,978	869,161	3,104	34,383
	26	-926,670	-0,926	926,671		
25		-453,750	-147,750	477,199		
	20	435,310	-18,404	435,699	2,129	23,693
	26	-885,801	-141,907	897,096		
26		1824,000	357,297	1858,665		
	24	930,403	42,357	931,367	3,733	41,431
	25	894,828	242,758	927,172	9,027	100,851
Total					79,996	808,876

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.18, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan kapasitor bank dan pada saat pembebanan 75%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan kapasitor bank pada pembebanan 75% adalah sebesar 79,996 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 808,876 MVAR.

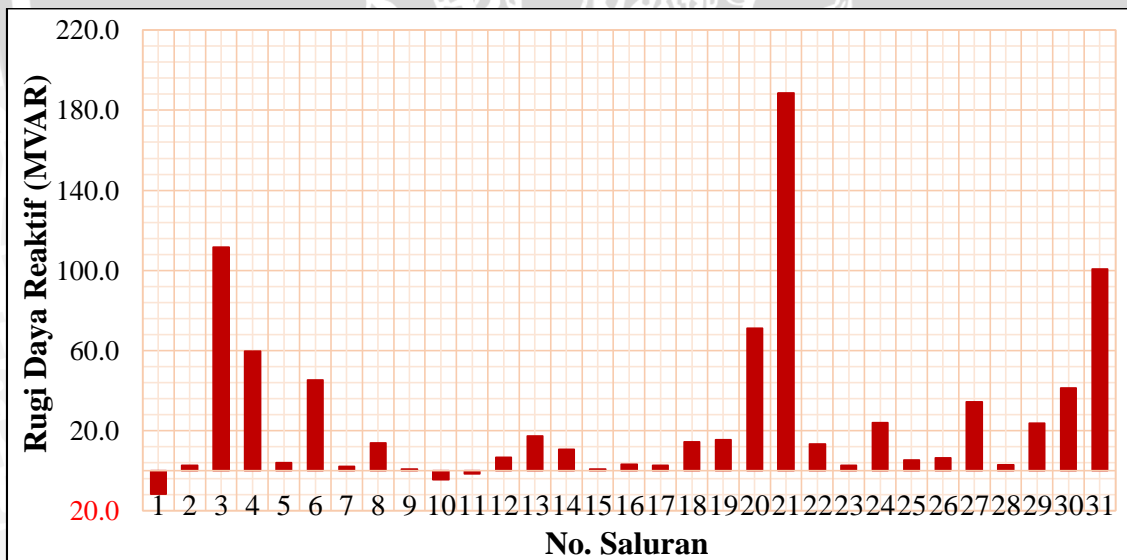
Pada Gambar 4.13 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah penempatan kapasitor bank pada saat pembebanan 75%. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) sebesar 16,883 MW dan nilai

rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (*Suralaya*) sebesar 0,001 MW.



Gambar 4. 13. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

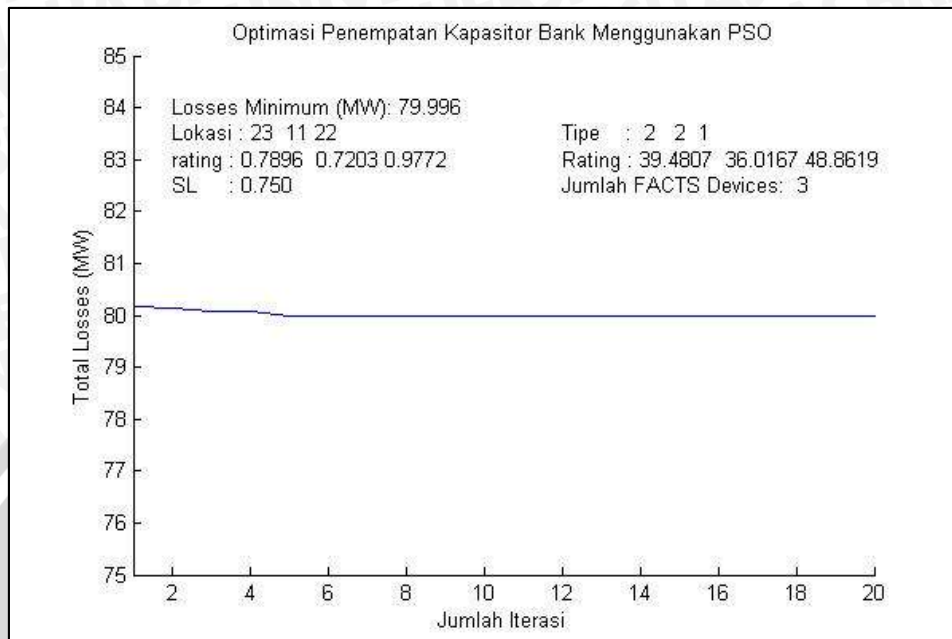
Gambar 4.14 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 75% yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 14. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.14 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (*Tanjung Jati*) ke bus 19 (*Ungaran*) atau terjadi pada saluran nomor 21 sebesar 188,671 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (*Suralaya*) atau

terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,820 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.15.



Gambar 4. 15. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.15 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-5 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-5 yaitu dengan nilai 79,996 MW.

4.5. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO

Pada bagian ini dilakukan simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*. Sistem akan dilihat kondisi setelah penempatan TCSC dan TCPST yaitu meliputi aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem akibat penempatan TCSC dan TCPST. Sistem diuji dalam dua kondisi yaitu ketika pembebanan 100% dan pembebanan 75%. Jumlah peralatan

FACTS yang digunakan adalah 3 buah dan akan diujikan pada beban 75%. Jumlah peralatan FACTS yang terpasang pada sistem ketika pembebanan 100% dan pembebanan 75% tetap.

4.5.1. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

Sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI akan diuji dalam keadaan setelah penempatan TCSC dan TCPST pada pembebanan 100%. Pada Tabel 4.19 dipaparkan hasil pengujian sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST ketika pembebanan 100%.

Tabel 4. 19. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)	Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)
1	138,644	6	138,873
2	138,643	7	138,742
3	138,668	8	138,693
4	138,870	9	138,805
5	138,603	10	138,956

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.19 merupakan hasil dari pengujian program PSO untuk optimasi penempatan TCSC dan TCPST pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV ketika pembebanan 100%. Pengujian ini dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan nilai rugi daya aktif yang paling minimum dengan tetap memperhatikan batasan tegangan pada tiap bus. Hal ini perlu dilakukan karena algoritma PSO menempatkan partikel secara acak sehingga pada setiap hasil *running* program tidak selalu memberikan hasil yang sama. Berdasarkan Tabel 4.19 diambil data hasil pengujian ke-5 dengan rugi daya aktif yang paling minimum yaitu 138,603 MW.

Tabel 4. 20. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,006	86,000	34,000	0,000	0,000
2	1,020	0,0000	142,000	-56,000	3656,398	1054,548
3	1,018	-0,297	320,000	-139,000	0,000	0,000
4	0,961	-7,807	676,000	213,000	0,000	0,000
5	0,966	-7,121	722,000	47,000	0,000	0,000
6	0,983	-4,408	636,000	253,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
7	0,969	-7,167	473,000	350,000	0,000	0,000
8	0,972	-8,752	343,000	97,000	0,000	0,000
9	0,968	-9,137	1097,000	79,000	0,000	0,000
10	0,966	-7,163	536,000	166,000	0,000	0,000
11	0,990	-6,607	0,000	0,000	1351,000	1013,547
12	0,978	-7,285	666,000	463,000	0,000	0,000
13	0,980	-6,979	650,000	270,000	365,000	736,041
14	0,975	-6,529	0,000	0,000	647,000	334,212
15	0,964	-3,923	137,000	48,000	0,000	0,000
16	0,961	-6,348	505,000	325,000	0,000	0,000
17	0,965	-3,745	339,000	3,000	0,000	0,000
18	0,960	6,964	380,000	96,000	2385,000	623,792
19	0,964	4,283	838,000	382,000	0,000	0,000
20	0,961	1,398	631,000	430,000	0,000	0,000
21	0,951	6,198	262,000	43,000	0,000	0,000
22	0,960	7,600	983,000	642,000	0,000	0,000
23	0,970	7,911	146,000	21,000	590,000	671,156
24	0,975	10,639	430,000	205,000	325,000	498,928
25	0,963	5,787	605,000	197,000	0,000	0,000
26	0,980	14,163	593,000	144,000	3025,000	659,780
Total			12.196,000	4.313,000	12.344,398	5.592,005

Sumber : Hasil perhitungan

Tabel 4.20 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST ketika pembebanan 100% dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 12.344,398 MW dan 5.592,005 MVAR. Lokasi Penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST telah dioptimasi dengan metode PSO ditunjukkan pada Tabel 4.21.

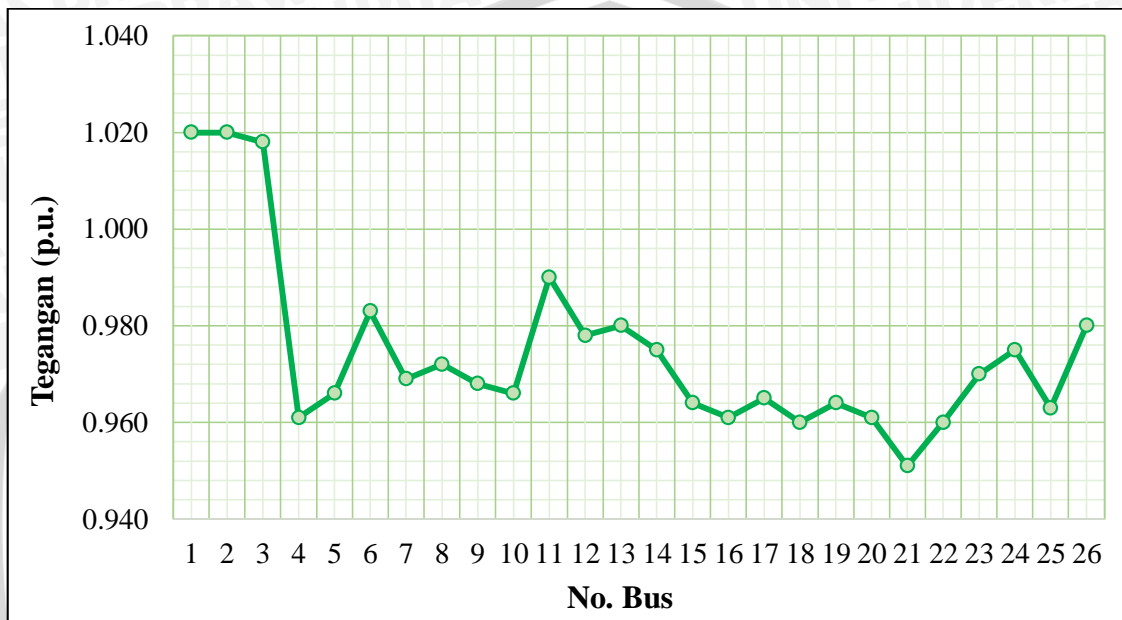
Tabel 4. 21. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC dan TCPST menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%

Jenis Kompensator	Lokasi (saluran)	Dari Bus	Menuju Bus	Rating
TCSC	2	2 (Suralaya)	3 (Cilegon)	-0,318X _{line}
TCSC	21	19 (Ungaran)	18 (Tanjung Jati)	-0,700X _{line}
TCPST	4	3 (Cilegon)	7 (Cibinong)	2,385°

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.21 dapat dilihat lokasi penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST telah dioptimasi dengan metode PSO, masing-masing yaitu TCSC pada saluran 2 dari bus

2 (Suralaya) menuju bus 3 (Cilegon) dengan rating sebesar $-0,318X_{line}$, TCSC pada saluran 21 dari bus 19 (Ungaran) menuju bus 18 (Tanjung Jati) dengan rating $-0,700X_{line}$, dan TCPST yang ditempatkan pada saluran 4 dari bus 3 (Cilegon) menuju bus 7 (Cibinong) dengan rating $2,385^\circ$ atau $0,475$ p.u. Pada Gambar 4.16 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah ditempatkan TCSC dan TCPST pada pembebanan 100% yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 16. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.16 dapat dilihat tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV setelah penempatan TCSC dan TCPST yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1\pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 15 meningkat dari $0,920$ p.u. menjadi $0,964$ p.u., pada bus 17 meningkat dari $0,937$ p.u. menjadi $0,965$ p.u., bus 19 meningkat dari $0,911$ p.u. menjadi $0,964$ p.u., bus 20 dari nilai tegangan $0,887$ p.u. menjadi $0,961$ p.u., bus 21 dari $0,945$ p.u. menjadi $0,951$ p.u., dan bus 25 meningkat dari $0,906$ p.u. menjadi $0,963$ p.u. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah penempatan TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO pada pembebanan 100% ditunjukkan pada Tabel 4.22.

Tabel 4. 22. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi pada Pembebanan 100%

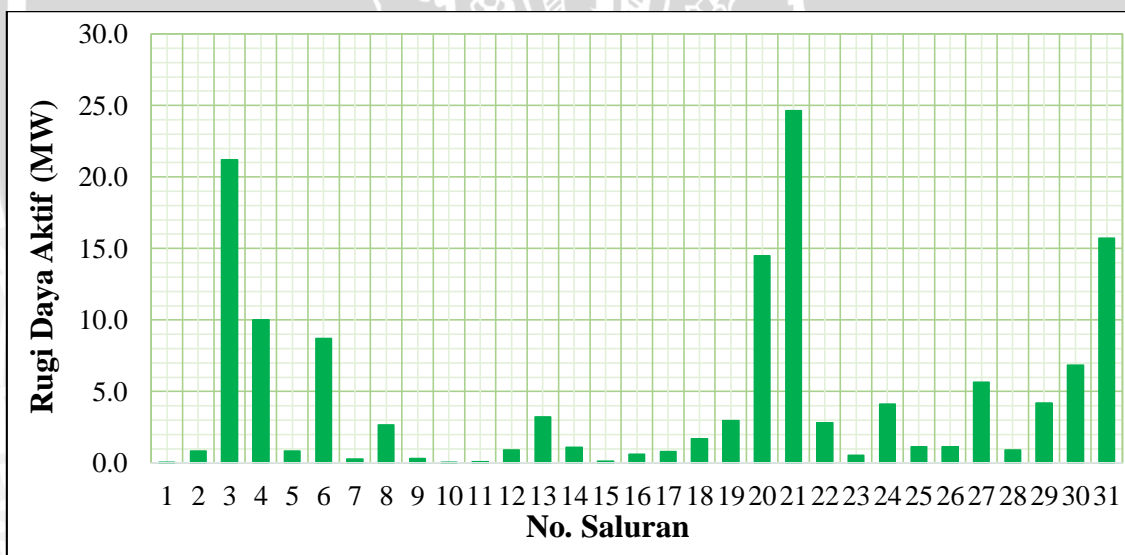
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		-86,000	-34,000	92,477		
	2	-86,000	-34,000	92,477		
2		3514,398	1110,548	3685,689		
	1	86,001	22,185	88,816	0,001	-11,815
	3	1152,483	181,990	1166,764		
	6	2275,914	906,373	2449,754		
3		-320,000	139,000	348,885		
	2	-1151,663	-178,106	1165,354	0,820	3,884
	7	831,663	317,106	890,067		
4		-676,000	-213,000	708,763		
	5	-676,000	-213,000	708,763		
5		-722,000	-47,000	723,528		
	4	676,822	221,316	712,088	0,822	8,316
	6	-1609,997	-366,965	1651,289		
	10	211,176	98,648	233,081		
6		-636,000	-253,000	684,474		
	2	-2254,699	-703,002	2361,753	21,215	203,371
	5	1618,699	450,002	1680,085	8,701	83,037
7		-473,000	-350,000	588,412		
	3	-821,631	-204,990	846,817	10,031	112,371
	14	-238,043	-105,627	260,425		
	9	751,142	-43,387	752,394		
	10	26,025	325,736	326,774		
	11	-190,494	-321,732	373,897		
8		-343,000	-97,000	356,452		
	9	348,838	149,872	379,670		
	11	-691,838	-246,872	734,565		
9		-1097,000	-79,000	1099,841		
	7	-748,464	68,768	751,616	2,678	25,381
	8	-348,536	-147,768	378,567	0,302	2,104
10		-536,000	-166,000	561,117		
	5	-211,155	-102,932	234,907	0,020	-4,283
	7	-25,921	-326,442	327,469	0,104	-0,706
	15	-329,724	53,470	334,031		
11		1351,000	1013,547	1688,928		
	7	191,418	330,356	381,806	0,924	8,624
	8	695,053	277,479	748,394	3,215	30,606
	12	464,529	405,713	616,758		
12		-666,000	-463,000	811,126		
	11	-463,433	-395,755	609,419	1,096	9,958
	13	-202,567	-67,245	213,437		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
13		-285,000	466,041	546,278		
	12	202,698	67,907	213,770	0,130	0,661
	14	-487,698	398,135	629,571		
14		647,000	334,212	728,222		
	7	238,339	108,619	261,923	0,297	2,992
	13	488,307	-393,360	627,037	0,609	4,775
	16	-79,646	618,954	624,057		
15		-137,000	-48,000	145,165		
	10	331,405	-34,760	333,223	1,681	18,710
	20	-494,251	80,256	500,725		
16		-505,000	-325,000	600,541		
	14	80,449	-610,656	615,932	0,803	8,298
	17	-625,107	21,723	625,484		
17		-339,000	-3,000	339,013		
	16	628,067	6,495	628,101	2,960	28,218
	19	-984,806	181,596	1001,409		
18		1715,758	-640,036	1831,248		
	19	1715,758	-640,036	1831,248		
19		-838,000	-382,000	920,960		
	17	999,312	-42,340	1000,209	14,506	139,255
	18	-1691,135	722,478	1838,997	24,623	82,441
	20	536,215	-11,161	536,331		
	21	-128,603	70,006	146,422		
	22	-183,276	37,113	186,996		
20		-631,000	-430,000	763,584		
	19	-533,419	37,857	534,760	2,796	26,696
	15	498,386	-34,086	499,550	4,135	46,169
	25	-609,338	65,818	612,882		
21		-262,000	-43,000	265,505		
	19	129,145	-64,866	144,520	0,542	5,139
	22	-399,894	-102,408	412,798		
22		-983,000	-642,000	1174,075		
	21	401,018	112,959	416,624	1,125	10,551
	19	184,397	-26,396	186,277	1,121	10,717
	24	-1129,879	-185,180	1144,953		
	23	-443,076	-642,390	780,372		
23		444,000	650,156	787,298		
	22	444,000	650,156	787,298	0,924	7,767
24		-105,000	293,928	312,120		
	22	1135,545	248,231	1162,360	5,666	63,051
	26	-1240,545	45,697	1241,386		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
25		-605,000	-197,000	636,266		
	20	613,521	-19,148	613,820	4,183	46,670
	26	-1189,373	49,394	1190,399		
26		2432,000	515,780	2486,092		
	24	1247,382	30,470	1247,755	6,837	76,167
	25	1205,107	126,487	1211,727	15,733	175,881
Total					138,603	1.224,754

Sumber : Hasil Perhitungan

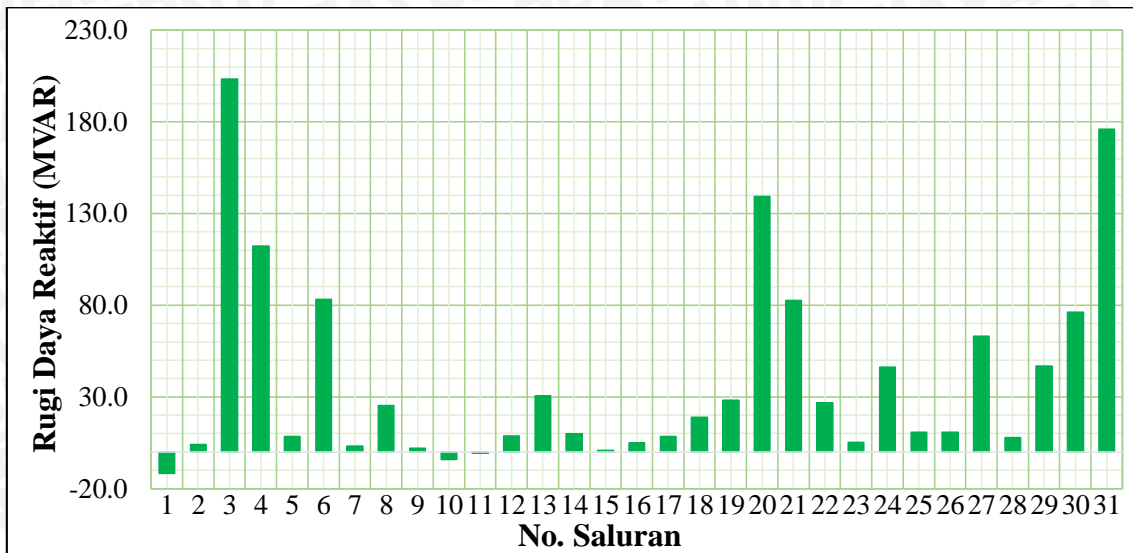
Berdasarkan Tabel 4.22, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan TCSC dan TCPST dan pada saat pembebanan 100%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan TCSC dan TCPST pada pembebanan 100% adalah sebesar 138,603 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.224,754 MVAR. Pada Gambar 4.17 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah penempatan TCSC dan TCPST pada saat pembebanan 100%.



Gambar 4. 17. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 100%

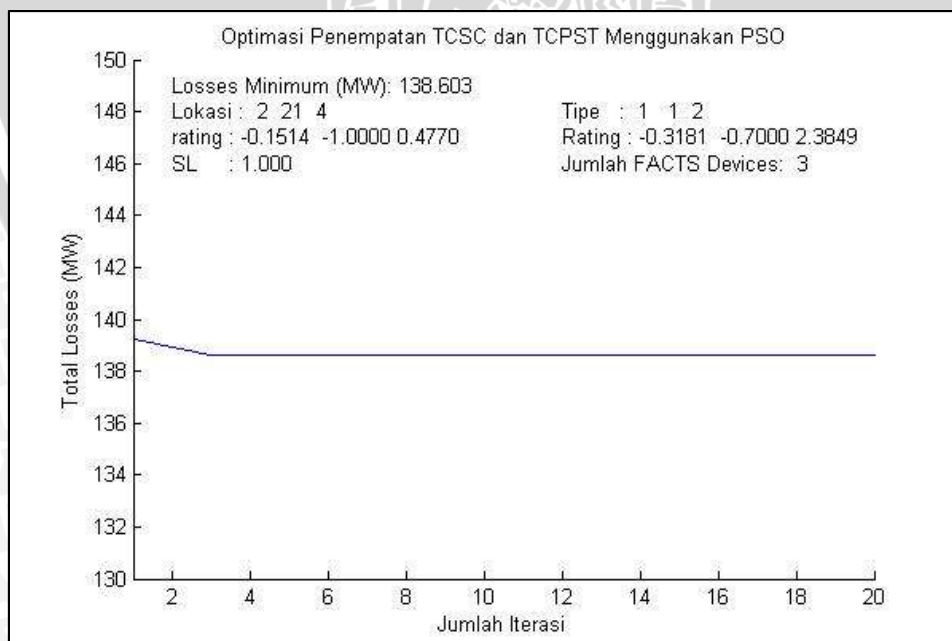
Sumber : Hasil Perhitungan

Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) sebesar 24,623 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (*Suralaya*) sebesar 0,001 MW. Gambar 4.18 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah dilakukan pengkompensasian TCSC dan TCPST pada saat pembebanan 100%.



Gambar 4. 18. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 100%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.18 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 2 (Suralaya) ke bus 6 (Balaraja) atau terjadi pada saluran nomor 3 sebesar 203,371 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (New Suralaya) ke bus 2 (Suralaya) atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,815 MVAR. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.19.



Gambar 4. 19. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100%
 Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST. TCSC dan TCPST tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.19 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-3 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-3 yaitu dengan nilai 138,603 MW.

4.5.2. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

Sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali akan diuji dalam keadaan setelah penempatan TCSC dan TCPST pada pembebanan 75%. TCSC dan TCPST ditempatkan secara acak hingga didapatkan nilai rugi daya aktif yang paling minimum. Sistem akan dilihat kondisi setelah penempatan TCSC dan TCPST yaitu meliputi aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem akibat penempatan TCSC dan TCPST. Pada Tabel 4.23 dipaparkan hasil pengujian sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST ketika beban 75%.

Tabel 4. 23. Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)	Pengujian Ke-	Rugi Daya Aktif (MW)
1	79,023	6	79,727
2	79,748	7	79,735
3	80,003	8	79,506
4	79,741	9	79,739
5	79,738	10	79,736

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 4.23 merupakan hasil dari pengujian program PSO untuk optimasi penempatan TCSC dan TCPST pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV ketika pembebanan 75%. Pengujian ini juga dilakukan sebanyak 10 kali dengan tujuan untuk mendapatkan nilai rugi daya aktif yang paling minimum dengan tetap memperhatikan batasan tegangan pada tiap bus. Berdasarkan Tabel 4.23 diambil data hasil pengujian pertama dengan rugi daya aktif yang paling minimum yaitu 79,023 MW. Pada Tabel 4.24 dipaparkan hasil simulasi sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi dengan menggunakan metode PSO pada pembebanan 75%.

