

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan rahmat dan hidayah - Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini yang berjudul "Perbaikan Profil Tegangan Bus Pada Pengoperasian Ekonomis Pembangkit Listrik". Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik dari Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

Skripsi ini membahas tentang analisis pembangkitan ekonomis dan analisis lokasi dan kapasitas optimal untuk Kapasitor Bank menggunakan salah satu metode kecerdasan buatan (*Artificial Intelligence*), yaitu *Real-coded Genetic Algorithm* dan membandingkan hasilnya apabila tidak dipasang Kapasitor Bank pada suatu sistem transmisi.

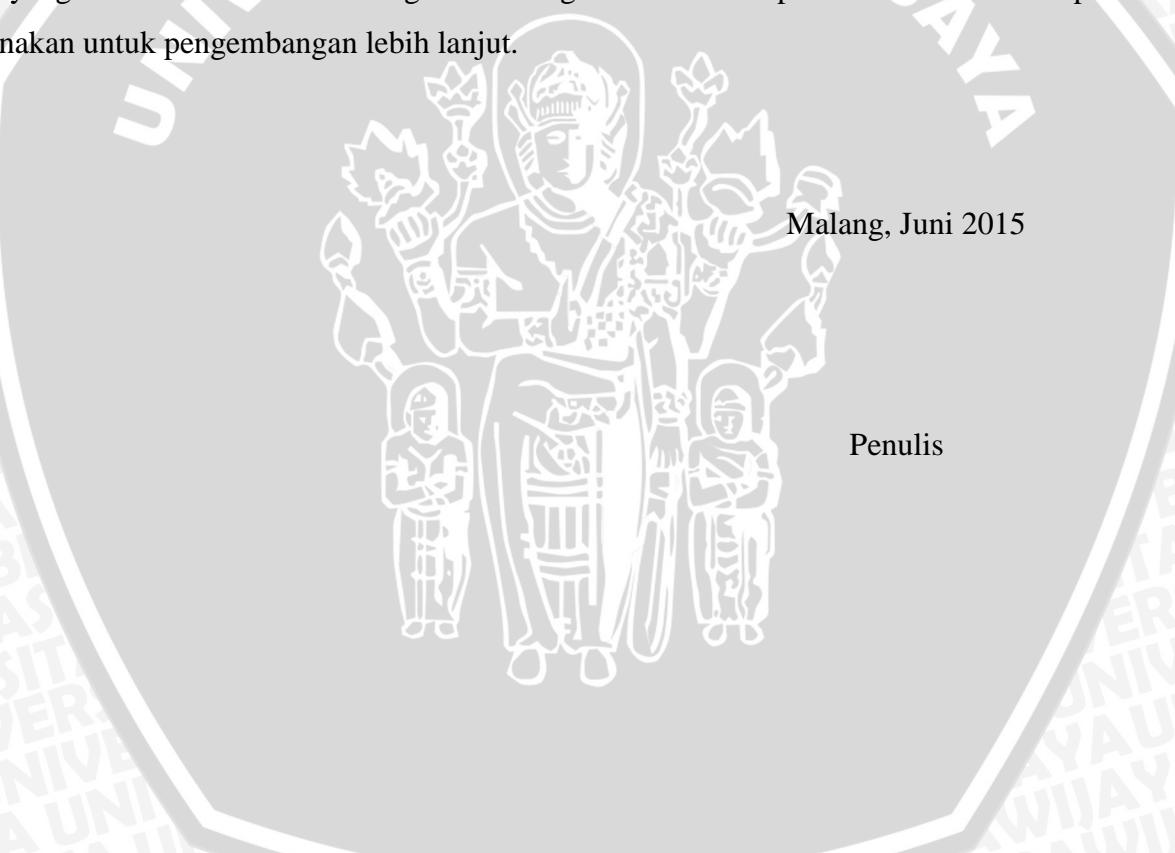
Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan, bimbingan serta dorongan dari semua pihak, penyelesaian skripsi ini tidak mungkin bisa terwujud. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar - besarnya kepada:

1. Ayah dan Ibuku tercinta serta seluruh keluarga, atas doa, kasih sayang, perhatian dan dukungan baik materi maupun non-materi yang telah diberikan .
2. Bapak M. Aziz Muslim, S.T., M.T., Ph.D selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Bapak Hadi Suyono, S.T., M.T., Ph.D selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya dan selaku dosen pembimbing skripsi pertama yang telah memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala bentuk bantuan dan saran yang membangun.
4. Bapak Ali Musthofa, S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro.
5. Ibu Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc selaku KKDK Konsentrasi Teknik Energi Elektrik dan selaku dosen pembimbing skripsi kedua yang telah memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala bentuk bantuan dan saran yang membangun.
6. Bapak, Ibu dosen serta segenap staf dan karyawan Jurusan Teknik Elektro yang secara langsung maupun tidak langsung telah banyak membantu dalam menyelesaikan skripsi ini.



7. Teman–teman angkatanku MAGNET'10 dan sahabat-sahabatku HMH yang telah memberikan support, persahabatan, suka duka dan segala perhatiannya.
8. Rekan-rekan Asisten Laboratorium EPS dan pengurus Himpunan Mahasiswa Elektro Universitas Brawijaya.
9. Semua pihak yang telah memberikan bantuan serta dukungan baik yang tidak dapat disebutkan satu persatu secara langsung maupun tidak langsung atas penyusunan skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini belum sempurna, karena keterbatasan ilmu dan kendala - kendala lain yang terjadi selama penggerjaan skripsi ini. Oleh karena itu, saran dan kritik yang membangun diharapkan oleh penulis agar skripsi ini dapat menjadi karya tulis yang lebih baik dan lebih berguna. Semoga tulisan ini dapat bermanfaat dan dapat digunakan untuk pengembangan lebih lanjut.



Malang, Juni 2015

Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR TABEL	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR LAMPIRAN	x
RINGKASAN	xi
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1. LATAR BELAKANG	1
1.2. RUMUSAN MASALAH	2
1.3. RUANG LINGKUP	3
1.4. TUJUAN	3
1.5. SISTEMATIKA PENULISAN	3
BAB II	5
TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Operasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik	5
2.2. Karakteristik Input – Output Pembangkit	6
2.3. Pembentukan Matrik B dengan Metode Langsung	8
2.4. Operasi Ekonomis Metode Lagrange	10
2.5. Analisis Aliran Daya	13
2.6. Perhitungan Analisis Sistem Daya Menggunakan Gauss – Seidel Menggunakan Y_{bus}	15
2.7. Representasi Sistem Transmisi	17
2.8. Kapasitor Bank	18
2.9. Algoritma Genetika (<i>Genetic Algorithm</i>)	20
2.9.1. Representasi Kromosom dan Inisialisasi Populasi	21
2.9.2. Dekode Kromosom	22
2.9.3. Evaluasi Fungsi	21



2.9.4. Elitisme	22
2.9.5. Seleksi	22
2.9.6. Pindah Silang (<i>Crossover</i>).....	23
2.9.7. Mutasi (<i>Mutation</i>).....	24
2.9.8. Penggantian Populasi	24
2.9.9. Kriteria Penghentian	24
BAB III	26
METODOLOGI PENELITIAN	26
3.1. Studi Literatur	27
3.2. Pengambilan Data	27
3.3. Perhitungan Analisis Aliran Daya Metode Gauss-Seidel	27
3.4. Penentuan Parameter Kapasitor Bank	28
3.5. Implementasi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank	28
3.6. Penentuan Parameter RGA	29
3.7. Perhitungan Operasi Ekonomis Metode Lagrange	30
3.8. Penarikan Kesimpulan dan Saran	32
BAB IV	33
HASIL DAN PEMBAHASAN	33
4.1. Simulasi Data IEEE 30 Bus	33
4.2. Simulasi Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	73
4.3. Simulasi Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Metode RGA	45
4.4. Perbandingan Simulasi Data IEEE 30 Bus	55
4.5. Algoritma Perhitungan Operasi Ekonomis	62
4.6. Operasi Ekonomis Pembangkit Tenaga Listrik Menggunakan Data IEEE 30 Bus	63
4.7. Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa – Bali	70
4.8. Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	74
4.9. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi RGA	81
4.10. Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali 500 kV Pembebatan Jam 19.30	91

BAB V	103
PENUTUP	103
5.1. Kesimpulan	103
5.2. Saran	103
DAFTAR PUSTAKA	107



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Batas Tegangan pada Jaringan Transmisi.....	17
Tabel 3.1.	Parameter RGA.....	29
Tabel 4.1.	Data Saluran Sistem Standar IEEE 30 Bus	34
Tabel 4.2.	Data Pembebatan Sistem Standar IEEE 30 Bus	35
Tabel 4.3.	Data Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus	37
Tabel 4.4.	Data Koefisien – Koefisien Fungsi Biaya Bahan Bakar IEEE 30 Bus	37
Tabel 4.5.	Hasil Perhitungan Analisis Aliran Daya Dengan Metode Gauss Seidel Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	38
Tabel 4.6.	Hasil Aliaran Daya Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	40
Tabel 4.7.	Hasil Pengujian Parameter RGA untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank	46
Tabel 4.8.	Hasil Perhitungan Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank ..	46
Tabel 4.9.	Hasil Perhitungan Analisis Aliran Daya Dengan Metode Gauss Seidel Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	48
Tabel 4.10.	Lokasi dan Kapasitas Optimal Kapasitor Bank	54
Tabel 4.11	Perbandingan Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	56
Tabel 4.12.	Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	58
Tabel 4.13.	Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	60
Tabel 4.14.	Kombinasi Penjadwalan 6 Unit pembangkit Data IEEE 30 Bus	64
Tabel 4.15.	Biaya Total Bahan Bakar Untuk Kombinasi yang Memenuhi Syarat $\sum P_{i(\max)} \geq P_R$	66
Tabel 4.16.	Hasil Perhitungan Lagrange data IEEE 30 Bus	70
Tabel 4.17.	Data Saluran Sistem 500 kV Jawa – Bali	72
Tabel 4.18.	Batas Kemampuan Daya Aktif dan Daya Reaktif Sistem 500 kV Jawa – Bali	73
Tabel 4.19.	Koefisien – Koefisien Biaya Bahan Bakar Sistem 500 kV Jawa – Bali	73
Tabel 4.20.	Fungsi Biaya Pembangkitan Pada Pembangkitan Listrik Tenaga Air Sistem 500 kV Jawa – Bali	74