Tabel 4. 24. Hasil Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,020	-0,005	64,500	25,500	0,000	0,000
2	1,020	0,000	106,500	-42,000	2711,164	709,447
3	1,019	-0,323	240,000	-104,250	0,000	0,000
4	0,978	-5,723	507,000	159,750	0,000	0,000
5	0,982	-5,225	541,000	35,250	0,000	0,000
6	0,994	-3,255	447,000	189,750	0,000	0,000
7	0,983	-5,258	354,750	262,500	0,000	0,000
8	0,986	-6,397	257,250	72,750	0,000	0,000
9	0,983	-6,682	822,750	59,250	0,000	0,000
10	0,981	-5,253	402,000	124,500	0,000	0,000
11	1,000	-4,816	0,000	0,000	1013,250	828,420
12	0,990	-5,281	499,500	347,250	0,000	0,000
13	0,990	-5,141	487,500	202,500	273,750	592,697
14	0,985	-4,791	0,000	0,000	485,250	62,287
15	0,956	-2,837	102,750	36,000	0,000	0,000
16	0,976	-4,650	378,750	243,750	0,000	0,000
17	0,967	-2,743	254,250	2,250	0,000	0,000
18	0,990	7,114	285,000	72,000	1788,750	533,965
19	0,960	3,031	628,500	286,500	0,000	0,000
20	0,965	1,002	473,250	322,500	0,000	0,000
21	0,968	4,419	196,500	32,250	0,000	0,000
22	0,974	5,441	737,250	481,500	0,000	0,000
23	0,980	5,674	109,500	15,750	442,500	441,514
24	0,985	7,656	322,500	153,750	243,750	342,998
25	0,966	4,144	453,750	147,750	0,000	0,000
26	0,990	10,227	444,750	108,000	2268,750	462,097
Total			9.147,000	3.234,750	9.227,164	3.973,424

Sumber : Hasil Perhitungan

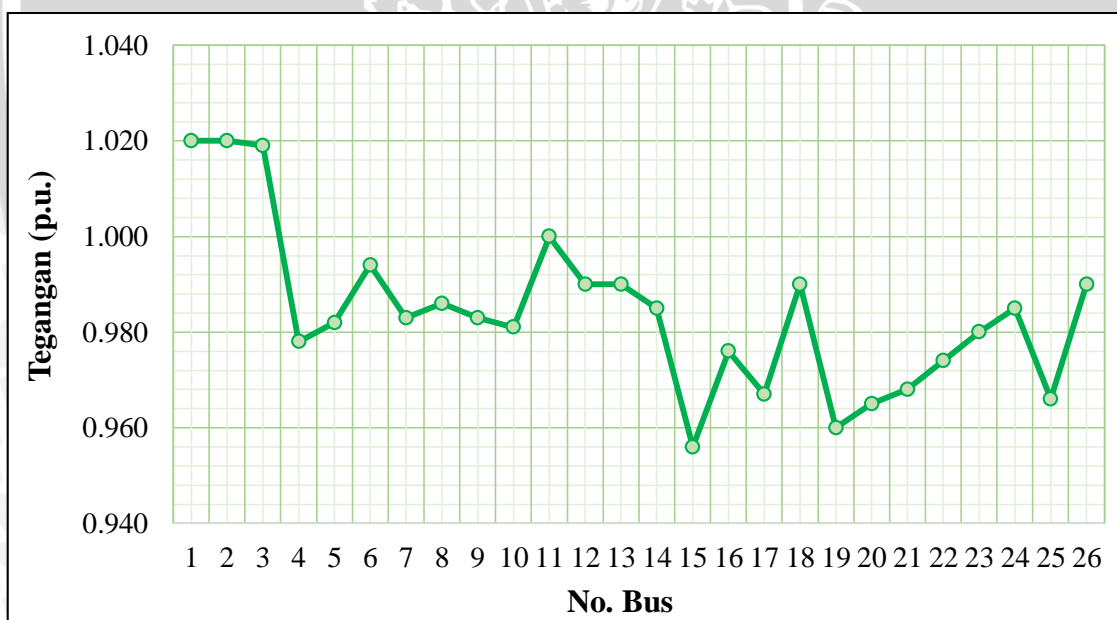
Tabel 4.24 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST ketika pembebanan 75% dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 9.227,164 MW dan 3.973,424 MVAR. Lokasi Penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST telah dioptimasi dengan metode PSO ditunjukkan pada Tabel 4.25.

Tabel 4. 25. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC dan TCPST menggunakan PSO pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%

Jenis Kompensator	Lokasi (saluran)	Dari Bus	Menuju Bus	Rating
TCPST	11	10 (Depok)	7 (Cibinong)	$1,951^\circ$
TCSC	15	12 (Cibatu)	13 (Cirata)	$-0,452X_{line}$
TCSC	21	19 (Ungaran)	18 (Tanjung Jati)	$-0,378X_{line}$

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.25 dapat dilihat lokasi penempatan dan kapasitas TCSC dan TCPST yang telah dioptimasi dengan metode PSO, masing-masing yaitu TCPST pada saluran 11 dari bus 10 (Depok) menuju bus 7 (Cibinong) dengan rating $1,951^\circ$ atau $0,6504$ p.u., kemudian TCSC pada saluran 15 dari bus 12 (Cibatu) menuju bus 13 (Cirata) dengan rating $-0,452X_{line}$, dan TCSC pada saluran 21 dari bus 19 (Ungaran) menuju bus 18 (Tanjung Jati) dengan rating $-0,378X_{line}$. Pada Gambar 4.20 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah ditempatkan TCSC dan TCPST pada pembebanan 75% yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 20. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.20 dapat dilihat bahwa terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik JAMALI 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai $0,956$ p.u. hingga $1,020$ p.u. Apabila melihat batasan fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka tegangan bus-bus tersebut berada pada batas nilai tegangan $1\pm 5\%$ p.u. yang ditetapkan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 20

meningkat dari 0,933 p.u. menjadi 0,965 p.u. dan pada bus 25 meningkat dari 0,947 p.u. menjadi 0,966 p.u. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali setelah penempatan TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO pada pembebanan 75% ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4. 26. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi pada Pembebanan 75%

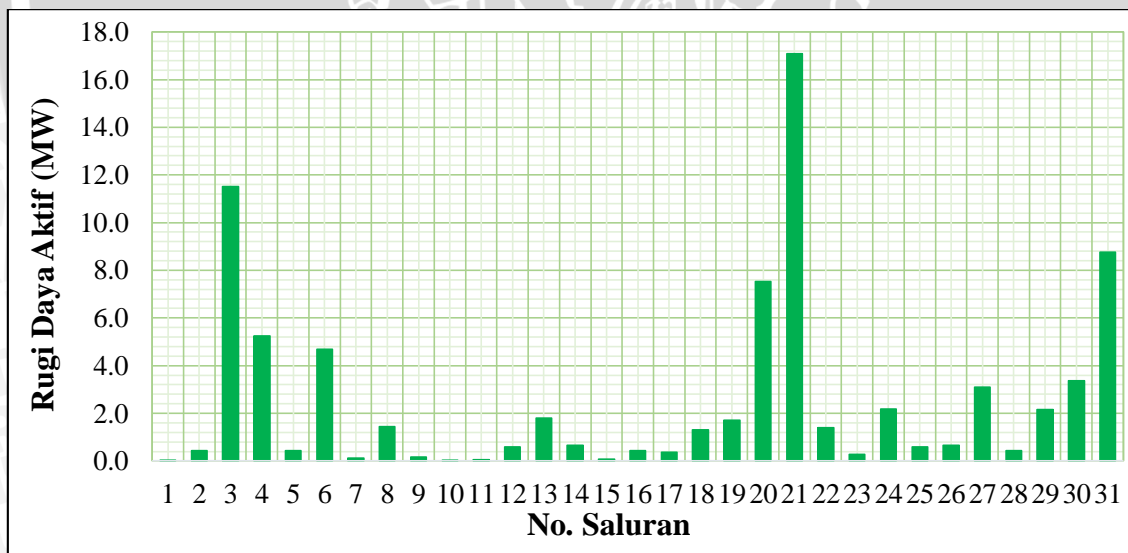
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		-64,500	-25,500	69,358		
	2	-64,500	-25,500	69,358		
2		2604,664	751,447	2710,894		
	1	64,501	13,680	65,935	0,001	-11,820
	3	846,236	115,021	854,017		
	6	1693,928	622,747	1804,773		
3		-240,000	104,250	261,664		
	2	-845,797	-112,478	853,243	0,439	2,543
	7	605,797	216,728	643,398		
4		-507,000	-159,750	531,572		
	5	-507,000	-159,750	531,572		
5		-541,500	-35,250	542,646		
	4	507,447	163,841	533,241	0,447	4,091
	6	-1200,714	-278,248	1232,533		
	10	151,768	79,157	171,170		
6		-477,000	-189,750	513,356		
	2	-1682,413	-512,577	1758,763	11,515	110,169
	5	1205,413	322,827	1247,893	4,698	44,580
7		-354,750	-262,500	441,309		
	3	-600,558	-158,224	621,051	5,239	58,504
	14	-173,515	-21,035	174,785		
	9	557,969	-47,959	560,027		
	10	15,330	224,049	224,573		
	11	-153,978	-259,331	301,599		
8		-257,250	-72,750	267,339		
	9	266,396	121,546	292,814		
	11	-523,646	-194,296	558,530		
9		-822,750	-59,250	824,881		
	7	-556,529	61,439	559,910	1,441	13,481
	8	-266,221	-120,689	292,301	0,174	0,856
10		-402,000	-124,500	420,838		
	5	-151,757	-83,676	173,297	0,011	-4,519
	7	-15,282	-225,349	225,867	0,048	-1,300
	15	-234,961	184,525	298,757		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
11		1013,250	828,420	1308,799		
	7	154,562	264,678	306,503	0,584	5,347
	8	525,451	211,344	566,361	1,805	17,048
	12	333,238	352,398	485,007		
12		-499,500	-347,250	608,344		
	11	-332,574	-346,598	480,349	0,664	5,799
	13	-166,926	-0,652	166,928		
13		-213,750	390,197	444,907		
	12	167,004	0,462	167,005	0,078	-0,190
	14	-380,754	389,735	544,855		
14		485,250	62,287	489,231		
	7	173,645	22,151	175,052	0,130	1,116
	13	381,202	-386,538	542,887	0,447	3,197
	16	-69,596	426,674	432,313		
15		-102,750	-36,000	108,874		
	10	236,264	-170,040	291,092	1,303	14,484
	20	-360,787	-4,258	360,812		
16		-378,750	-243,750	450,406		
	14	69,974	-423,150	428,897	0,378	3,524
	17	-448,724	179,400	483,258		
17		-254,250	-2,250	254,260		
	16	450,440	-163,144	479,074	1,715	16,257
	19	-704,690	160,894	722,824		
18		1503,750	461,965	1573,110		
	19	1503,750	461,965	1573,110		
19		-628,500	-286,500	690,720		
	17	712,220	-88,660	717,717	7,530	72,234
	18	-1486,663	-343,265	1525,778	17,087	118,700
	20	369,443	-80,531	378,119		
	21	-102,171	-22,652	104,652		
	22	-140,236	-27,822	142,969		
20		-473,250	-322,500	572,688		
	19	-368,042	93,822	379,813	1,401	13,291
	15	362,969	28,577	364,092	2,182	24,319
	25	-439,663	42,990	441,759		
21		-196,500	-32,250	199,129		
	19	102,450	25,266	105,520	0,279	2,613
	22	-298,950	-57,516	304,433		
22		-737,250	-481,500	880,557		
	21	299,541	62,926	306,079	0,591	5,411
	19	140,896	34,115	144,968	0,660	6,293
	24	-854,114	-155,742	859,345		
	23	-332,573	-422,799	537,926		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
23		333,000	425,765	540,522		
	22	333,000	425,765	540,522	0,427	2,966
24		-78,750	189,248	204,979		
	22	848,219	190,134	869,268	3,105	34,391
	26	-926,969	-0,886	926,969		
25		-453,750	-147,750	477,199		
	20	441,821	-18,971	442,228	2,159	24,019
	26	-886,846	-78,809	890,340		
26		1824,000	354,097	1858,053		
	24	930,704	42,344	931,667	3,375	41,458
	25	895,595	176,559	912,833	8,750	97,750
Total					79,023	726,611

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.26, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan TCSC dan TCPST dan pada saat pembebanan 75%. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan TCSC dan TCPST pada pembebanan 75% adalah sebesar 79,023 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 726,611 MVAR.

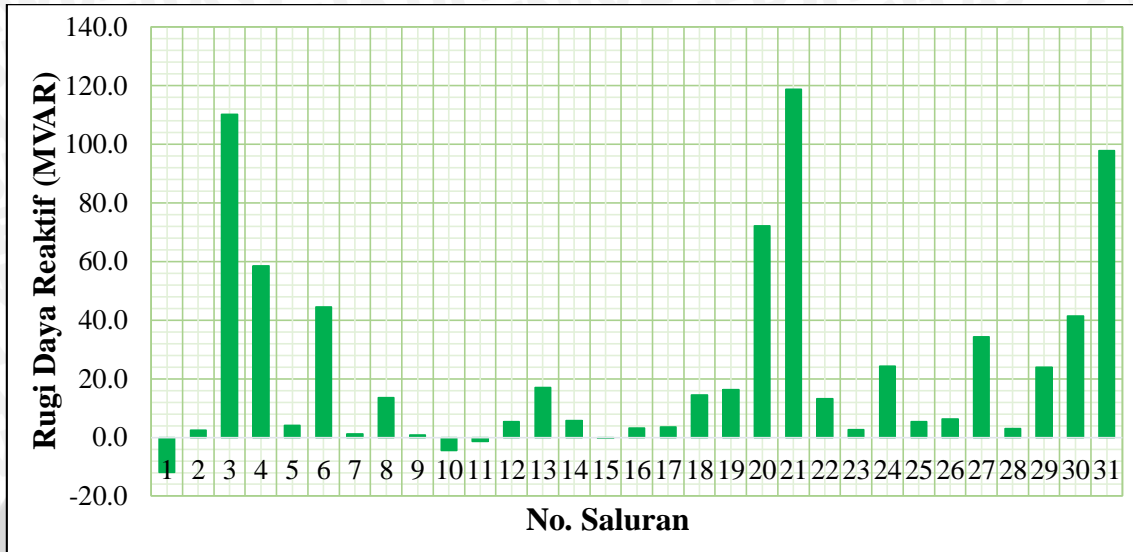


Gambar 4. 21. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 75%

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.21 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI bus setelah penempatan TCSC dan TCPST pada saat pembebanan 75%. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 18 (Tanjung Jati) ke bus 19 (Ungaran) sebesar 17,087 MW

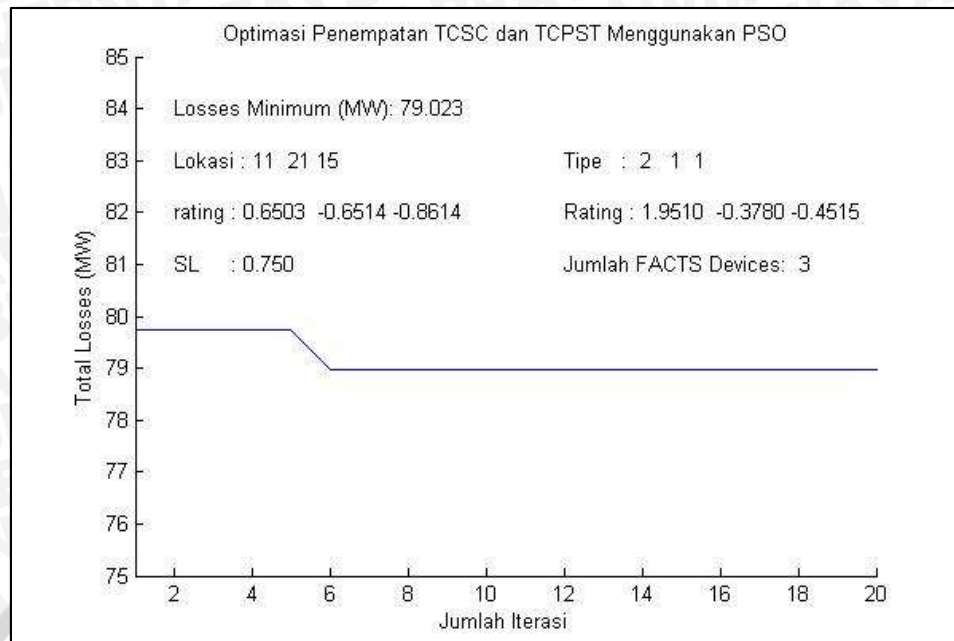
dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (*Suralaya*) sebesar 0,001 MW. Gambar 4.22 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV JAMALI setelah dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan 75% yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 22. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST pada Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.22 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 18 (*Tanjung Jati*) ke bus 19 (*Ungaran*) atau terjadi pada saluran nomor 21 sebesar 118,700 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 (*New Suralaya*) ke bus 2 (*Suralaya*) atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -11,820 MVAR.

Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.23. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas TCSC-TCPST menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas TCSC-TCPST. TCSC dan TCPST tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.23 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-6 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-6 yaitu dengan nilai 79,023 MW.



Gambar 4. 23. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75%
Sumber : Hasil Perhitungan

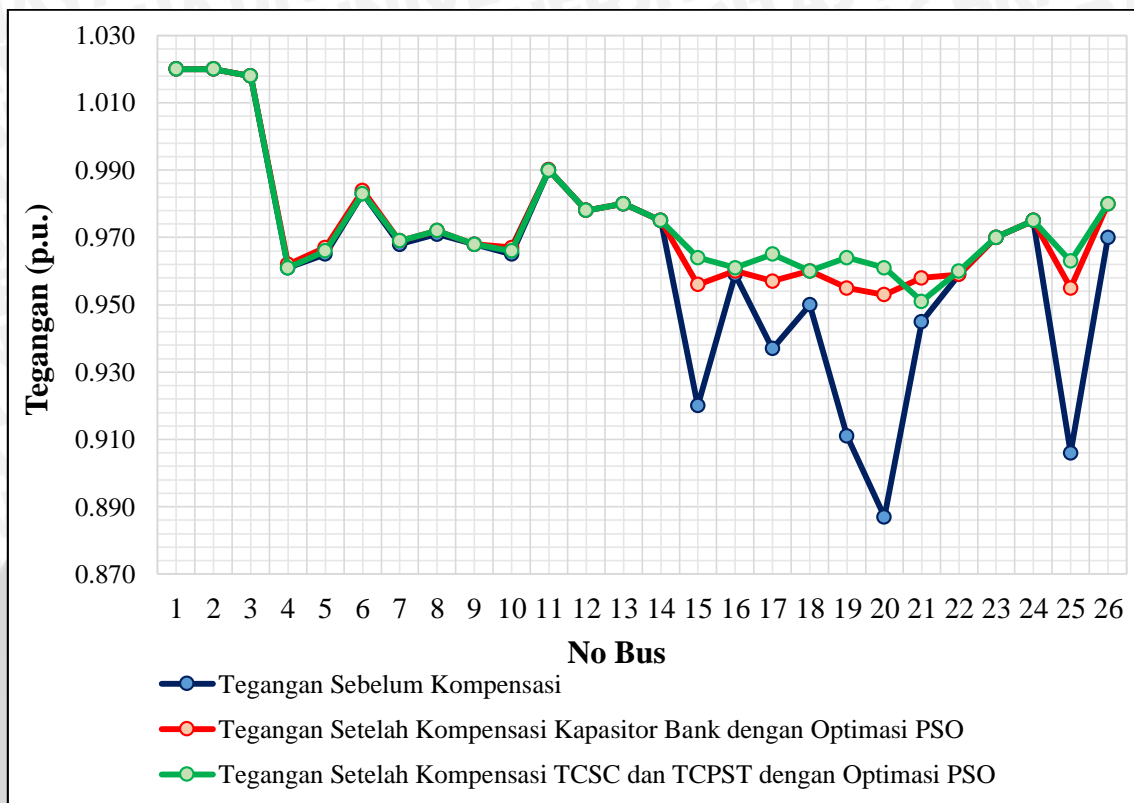
4.6. Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Setelah melakukan pengujian pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV dengan 3 kondisi yang diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan optimasi PSO, dan sistem setelah terkompensasi oleh TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO dapat dilihat adanya perbaikan nilai tegangan pada bus-bus yang berada di bawah batas yang diijinkan dan juga peningkatan kapabilitas saluran transmisi. Selain itu rugi daya aktif yang dihasilkan pada proses aliran daya dari masing-masing kondisi yang diterapkan berbeda. Keefektifan penempatan kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST juga dapat terlihat dari hasil perbandingan simulasi sistem pada pembebanan 100% maupun pembebanan 75%.

4.6.1. Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Hasil simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada pembebanan 100% dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan optimasi PSO, dan sistem setelah terkompensasi oleh TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Gambar 4.24 dapat dilihat perbandingan profil tegangan

sistem pada pembebanan 100% sebelum terkompensasi, setelah kompensasi dengan menggunakan kapasitor bank, dan setelah kompensasi dengan menggunakan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO.

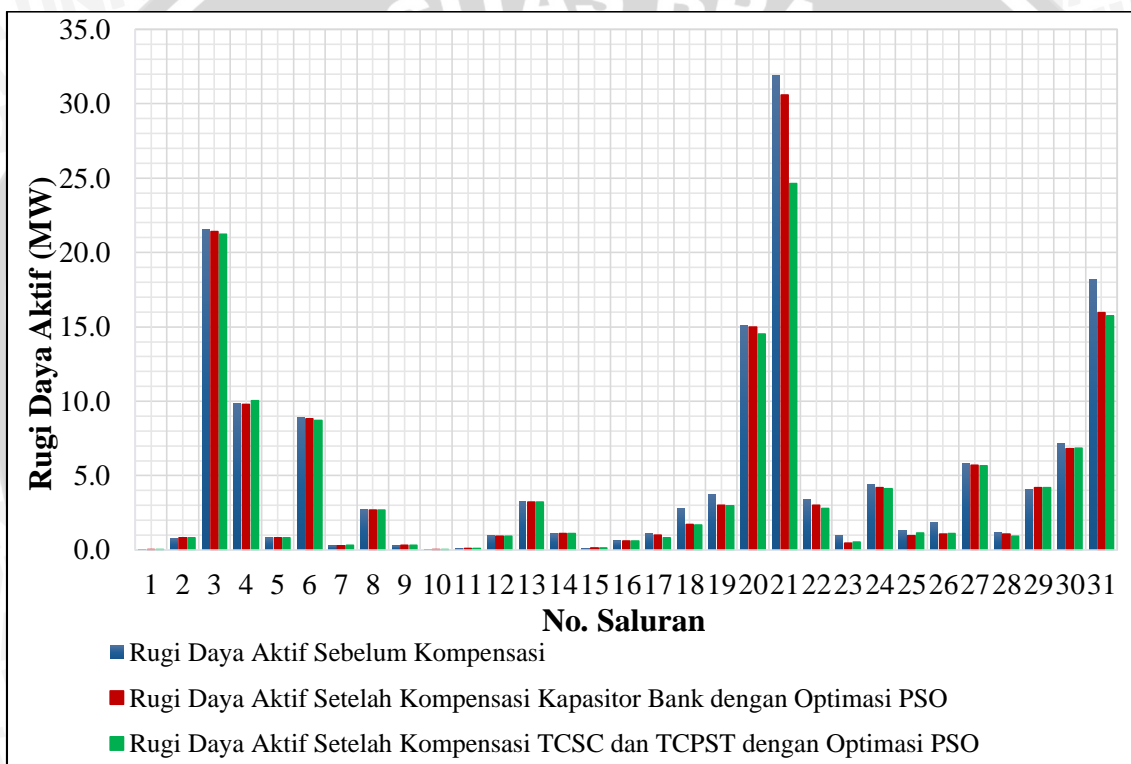


Gambar 4. 24. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.24 dapat dilihat bahwa dalam pengujian sistem sebelum terkompensasi terdapat beberapa bus pada sistem yang memiliki nilai tegangan di bawah batas fungsi objektif yang ditentukan. Akan tetapi setelah sistem mendapat kompensasi, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. Pada bus 15 (Tasikmalaya) yang memiliki nilai tegangan awal 0,920 p.u., akibat penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan PSO nilai tegangan pada bus tersebut diperbaiki menjadi 0,956 p.u. dan setelah penempatan TCSC-TCPST yang dioptimasi PSO maka nilai tegangannya meningkat menjadi 0,964 p.u. Pada bus 17 (Mandiracan) nilai tegangan awal 0,937 p.u., dengan penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO menjadi 0,957 p.u., dan setelah penempatan TCSC-TCPST meningkat menjadi 0,965 p.u. Bus 19 (Ungaran) dengan nilai awal tegangan sebelum kompensasi sebesar 0,911 p.u., tegangan setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan PSO menjadi 0,955 p.u., dan setelah penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO meningkat menjadi 0,964 p.u. Kemudian pada bus 20 (Pedan) memiliki nilai awal tegangan 0,887 p.u., namun setelah penempatan

kapasitor bank dengan optimasi PSO nilai tegangan menjadi 0,953 p.u., dan setelah penempatan TCSC-TCPST nilai tegangan tersebut semakin meningkat menjadi 0,961 p.u. Bus 21 (Ngimbang) nilai awal tegangannya 0,945 p.u., setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO menjadi 0,958 p.u., dan setelah penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO menjadi 0,951 p.u. Pada bus 25 (Kediri) nilai awal tegangan sebelum kompensasi adalah 0,906 p.u., kemudian setelah penempatan kapasitor bank nilai tegangan tersebut meningkat menjadi 0,955 p.u. dan setelah penempatan TCSC-TCPST tegangan semakin meningkat menjadi 0,963 p.u. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan pengompensasian pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. sesuai dengan batas level yang diijinkan.