Tabel 4.21. Rata – Rata Biaya Beban Penuh	74
Tabel 4.22. Penjadwalan Pembangkit Sistem 500 kV Jawa – Bali pada Jam 19.30	74
Tabel 4.23. Hasil Perhitungan Analisis Aliran Daya dengan Metode Gauss-Seidel Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	76
Tabel 4.24. Hasil Pengujian Parameter RGA untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank	82
Tabel 4.25. Hasil Perhitungan Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank	82
Tabel 4.26. Hasil Aliaran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30	84
Tabel 4.27. Lokasi dan Kapasitansi Optimal Kapasitor Bank	90
Tabel 4.28. Perbandingan Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	91
Tabel 4.29. Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	93
Tabel 4.30. Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank	95
Tabel 4.31. Daftar Kombinasi Penjadwalan Untuk 6 Unit Pembangkit Termal Pada Sistem 500 kV Jawa – Bali	98
Tabel 4.32. Biaya Total Bahan Bakar Untuk Kombinasi yang Memenuhi Syarat $\sum P_{i(\max)} \geq P_R$ Sistem 500 kV Jawa – Bali pada Jam 19.30 WIB	101
Tabel 4.33. Hasil Perhitungan Lagrange Sistem 500 kV Jawa – Bali pada Jam 19.30 WIB	102



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Unit Boiler – Turbin – Generator	6
Gambar 2.2.	Karakteristik <i>Input – Output</i> Pembangkit.....	7
Gambar 2.3.	Sistem Tenaga Listrik n Bus.....	8
Gambar 2.4.	Diagram Saluran dengan Kapasitor Paralel	18
Gambar 2.5.	Kapasitor Dipasang Paralel dengan Beban	19
Gambar 2.6.	Rangkaian Ekivalen Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank Rangkaian Ekivalen Setelah Pemasangan Kapasitor Bank	19
Gambar 2.7.	Model Seleksi <i>roulette-wheel</i>	23
Gambar 3.1.	Diagram Alir Kerangka Penelitian	26
Gambar 3.2.	Diagram Alir Perhitungan Analisis Aliran Daya dengan Metode Gauss-Seidel.....	27
Gambar 3.3.	Diagram Alir RGA	28
Gambar 3.2.	Diagram Alir Operasi Ekonomis Pembangkitan Listrik Tenaga Termal dengan Metode Lagrange	30
Gambar 3.3.	Diagram Alir Perhitungan Operasi Ekonomis Metode Lagrange	31
Gambar 4.1.	Diagram Satu Garis IEEE 30 Bus	33
Gambar 4.2.	Profil Tegangan pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	39
Gambar 4.3.	Profil Rugi Daya Aktif pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	44
Gambar 4.4.	Profil Rugi Daya Reaktif pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	45
Gambar 4.5.	Profil Tegangan pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	48
Gambar 4.6.	Profil Rugi Daya Aktif pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	53
Gambar 4.7.	Profil Rugi Daya Reaktif pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank	54
Gambar 4.8.	Grafik Konvergensi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank	55
Gambar 4.9.	Perbandingan Profil Tegangan Data IEEE 30 Bus	57
Gambar 4.10.	Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Data IEEE 30 Bus	60

Gambar 4.11. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Data IEEE 30 Bus	62
Gambar 4.12. Diagram Satu Garis Sistem 500 kV Jawa - Bali	71
Gambar 4.13. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	76
Gambar 4.14. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30 WIB	80
Gambar 4.15. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30 WIB	81
Gambar 4.16. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank	84
Gambar 4.17. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30 WIB ..	88
Gambar 4.18. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30 WIB ..	89
Gambar 4.19. Grafik Konvergensi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Jam 19.30 WIB ..	90
Gambar 4.20. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali 500 kV	92
Gambar 4.21. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali 500 kV ..	95
Gambar 4.22. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa – Bali 500 kV ..	97

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Listing Program Operasi Ekonomis Metode Lagrange

Lampiran 2. Listing Program Aliran Daya Metode Gauss-Seidel

Lampiran 3. Listing Program Implementasi RGA pada Sistem Jawa-Bali 500 kV



RINGKASAN

MU'AMMAR FARIS LABIB, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, Juni 2015, Perbaikan Profil Tegangan Bus Pada Pengoperasian Ekonomis Pembangkit Listrik, Dosen Pembimbing: Hadi Suyono, S.T., MT., Ph.D. dan Dr. Rini Nur Hasanah, S.T., M.Sc.

Peningkatan beban pada sistem tenaga listrik dan biaya bahan bakar yang semakin mahal menyebabkan pengeluaran biaya bahan bakar semakin tinggi serta akibat letak gardu induk yang jauh dari pusat beban juga menyebabkan jatuh tegangan yang cukup signifikan dan menimbulkan nilai rugi daya yang besar. Masalah tersebut dapat diatasi dengan menggunakan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik dengan menerapkan metode Lagrange serata peletekan Kapasitor Bank dengan metode *Real-coded Genetic Algorithm*(RGA). Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan penjadwalan pada masing – masing unit pembangkit tenaga listrik sehingga didapatkan daya keluaran yang optimal dengan biaya total bahan bakar yang minimum serta menentukan lokasi serta kapasitas Kapasitor Bank yang optimal. Data yang diuji dalam penelitian ini adalah pembangkit listrik tenaga termal sistem IEEE 30 Bus dan sistem 500 kV Jawa – Bali.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa untuk sistem dengan pembebangan jam 19.30 WIB optimasi penempatan Kapasitor Bank menggunakan metode RGA mampu mengurangi rugi daya aktif sebesar 9,83% dari 164,635 MW menjadi 148,454 MW, dan mengurangi rugi daya reaktif sebesar 13.42% dari 1.371,980 MVAR menjadi 1.187,827 MVAR pada sistem dengan pembebangan pukul 19.30. Selain itu tegangan tiap bus dapat diperbaiki hingga berada pada batas tegangan yang diijinkan khususnya bus- bus dengan kondisi tegangan *undervoltage* yaitu 6 bus.