Gambar 4. 25. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi
 Sumber : Hasil Perhitungan

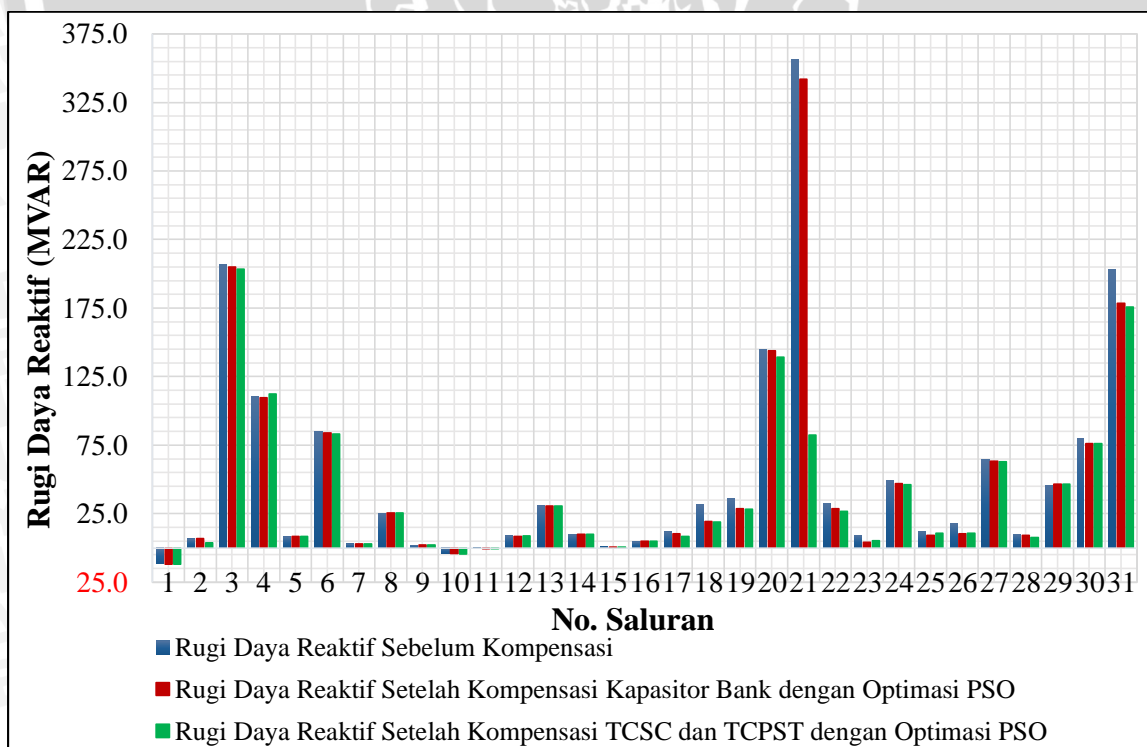
Pada Gambar 4.25 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi oleh kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Pada Tabel 4.27 dapat dilihat prosentase rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator.

Tabel 4. 27. Perbandingan Presentase Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi

Simulasi	Sebelum Kompensasi	Setelah Kompensasi Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO	Setelah Kompensasi TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO
Rugi Daya Aktif (MW)	154,486	145,639	138,603
Prosentase (%)	1,251	1,180	1,123

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.27 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem sebelum terkompensasi adalah sebesar 154,486 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi oleh PSO adalah 145,639 MW dan dengan penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO sebesar 138,603 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi PSO dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 8,847 MW (5,727%) dan dengan kompensasi peralatan FACTS yaitu koordinasi TCSC dan TCPST mampu mereduksi rugi daya aktif sebesar 15,883 MW (10,28%). Pada Gambar 4.26 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi pada pembebanan 100% ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi.



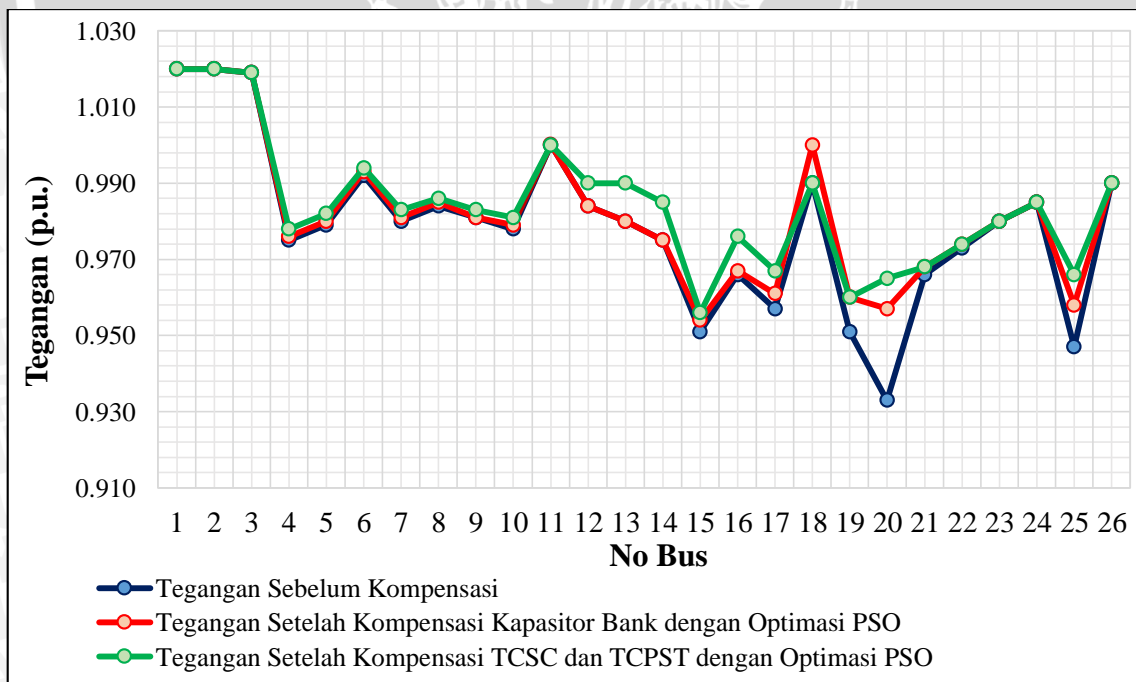
Gambar 4. 26. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 100% pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.26 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Total rugi daya reaktif sebelum kompensasi adalah sebesar 1.591,582 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi PSO adalah sebesar 1.497,911 MVAR, dan setelah penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 1.224,751 MVAR.

4.6.2. Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Hasil simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada pembebanan 75% dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan optimasi PSO, dan sistem setelah terkompensasi oleh TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Gambar 4.27 dapat dilihat perbandingan profil tegangan sistem pada pembebanan 75% sebelum terkompensasi, setelah kompensasi dengan menggunakan kapasitor bank, dan setelah kompensasi dengan menggunakan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO.

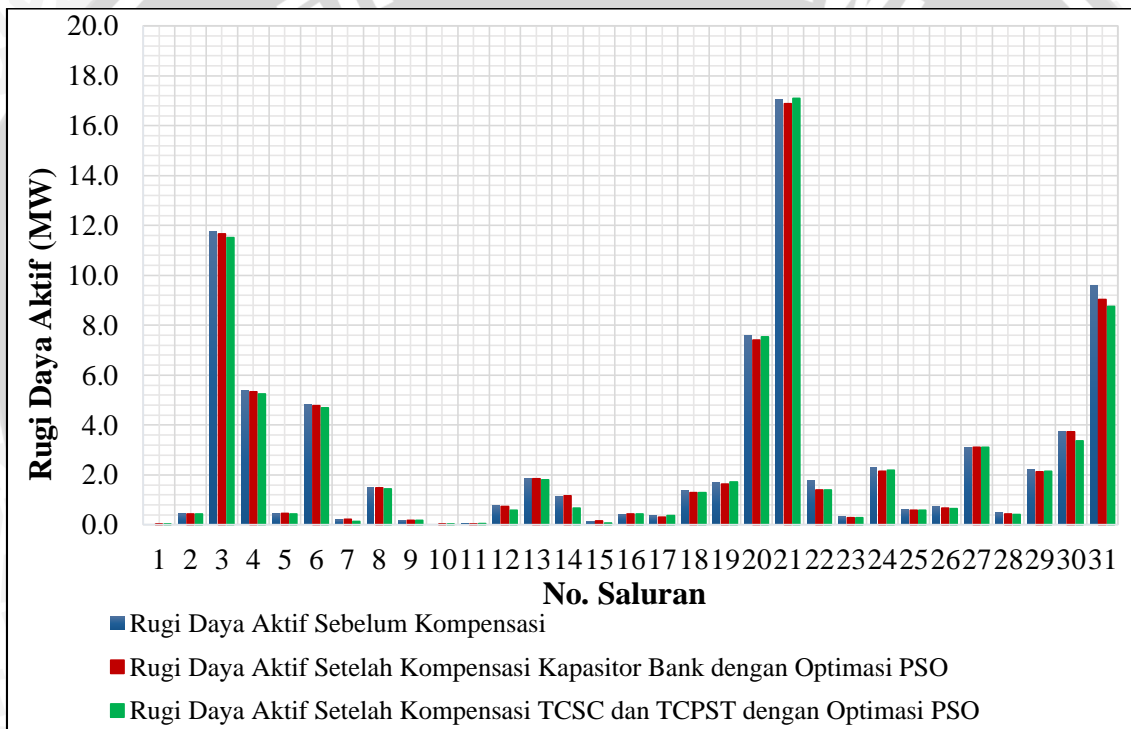


Gambar 4. 27. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.27 dapat dilihat bahwa dalam pengujian sistem sebelum terkompensasi terdapat beberapa bus pada sistem yang memiliki nilai tegangan di bawah

batas fungsi objektif yang ditentukan. Akan tetapi setelah sistem mendapat kompensasi, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. Pada bus 20 (Pedan) memiliki nilai awal tegangan 0,933 p.u., namun setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO nilai tegangan menjadi 0,957 p.u., dan setelah penempatan TCSC-TCPST nilai tegangan tersebut semakin meningkat menjadi 0,965 p.u. Kemudian pada bus 25 (Kediri) nilai awal tegangan sebelum kompensasi adalah 0,947 p.u., kemudian setelah penempatan kapasitor bank nilai tegangan tersebut meningkat menjadi 0,958 p.u. dan setelah penempatan TCSC-TCPST tegangan semakin meningkat menjadi 0,966 p.u. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan pengompensasian pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. sesuai dengan batas level yang diijinkan.



Gambar 4. 28. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

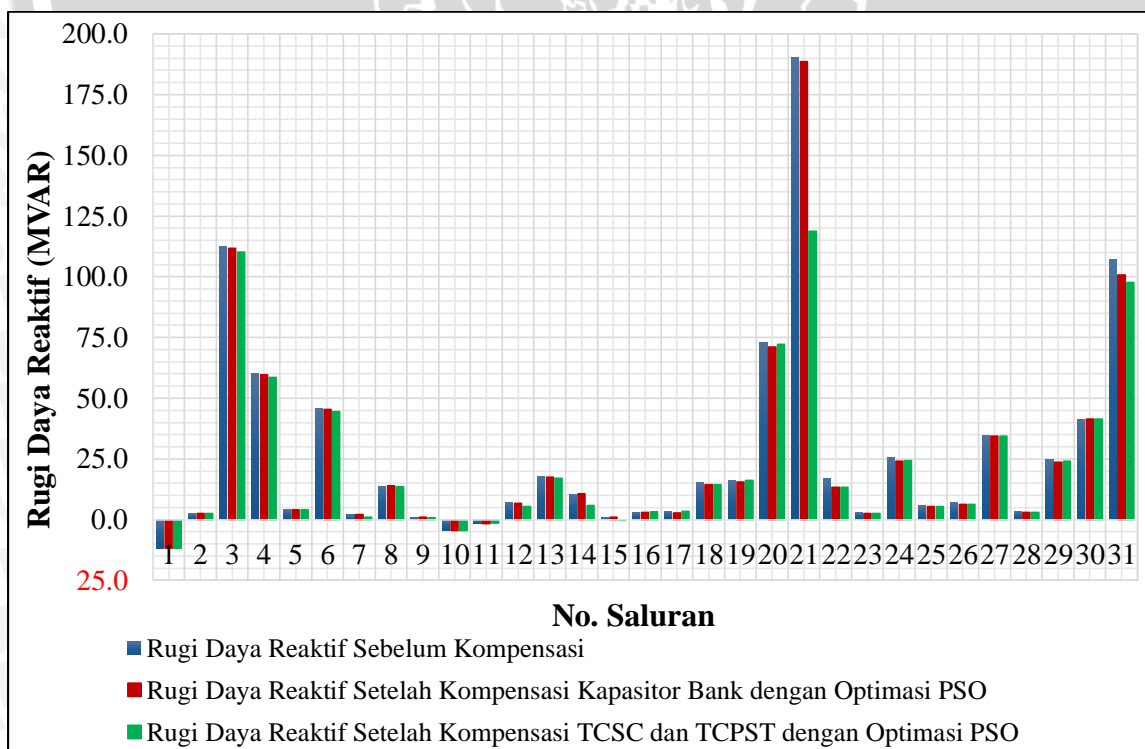
Pada Gambar 4.28 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi oleh kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Pada Tabel 4.28 dapat dilihat prosentase rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator.

Tabel 4. 28. Perbandingan Presentase Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi

Simulasi	Sebelum Kompensasi	Setelah Kompensasi Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO	Setelah Kompensasi TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO
Rugi Daya Aktif (MW)	82,202	79,996	79,023
Prosentase (%)	0,891	0,867	0,856

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.28 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem sebelum terkompensasi adalah sebesar 82,202 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi oleh PSO adalah 79,996 MW dan dengan penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO sebesar 79,023 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi PSO dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 2,206 MW (2,684%) dan dengan kompensasi peralatan FACTS yaitu koordinasi TCSC dan TCPST mampu mereduksi rugi daya aktif sebesar 3,179 MW (3,867%). Pada Gambar 4.29 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi pada pembebanan 75% ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi.



Gambar 4. 29. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali 500 kV Pembebanan 75% pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan



Dari Gambar 4.29 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Total rugi daya reaktif sebelum kompensasi adalah sebesar 831,898 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi PSO adalah sebesar 808,876 MVAR, dan setelah penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 726,611 MVAR.

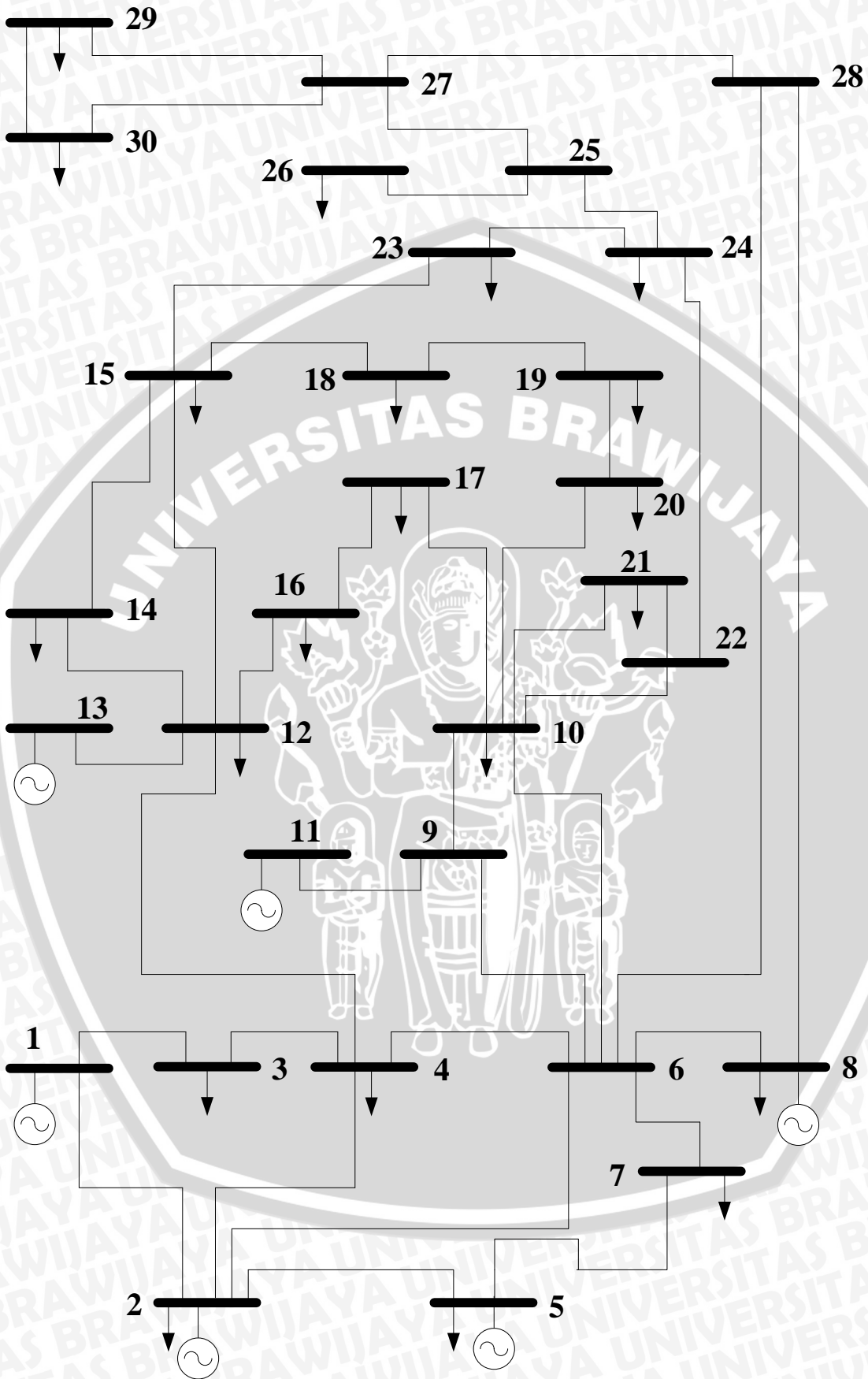
4.7. Sistem Standar IEEE 30 Bus

Pada penelitian ini data sistem standar IEEE 30 bus merupakan data validasi. Yang dimaksud validasi adalah sebagai data untuk menguji program optimisasi yang dibuat sebelum diaplikasikan pada data real JAMALI 500 kV. Data ini tidak digunakan sebagai pembandingan hasil program PSO kedua data. Sumber data sistem standar IEEE 30 bus berasal dari jurnal *Optimal Load Flow with Steady State Security* (Alsac & Stott, 1974:750). Pada Tabel 4.25 diklasifikasikan jenis-jenis bus pada sistem sedangkan *Single line diagram* sistem standar IEEE 30 bus ditunjukkan pada Gambar 4.30.

Tabel 4. 29. Jenis-jenis Bus pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Jenis Bus	Nomor Bus	Jumlah Bus
Slack Bus	Bus 1	1
Load Bus	Bus 3, 4, 6, 7, 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, dan 30	24
Generator Bus	Bus 2, 5, 8, 11, dan 13	5
Jumlah		30

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)



Gambar 4. 30. *Single Line Diagram* Sistem Standar IEEE 30 Bus
 Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

Tabel 4.30 merupakan data saluran yang terdapat pada sistem standar IEEE 30 bus yang terdiri dari impedansi saluran (R dan X) dan susceptansi (B) masing-masing dalam bentuk per unit (p.u.).

Tabel 4. 30. Data Saluran Transmisi Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. Saluran	Bus Awal	Bus Tujuan	R (p.u.)	X (p.u.)	$\frac{1}{2}$ B (p.u.)
1	1	2	0,0192	0,0575	0,0264
2	1	3	0,0452	0,1652	0,0204
3	2	4	0,0570	0,1737	0,0264
4	2	5	0,0472	0,1983	0,0209
5	2	6	0,0581	0,1763	0,0187
6	3	4	0,0132	0,0379	0,0042
7	4	6	0,0119	0,0414	0,0045
8	4	12	0,0000	0,2560	0,0000
9	5	7	0,0460	0,1160	0,0102
10	6	7	0,0267	0,0820	0,0085
11	6	8	0,0120	0,0420	0,0045
12	6	9	0,0000	0,2080	0,0000
13	6	10	0,0000	0,5560	0,0000
14	6	28	0,0169	0,0599	0,0065
15	8	28	0,0636	0,2000	0,0214
16	9	11	0,0000	0,2080	0,0000
17	9	10	0,0000	0,1100	0,0000
18	10	20	0,0936	0,2090	0,0000
19	10	17	0,0324	0,0845	0,0000
20	10	21	0,0348	0,0749	0,0000
21	10	22	0,0727	0,1499	0,0000
22	12	13	0,0000	0,1400	0,0000
23	12	14	0,1231	0,2559	0,0000
24	12	15	0,0662	0,1304	0,0000
25	12	16	0,0945	0,1987	0,0000
26	14	15	0,2210	0,1997	0,0000
27	15	18	0,1073	0,2185	0,0000
28	15	23	0,1000	0,2020	0,0000
29	16	17	0,0524	0,1923	0,0000
30	18	19	0,0639	0,1292	0,0000
31	19	20	0,0340	0,0680	0,0000
32	21	22	0,0116	0,0236	0,0000
33	22	24	0,1150	0,1790	0,0000
34	23	24	0,1320	0,2700	0,0000
35	24	25	0,1885	0,3292	0,0000
36	25	26	0,2544	0,3800	0,0000
37	25	27	0,1093	0,2087	0,0000
38	27	29	0,2198	0,4153	0,0000
39	27	30	0,3202	0,6027	0,0000
40	28	27	0,0000	0,3960	0,0000
41	29	30	0,2399	0,4533	0,0000

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

Berikut adalah data-data pembebanan pada sistem standar IEEE 30 bus yang ditunjukkan pada Tabel 4.31.

Tabel 4. 31. Data Pembebanan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban	
		Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)
1	1	1,000	0,000	0,000	0,000
2	2	1,000	0,000	21,700	12,700
3	0	1,000	0,000	2,400	1,200
4	0	1,000	0,000	7,600	1,600
5	2	1,000	0,000	0,000	0,000
6	0	1,000	0,000	0,000	0,000
7	0	1,000	0,000	22,800	10,900
8	2	1,000	0,000	30,000	30,000
9	0	1,000	0,000	0,000	0,000
10	0	1,000	0,000	5,919	2,000
11	2	1,000	0,000	0,000	0,000
12	0	1,000	0,000	11,200	7,500
13	2	1,000	0,000	0,000	0,000
14	0	1,000	0,000	6,200	1,600
15	0	1,000	0,000	8,200	2,500
16	0	1,000	0,000	3,500	1,800
17	0	1,000	0,000	9,000	5,800
18	0	1,000	0,000	3,200	0,900
19	0	1,000	0,000	9,500	3,400
20	0	1,000	0,000	2,200	0,700
21	0	1,000	0,000	19,669	11,200
22	0	1,000	0,000	0,000	0,000
23	0	1,000	0,000	3,200	1,600
24	0	1,000	0,000	15,000	6,700
25	0	1,000	0,000	1,000	0,000
26	0	1,000	0,000	3,500	2,300
27	0	1,000	0,000	0,000	0,000
28	0	1,000	0,000	0,000	0,000
29	0	1,000	0,000	3,659	0,900
30	0	1,000	0,000	12,000	1,900

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

Kode bus pada Tabel 4.31 merepresentasikan jenis bus pada sistem. Kode bus 1 apabila bus tersebut merupakan *slack* bus, kode bus 2 digunakan apabila bus tersebut merupakan bus generator atau bus pembangkit, dan kode bus 0 apabila bus tersebut merupakan bus beban.

Pada Tabel 4.32 dipaparkan besarnya daya aktif dan daya reaktif yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit pada sistem standar IEEE 30 bus.

Tabel 4. 32. Data Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. Bus	P _G (MW)	Q _G (MVAR)	Q _G min (MVAR)	Q _G max (MVAR)
1	138,480	-2,790	-20,000	150,000
2	40,000	50,000	-20,000	60,000
5	0,000	37,000	-15,000	62,500
8	0,000	37,300	-15,000	48,700
11	0,000	16,200	-10,000	40,000
13	0,000	10,600	-15,000	44,700

Sumber : Alsac & Stott (1974:750)

4.7.1. Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

Dalam sub bab ini, sistem standar IEEE 30 bus akan diuji dalam keadaan tanpa peralatan kompensasi. Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan Newton Raphson. Pada pengujian ini, sistem akan dilihat kondisi awalnya tanpa penambahan peralatan kompensasi. Kondisi awal yang dimaksud adalah aliran daya yang terjadi, besarnya rugi-rugi daya yang timbul, dan juga nilai tegangan pada tiap bus sistem. Penyelesaian analisis aliran daya menggunakan Newton Raphson didasarkan pada :

- Base daya = 100 MVA
- Akurasi = 0,00001
- Batas iterasi metode Newton Raphson adalah 200

Dari data sistem IEEE 30 bus yang digunakan pada penelitian ini, kemudian dilakukan pemrograman *load flow* menggunakan metode Newton Raphson, dan dari *running load flow* tersebut didapatkan hasil yang diperlihatkan pada Tabel 4.33.

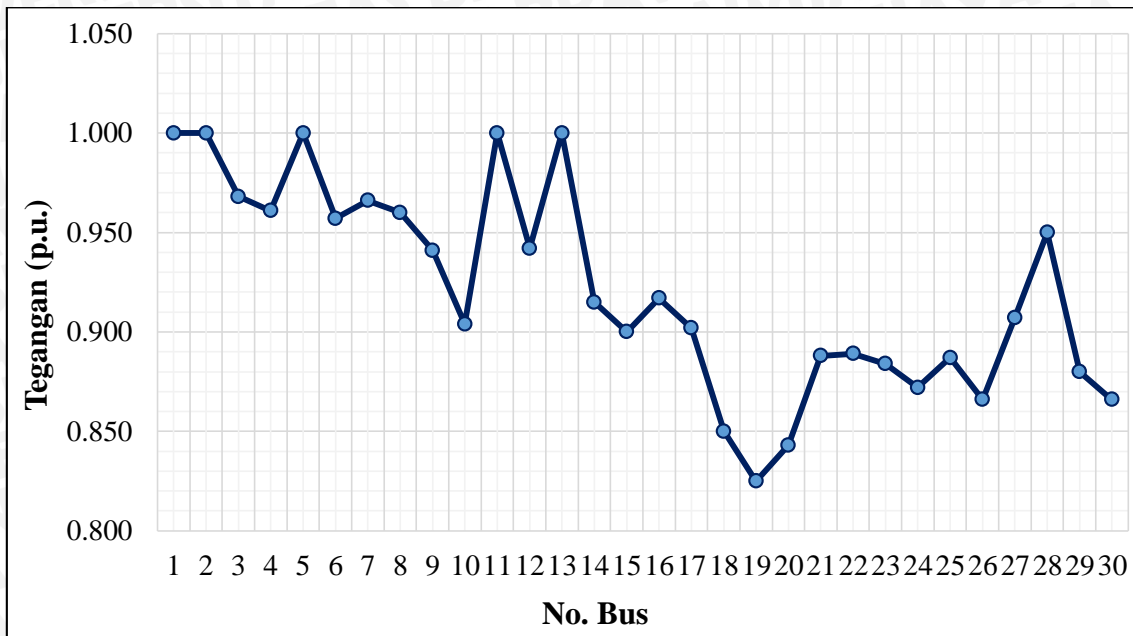
Tabel 4. 33. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,000	0,000	0,000	0,000	174,434	-32,022
2	1,000	-3,907	21,700	12,700	40,000	56,809
3	0,968	-6,400	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,961	-7,865	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,000	-7,448	0,000	0,000	0,000	23,145
6	0,957	-9,133	0,000	0,000	0,000	0,000

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
7	0,966	-8,962	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0,960	-10,050	30,000	30,000	0,000	47,155
9	0,941	-13,371	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,904	-15,744	5,900	2,000	0,000	0,000
11	1,000	-13,371	0,000	0,000	0,000	28,265
12	0,942	-15,482	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,000	-15,482	0,000	0,000	0,000	41,254
14	0,915	-16,530	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,900	-16,289	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,917	-15,874	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,902	-16,091	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,850	-16,027	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,825	-15,561	9,500	34,000	0,000	0,000
20	0,843	-15,729	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,888	-16,523	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,889	-16,526	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,884	-16,982	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,872	-17,457	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,887	-17,026	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,866	-17,581	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,907	-16,255	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,950	-9,958	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,880	-18,277	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,866	-19,504	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			201,428	137,800	214,434	164,605

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.33 hasil simulasi pada sistem standar IEEE 30 bus sebelum penempatan peralatan kompensasi diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 214,434 MW dan 164,605 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem standar IEEE 30 bus. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,825 p.u. hingga 1,0 p.u. Akan tetapi bila melihat fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka terdapat beberapa bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1 \pm 5\%$ p.u., yaitu bus 9, bus 10, bus 12, bus 14, bus 15, bus 16, bus 17, bus 18, bus 19, bus 20, bus 21, bus 22, bus 23, bus 24, bus 25, bus, 26, bus 27, bus 29, dan bus 30. Pada Gambar 4.31 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem standar IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasian yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 31. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

Sumber : Hasil Perhitungan

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem standar IEEE 30 bus ditunjukkan pada Tabel 4.34.

Tabel 4. 34. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		174,434	-32,022	177,349		
	2	107,836	-34,605	113,253		
	3	66,598	2,584	66,649		
2		18,300	44,109	47,755		
	1	-105,407	36,599	111,580	2,429	1,994
	4	41,544	8,432	42,391		
	5	29,691	-8,194	30,801		
	6	52,473	7,273	52,974		
3		-2,400	-1,200	2,683		
	1	-64,584	0,826	64,589	2,014	3,410
	4	62,184	-2,026	62,217		
4		-7,600	-1,600	7,767		
	2	-40,500	-8,789	41,442	1,044	-0,357
	3	-61,639	2,809	61,703	0,545	0,783
	6	47,664	-5,693	48,003		
	12	46,875	10,073	47,945		
5		0,000	23,145	23,145		
	2	-29,257	5,836	29,833	0,434	-2,358
	7	29,257	17,308	33,993		

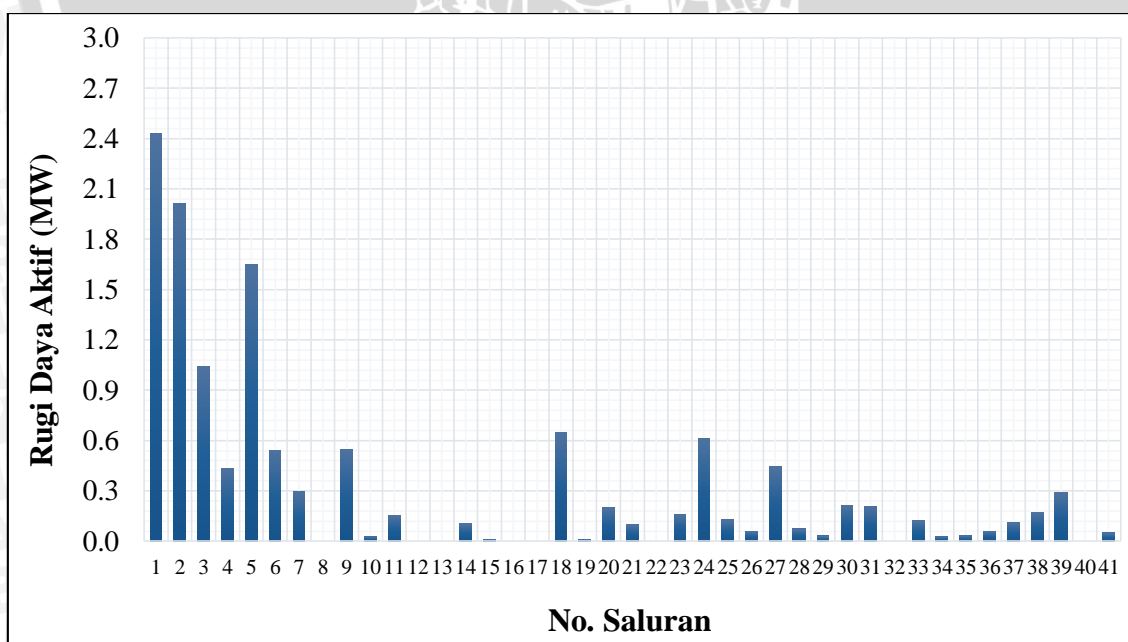
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-50,825	-5,855	51,161	1,648	1,418
	4	-47,368	5,896	47,733	0,296	0,204
	7	-5,881	-8,484	10,323		
	8	30,850	-14,932	34,274		
	9	32,016	8,625	33,157		
	10	17,916	10,272	20,651		
	28	23,292	4,478	23,719		
7		-22,800	-10,900	25,272		
	5	-28,709	-17,897	33,830	0,548	-0,588
	6	5,909	6,997	9,158	0,027	-1,488
8		-30,000	17,155	434,558		
	6	-30,698	14,638	34,009	0,152	-0,294
	28	0,698	2,517	2,612		
9		0,000	0,000	0,000		
	6	-32,016	-6,130	32,597	0,000	2,495
	11	0,000	-26,603	26,603		
	10	32,016	32,733	45,787		
10		-5,900	-2,000	6,230		
	6	-17,916	-7,685	19,494	0,000	2,587
	9	-32,016	-30,130	43,964	0,000	2,603
	20	9,648	21,757	23,800		
	17	5,675	-0,433	5,692		
	21	19,207	9,973	21,642		
	22	9,501	4,517	10,520		
11		0,000	28,265	28,265		
	9	0,000	28,265	28,265	0,000	1,662
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-46,875	-3,698	47,020	0,000	6,375
	13	0,000	-38,871	38,871		
	14	8,985	5,869	10,732		
	15	19,692	20,745	28,603		
	16	6,998	8,455	10,975		
13		0,000	41,254	41,254		
	12	0,000	41,254	41,254	0,000	2,383
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-8,825	-5,537	10,418	0,160	0,332
	15	2,625	3,937	4,732		
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-19,082	-19,543	27,314	0,610	1,202
	14	-2,566	-3,883	4,655	0,059	0,053
	18	6,766	17,044	18,338		
	23	6,682	3,883	7,728		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-6,870	-8,185	10,686	0,128	0,270
	17	3,370	6,385	7,220		
17		-9,000	-5,800	10,707		
	10	-5,663	0,466	5,682	0,013	0,034
	16	-3,337	-6,266	7,100	0,032	0,119
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	-6,320	-16,136	17,330	0,446	0,908
	19	3,120	15,236	15,553		
19		-9,500	-34,000	35,302		
	18	-2,907	-14,804	15,087	0,214	0,432
	20	-6,593	-19,196	20,297		
20		-2,200	-0,700	2,309		
	10	-8,999	-20,308	22,212	0,649	1,450
	19	6,799	19,608	20,753	0,206	0,412
21		-19,669	-11,200	22,634		
	10	-19,007	-9,544	21,269	0,200	0,430
	22	-0,662	-1,656	1,784		
22		0,000	0,000	0,000		
	10	-9,402	-4,314	10,345	0,099	0,203
	21	0,662	1,657	1,785	0,000	0,001
	24	8,740	2,657	9,135		
23		-3,200	-1,600	3,578		
	15	-6,608	-3,734	7,590	0,074	0,149
	24	3,408	2,134	4,021		
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-8,618	-2,468	8,965	0,122	0,189
	23	-3,381	-2,078	3,968	0,027	0,056
	25	-3,001	-2,154	3,694		
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	3,035	2,213	3,756	0,034	0,059
	26	3,559	2,389	4,287		
	27	-7,594	-4,602	8,880		
26		-3,500	-2,300	4,188		
	25	-3,500	-2,300	4,188	0,059	0,089
27		0,000	0,000	0,000		
	25	7,704	4,811	9,083	0,110	0,209
	29	7,775	1,872	7,998		
	30	8,392	1,886	8,601		
	28	-23,871	-8,569	25,363		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
28		0,000	0,000	0,000		
	6	-23,187	-5,289	23,783	0,105	-0,811
	8	-0,684	-6,379	6,413	0,014	-3,860
	27	23,871	11,665	26,569	0,000	3,096
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-7,604	-1,549	7,761	0,171	0,323
	30	3,945	0,649	3,999		
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-8,104	-1,344	8,215	0,288	0,542
	29	-3,896	-0,556	3,935	0,050	0,094
Total					13,006	26,805

Sumber : Hasil Perhitungan

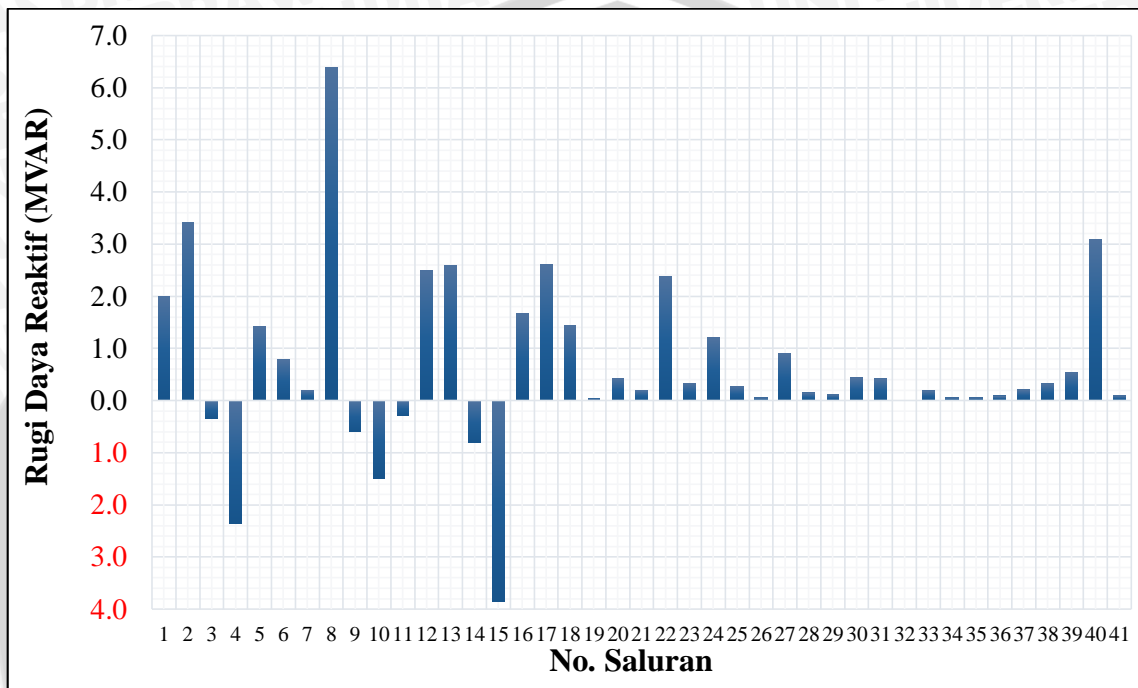
Pada Tabel 4.34, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Newton Raphson pada sistem standar IEEE 30 bus dalam kondisi sebelum penempatan kompensator. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kompensator adalah sebesar 13,006 MW sedangkan rugi daya reaktif sebesar 26,805 MVAR. Untuk itu diperlukan sistem kompensasi daya yang dapat mengurangi rugi-rugi yang ada pada sistem tersebut, salah satunya dengan menempatkan TCSC dan TCPST atau peralatan FACTS. Pada Gambar 4.32 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasian.



Gambar 4. 32. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.32 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau pada saluran nomor 1 sebesar 2,429 MW dan terdapat beberapa saluran yang tidak memiliki rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, 32, dan 40. Pada Gambar 4.33 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasian.



Gambar 4. 33. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kompensator

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.33 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasian. Dari Gambar 4.33 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 4 ke bus 12 atau terjadi pada saluran nomor 8 sebesar 6,375 MVAR.

4.7.2. Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO

Sistem standar IEEE akan diuji dalam keadaan setelah penempatan kapasitor bank. Jumlah kapasitor bank yang digunakan adalah 3 buah dengan masing-masing kapasitor bank berkapasitas 0 sampai 5 MVAR. Pada Tabel 4.35 dipaparkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization*.

Tabel 4. 35. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,000	0,000	0,000	0,000	173,829	-33,706
2	1,000	-3,889	21,700	12,700	40,000	54,477
3	0,971	-6,420	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,963	-7,859	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,000	-7,415	0,000	0,000	0,000	22,314
6	0,959	-9,118	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,967	-8,940	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0,960	-10,005	30,000	30,000	0,000	42,028
9	0,957	-13,303	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,954	-15,633	5,900	2,000	0,000	0,000
11	1,000	-13,303	0,000	0,000	0,000	26,435
12	0,958	-15,335	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,000	-15,335	0,000	0,000	0,000	38,360
14	0,955	-16,384	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,954	-16,198	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,955	-15,745	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,954	-15,968	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,950	-16,069	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,948	-15,701	9,500	34,000	0,000	0,000
20	0,950	-15,794	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,953	-16,402	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,953	-16,406	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,952	-16,879	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,951	-17,345	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,953	-16,967	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,951	-17,505	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,955	-16,239	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,953	-9,971	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,953	-18,190	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,952	-19,372	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			201,428	137,800	213,829	149,907

Sumber : Hasil Perhitungan

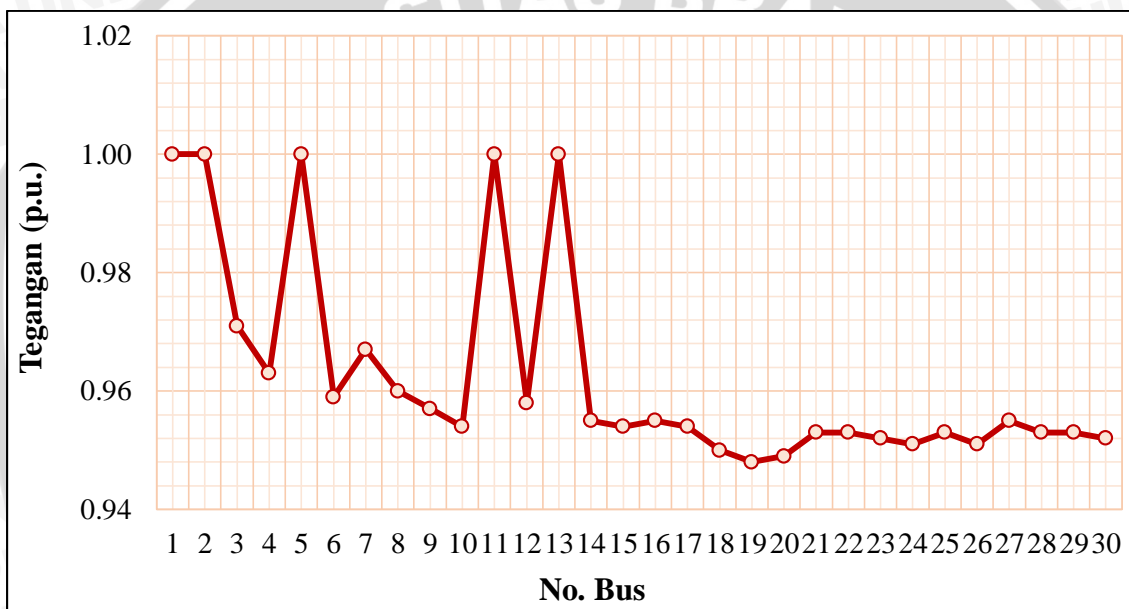
Tabel 4.35 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan kapasitor bank dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 213,829 MW dan 149,907 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.36.

Tabel 4. 36. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating Kapasitor Bank menggunakan PSO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Jenis Kompensator	Lokasi (bus)	Rating (MVAR)
Kapasitor Bank	3	4,196
Kapasitor Bank	19	3,760
Kapasitor Bank	27	3,898

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.36 dapat dilihat lokasi penempatan kapasitor bank yang telah dioptimasi dengan metode PSO, masing-masing ditempatkan pada bus 3 dengan rating 4,196 MVAR atau 0,839 p.u., pada bus 19 dengan rating 3,760 MVAR atau 0,752 p.u., dan pada bus 27 dengan rating sebesar 3,898 MVAR atau 0,780 p.u.



Gambar 4. 34. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.34 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem standar IEEE 30 bus setelah ditempatkan kapasitor bank yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 9, bus 10, bus 12, bus 14, bus 15, bus 16, bus 17, bus 18, bus 19, bus 20, bus 21, bus 22, bus 23, bus 24, bus 25, bus 26, bus 27, bus 29, dan bus 30 meningkat hingga memenuhi level tegangan yang diijinkan. Hasil aliran daya pada masing-masing saluran dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank dengan optimasi PSO ditunjukkan pada Tabel 4.37.

Tabel 4. 37. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO

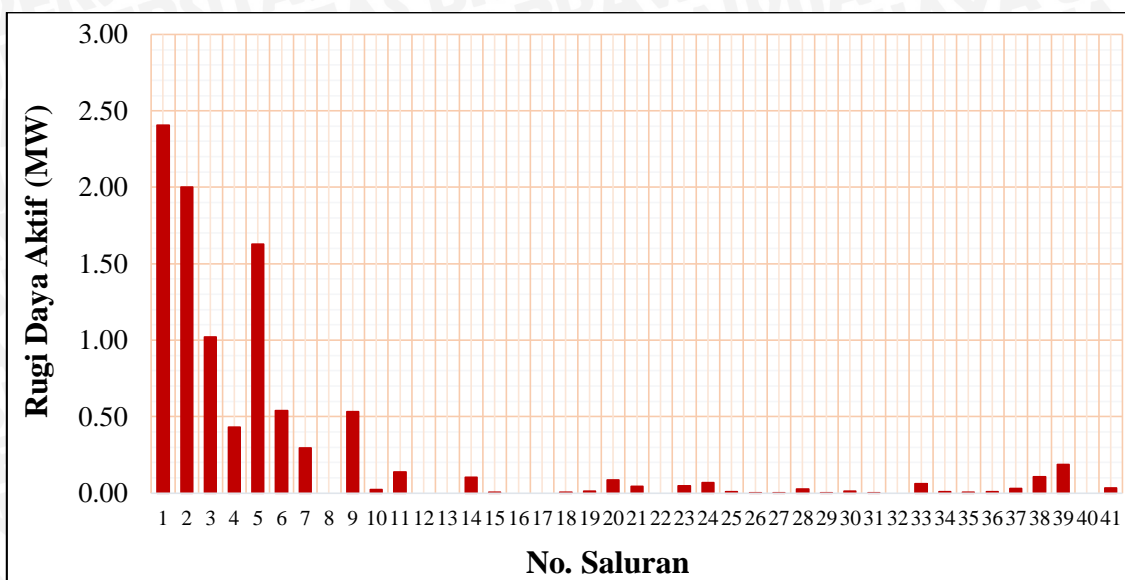
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		173,829	-33,706	177,066		
	2	107,315	-34,470	112,715		
	3	66,513	0,764	66,518		
2		18,300	41,777	45,609		
	1	-104,910	36,395	111,043	2,406	1,925
	4	41,340	7,158	41,955		
	5	29,566	-8,173	30,675		
	6	52,304	6,397	52,693		
3		-2,400	2,560	3,509		
	1	-64,510	2,592	64,562	2,003	3,356
	4	62,110	-0,033	62,110		
4		-7,600	-1,600	7,767		
	2	-40,320	-7,596	41,029	1,020	-0,438
	3	-61,570	0,796	61,575	0,540	0,764
	6	47,964	-4,156	48,144		
	12	46,877	5,155	47,160		
5		0,000	22,314	22,314		
	2	-29,136	5,800	29,707	0,430	-2,373
	7	29,136	16,514	33,491		
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-50,675	-5,043	50,925	1,629	1,354
	4	-47,667	4,357	47,866	0,297	0,202
	7	-5,780	-7,749	9,667		
	8	30,870	-11,188	32,834		
	9	32,216	1,913	32,273		
	10	18,672	-1,905	18,769		
	28	23,633	2,638	23,780		
7		-22,800	-10,900	25,272		
	5	-28,604	-17,146	33,349	0,532	-0,632
	6	5,804	6,246	8,526	0,024	-1,503
8		-30,000	12,028	32,321		
	6	-30,730	10,848	32,588	0,139	-0,340
	28	0,730	1,180	1,388		
9		0,000	0,000	0,000		
	6	-32,216	0,443	32,219	0,000	2,355
	11	0,000	-19,593	19,593		
	10	33,756	3,547	33,941		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
10		-5,900	-2,000	6,230		
	6	-18,672	0,225	18,674	0,000	2,130
	9	-33,756	-2,164	33,825	0,000	1,382
	20	1,883	1,471	2,389		
	17	5,571	-1,895	5,884		
	21	14,143	-4,635	14,883		
	22	6,988	-2,461	7,408		
11		0,000	20,464	20,464		
	9	0,000	20,464	20,464	0,000	0,871
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-46,877	0,983	46,888	0,000	6,138
	13	0,000	-29,030	29,030		
	14	5,698	-1,758	5,963		
	15	9,572	-2,005	9,763		
	16	3,109	-0,381	3,132		
13		0,000	30,317	30,317		
	12	0,000	30,317	30,317	0,000	1,287
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-5,650	1,857	5,947	0,048	0,099
	15	-0,362	1,015	1,077		
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-9,458	2,140	9,697	0,068	0,135
	14	0,364	-1,012	1,076	0,003	0,003
	18	-0,030	1,834	1,834		
	23	4,577	-1,553	4,834		
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-3,099	0,402	3,125	0,010	0,021
	17	1,886	0,161	1,893		
17		-9,000	-5,800	10,707		
	10	-5,558	1,928	5,883	0,012	0,032
	16	-1,884	-0,154	1,890	0,002	0,008
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	0,034	-1,826	1,826	0,004	0,008
	19	-2,973	3,031	4,246		
19		-9,500	-29,804	31,282		
	18	2,986	-3,005	4,237	0,013	0,026
	20	0,859	-2,577	2,716		
20		-2,2	-0,7	2,309		
	10	-0,82	-8,879	8,917	0,082	0,182
	19	-4,33	4,316	6,114	0,014	0,028
21		-19,669	-11,200	22,634		
	10	-14,059	4,817	14,861	0,085	0,182
	22	0,093	-0,297	0,311		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
22		0,000	0,000	0,000		
	10	-6,944	2,551	7,398	0,044	0,090
	21	-0,093	0,297	0,311	0,000	0,000
	24	6,244	-3,198	7,016		
23		-3,200	-1,600	3,578		
	15	-4,552	1,605	4,826	0,026	0,052
	24	2,342	-0,784	2,470		
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-6,182	3,295	7,005	0,062	0,097
	23	-2,333	0,803	2,467	0,009	0,018
	25	-,589	0,398	1,638		
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	1,595	-0,388	1,641	0,006	0,010
	26	1,775	-0,698	1,908		
	27	-4,738	1,528	4,978		
26		-1,765	0,713	1,904		
	25	-1,765	0,713	1,904	0,010	0,015
27		0,000	3,898	3,898		
	25	4,768	-1,471	4,989	0,030	0,057
	29	6,120	-2,534	6,624		
	30	6,771	-2,768	7,315		
	28	-25,100	1,949	25,176		
28		0,000	0,000	0,000		
	6	-23,528	-3,455	23,781	0,105	-0,818
	8	-0,723	-5,073	5,124	0,007	-3,893
	27	25,100	0,801	25,113	0,000	2,750
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-6,014	2,734	6,607	0,106	0,200
	30	3,352	-1,459	3,656		
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-6,583	3,121	7,285	0,188	0,353
	29	-3,317	1,525	3,651	0,035	0,067
Total					9,901	16,009

Sumber : Hasil Perhitungan

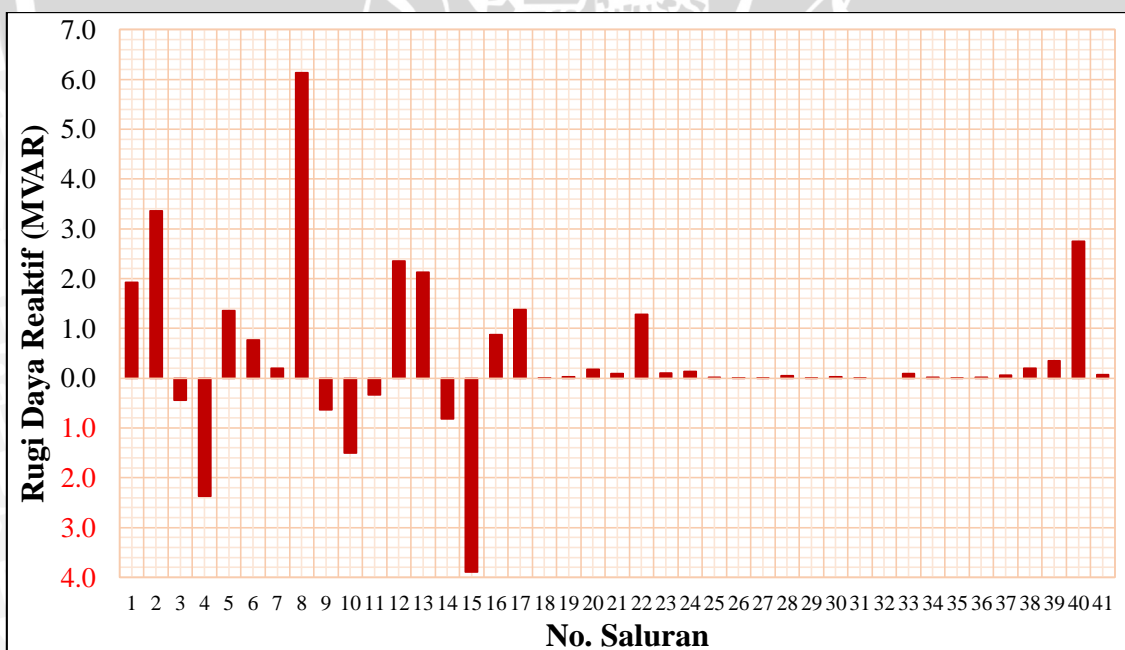
Berdasarkan Tabel 4.37, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan kapasitor bank adalah sebesar 9,901 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 16,009 MVAR.