Lokasi dan kapasitas optimal untuk penempatan Kapasitor Bank yaitu pada bus 12 (Bandung Selatan), bus 13 (Mandiracan), bus 14 (Ungaran), bus 15 (Tanjung Jati), bus 19 (Tasikmalaya), dan bus 20 (Pedan) dengan kapasitas masing-masing 158 MVAR, 226 MVAR, 213 MVAR, 166 MVAR, 138 MVAR, dan 262 MVAR pada pembebangan Pukul 19.30.

Kata Kunci – Operasi ekonomis, Lagrange, Kapasitor Bank, *Real-coded Genetic Algorithm*



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Energi listrik yang dibangkitkan tidak dapat disimpan dalam skala besar, karenanya energi ini harus disediakan pada saat dibutuhkan. Daya yang dibangkitkan harus selalu sama dengan daya yang digunakan oleh konsumen. Akibatnya timbul persoalan bagaimana suatu sistem tenaga listrik harus dioperasikan agar dapat memenuhi permintaan daya yang berubah setiap saat, dengan kualitas baik dan harga yang murah (Marsudi, 2011).

Faktor-faktor yang mempengaruhi pengiriman daya nyata yang optimal pada pembangkit adalah beroperasinya generator yang efisien, biaya bahan bakar, dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Banyak generator yang beroperasi secara efisien tetapi tidak menjamin biaya operasinya minimum dikarenakan biaya bahan bakar yang terlalu tinggi. Jika stasiun pembangkit berada pada tempat yang jauh dari pusat beban maka rugi-rugi daya pada saluran transmisi menjadi besar. Oleh sebab itu stasiun pembangkit tersebut menjadi tidak ekonomis (Cekdin, 2009).

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik yang terdiri dari beberapa pusat pembangkit listrik, diperlukan suatu koordinasi didalam penjadwalan pembebanan besar daya listrik yang dibangkitkan masing-masing pusat pembangkit listrik agar didapatkan suatu pembebanan yang optimal atau yang dikenal dengan lebih ekonomis (Marsudi, 2006). Hal ini berarti dalam pembangkitan dan penyaluran energi itu harus dilakukan secara ekonomis dan rasional.

Terdapat dua pokok permasalahan yang harus dipecahkan dalam operasi ekonomis pembangkitan pada sistem tenaga listrik yaitu pengaturan unit pembangkit (*unit commitment*) dan penjadwalan ekonomis (*economic dispatch*). *Unit commitment* bertujuan untuk menentukan unit pembangkit yang paling optimum dioperasikan dalam menghadapi beban yang diperkirakan untuk mencapai biaya bahan bakar minimum (Wood dan Bruce, 1984). Sedangkan *economic dispatch* digunakan untuk membagi beban di antara unit-unit thermal yang beroperasi agar dicapai biaya bahan bakar yang minimum (Stevenson, 1984).

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menyelesaikan operasi ekonomis pembangkit – pembangkit termal. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk melakukan operasi ekonomis adalah metode Lagrange. Penyelesaian menggunakan metode Lagrange.

Sebelum menggunakan daya operasi ekonomis sudah terdapat tegangan yang kurang dari 5% , sedangkan PLN (Perusahaan Listrik Negara) dalam pelayanannya telah menetapkan beberapa karakteristik unjuk kerja jaringan yang mesti dipenuhi oleh operasional PLN sendiri maupun oleh pengguna jaringan dalam kegiatan sehari-harinya yang harus dipertahankan. Tegangan sistem harus dipertahankan dalam batasan jika 500 kV tidak boleh lebih dari 5% dan kurang dari 5%, sedangkan 150 kV tidak boleh lebih dari 5% dan kurang dari 10%, dan 70 dan 20 kV tidak boleh lebih dari 5% dan kurang dari 10% (PERMEN ESDM JAMALI, 2007).

Untuk memperbaiki tegangan bus yang turun maka dilakukan injeksi daya reaktif yaitu berupa kapasitor bank. Kapasitor yang baik dipasang secara parallel karena biaya yang murah dan biasanya kapasitor seri dirancang dengan kapasitas yang lebih besar dengan tujuan untuk mengantisipasi perkembangan beban untuk masa-masa yang akan datang.

Permasalahan umum yang terjadi dalam sebuah sistem adalah penentuan lokasi dan rating optimal dari peralatan. Salah satu metode untuk menyelesaikan permasalahan optimasi adalah dengan menggunakan *Real-coded Genetic Algorithm* (RGA). RGA sendiri adalah metode optimasi pengembangan dari GA yang menggunakan pengkodean riil. Metode ini digunakan untuk menentukan lokasi dan rating yang paling optimal untuk penempatan peralatan kompensator agar dapat mengendalikan aliran daya pada saluran transmisi.

Dalam skripsi ini akan dilakukan perhitungan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik dengan metode Lagrange untuk memperoleh biaya paling minimum, selanjutnya memperbaiki tegangan yang turun 5% dari tegangan sistem. Hal tersebut menjadi dasar pembuatan skripsi berjudul perbaikan profil tegangan bus pada pengoperasian ekonomis pembangkit listrik. Sehingga permasalahan biaya dapat ditekan seminimum mungkin dan tegangan turun pada bus dapat diperbaiki dengan injeksi kapasitor.

1.2. Rumusan Masalah

Untuk melakukan perbaikan profil tegangan bus akibat pengoperasian ekonomis pembangkit tenaga listrik, maka perlu dilakukan suatu rumusan masalah sebagai berikut:

1. Berapakah daya yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit setelah dilakukan perhitungan operasi ekonomis dengan menggunakan metode Lagrange?

2. Berapakah biaya bahan bakar pada masing-masing pembangkit setelah dilakukan perhitungan operasi ekonomis dengan menggunakan Metode Lagrange.
3. Dimana lokasi dan berapa besar kapasitas Kapasitor Bank yang optimal agar dapat memperbaiki level tegangan serta menghasilkan rugi daya paling kecil menggunakan RGA.

1.3. Ruang Lingkup

Penyusunan penelitian ini menggunakan batasan masalah sebagai berikut:

1. Simulasi perhitungan menggunakan perangkat lunak Matlab.
2. Tidak menggunakan parameter faktor daya dan tidak memperhitungkan pertumbuhan beban di masa mendatang.
3. Pada data sistem 500 kV Jawa – Bali hanya terdapat 8 pembangkit dan 25 bus.
4. Pembangkit listrik tenaga air pada sistem 500 kV Jawa – Bali dianggap terus beroperasi dengan tetap.
5. Perhitungan operasi ekonomis menggunakan metode Lagrange.
6. Perhitungan analisis aliran daya menggunakan Gauss-Seidel.
7. Penginjeksian dilakukan pada saat beban puncak.
8. Metode optimasi menggunakan *Real-coded Genetic Algorithm* (RGA).

1.4. Tujuan

Tujuan dari penulisan penelitian ini adalah:

1. Untuk memperbaiki besar tegangan pada setiap bus yang dibawah nilai standar.
2. Menentukan penjadwalan tiap – tiap unit pembangkit tenaga listrik sehingga didapatkan daya keluaran yang optimal dengan biaya total bahan bakar yang minimum.

1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan penelitian ini adalah sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Berisi latar belakang, rumusan masalah, tujuan, hipotesis, dan sistematika penulisan.



BAB II**: TINJAUAN PUSTAKA**

Berisi tinjauan pustaka atau dasar teori yang digunakan untuk dasar penelitian yang dilakukan dan untuk mendukung permasalahan yang diungkapkan

BAB III**: METODOLOGI PENELITIAN**

Memberikan penjelasan tentang metode yang digunakan dalam skripsi, meliputi metode pengambilan data, simulasi perhitungan, dan analisis hasil perhitungan.

BAB IV**: PEMBAHASAN**

Berisi perhitungan operasi ekonomis dan analisis aliran daya dan injeksi bus.

BAB V**: PENUTUP**

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Operasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik

Operasi sistem tenaga listrik pada frekuensi tetap dikatakan berada pada kondisi “daya seimbang” jika total daya nyata yang dibangkitkan sama dengan total beban sistem. Dalam bentuk persamaan dituliskan sebagai (Shidiq, 2004:47):

$$P_G = P_R + P_L \quad (2.1)$$

dimana:

$$P_G = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.2)$$

P_G = Daya total yang dibangkitkan oleh generator (MW)

P_i = Daya yang dibangkitkan oleh generator ke- i (MW)

n = Jumlah generator dalam sistem

P_R = Total beban sistem (MW)

P_L = Total rugi – rugi daya nyata saluran transmisi (MW)

Pada kondisi operasi tertentu, terutama pada saat beban sistem rendah kemungkinan tidak semua generator bekerja. Yang bekerja adalah beberapa generator yang memiliki biaya operasi rendah. Biaya operasi sebuah generator meliputi biaya bahan bakar, tenaga kerja, dan pemeliharaan. Diantara komponen – komponen biaya tersebut, biaya bahan bakar merupakan komponen biaya paling besar. Biaya bahan bakar sebuah generator dapat dinyatakan sebagai fungsi derajat dua dari daya *output*-nya (Shidiq, 2004:47).

$$F_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (2.3)$$

dimana:

F_i = Biaya bahan bakar generator ke- i (Rp/jam)

a_i = koefisien derajat dua dari generator i (Rp/jam.MW²)

b_i = koefisien derajat satu dari generator i (Rp/jam.MW)

c_i = konstanta (Rp/jam)

Fungsi derajat dua diatas berlaku bagi masing – masing generator, sehingga biaya total pembangkitan untuk sebuah sistem yang terdiri dari n generator adalah:

$$F_t = \sum_{i=1}^n F_i \quad (2.4)$$

F_t = Biaya total bahan bakar generator (Rp/jam)



Rugi – rugi daya nyata yang disebabkan saluran transmisi merupakan selisih dari total daya yang dibangkitkan semua generator dengan total daya yang diterima oleh beban dan dapat dituliskan sebagai:

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_i - P_R \quad (2.5)$$

P_L = rugi – rugi daya nyata saluran transmisi (MW)

Masalah pengoperasian ekonomis sebuah sistem adalah bagaimana menentukan daya yang dibangkitkan oleh setiap generator yang bekerja bersama untuk memenuhi permintaan beban sedemikian rupa sehingga total biayanya adalah minimum. Secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

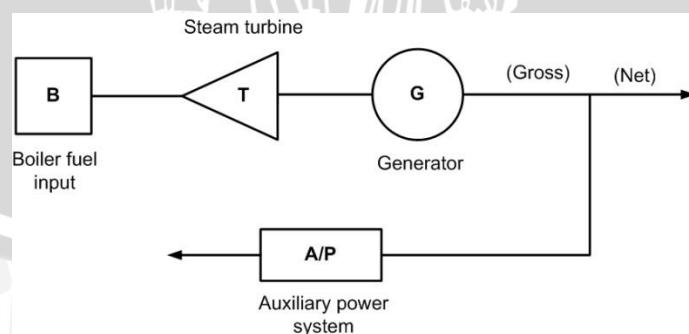
$$F_t = \sum_{i=1}^n (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i) \quad (2.6)$$

Yang memenuhi syarat:

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_R - P_L(P_1, P_2, \dots, P_n) = 0 \quad (2.7)$$

2.2. Karakteristik *Input – Output* Pembangkit

Karakteristik suatu pembangkit merupakan modal dasar dalam melakukan pengaturan daya keluaran pembangkit dalam menekan daya biaya bahan baku energi. Karakteristik pembangkit dibuat model matematisnya, sehingga dapat dilakukan proses optimasi dalam memperoleh optimum ekonomi biaya pembangkitan. *Output* listrik dari sistem pembangkit selain disalurkan melalui jaringan transmisi juga digunakan pada sistem tenaga bantu (*Auxiliary Power System*) pusat pembangkit, seperti Gambar 2.1. Gambar 2.1 menunjukkan bagian dasar dari unit pembangkit termal yang terdiri dari boiler,turbin, dan generator.