Gambar 4. 35. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.35 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 1 ke bus 2 sebesar 2,406 MW dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi-rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, 32, dan 40.



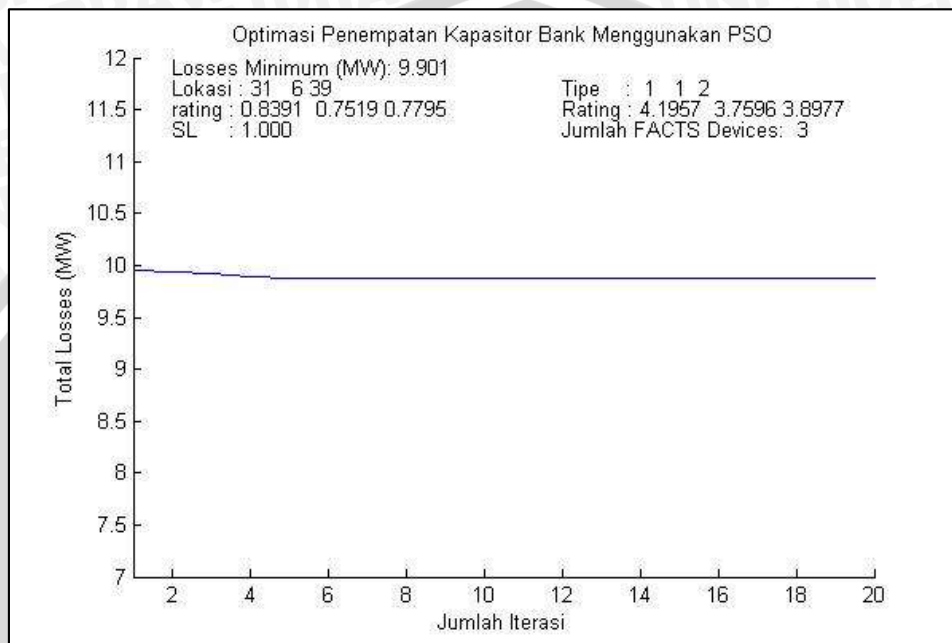
Gambar 4. 36. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.36 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah dilakukan pengkompensasian. Dari



Gambar 4.36 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 4 ke bus 12 atau terjadi pada saluran nomor 8 sebesar 6,138 MVAR dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi daya reaktif yaitu pada saluran 32. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.37.



Gambar 4. 37. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.37 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-5 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-5 yaitu dengan nilai 9,901 MW.

4.7.3. Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO

Pada bagian ini sistem standar IEEE 30 bus akan diuji dalam keadaan setelah penempatan TCSC dan TCPST. Pada Tabel 4.38 dipaparkan hasil simulasi sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi dengan menggunakan *Particle Swarm Optimization*.

Tabel 4. 38. Hasil Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO

No Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude	Degree	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1,000	0,000	0,000	0,000	174,424	-32,050
2	1,000	-3,907	21,700	12,700	40,000	56,729
3	0,968	-6,400	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0,961	-7,865	7,600	1,600	0,000	0,000
5	1,000	-7,448	0,000	0,000	0,000	23,105
6	0,957	-9,134	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,966	-8,962	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0,960	-10,049	30,000	30,000	0,000	46,870
9	0,965	-13,368	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,961	-15,738	5,900	2,000	0,000	0,000
11	1,000	-13,368	0,000	0,000	0,000	28,202
12	0,965	-15,475	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1,000	-15,475	0,000	0,000	0,000	41,172
14	0,962	-16,523	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0,961	-16,283	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0,962	-15,868	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0,961	-16,085	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0,956	-16,021	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0,954	-15,555	9,500	34,000	0,000	0,000
20	0,955	-15,723	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0,960	-16,517	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0,960	-16,520	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,959	-16,977	3,200	1,600	0,000	0,000
24	0,958	-17,452	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0,960	-17,029	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0,958	-17,583	3,500	2,300	0,000	0,000
27	0,962	-16,263	0,000	0,000	0,000	0,000
28	0,950	-9,963	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0,960	-16,882	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0,958	-17,812	12,000	1,900	0,000	0,000
Total			201,428	137,800	214,424	164,029

Sumber : Hasil Perhitungan

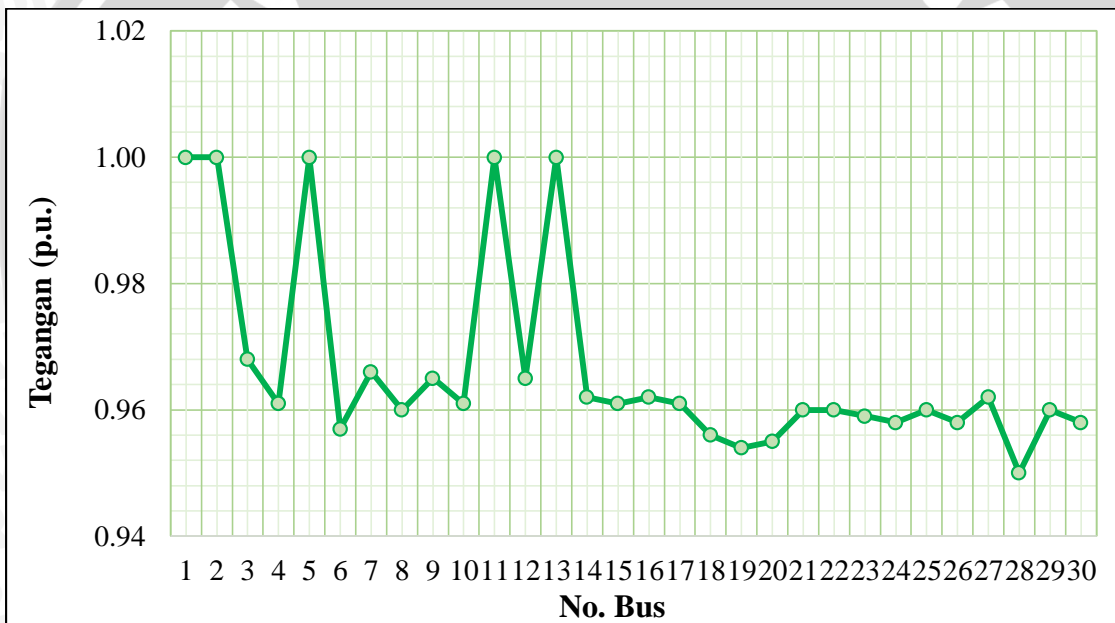
Tabel 4.38 menunjukkan hasil simulasi sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST dengan nilai rugi daya yang paling minimum. Dapat diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 214,424 MW dan 164,029 MVAR. Lokasi penempatan dan kapasitas TCSC-TCPST yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 4.39.

Tabel 4. 39. Hasil Optimasi Penempatan dan Rating TCSC-TCPST menggunakan PSO pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

Jenis Kompensator	Lokasi (saluran)	Dari Bus	Menuju Bus	Rating
TCSC	38	27	29	-0,5535X _{line}
TCSC	39	27	30	-0,5343X _{line}
TCPST	18	10	20	-2,6839°

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Tabel 4.39 dapat dilihat lokasi penempatan TCSC dan TCPST yang telah dioptimasi dengan metode PSO. TCSC ditempatkan pada saluran 38 yaitu dari bus 27 menuju ke bus 29 dengan rating $-0,5535X_{line}$ dan pada saluran 39 yaitu bus 27 menuju bus 30 dengan rating $-0,5343X_{line}$, serta TCSC pada saluran 18 yaitu dari bus 10 menuju ke bus 20 dengan rating $-2,6839^\circ$.



Gambar 4. 38. Profil Tegangan pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.38 merupakan profil tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem standar IEEE 30 bus setelah ditempatkan TCSC dan TCPST yang di plot dalam sebuah grafik. Tegangan pada sistem setelah penempatan TCSC dan TCPST yang sebelumnya tidak memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. menjadi naik dan dapat memenuhi batas yang ditentukan berdasarkan standar aturan jaringan. Level tegangan pada bus 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29, dan bus 30 meningkat sehingga berada pada batas tegangan yang diijinkan. Hasil aliran daya pada masing-masing bus dan rugi-rugi daya yang

timbul pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO ditunjukkan pada Tabel 4.40.

Tabel 4. 40. Hasil Aliran Daya Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO

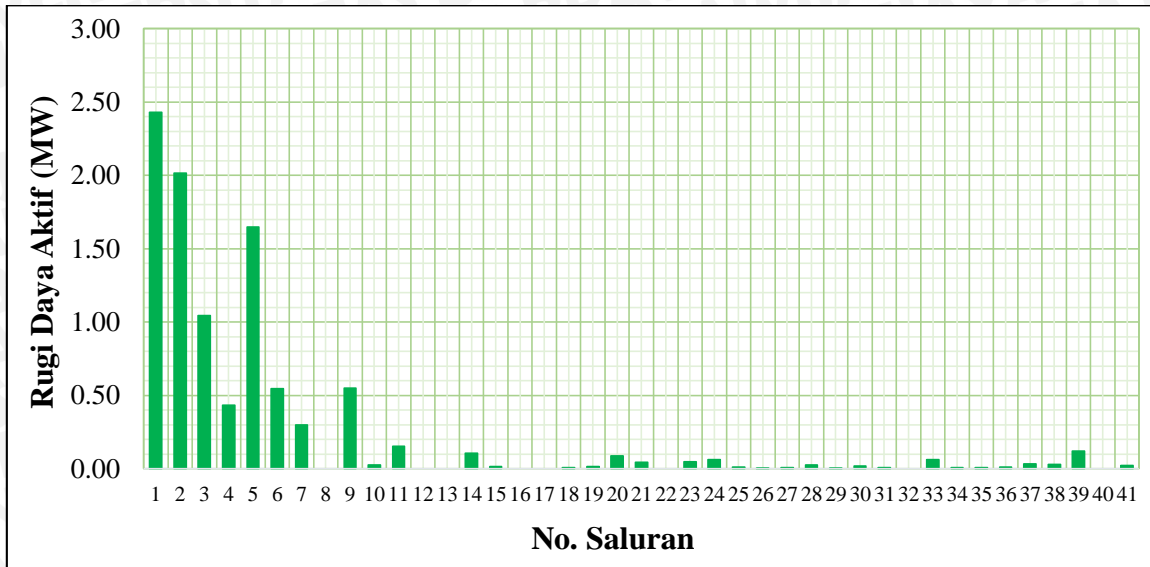
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		174,424	-32,050	177,344		
	2	107,829	-34,603	113,245		
	3	66,595	2,553	66,644		
2		18,300	44,029	47,680		
	1	-105,400	36,596	111,573	2,429	1,993
	4	41,538	8,397	42,379		
	5	29,688	-8,194	30,799		
	6	52,473	7,229	52,969		
3		-2,400	-1,200	2,683		
	1	-64,581	0,855	64,587	2,014	3,408
	4	62,181	-2,055	62,215		
4		-7,600	-1,600	7,767		
	2	-40,495	-8,756	41,431	1,043	-0,360
	3	-61,636	2,837	61,702	0,545	0,782
	6	47,689	-5,731	48,032		
	12	47,962	1,676	47,991		
5		0,000	23,105	23,105		
	2	-29,255	5,836	29,831	0,434	-2,358
	7	29,255	17,270	33,972		
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-50,825	-5,813	51,157	1,648	1,416
	4	-47,392	5,935	47,762	0,297	0,205
	7	-5,880	-8,448	10,293		
	8	30,858	-14,758	34,206		
	9	32,787	-2,156	32,858		
	10	19,036	0,458	19,041		
	28	23,345	4,239	23,727		
7		-22,800	-10,900	25,272		
	5	-28,707	-17,860	33,810	0,548	-0,590
	6	5,907	6,960	9,129	0,027	-1,488
8		-30,000	16,870	34,418		
	6	-30,707	14,462	33,942	0,152	-0,297
	28	0,707	2,409	2,510		
9		0,000	0,000	0,000		
	6	-32,787	4,606	33,109	0,000	2,450
	11	0,000	-16,341	16,341		
	10	34,863	3,879	35,078		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
10		-5,900	-2,000	6,230		
	6	-19,036	1,741	19,115	0,000	2,199
	9	-34,863	-2,425	34,947	0,000	1,454
	20	0,896	2,256	2,427		
	17	5,832	-2,038	6,178		
	21	14,543	-4,731	15,293		
	22	7,180	-2,503	7,604		
11		0,000	16,938	16,938		
	9	0,000	16,938	16,938	0,000	0,597
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-47,962	4,711	48,193	0,000	6,387
	13	0,000	-24,213	24,213		
	14	5,801	-1,731	6,053		
	15	9,215	-1,590	9,351		
	16	3,064	-0,287	3,078		
13		0,000	41,172	41,172		
	12	0,000	25,094	25,094	0,000	0,882
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-5,752	1,832	6,037	0,048	0,101
	15	-0,526	1,276	1,380		
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-9,153	1,712	9,312	0,062	0,122
	14	0,531	-1,272	1,378	0,005	0,004
	18	-0,725	2,444	2,549		
	23	4,737	-1,585	4,995		
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-3,055	0,307	3,070	0,010	0,020
	17	1,882	0,225	1,895		
17		-9,000	-5,800	10,707		
	10	-5,819	2,073	6,177	0,013	0,035
	16	-1,880	-0,218	1,892	0,002	0,007
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	0,733	-2,428	2,536	0,008	0,015
	19	-3,885	3,744	5,395		
19		-9,500	-34,000	35,302		
	18	3,906	-3,702	5,382	0,020	0,041
	20	2,155	-3,554	4,156		
20		-2,200	-0,700	2,309		
	10	-0,890	-2,243	2,413	0,006	0,013
	19	-2,148	3,567	4,164	0,006	0,013
21		-19,669	-11,200	22,634		
	10	-14,455	4,921	15,269	0,088	0,190
	22	0,063	-0,244	0,252		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
22		0,000	0,000	0,000		
	10	-7,135	2,597	7,593	0,045	0,094
	21	-0,063	0,244	0,252	0,000	0,000
	24	6,331	-3,162	7,077		
23		-3,200	-1,600	3,578		
	15	-4,710	1,639	4,987	0,027	0,055
	24	2,438	-0,793	2,564		
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-6,268	3,259	7,065	0,063	0,097
	23	-2,429	0,812	2,561	0,009	0,019
	25	-1,736	0,574	1,829		
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	1,743	-0,562	1,831	0,007	0,012
	26	1,848	-0,732	1,988		
	27	-4,994	1,741	5,289		
26		-3,500	-2,300	4,188		
	25	-3,500	-2,300	4,188	0,011	0,016
27		0,000	0,000	0,000		
	25	5,027	-1,678	5,300	0,033	0,063
	29	2,773	-2,195	3,536		
	30	4,490	-3,839	5,908		
	28	-25,327	4,119	25,660		
28		0,000	0,000	0,000		
	6	-23,241	-5,051	23,783	0,105	-0,812
	8	-0,693	-6,271	6,309	0,014	-3,862
	27	25,327	-1,299	25,361	0,000	2,820
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-2,743	2,220	3,529	0,030	0,025
	30	2,699	-1,117	2,921		
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-4,369	3,945	5,887	0,121	0,106
	29	-2,677	1,159	2,917	0,022	0,042
Total					9,890	15,917

Sumber : Hasil Perhitungan

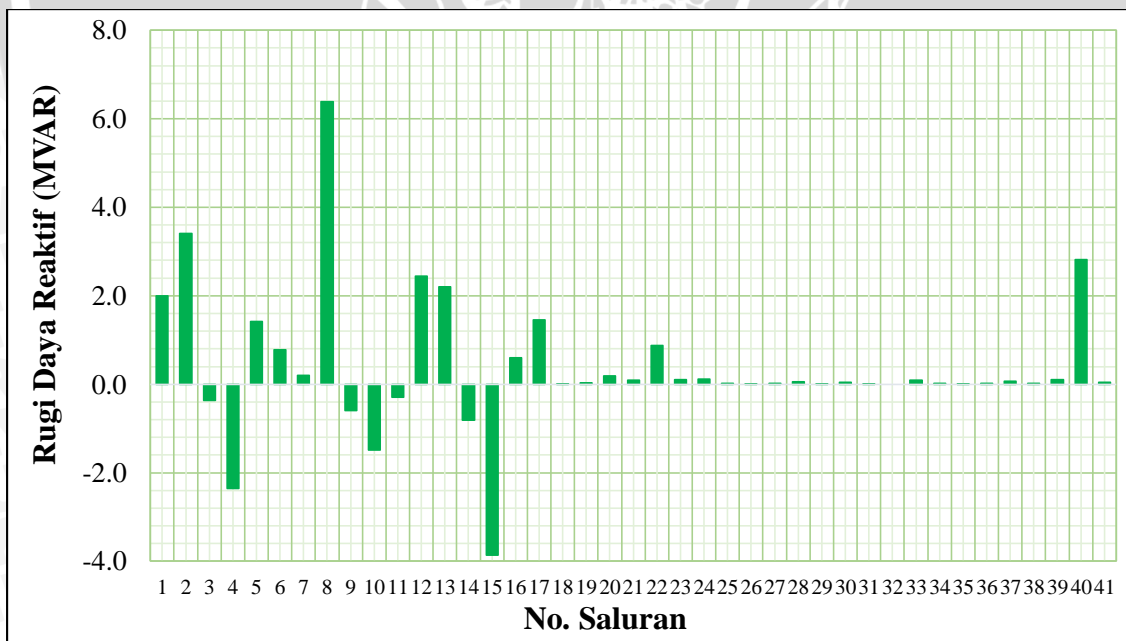
Berdasarkan Tabel 4.40, dapat dilihat hasil aliran daya setelah penempatan TCSC dan TCPST. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi setelah penempatan TCSC dan TCPST adalah sebesar 9,890 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 15,917 MVAR.



Gambar 4. 39. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.39 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya aktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah penempatan TCSC dan TCPST. Rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu aliran daya dari bus 1 ke bus 2 sebesar 2,429 MW dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi-rugi daya aktif yaitu pada saluran 8, 12, 13, 16, 17, 22, 32, dan 40.



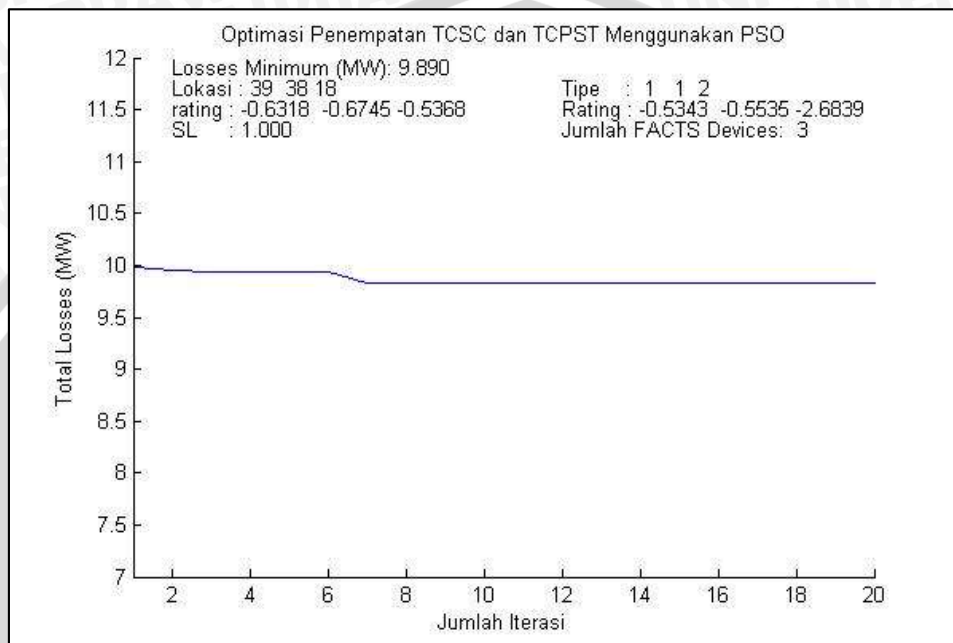
Gambar 4. 40. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Standar IEEE 30 Bus Setelah Penempatan TCSC dan TCPST

Sumber : Hasil Perhitungan

Gambar 4.40 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem standar IEEE 30 bus setelah dilakukan pengkompensasian. Dari



Gambar 4.40 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 4 ke bus 12 atau terjadi pada saluran nomor 8 sebesar 6,387 MVAR dan terdapat saluran yang tidak memiliki rugi daya reaktif yaitu pada saluran 32. Nilai *losses* minimum yang dihasilkan pada tiap-tiap iterasi di plot pada grafik konvergensi PSO. Perubahan nilai fungsi tujuan pada setiap proses iterasi yang dilakukan ditunjukkan pada Gambar 4.41.