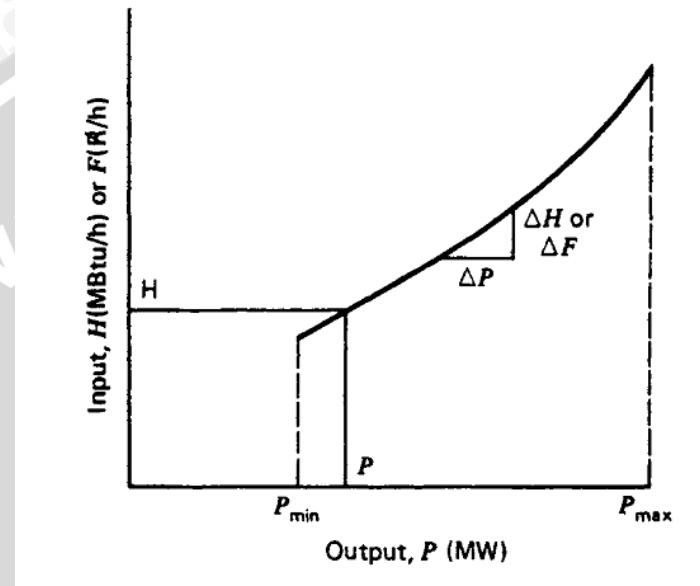


Gambar 2.1 Unit Boiler – Turbin - Generator

(Sumber:Wollenberg, 1996:9)



Data karakteristik *input – output* diperoleh dari hasil perhitungan desain atau dari hasil pengukuran. Jika data yang digunakan adalah data dari hasil pengukuran maka akan diperoleh kurva yang tidak kontinyu (*smooth*). Unit pembangkit termal mempunyai batas kritis operasi minimum dan maksimum. Batas beban minimum secara umum disebabkan oleh kestabilan pembakaran dan masalah desain generator (Wollenberg, 1996:8).



Gambar 2.2 Karakteristik *input – output* pembangkit

(Sumber: Wollenberg, 1996:9)

Gambar 2.2 merupakan hasil dari penentuan karakteristik lengkung masukan dan keluaran dari suatu unit pembangkit. Dari gambar tersebut, terlihat bahwa karakteristik kurva daya keluaran terhadap daya keluaran bahan bakar adalah berbentuk fungsi kuadrat karena $\frac{dF}{dP}$ merupakan fungsi linier sehingga lengkung masukan dan keluarannya adalah sebagai berikut(Marsudi, 2006:121):

$$F(P) = aP^2 + bP + c \quad (2.8)$$

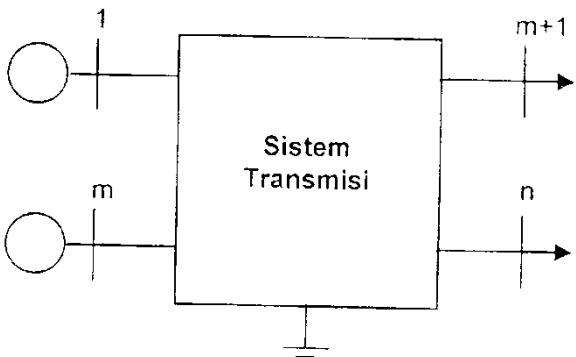
a = koefisien derajat dua dari generator i (Rp/jam.MW²)

b = koefisien derajat satu dari generator i (Rp/jam.MW)

c = konstanta (Rp/jam)

2.3. Pembentukan Matrik B Dengan Metode Langsung

Untuk memperoleh persamaan rugi-rugi transmisi sebagai fungsi dari keluaran generator, perhatikan sebuah sistem tenaga listrik yang terdiri dari m bus generator (dipilih bus 1,2,...,m) dan dua bus beban (m+1,...,n) dan bus 0 (tanah) sebagai bus referensi dengan model jaringan sauran transmisi dinyatakan dalam bentuk matrik impedansi bus. Sistem tenaga listrik yang digunakan ini diberikan dalam gambar 2.3.



Gambar 2.3 Sistem Tenaga Listrik n bus

(Sumber: Shidiq, 2004:94)

Daya pada bus i:

$$P_i + jQ_i = E_i I_i^* \quad (2.9)$$

Rugi-rugi transmisi adalah jumlah semua daya bus:

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i) \quad (2.10)$$

Karena tegangan dan arus bus adalah:

$$E_{bus} = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad I_{bus} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Maka:

$$\begin{aligned} P_L + jQ_L &= E_{bus}^t \cdot I_{bus}^* = (Z_{bus} \cdot I_{bus})^t I_{bus}^* \\ &= I_{bus}^t Z_{bus} I_{bus}^* \end{aligned} \quad (2.12)$$

$$\text{Dan } P_L - jQ_L = I_{bus}^t Z_{bus}^{t*} I_{bus}^* \quad (2.13)$$

Rugi-rugi daya nyata pada saluran trnasmisi P_L sebagai fungsi arus bus diperoleh dengan menjumlahkan kedua pers 2.12 dan 2.13



$$P_L = I_{bus}^t \left(\frac{Z_{bus} + Z_{bus}^{t*}}{2} \right) I_{bus}^* = I_{bus}^t R_{bus} I_{bus}^* \quad (2.14)$$