Gambar 4. 41. Grafik Konvergensi PSO untuk Penempatan TCSC dan TCPST pada Sistem Standar IEEE 30 Bus

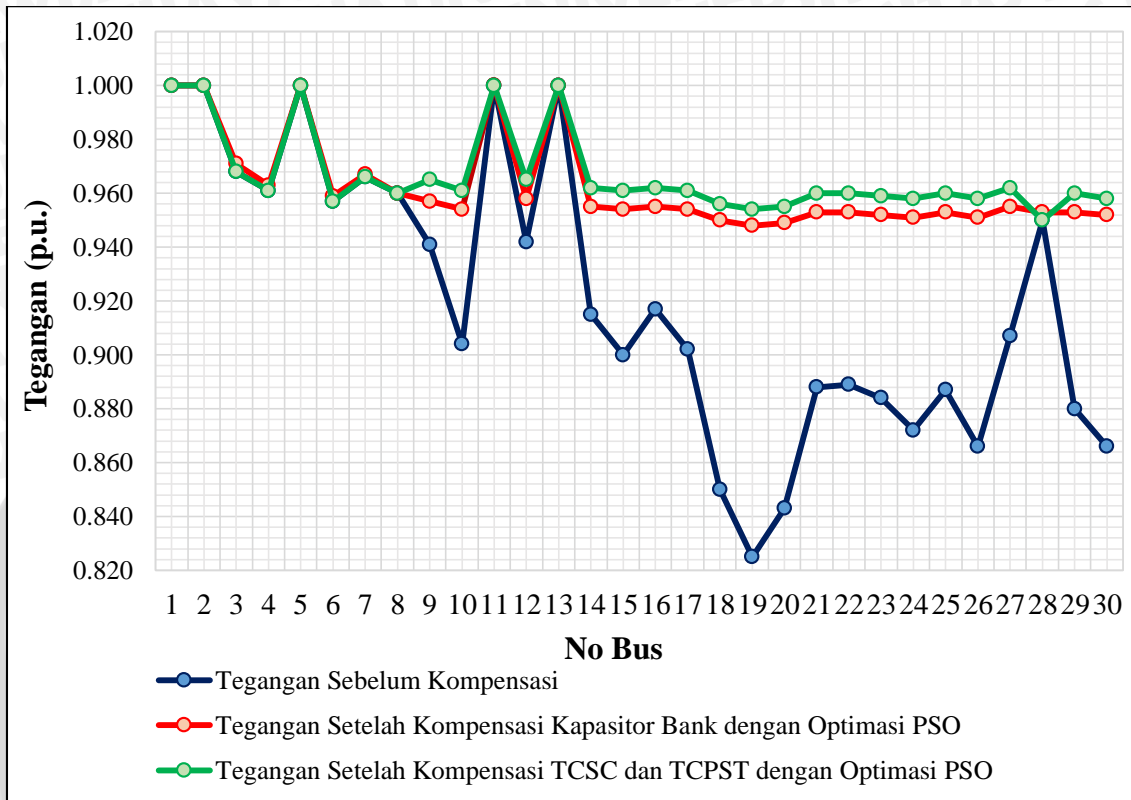
Sumber : Hasil Perhitungan

Pada simulasi optimasi penempatan dan kapasitas TCSC-TCPST menggunakan PSO dilakukan sebanyak 20 iterasi. Partikel disebar secara acak untuk mendapatkan nilai optimal untuk lokasi penempatan dan kapasitas kapasitor bank. Kapasitor bank tersebut ditempatkan dengan tujuan untuk mendapatkan rugi daya aktif yang paling minimum. Dari Gambar 4.41 dapat dilihat bahwa nilai rugi daya aktif yang paling minimum terdapat pada iterasi ke-7 dengan kata lain nilai rugi daya aktif telah mencapai titik konvergensi pada iterasi ke-7 yaitu dengan nilai 9,890 MW.

4.7.4. Perbandingan Simulasi Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi yang Diterapkan

Hasil simulasi sistem standar IEEE 30 bus dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan optimasi PSO, dan sistem setelah terkompensasi oleh TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus,

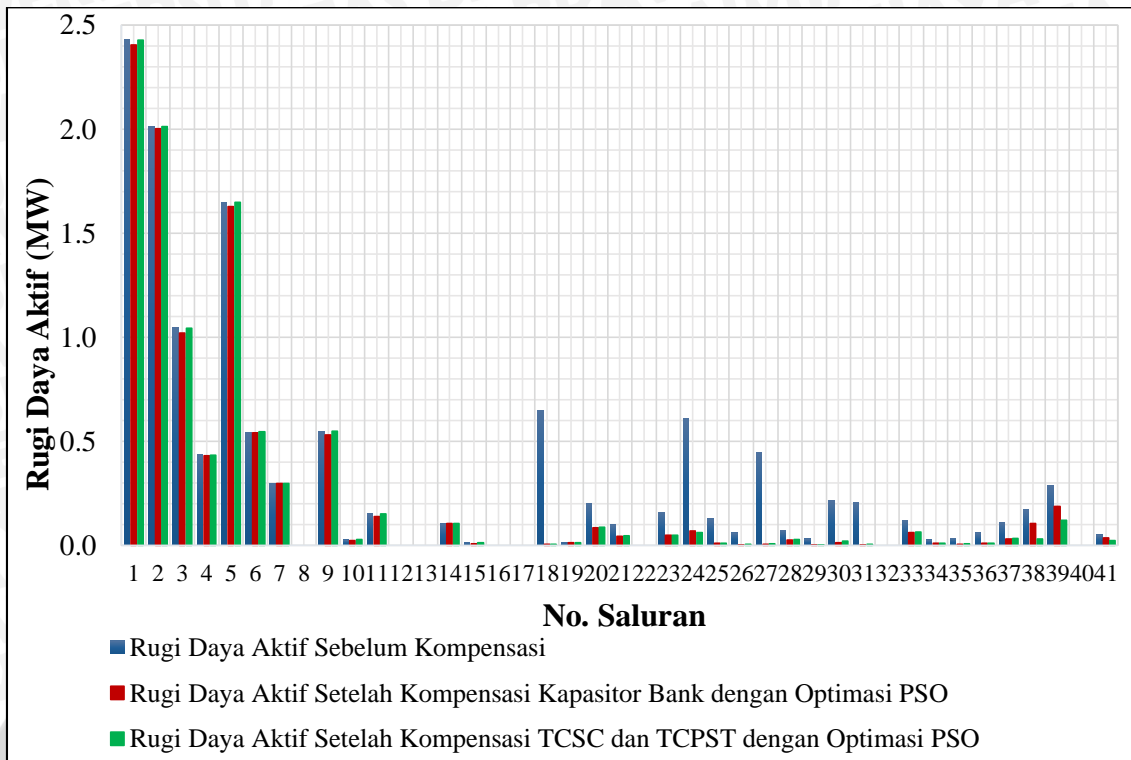
rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Gambar 4.42 dapat dilihat perbandingan profil tegangan sistem sebelum terkompensasi, setelah kompensasi dengan menggunakan kapasitor bank, dan setelah kompensasi dengan menggunakan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO.



Gambar 4. 42. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Gambar 4.42 dapat dilihat bahwa dalam pengujian sistem sebelum terkompensasi terdapat beberapa bus pada sistem yang memiliki nilai tegangan di bawah batas fungsi objektif yang ditentukan. Akan tetapi setelah sistem mendapat kompensasi, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. Level tegangan pada bus 9, 10, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 29, dan bus 30 meningkat sehingga berada pada batas tegangan yang diijinkan. Dengan penempatan TCSC dan TCPST perubahan level tegangan lebih baik jika dibandingkan dengan penempatan kapasitor bank. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan pengompensasian pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1 \pm 5\%$ p.u. sesuai dengan batas level yang diijinkan.



Gambar 4. 43. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Pada Gambar 4.43 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi oleh kapasitor bank dan koordinasi antara TCSC dan TCPST dengan optimasi PSO. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Pada Tabel 4.41 dapat dilihat prosentase rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator.

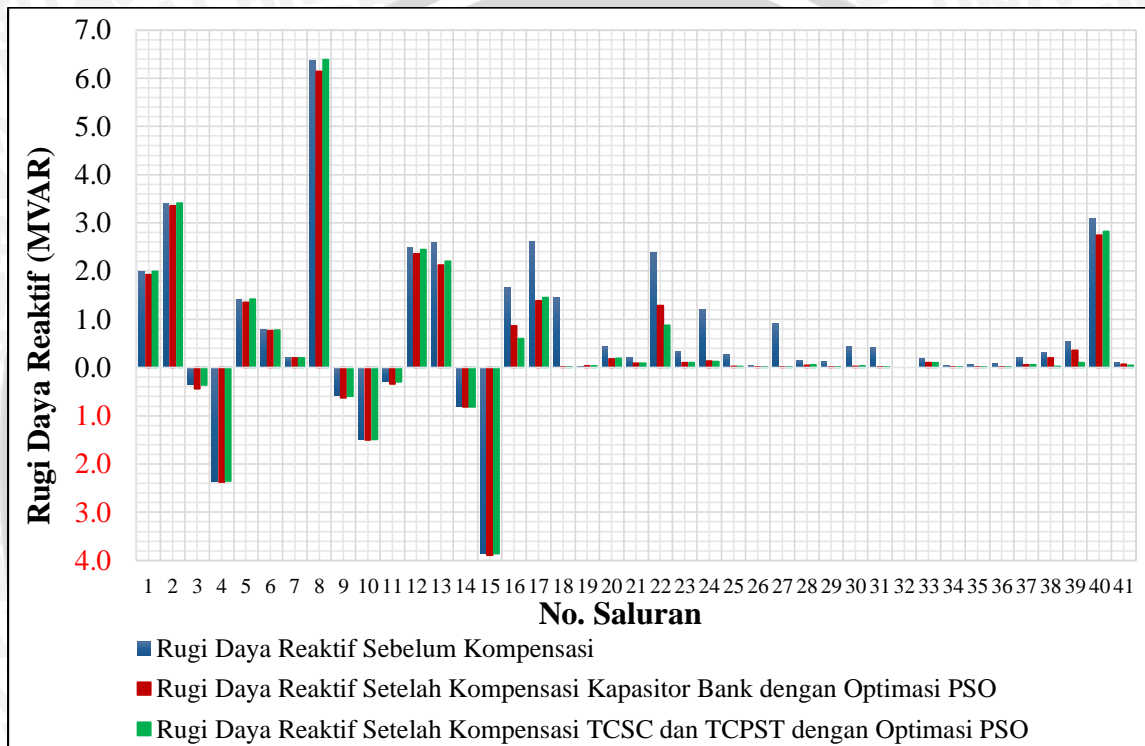
Tabel 4. 41. Perbandingan Prosentase Rugi Daya Aktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Simulasi	Sebelum Kompensasi	Setelah Kompensasi Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO	Setelah Kompensasi TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO
Rugi Daya Aktif (MW)	13,006	9,901	9,890
Prosentase (%)	6,065	4,63	4,613

Sumber : Hasil Perhitungan

Berdasarkan Tabel 4.41 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem sebelum terkompensasi adalah sebesar 13,006 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi oleh PSO

adalah 9,901 MW dan dengan penempatan TCSC-TCPST dengan optimasi PSO sebesar 9,890 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi PSO dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 3,105 MW (23,87%) dan dengan kompensasi peralatan FACTS yaitu koordinasi TCSC dan TCPST mampu mereduksi rugi daya aktif sebesar 3,116 MW (23,96%). Pada Gambar 4.44 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum terkompensasi dan setelah terkompensasi.



Gambar 4. 44. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Standar IEEE 30 Bus pada Tiga Kondisi

Sumber : Hasil Perhitungan

Dari Gambar 4.44 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank maupun penempatan TCSC dan TCPST. Total rugi daya reaktif sebelum kompensasi adalah sebesar 26,805 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi PSO adalah sebesar 16,009 MVAR, dan setelah penempatan TCSC dan TCPST yang dioptimasi PSO total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 15,917 MVAR.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil simulasi optimasi PSO maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Penempatan yang optimal untuk TCSC pada saluran 2 dan 21 dengan rating sebesar $-0,318X_{line}$ dan $-0,700X_{line}$ serta TCPST pada saluran 4 sebesar $2,385^\circ$ pada saat pembeban 100% dan TCSC pada saluran 15 dan 21 dengan rating masing-masing sebesar $-0,452X_{line}$ dan $-0,378X_{line}$ serta TCPST pada saluran 11 sebesar $1,951^\circ$ pada saat pembeban 75% dapat meningkatkan kapabilitas saluran transmisi dalam penyaluran daya dan mampu meminimumkan rugi-rugi daya aktif saluran transmisi pada sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV.
2. Penerapan metode PSO pada penempatan optimal dan rating dari TCSC-TCPST dapat mengurangi rugi daya aktif sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV hingga 15,883 MW atau sebesar 10,28% pada pembeban 100% dan 3,179 MW atau sebesar 3,867% pada pembeban 75%. Hasil ini jauh lebih baik jika dibandingkan dengan penggunaan kapasitor bank yang dioptimasi PSO yang hanya mampu mengurangi hingga 8,847 MW atau sebesar 5,727% pada pembeban 100% dan 2,206 MW atau sebesar 2,684% pada pembeban 75%.
3. Penempatan optimal TCSC dan TCPST pada saluran transmisi dengan optimasi menggunakan PSO mampu memperbaiki nilai tegangan pada tiap bus sistem yang mengalami penurunan (*drop* tegangan) sehingga nilai tegangan bus-bus sistem berada pada batas tegangan yang diijinkan yaitu $1 \pm 5\%$ p.u. ($0,95 \leq V_{bus} \leq 1,05$ p.u.).

5.2. Saran

1. Penentuan lokasi dan rating yang optimal dapat dilakukan dengan menggunakan metode yang lain atau pengembangan dari PSO untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal.
2. Dapat menggunakan koordinasi peralatan FACTS yang lainnya sehingga dapat mereduksi rugi-rugi daya pada sistem lebih besar daripada koordinasi antara TCSC dan TCPST.
3. Dapat memperhitungkan aspek-aspek pada peralatan FACTS seperti biaya komponen dan pemasangan.

DAFTAR PUSTAKA

- Acha, E., dkk. 2004. *FACTS Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons Ltd.
- Alfarizy, F. 2012. *Penempatan Optimal Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) dan Static Var Compensator (SVC) Menggunakan Quantum Behaved Particle Swarm Optimization (QPSO) untuk Pembebanan Maksimum*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Alsac, O. & Stott, B. 1974. *Optimal Load Flow with Steady State Security*. IEEE Transaction On Power Apparatus and System.
- Anonim. 2004. *Pengembangan Energi Terbarukan Sebagai Energi Aditif di Indonesia*. <http://www.energi.lipi.go.id/utama.cgi?artikel&1101089425&9>. Diakses pada tanggal 2 Januari 2014.
- Cai, L. J. & Erlich, I. 2004. *Optimal Choice and Allocation of FACTS Device in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithm*. IEEE Transaction On Power System.
- El-Dib, A. A., dkk. 2006. *Optimum VAR Sizing and Allocation Using Particle Swarm Optimization*. IEEE International Conference on Power and Energy. Dallas, 21-24 Mei 2006.
- Erviana, M. 2012. *Optimasi Penempatan Kapasitor Bank Pada Sistem Distribusi Untuk Mereduksi Rugi Daya Menggunakan Particle Swarm Optimization*. Semarang : Universitas Diponegoro.
- Glanzmann, G. & Andersson, G. 2004. *Coordinated Control of FACTS Devices base on Optimal Power Flow*.
- Grainger, J. J. & Stevenson, W. D., JR. 1994. *Power System Analysis*. Singapore : McGraw-Hill.
- Hastanto, A. 2012. *Optimasi Penempatan SVC untuk Memperbaiki Profil Tegangan pada Sistem 500 kV JAMALI Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization (PSO)*. Semarang : Universitas Diponegoro.
- Jumaat, S. A., dkk. 2012. *Optimal Placement and Sizing of Multiple FACTS Devices Installation*. IEEE International Conference on Power and Energy. Kota Kinabalu Sabah, Malaysia, 2-5 Desember 2012.



- Kennedy, J. & Eberhart, R. 1995. *Particle Swarm Optimization*. Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks. Vol. 4, pp. 1942-1948. Perth, WA, Nopember-Desember 1995.
- Krisida, R. A. 2010. *Optimisasi Pengaturan Daya Reaktif dan Tegangan pada Sistem Interkoneksi Jawa Bali 500 kV Menggunakan Quantum Behaved Particle Swarm Optimization*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Kundur, P. 1993. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill: International Edition.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral. 2007. *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 3 Tahun 2007 : Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali*. Jakarta : Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Saadat, H. 1999. *Power System Analysis*. McGraw-Hill: International Edition.
- Supriatna, G. 2013. *Optimasi Sistem Interkoneksi 500 kV Jawa – Bali dengan Aliran Daya Optimal MINOPF*. Tugas Akhir. UPI, Bandung.
- Tuegeh, M., dkk. 2009. *Modified Improved Particle Swarm Optimization for Optimal Generator Scheduling*. Seminar Nasional Aplikasi Teknologi Informasi. Yogyakarta, 20 Juni 2009.
- Umar, dkk. *Optimasi Penempatan Multi FACTS Devices Pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan Menggunakan Algoritma Genetika*. Seminar Nasional Aplikasi Teknologi Informasi. Yogyakarta, 21 Juni 2008.
- Wang, X. F., dkk. 2008. *Modern Power System Analysis*. Springer.
- Wartana, I. M. & Sulistiawati I. B. 2005. *Analisis Penempatan Optimal Peralatan Multi Type FACTS pada Saluran Transmisi 500 kV Jawa-Bali dengan Menggunakan Metode Algoritma Genetika*. IES. Politeknik Elektronika Negeri Surabaya, ITS, 2005.
- Yulyardhita, R. 2013. *Penempatan dan Penentuan Kapasitas Optimal TCPST pada Sistem Jawa Bali 500 kV*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Listing Program Aliran Daya Metode *Newton Raphson*

```

% File : lineflow for loadflow
% Program ini digunakan untuk mengetahui aliran daya dalam sistem tenaga listrik
% Copyright (c) 1998 H. Saadat

basemva = 1000; accuracy = 0.0001; accel = 1.6; maxiter = 200; xload=1.00;
% % Sistem 500 kV Jawa Madura Bali (7 Mei 2013, pukul 10.00 WIB)
% No Kode Teg Sudut Pembebanan Pembangkitan
Injeksi
%Bus Bus Mag. Deg. MW MVAR MW MVAR Qmin Qmax
MVAR
busdata=[ 1 0 1.000 0.0 86.0 34.0 0.0 0.0 0 0
0 %New Suralaya
2 1 1.020 0.0 142.0 -56.0 2962.0 1554.0 -600 1700
0 %Suralaya
3 0 1.000 0.0 320.0 -139.0 0.0 0.0 0 0
0 %Cilegon
4 0 1.000 0.0 676.0 213.0 0.0 0.0 0 0
0 %Kembangan
5 0 1.000 0.0 722.0 47.0 0.0 0.0 0 0
0 %Gandul
6 0 1.000 0.0 636.0 253.0 0.0 0.0 0 0
0 %Balaraja
7 0 1.000 0.0 473.0 350.0 0.0 0.0 0 0
0 %Cibinong
8 0 1.000 0.0 343.0 97.0 0.0 0.0 0 0
0 %Cawang
9 0 1.000 0.0 1097.0 79.0 0.0 0.0 0 0
0 %Bekasi
10 0 1.000 0.0 536.0 166.0 0.0 0.0 0 0
0 %Depok
11 2 1.000 0.0 0.0 0.0 1351.0 703.0 -700 800
0 %Muara Tawar
12 0 1.000 0.0 666.0 463.0 0.0 0.0 0 0
0 %Cibatu
13 2 1.000 0.0 650.0 270.0 365.0 120.0 -480 300
0 %Cirata
14 2 1.025 0.0 0.0 0.0 647.0 135.0 -140 150
0 %Saguling
15 0 1.000 0.0 137.0 48.0 0.0 0.0 0 0
0 %Tasikmalaya
16 0 1.000 0.0 505.0 325.0 0.0 0.0 0 0
0 %Bandung Selatan
17 0 1.000 0.0 339.0 3.0 0.0 0.0 0 0
0 %Mandiracan
18 2 1.000 0.0 380.0 96.0 2385.0 336.0 -240 500
0 %Tanjung Jati

```



0	19	0	1.000	0.0	838.0	382.0	0.0	0.0	0	0
	%Ungaran									
0	20	0	1.000	0.0	631.0	430.0	0.0	0.0	0	0
	%Pedan									
0	21	0	1.000	0.0	262.0	43.0	0.0	0.0	0	0
	%Ngimbang									
0	22	0	1.000	0.0	983.0	642.0	0.0	0.0	0	0
	%Surabaya Barat									
0	23	2	1.000	0.0	146.0	21.0	590.0	111.0	-610	200
	%Gresik									
0	24	2	1.025	0.0	430.0	205.0	325.0	44.0	-50	250
	%Grati									
0	25	0	1.000	0.0	605.0	197.0	0.0	0.0	0	0
	%Kediri									
0	26	2	1.000	0.0	593.0	144.0	3025.0	551.0	-100	600
	%Paiton									

% % DATA SALURAN JAWA-MADURA-BALI

Vrate	% Saluran	R	X	1/2B	Line Code	
(kV)	%dari ke	pu.	pu.	pu.	=1 for lines	
linedata=[2	1	0.000146500	0.00140750	0.0056838370	1
500	2	3	0.000626492	0.00700876	0.0011414290	1
500	2	6	0.003677680	0.03533320	0.0002264160	1
500	3	7	0.013133324	0.14692580	0.0000544495	1
500	5	4	0.001513040	0.01692688	0.0004726210	1
500	5	6	0.002980224	0.02862284	0.0002794970	1
500	7	14	0.004111320	0.04599520	0.0001739310	1
500	9	7	0.004441880	0.04267540	0.0001874620	1
500	9	8	0.001973648	0.01896184	0.0004219000	1
500	10	5	0.000347080	0.00333468	0.0023990310	1
500	10	7	0.000912400	0.00876592	0.0009126260	1
500	11	7	0.006211600	0.05967800	0.0001340530	1
500	11	8	0.005625600	0.05404800	0.0001480170	1
500	12	11	0.002822052	0.02711288	0.0002950630	1
500	12	13	0.002739888	0.02618276	0.0003055450	1
500	14	13	0.001474728	0.01416846	0.0005646350	1
500	14	16	0.001957800	0.021902396	0.0003652570	1



500	15	10	0.014056160	0.15724804	0.0000508750	1
500	17	16	0.006990980	0.06716588	0.0001191080	1
500	17	19	0.013478000	0.12949000	0.0000617810	1
500	19	18	0.006767080	0.07570368	0.0001056750	1
500	19	20	0.009036120	0.08681460	0.0000921505	1
500	19	21	0.023479616	0.22558060	0.0000354641	1
500	20	15	0.015311000	0.17128624	0.0000467055	1
500	21	22	0.005974972	0.05740460	0.0001393620	1
500	22	19	0.029792240	0.28622920	0.0000279497	1
500	22	24	0.003986360	0.04459660	0.0001793860	1
500	23	22	0.001400560	0.01345572	0.0005945430	1
500	25	20	0.010291100	0.115127976	0.0000694880	1
500	26	24	0.004217728	0.04718476	0.0001695470	1
500]	26	25	0.010291100	0.115127976	0.0000694880	1

```

busdata(:,5)=busdata(:,5).*xload; %menaikkan P_load
busdata(:,6)=busdata(:,6).*xload; %menaikkan Q_load
busdata(:,7)=busdata(:,7).*xload; %menaikkan P_generator
busdata(:,8)=busdata(:,8).*xload; %menaikkan Q_generator
Ploadmax=sum(busdata(:,5).*xload); %menghitung Pload maksimum
Pgenmax=sum(busdata(:,7)); %total daya aktif generator
Qgenmax=sum(busdata(:,8)); %total daya reaktif generator

```

```

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z; %branch admittance
for n = 1:nbr
if a(n) <= 0 a(n) = 1; else end
Ybus=zeros(nbus,nbus); % initialize Ybus to zero
% formation of the off diagonal elements
for k=1:nbr;
Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
end % formation of the diagonal elements
for n=1:nbus
for k=1:nbr
if nl(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);

```



```

elseif nr(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
else, end
end
end
clear Pgg

% Power flow solution by Newton-Raphson method
% Copyright (c) 1998 by H. Saadat
% Revision 1 (Aug. 99) To include two or more parallel lines
ns=0; ng=0; Vm=0; delta=0; yload=0; deltad=0;
nbus = length(busdata(:,1));
kb=[];Vm=[]; delta=[]; Pd=[]; Qd=[]; Pg=[]; Qg=[]; Qmin=[]; Qmax=[];
Pk=[]; P=[]; Qk=[]; Q=[]; S=[]; V=[];
for k=1:nbus
n=busdata(k,1);
kb(n)=busdata(k,2); Vm(n)=busdata(k,3); delta(n)=busdata(k,4);
Pd(n)=busdata(k,5); Qd(n)=busdata(k,6); Pg(n)=busdata(k,7); Qg(n) =
busdata(k,8);
Qmin(n)=busdata(k,9); Qmax(n)=busdata(k,10);
Qsh(n)=busdata(k,11);
if Vm(n) <= 0 Vm(n) = 1.0; V(n) = 1 + j*0;
else delta(n) = pi/180*delta(n);
V(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
S(n) = P(n) + j*Q(n);
end
end
for k=1:nbus
if kb(k) == 1, ns = ns+1; else, end
if kb(k) == 2 ng = ng+1; else, end
ngs(k) = ng;
nss(k) = ns;
end
Ym=abs(Ybus); t = angle(Ybus);
m=2*nbus-ng-2*ns;
maxerror = 1; converge=1;
iter = 0;
%%% added for parallel lines (Aug. 99)
mline=ones(nbr,1);
for k=1:nbr
for m=k+1:nbr
if((nl(k)==nl(m)) & (nr(k)==nr(m)));
mline(m)=2;
elseif ((nl(k)==nr(m)) & (nr(k)==nl(m)));
mline(m)=2;
else, end
end
end
%%% end of statements for parallel lines (Aug. 99)

% Start of iterations

```

```

clear A DC J DX
while maxerror >= accuracy % Test for max. power mismatch
for ii=1:m
for k=1:m
    A(ii,k)=0; %Initializing Jacobian matrix
end, end
iter = iter+1;
for n=1:nbus
nn=n-nss(n);
lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
J11=0; J22=0; J33=0; J44=0;
for ii=1:nbr
if mline(ii)==1 % Added to include parallel lines (Aug. 99)
if nl(ii) == n | nr(ii) == n
if nl(ii) == n , l = nr(ii); end
if nr(ii) == n , l = nl(ii); end
J11=J11+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
J33=J33+ Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
if kb(n)~=1
J22=J22+ Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
J44=J44+ Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) + delta(l));
else, end
if kb(n) ~= 1 & kb(l) ~=1
lk = nbus+1-ngs(l)-nss(l)-ns;
ll = l -nss(l);
% off diagonalelements of J1
A(nn, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) +
delta(l));
if kb(l) == 0 % off diagonal elements of J2
A(nn, lk) =Vm(n)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)- delta(n) +
delta(l));end
if kb(n) == 0 % off diagonal elements of J3
A(lm, ll) =-Vm(n)*Vm(l)*Ym(n,l)*cos(t(n,l)-
delta(n)+delta(l)); end
if kb(n) == 0 & kb(l) == 0 % off diagonal elements of
J4
A(lm, lk) =-Vm(n)*Ym(n,l)*sin(t(n,l)- delta(n) +
delta(l));end
else end
else , end
else, end
end
Pk = Vm(n)^2*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J33;
Qk = -Vm(n)^2*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J11;
if kb(n) == 1 P(n)=Pk; Q(n) = Qk; end % Swing bus P
if kb(n) == 2 Q(n)=Qk;
if Qmax(n) ~= 0
Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
if iter <= 7 % Between the 2th & 6th iterations
if iter > 2 % the Mvar of generator buses are
if Qgc < Qmin(n), % tested. If not within limits
Vm(n)

```



```

Vm(n) = Vm(n) + 0.01; % is changed in steps of 0.01 pu
to
elseif Qgc > Qmax(n), % bring the generator Mvar within
Vm(n) = Vm(n) - 0.01;end % the specified limits.
else, end
else,end
end
if kb(n) ~= 1
A(nn,nn) = J11; %diagonal elements of J1
DC(nn) = P(n)-Pk;
end
if kb(n) == 0
A(nn,lm) = 2*Vm(n)*Ym(n,n)*cos(t(n,n))+J22; %diagonal elements of J2
A(lm,nn)= J33; %diagonal elements of J3
A(lm,lm) =-2*Vm(n)*Ym(n,n)*sin(t(n,n))-J44; %diagonal of elements of
J4
DC(lm) = Q(n)-Qk;
end
end
DX=A\DC';
for n=1:nbus
nn=n-nss(n);
lm=nbus+n-ngs(n)-nss(n)-ns;
if kb(n) ~= 1
delta(n) = delta(n)+DX(nn); end
if kb(n) == 0
Vm(n)=Vm(n)+DX(lm); end
end
maxerror=max(abs(DC));
if iter == maxiter & maxerror > accuracy
fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converged after ')
fprintf('%g', iter), fprintf(' iterations.\n\n')
fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the results
\n')
converge = 0; pause,
else
end
end

if converge ~= 1
tech= (' ITERATIVE SOLUTION DID NOT CONVERGE');
else,
tech=(' Power Flow Solution by Newton-Raphson
Method');
end
V = Vm.*cos(delta)+j*Vm.*sin(delta);
deltad=180/pi*delta;
i=sqrt(-1);
k=0;
for n = 1:nbus
if kb(n) == 1

```

```

k=k+1;
S(n)= P(n)+j*Q(n);
Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
Pgg(k)=Pg(n);
Qgg(k)=Qg(n);
elseif kb(n) ==2
k=k+1;
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
Pgg(k)=Pg(n);
Qgg(k)=Qg(n);
end
yload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n))/(basemva*Vm(n)^2);
end
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);
V; Vm;
%clear A DC DX J11 J22 J33 J44 Qk delta lk ll lm
%clear A DC DX J11 J22 J33 Qk delta lk ll lm

clc
disp(tech)
fprintf(' Maximum Power Mismatch = %g \n', maxerror)
fprintf(' No. of Iterations = %g \n\n', iter)
fprintf('
===== \n')
head =[' Bus Voltage Angle Load Generation
Injected'
' No. Mag. Degree MW MVAR MW MVAR
MVAR '
,
====='];
disp(head)
for n=1:nbus
fprintf(' %5g', n), fprintf(' %7.3f', Vm(n)),
fprintf(' %8.3f', deltax(n)), fprintf(' %9.3f', Pd(n)),
fprintf(' %9.3f', Qd(n)), fprintf(' %9.3f', Pg(n)),
fprintf(' %9.3f ', Qg(n)), fprintf(' %8.3f\n', Qsh(n))
end
fprintf('
===== \n')
,
fprintf(' Total ')
fprintf(' %9.3f', Pdt), fprintf(' %9.3f', Qdt),
fprintf(' %9.3f', Pgt), fprintf(' %9.3f', Qgt),
fprintf(' %9.3f\n
===== \n',
Qsht)
SLT = 0;
fprintf('\n')

```



```

fprintf('                               Line Flow and Losses \n\n')
head =['
=====
'      -Saluran-           Daya pada bus & aliran daya       Rugi pada
Saluran '
'      Dari   Ke           MW           MVAR           MVA           MW
MVAR    '
'
====='];

disp(head)

for n = 1:nbus
busprt = 0;
  for L = 1:nbr;
    if busprt == 0
      fprintf('      \n'), fprintf('%6g', n), fprintf('      %13.3f',
P(n)*basemva)
      fprintf('      %10.3f', Q(n)*basemva), fprintf(' %10.3f\n',
abs(S(n)*basemva))

      busprt = 1;
    else, end

    if nl(L)==n      k = nr(L);
In = (V(n) - a(L)*V(k))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(n);
Ik = (V(k) - V(n)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL  = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
    elseif nr(L)==n k = nl(L);
In = (V(n) - V(k)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(n);
Ik = (V(k) - a(L)*V(n))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL  = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
    else, end

    if nl(L)==n | nr(L)==n
      fprintf('%12g', k),
      fprintf('%13.3f', real(Snk)), fprintf(' %10.3f', imag(Snk))
      fprintf(' %10.3f', abs(Snk)),
      fprintf(' %10.3f', real(SL)),
      if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
        fprintf(' %10.3f', imag(SL)), fprintf(' %9.3f\n', a(L))
      else, fprintf(' %11.3f\n', imag(SL))
      end
    else, end
  end
end

```

```

end
SLT = SLT/2;
fprintf('
=====\\n'),
fprintf('          Total Losses          ')
fprintf(' %9.3f', real(SLT)),
fprintf(' %11.3f\\n
=====\\n',

imag(SLT)
fprintf('          Prosentase Losses          ')
fprintf(' %10.3f', (real(SLT)/Pgt)*100),
fprintf(' %11.3f\\n', (imag(SLT)/Qgt)*100)
fprintf('
=====\\n'),

TLoss=real(SLT);
% fitt=Tloss;
clear Ik In SL SLT Skn Snk

```

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



Lampiran 2 Listing Program Utama Optimasi Penempatan TCSC dan TCPST dengan Metode

Particle Swarm Optimization

```

% % PROGRAM OPTIMASI PENEMPATAN TCSC DAN TCPST MENGGUNAKAN PSO % %
% ----- %
% PARAMITA DWI PUTRI PRANYATA - 105060301111009 %
% TEKNIK ELEKTRO - TEKNIK ENERGI ELEKTRIK %
% UNIVERSITAS BRAWIJAYA %
clc
clear all
% ----- %
% INISIALISASI
Jum_Particles = 50 ;
MaxIt = 20 ;
Jum_Variabel = 3 ;
c2 = 4 ;
c1 = 4 ;
w = 0.4 ;
% ----- %
% DATA FACTS DEVICES DAN SALURAN TRANSMISI
nL = 31 ;
nfacts = 3 ;
Xs = 0.1 ;
r = 0.09 ;
up= 1;
down= -1;
bs=1/Xs;
batas=[-0.7 0.2
        -5 5
         0 31
         0 3
         1 2
        -1 1];
xload=1.00;
% ----- %
% PLOT GRAFIK %
Bgraf=145;
MaxG=MaxIt;
hfig=figure;
hold on;
title('Optimasi Penempatan TCSC dan TCPST Menggunakan PSO');
set(hfig,'position',[50,50,600,400]);
set(hfig,'DoubleBuffer','on');
axis([1 MaxG 135 Bgraf]);
hbestplot=plot(1:MaxG,zeros(1,MaxG));
htext1=text(0.1*MaxG,Bgraf-1,sprintf('Losses Minimum (MW) :
%5.4f',0.0));
htext2=text(0.1*MaxG,Bgraf-2,sprintf('Lokasi : %2.0f',0.0));
htext3=text(0.6*MaxG,Bgraf-2,sprintf('Tipe : %2.0f',0.0));
htext4=text(0.1*MaxG,Bgraf-3,sprintf('rating : %2.4f',0.0));
htext5=text(0.6*MaxG,Bgraf-3,sprintf('Rating : %2.4f',0.0));
htext6=text(0.1*MaxG,Bgraf-4,sprintf('SL : %10.3f',0.0));

```

```

htext7=text(0.6*MaxG,Bgraf-4,sprintf('Jumlah FACTS
Devices:%9.3f',0.0));
xlabel('Jumlah Iterasi');
ylabel('Total Losses (MW)');
hold off;
drawnow;

%-----%
%          PROGRAM UTAMA PENEMPATAN TCSC DAN TCPST DENGAN PSO          %
%  INISIALISASI PROGRAM %
%  RAND POPULASI TCSC-TCPST
rand_populasi_tcsc_tcpst
for It = 1:MaxIt
%-----%
%--SIMULASI MULTI TYPE--%
type(1,:)=update_type_multi_devices_tcsc_tcpst(type(1,:),nfacts);
Rating(1,:) = DekodePar(nfacts,lokasi(1,:),rating(1,:),type(1,:));
evaluasi_fitness_partikel_1
fitness(1)=fit(1);
minF=fitness(1);
Indekspartikelterbaik=1;
bestlokasi =lokasi(Indekspartikelterbaik,:); % lokasi terbaik
besttype   =type(Indekspartikelterbaik,:); % type terbaik
bestrating =rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
bestRating =Rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
%----- end inisialisasi -----
for ii=2:Jum_Particles

%-----SIMULASI MULTY TYPE-----%
type(ii,:)=update_type_multi_devices_tcsc_tcpst(type(ii,:),nfacts);

%-----SIMULASI MULTY TYPE-----%
%-----%
Rating(ii,:) = DekodePar(nfacts,lokasi(ii,:),rating(ii,:),type(ii,:));
evaluasi_fitness_partikel;
fitness(ii)=fit(ii);
if(fitness(ii)<minF)
minF=fitness(ii);
Indekspartikelterbaik=ii;
bestlokasi =lokasi(Indekspartikelterbaik,:); % lokasi terbaik
besttype   =type(Indekspartikelterbaik,:); % type terbaik
bestrating =rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
bestRating =Rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
end
end
bestfitness_PSO(It)=min(minF);

TL_Partikel=min(bestfitness_PSO);
plotvector=get(hbestplot,'YData');
plotvector(It)=TL_Partikel;
set(hbestplot,'YData',plotvector)
set(htext1,'String',sprintf('Losses Minimum (MW) : %5.3f',(minF)));

```



```

set(htext2,'String',sprintf('Lokasi : %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f',bestlokasi));
set(htext3,'String',sprintf('Tipe      : %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f',besttype));
set(htext4,'String',sprintf('rating : %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f',bestrating));
set(htext5,'String',sprintf('Rating:  %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f',bestRating));
set(htext5,'String',sprintf('Rating : %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f',bestRating));
set(htext6,'String',sprintf('SL      : %2.3f',xload));
set(htext7,'String',sprintf('Jumlah FACTS Devices:
%2.0f', (nfacts)));
drawnow;

```

```

Nlokasi=lokasi;
Ntype=type;
Nrating=rating;

```

```

posisi_terbaik_global = [Nrating(Indekspartikelterbaik,1:nfacts)];

```

```

weight_max=0.9;
weight_min=0.4;
c1=4;
c2=4;

```

```

weight(It) = weight_max - (((weight_max - weight_min)/MaxIt)*It);

```

```

for count_x = 1:Jum_Particles
for count_y = 1:nfacts
r1=rand;
r2=rand;
fi=(c1*r1)/((c1*r1)+(c2*r2));
u=rand;
v=-log(u);
k=rand;

```

```

%-----PEMBATASAN NILAI LOKASI,TYPE DAN RATING SESUAI BATASNYA-----%
if(tempat_posisi_rating > up)
tempat_posisi_rating=up;

```

```

end
if(tempat_posisi_rating < down)
tempat_posisi_rating=down;
end

```

```

%-----%

```

```

Nrating(count_x,count_y)=tempat_posisi_rating;

```

```

end
lokasi=Nlokasi;

```

```
type=Ntype;
rating=Nrating;

for jj=1:Jum_Particles

Nlokasi(jj,:)=update_lokasi_devices_baru(nfacts,Nlokasi(jj,:),nL);
end

end
end
```

```
Indekspartikelterbaik;
goodlokasi=lokasi(Indekspartikelterbaik,:);
goodtype=type(Indekspartikelterbaik,:);
goodrating=rating(Indekspartikelterbaik,:);
goodRating=Rating(Indekspartikelterbaik,:);
```

```
fitnessterbaik=minF
betterSL(It)=xload
betterlokasi=goodlokasi
bettertype=goodtype
betterrating=goodrating
betterRating=goodRating
```

```
lokasi=betterlokasi;
type=bettertype;
rsting=betterrating;
Rating=betterRating;
evaluasi_fitness_partikel_1;
```

```
%-----THE END OF OPTIMAL PLACEMENT OF TCSC-TCPST USING PSO PROGRAM-----%
```



Lampiran 3 Listing Program Utama Optimasi Penempatan Kapasitor Bank dengan Metode
Particle Swarm Optimization

```

% % PROGRAM OPTIMASI PENEMPATAN KAPASITOR BANK MENGGUNAKAN PSO % %
% ----- %
% PARAMITA DWI PUTRI PRANYATA - 105060301111009 %
% TEKNIK ELEKTRO - TEKNIK ENERGI ELEKTRIK %
% UNIVERSITAS BRAWIJAYA %

clc
clear all
% ----- %
% INISIALISASI
Jum_Particles = 50 ;
MaxIt = 20;
Jum_Variabel = 3 ;
c2 = 4 ;
c1 = 4 ;
w = 0.4 ;
% ----- %
% DATA FACTS DEVICES DAN SALURAN TRANSMISI
nL = 31 ;
nfacts = 3 ;
Xs = 0.1 ;
r = 0.09 ;
up= 1;
down= 0;
bs=1/Xs;
batas=[ 0 75
        0 31
        0 3
        1 2
        0 1];
xload=1.00;
% ----- %
% PLOT GRAFIK %
Bgraf=150;
MaxG=MaxIt;
hfig=figure;
hold on;
title('Optimasi Penempatan Kapasitor Bank Menggunakan PSO');
set(hfig,'position',[50,50,600,400]);
set(hfig,'DoubleBuffer','on');
axis([1 MaxG 140 Bgraf]);
hbestplot=plot(1:MaxG,zeros(1,MaxG));
htext1=text(0.1*MaxG,Bgraf-1,sprintf('Losses Minimum (MW) :
%5.4f',0.0));
htext2=text(0.1*MaxG,Bgraf-2,sprintf('Lokasi : %2.0f',0.0));
htext3=text(0.6*MaxG,Bgraf-2,sprintf('Tipe : %2.0f',0.0));
htext4=text(0.1*MaxG,Bgraf-3,sprintf('rating : %2.4f',0.0));
htext5=text(0.6*MaxG,Bgraf-3,sprintf('Rating : %2.4f',0.0));
htext6=text(0.1*MaxG,Bgraf-4,sprintf('SL : %10.3f',0.0));

```

```

htext7=text(0.6*MaxG,Bgraf-4,sprintf('Jumlah FACTS
Devices:%9.3f',0.0));
xlabel('Jumlah Iterasi');
ylabel('Total Losses (MW)');
hold off;
drawnow;

%-----%
%          PROGRAM UTAMA PENEMPATAN KAPASITOR BANK DENGAN PSO          %
%          INISIALISASI PROGRAM          %
%          RAND POPULASI KAPBANK          %
rand_populasi_kapbank
for It = 1:MaxIt
%-----%
%---SIMULASI MULTI TYPE---%
type(1,:)=update_type_multi_devices_kapbank(type(1,:),nfacts);
%---SIMULASI MULTI TYPE---%
%-----%
Rating(1,:) = DekodePar(nfacts,lokasi(1,:),rating(1,:),type(1,:));
evaluasi_fitness_partikel_1
fitness(1)=fit(1);
minF=fitness(1);
Indekspartikelterbaik=1;
bestlokasi =lokasi(Indekspartikelterbaik,:); % lokasi terbaik
besttype   =type(Indekspartikelterbaik,:); % type terbaik
bestrating =rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
bestRating =Rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
%----- end inisialisasi -----
for ii=2:Jum_Particles
%-----SIMULASI MULTY TYPE-----%
type(ii,:)=update_type_multi_devices_kapbank(type(ii,:),nfacts)
%-----SIMULASI MULTY TYPE-----%
%-----%
Rating(ii,:) = DekodePar(nfacts,lokasi(ii,:),rating(ii,:),type(ii,:));
evaluasi_fitness_partikel;
fitness(ii)=fit(ii);
if(fitness(ii)<minF)
minF=fitness(ii);
Indekspartikelterbaik=ii;
bestlokasi =lokasi(Indekspartikelterbaik,:); % lokasi terbaik
besttype   =type(Indekspartikelterbaik,:); % type terbaik
bestrating =rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
bestRating =Rating(Indekspartikelterbaik,:); % rating terbaik
end
end
bestfitness_PSO(It)=min(minF);
TL_Partikel=min(bestfitness_PSO);
plotvector=get(hbestplot,'YData');
plotvector(It)=TL_Partikel;
set(hbestplot,'YData',plotvector)
set(htext1,'String',sprintf('Losses Minimum (MW): %5.3f',(minF)));
set(htext2,'String',sprintf('Lokasi : %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f',bestlokasi));

```



```

set(htext3,'String',sprintf('Tipe      : %2.0f  %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f
%2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f %2.0f',besttype));
set(htext4,'String',sprintf('rating  : %3.4f  %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f',bestrating));
set(htext5,'String',sprintf('Rating:  %3.4f  %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f',bestRating));
set(htext5,'String',sprintf('Rating : %3.4f  %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f
%3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f %3.4f',bestRating));
set(htext6,'String',sprintf('SL      : %2.3f',xload));
set(htext7,'String',sprintf('Jumlah FACTS Devices:
%2.0f', (nfacts)));
drawnow;

Nlokasi=lokasi;
Ntype=type;
Nrating=rating;
update_posisi_partikel = sum(Nrating)/Jum_Particles;
posisi_terbaik_global = [Nrating(Indekspartikelterbaik,1:nfacts)];

weight_max=0.9;
weight_min=0.4;
c1=4;
c2=4;

weight(It)= weight_max -(((weight_max - weight_min)/MaxIt)*It);

for count_x = 1:Jum_Particles
for count_y = 1:nfacts
r1=rand;
r2=rand;
fi=(c1*r1)/((c1*r1)+(c2*r2));
Update_kec_partikel =fi*Nrating(count_x,count_y) + (1-
fi)*posisi_terbaik_global(1,count_y);
u=rand;
v=-log(u);
k=rand;
if(k<0.5)
    tempat_posisi_rating=Update_kec_partikel-
weight(It)*abs((update_posisi_partikel(1,count_y)-
Nrating(count_x,count_y)))*v ;
else
    tempat_posisi_rating=Update_kec_partikel+weight(It)*abs((update_posisi_part
ikel(1,count_y)-Nrating(count_x,count_y)))*v ;
end

%-----PEMBATASAN NILAI LOKASI,TYPE DAN RATING SESUAI BATASNYA-----%
if(tempat_posisi_rating > up)
    tempat_posisi_rating=up;

end
if(tempat_posisi_rating < down)

```

```

        tempat_posisi_rating=down;
    end
%-----%
        Nrating(count_x,count_y)=tempat_posisi_rating;

    end
    lokasi=Nlokasi;
    type=Ntype;
    rating=Nrating;

    for jj=1:Jum_Particles
Nlokasi(jj,:)=update_lokasi_devices_baru(nfacts,Nlokasi(jj,:),nL);
    end

    end
end

Indekspartikelterbaik;
goodlokasi=lokasi(Indekspartikelterbaik,:);
goodtype=type(Indekspartikelterbaik,:);
goodrating=rating(Indekspartikelterbaik,:);
goodRating=Rating(Indekspartikelterbaik,:);

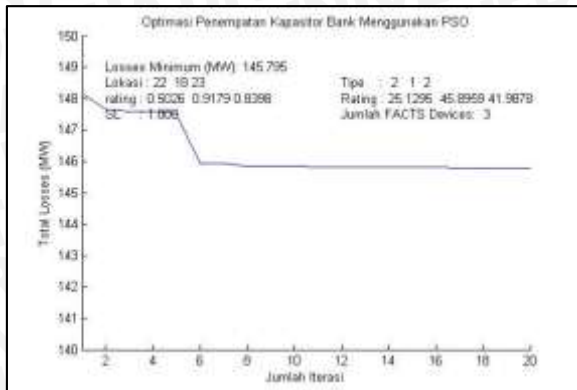
fitnessterbaik=minF
betterSL(It)=xload
betterlokasi=goodlokasi
bettertype=goodtype
betterrating=goodrating
betterRating=goodRating

lokasi=betterlokasi;
type=bettertype;
rsting=betterrating;
Rating=betterRating;
evaluasi_fitness_partikel_1;

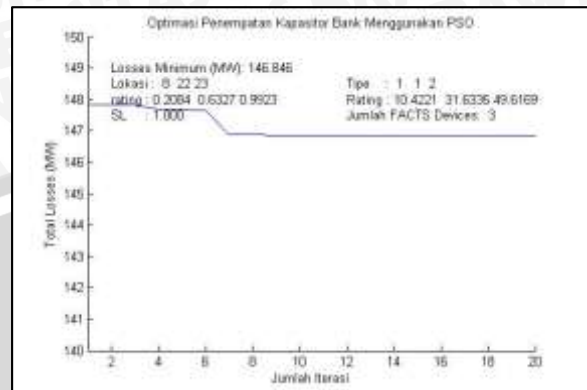
%---THE END OF OPTIMAL PLACEMENT OF KAPASITOR BANK USING PSO PROGRAM---%