Dengan $R_{bus} = Re(Z_{bus})$

Arus bus kemudian dapat dinyatakan sebagai,

$$I_i = \frac{(1-jS_i)P_i}{E_i^*} = \alpha_i P_i \quad (2.15)$$

Subsitusi pers 6.15 kedalam pers 6.14

$$P_L = I_{bus}^t R_{bus} I_{bus}^* = P^t \alpha^* P = P^t T_\alpha P \quad (2.16)$$

dengan $T_\alpha = \alpha R_{bus} \alpha^*$ dan α adalah matrik diagonal yang mempunyai elemen:

$$\alpha_i = \frac{(1-jS_i)}{E_i^*} \quad (2.17)$$

Elemen-elemen matrik T_α adalah

$$t_{ij} = \alpha_i \alpha_j^* R_{ij} \quad (2.18)$$

Dan mempunyai sifat-sifat berikut:

- $t_{ij} = t_{ji}^*$
- t_{ii} berupa bilangan riel

Jadi rugi-rugi transmisi sebagai fungsi daya bus adalah

$$P_L = P^t T_{re} P \quad (2.19)$$

Dengan $T_{re} = Re(T_\alpha)$

Jika daya pada bus dibedakan atas generator dan beban, maka

$$P = \begin{bmatrix} P_G \\ P_D \end{bmatrix}$$

Dan pers rugi-rugi daya nyata 6.18 menjadi

$$\begin{aligned} P_L &= [P_G \ P_D] \begin{bmatrix} B_{GG} & B_{GD} \\ B_{DG} & B_{DD} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_G \\ P_D \end{bmatrix} \\ &= P_G^t B_{GG} P_G + 2P_G^t B_{GD} P_D + P_D^t B_{DD} P_D \end{aligned} \quad (2.20)$$

Jika daya beban adalah konstan, maka persamaan diatas dapat dinyatakan sebagai,

$$P_L = P_G^t B P_G + P_G^t B_0 + B_{00} \quad (2.21)$$



2.4. Operasi Ekonomis Metode Lagrange

Ketika jarak-jarak transmisi sangat pendek dan kepadatan beban sangat besar, maka rugi-rugi daya pada saluran transmisi dapat diabaikan dan pengiriman daya nyata yang optimal dari pembangkit dapat dicapai dengan semua operasi stasiun pada biaya produksi tambahan yang seimbang. Pada sebuah jaringan interkoneksi yang besar dimana daya yang ditransmisikan diatas jarak yang panjang dengan daerah kepadatan beban kecil, kerugian transmisi merupakan faktor utama dan mempengaruhi pengiriman daya yang optimal dari pembangkit. Untuk memasukkan pengaruh dari rugi-rugi daya nyata pada saluran transmisi kedalam perhitungan sebagai keluaran daya nyata generator seperti persamaan berikut:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j \quad (2.22)$$

Persamaan yang lebih umum seperti ditunjukkan persamaan rugi-rugi daya Kron sebagai berikut:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.23)$$

Pengiriman daya nyata yang optimal dari pembangkit bertujuan untuk memperkecil biaya pembangkit secara keseluruhan, F_i , dimana fungsi biaya keseluruhan dari pembangkit adalah seperti persamaan berikut:

$$F_t = \sum_{i=1}^{n_g} F_i \\ = \sum_{i=1}^n \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.24)$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} = 2\gamma_i P_i + \beta_i \quad (2.25)$$

Keluaran daya dari pembangkit didapatkan dari persamaan jumlah total beban dan rugi-rugi daya sebagai berikut:

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_R + P_L \quad (2.26)$$

Keluaran daya dari pembangkit dibatasi dengan:

$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.27)$$

Dengan $P_{i(\min)}$ dan $P_{i(\max)}$ adalah daya nyata minimum dan daya maksimum dari pembangkit ke i .



Gunakan bilangan pengali (Lagrange Multiplier) dan tambahkan dari bentuk penambahan tersebut untuk memasukkan pada batas keluaran daya dari pembangkit, sehingga didapatkan:

$$L = F_t + \lambda \left(P_R + P_L - \sum_{i=1}^{n_g} P_i \right) + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(\text{maks})} (P_i - P_{i(\text{maks})}) + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(\text{min})} (P_i - P_{i(\text{min})}) \quad (2.28)$$

Dengan pembatasan $\mu_{i(\text{maks})} = 0$ di mana $P_i < P_{i(\text{maks})}$ dan untuk $\mu_{i(\text{min})} = 0$ di mana $P_i > P_{i(\text{min})}$. Fungsi minimum dapat ditentukan pada variable-variabel sama dengan nol, seperti berikut ini:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_{i(\text{maks})}} = P_i - P_{i(\text{maks})} = 0 \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_{i(\text{min})}} = P_i - P_{i(\text{min})} = 0 \quad (2.32)$$

Persamaan 2.31 dan 2.32 menunjukkan bahwa P_i tidak boleh melebihi batas ketentuan, dan ketika P_i dalam batas-batas di mana $\mu_{i(\text{min})} = \mu_{i(\text{maks})} = 0$, sehingga fungsi Kuhn-Tucker menjadi sama seperti fungsi Lagrangian. Kondisi pertama diberikan oleh Persamaan (2.29)

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_i} + \lambda \left(0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) = 0$$

Dengan

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_{n_g}$$

Maka

$$\frac{\partial F_t}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i}$$

Jadi untuk kondisi pengiriman optimum didapatkan suatu persamaan sebagai berikut:

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.33)$$

Bentuk $\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ diketahui sebagai kenaikan rugi-rugi daya paa saluran transmisi.