```

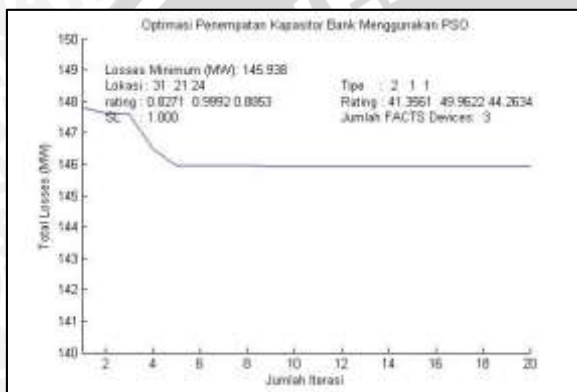

Lampiran 4 Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%



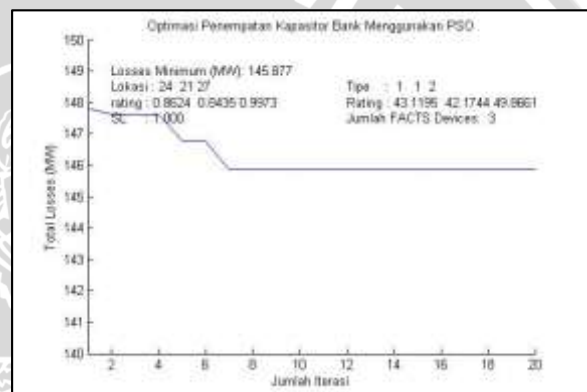
Percobaan 1



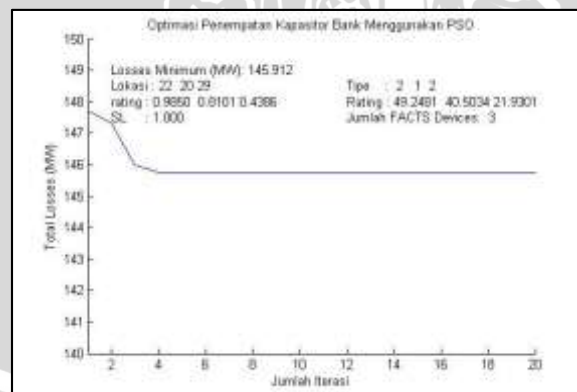
Percobaan 2



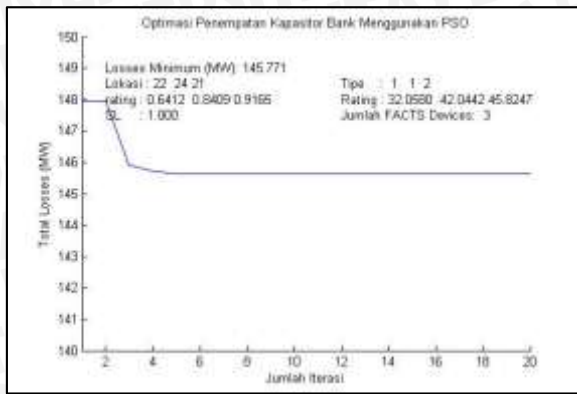
Percobaan 3



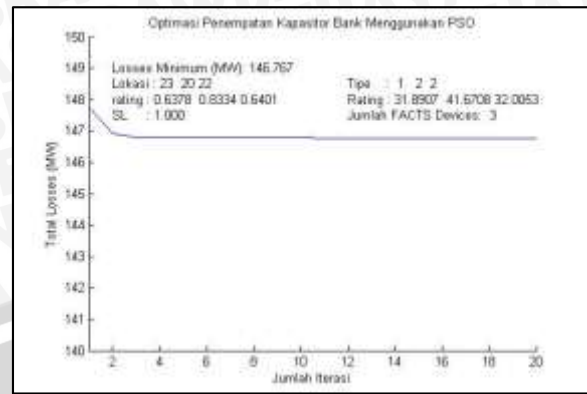
Percobaan 4



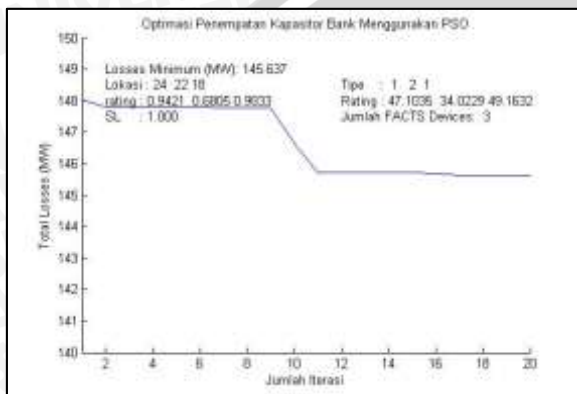
Percobaan 5



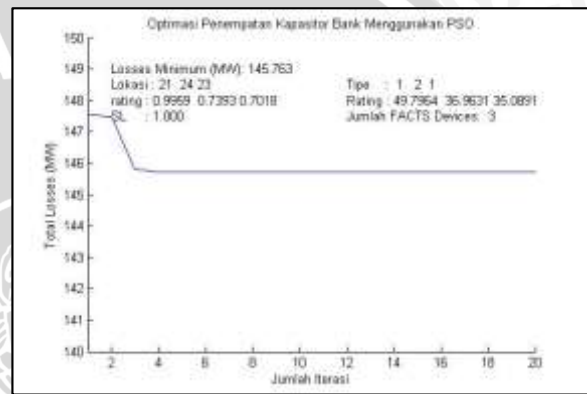
Percobaan 6



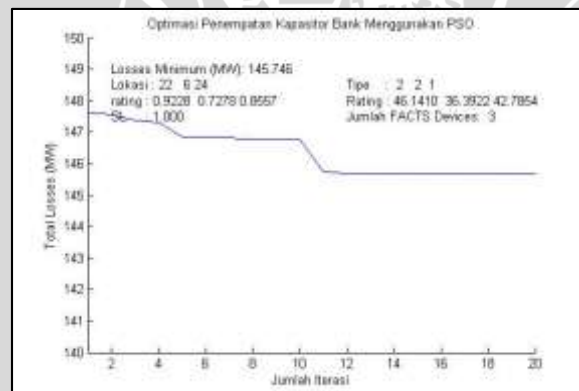
Percobaan 7



Percobaan 8

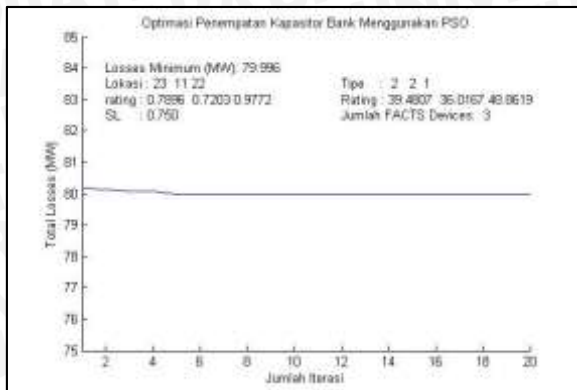


Percobaan 9

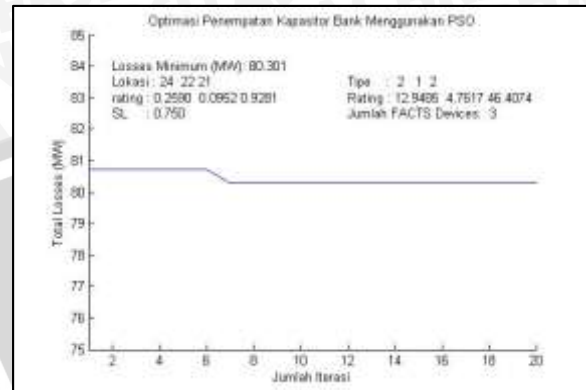


Percobaan 10

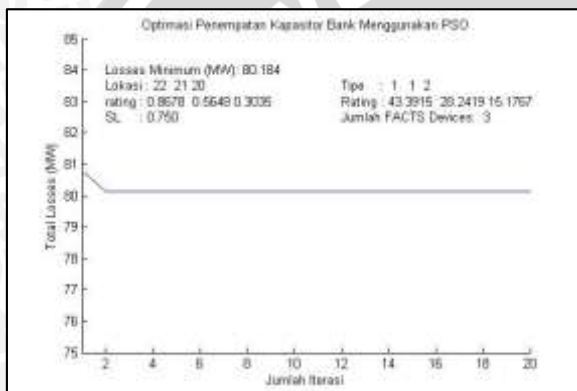
Lampiran 5 Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimalisasi PSO pada Pembebanan 75%



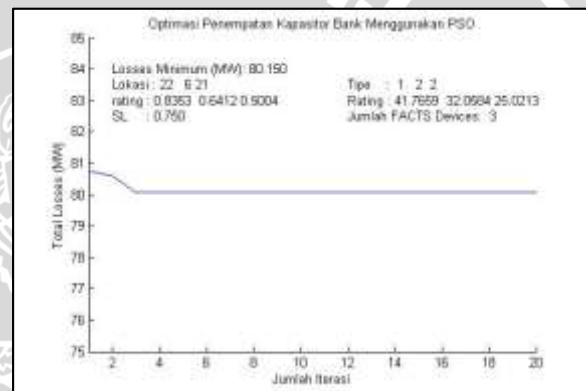
Percobaan 1



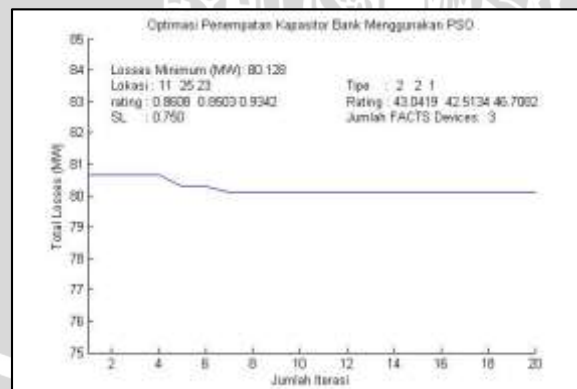
Percobaan 2



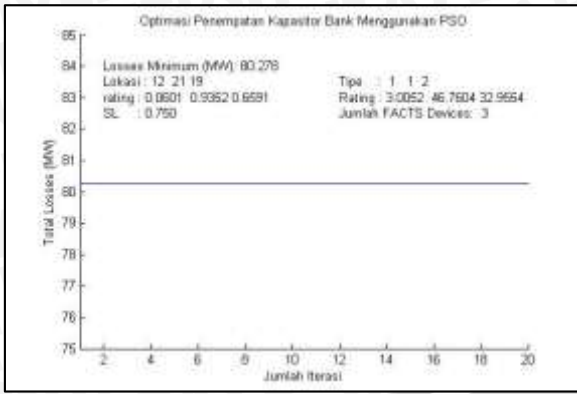
Percobaan 3



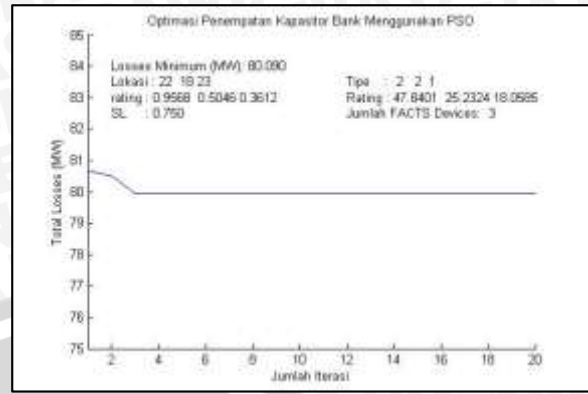
Percobaan 4



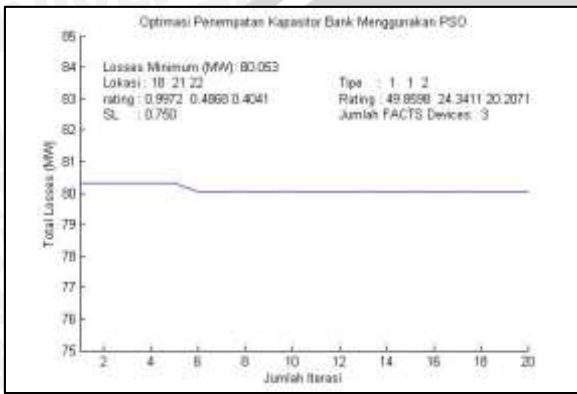
Percobaan 5



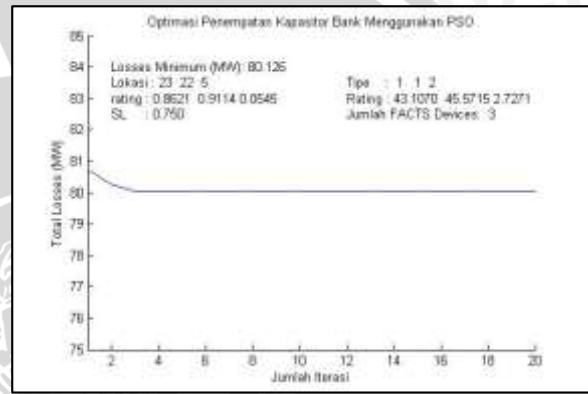
Percobaan 6



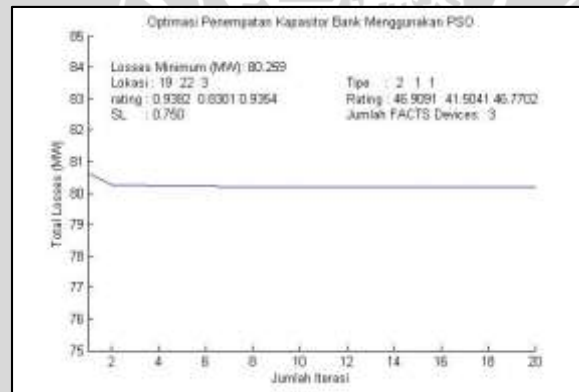
Percobaan 7



Percobaan 8



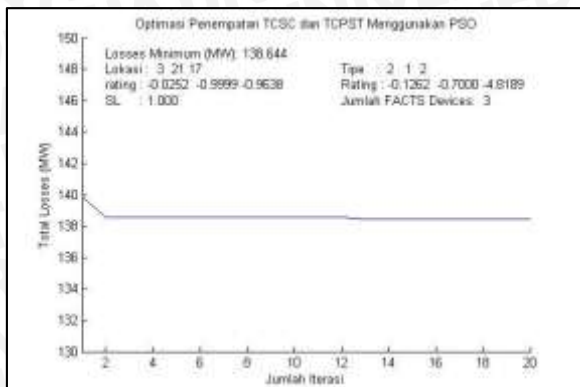
Percobaan 9



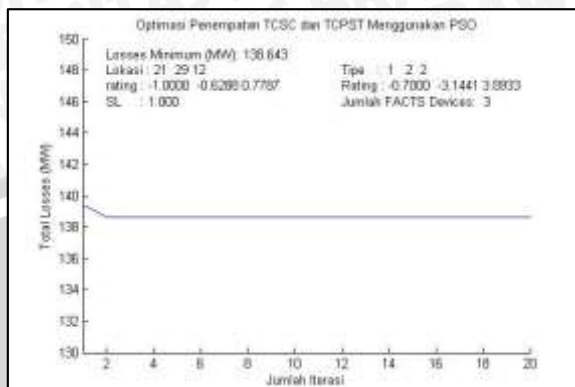
Percobaan 10



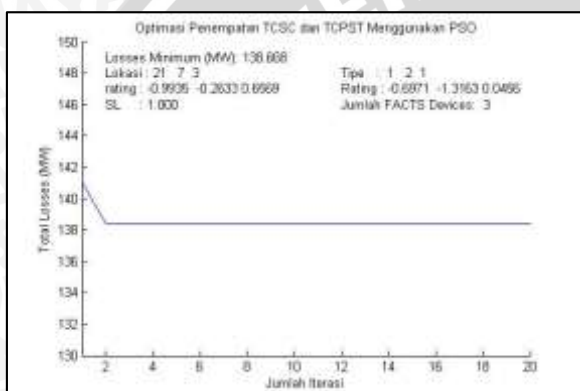
Lampiran 6 Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 100%



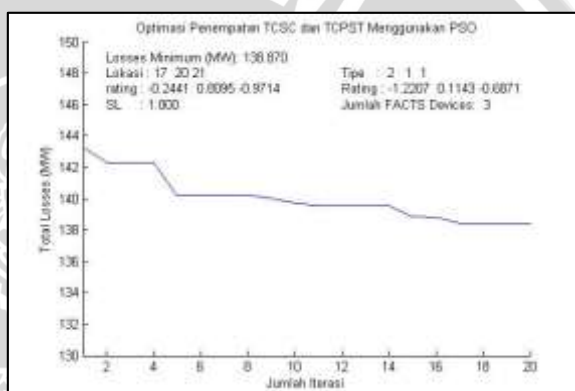
Percobaan 1



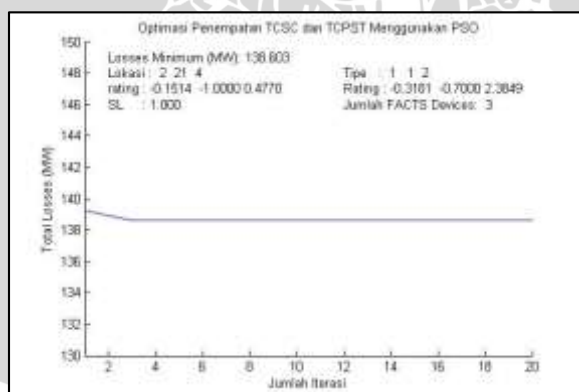
Percobaan 2



Percobaan 3

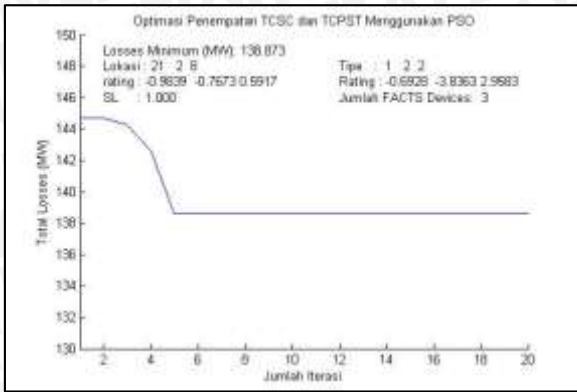


Percobaan 4

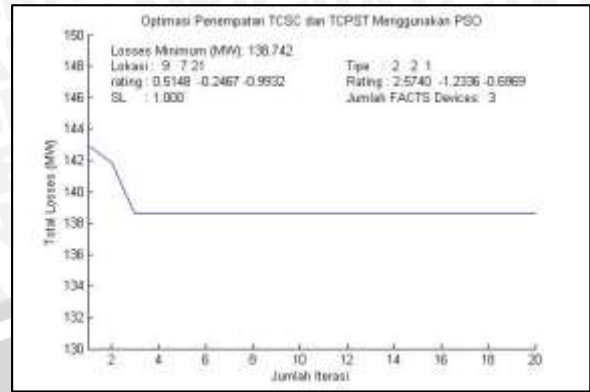


Percobaan 5

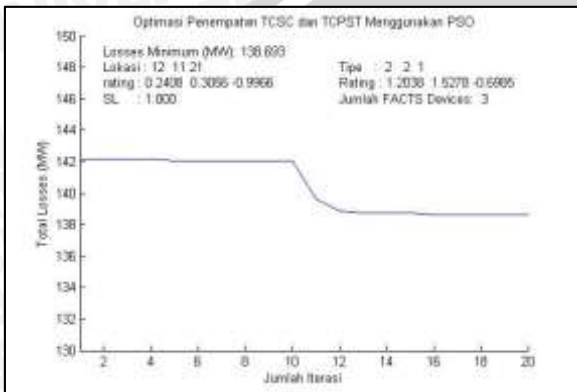




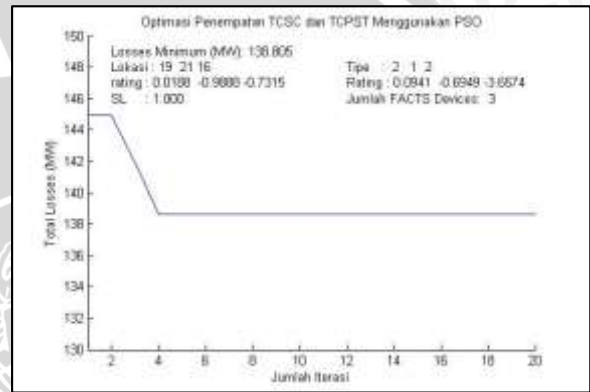
Percobaan 6



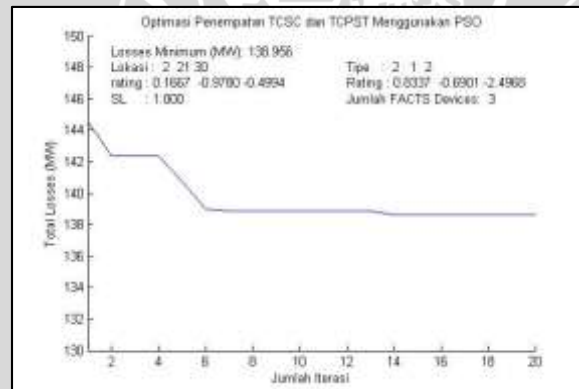
Percobaan 7



Percobaan 8



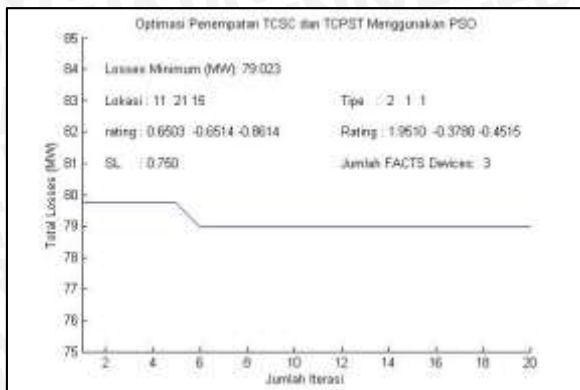
Percobaan 9



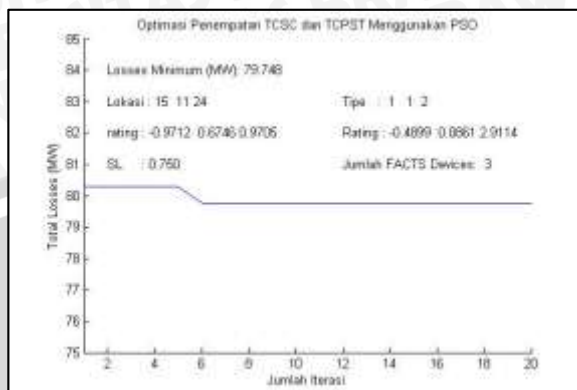
Percobaan 10



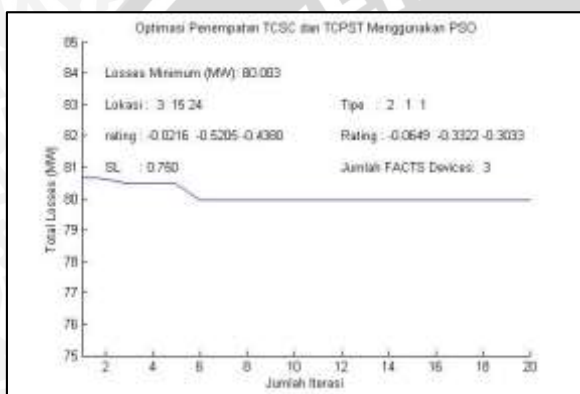
Lampiran 7 Hasil Pengujian Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan TCSC dan TCPST dengan Optimasi PSO pada Pembebanan 75%



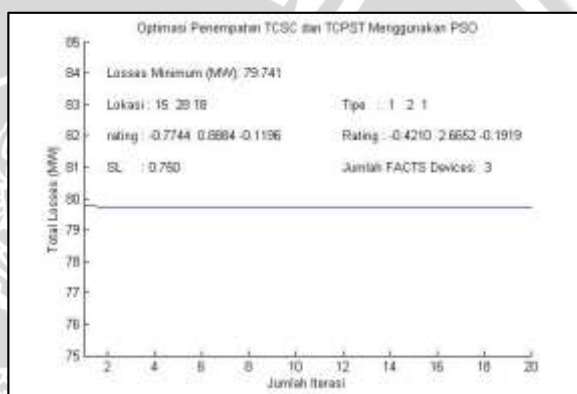
Percobaan 1



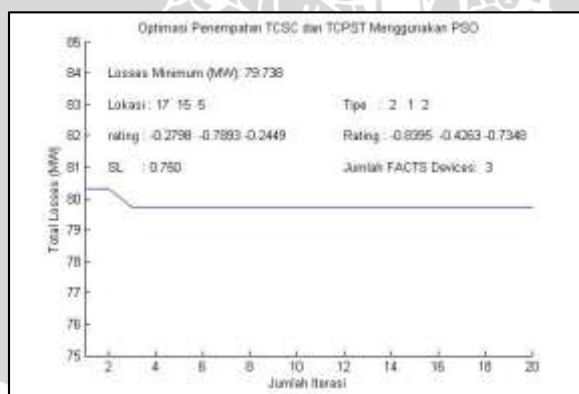
Percobaan 2



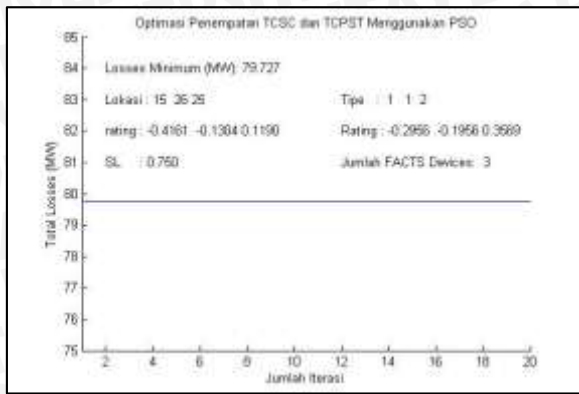
Percobaan 3



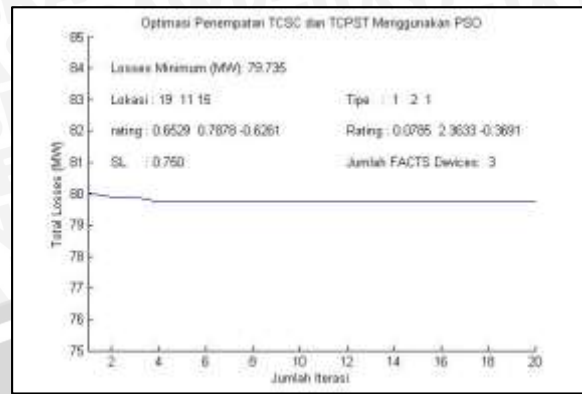
Percobaan 4



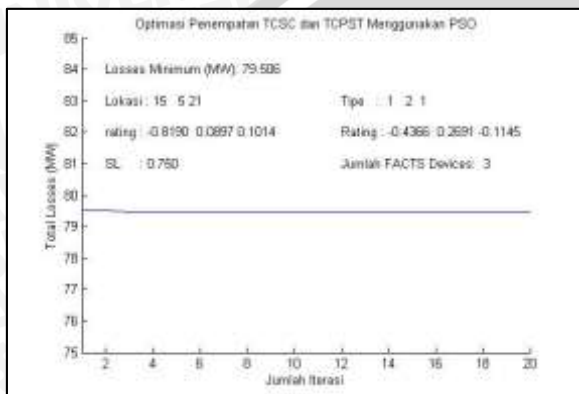
Percobaan 5



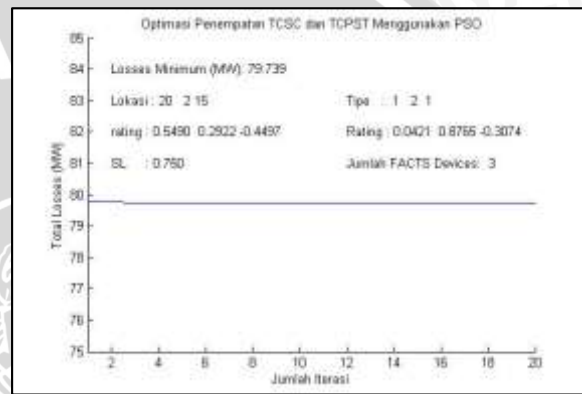
Percobaan 6



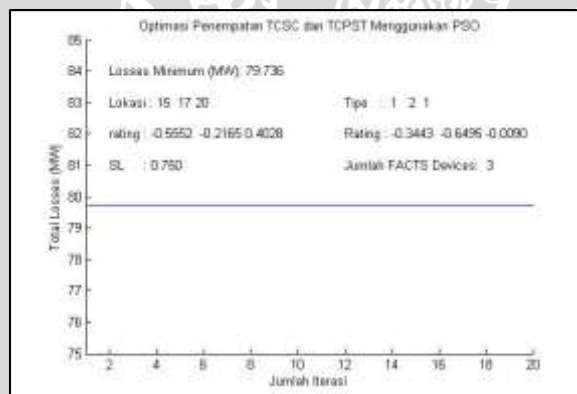
Percobaan 7



Percobaan 8



Percobaan 9



Percobaan 10