Kondisi kedua diberikan pada persamaan(2.30) dengan:

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_R + P_L \quad (2.34)$$



Persamaan (2.34) merupakan persamaan pembatas untuk pembebanan.

Biaya produksi tambahan dapat diberikan pada Persamaan (2.25) dan untuk kenaikan rugi-rugi daya pada saluran transmisi dapat dijabarkan dari Persamaan (2.24) sebagai berikut ini:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_j + B_{0i} \quad (2.35)$$

Subtitusi Persamaan (2.35) diatas ke Persamaan (2.33) akan menghasilkan:

$$\frac{dF_i}{dP_i} + 2\lambda \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_j + B_{0i} \lambda = \lambda \quad (2.36)$$

Kemudian bila dari Persamaan (2.36) diatas disubtitusikan ke Persamaan (2.25) akan menghasilkan:

$$2\gamma_i P_i + \beta_i + 2\lambda \sum_{j=1}^{n_g} B_{ij} P_j + B_{0i} \lambda = \lambda \quad (2.37)$$

Atau

$$\left(\frac{\gamma_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} B_{ij} P_j = \frac{1}{2} \left(1 - B_{0i} - \frac{\beta_i}{\lambda} \right) \quad (2.38)$$

Pengembangan Persamaan (2.38) di atas untuk semua pembangkit menghasilkan persamaan-persamaan *linear* dalam bentuk matriksnya, yaitu sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n_g} \\ B_{12} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + B_{22} & \cdots & B_{1n_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n_g 1} & B_{n_g 2} & \cdots & \frac{\gamma_{n_g}}{\lambda} + B_{n_g n_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_{n_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{\beta_2}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0n_g} - \frac{\beta_{n_g}}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

Atau dalam bentuk singkat:

$$EP = D \quad (2.40)$$

Pengiriman daya nyata optimal dari pembangkit di mana harga λ didapat dari hasil perhitungan dengan harga estimasi awal ditentukan, sehingga persamaan linear yang diberikan pada Persamaan (2.40) dapat diselesaika. Proses perhitungan ini dilanjutkan dengan menggunakan metode gradient. Harga P_i pada Persamaan (2.39) dapat dicari secara iterasi seperti berikut ini:

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i})-\beta_i-2\lambda^{(k)}\sum_{j \neq 1} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i+\lambda^{(k)}B_{ii})} \quad (2.41)$$

Substitusi harga P_i pada Persamaan (2.41) ke Persamaan (2.34) akan menghasilkan:

$$\sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i})-\beta_i-2\lambda^{(k)}\sum_{j \neq 1} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i+\lambda^{(k)}B_{ii})} = P_R + P_L^{(k)} \quad (2.42)$$

Atau

$$f(\lambda)^{(k)} = P_R + P_L^{(k)} \quad (2.43)$$

Bila Persamaan (2.43) dikembangkan dengan deret Taylor pada titik operasi $\lambda^{(k)}$ dan dengan mengabaikan bentuk orde yang lebih tinggi maka menghasilkan:

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_R + P_L^{(k)} \quad (2.44)$$

Atau

$$\begin{aligned} \Delta\lambda^{(k)} &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} \\ &= \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dp_i}{d\lambda} \right)^{(k)}} \end{aligned} \quad (2.45)$$

Dengan

$$\sum_{i=1}^{n_g} \left(\frac{dp_i}{d\lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - B_{ii}\beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij}P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \quad (2.46)$$

Sehingga

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.47)$$

Dan

$$\Delta P^{(k)} = P_R + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^{n_g} P_i^{(k)} \quad (2.48)$$

Pada Persamaan (2.48) dapat dicapai bila $\Delta P^{(k)}$ lebih kecil dari suatu ketelitian yang telah ditentukan. Sedangkan rugi-rugi daya dinyatakan seperti berikut:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} B_{ii}P_i^2 \quad (2.49)$$

Dengan menggunakan $B_{ij} = 0$ dan $B_{00} = 0$, penyelesaian Persamaan (2.41) adalah:

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - \beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \quad (2.50)$$

Akhirnya Persamaan (2.46) menjadi:

$$\sum_{i=1}^{n_g} \left(\frac{dp_i}{d\lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda^{(k)} - B_{ii}\beta_i}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)}B_{ii})^2} \quad (2.51)$$

2.5. 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 p.u). 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).

2.6. Perhitungan Analisis Sistem Daya Menggunakan Gauss-Seidel Menggunakan Y_{bus}

Dalam metode ini, besaran-besaran yang tidak diketahui mula-mula dimisalkan dan harga yang diperoleh dari persamaan pertama, misalnya E_1 , selanjutnya digunakan untuk memperoleh E_2 dari persamaan kedua, dan seterusnya. Tiap-tiap persamaan, pada gilirannya dipertimbangkan dan kemudian perangkat yang telah lengkap itu kembali diselesaikan sampai harga-harga yang diperoleh untuk besaran-besaran yang tidak diketahui berhimpun ke batas-batas yang dikehendaki (Weedy, 1988). Menurut Sulastri (1993), iterasi pada Gauss Seidel (G-S) lebih efisien karena harga yang diperoleh pada iterasi terakhir digunakan untuk perhitungan iterasi yang bersangkutan; jadi hasil yang diperoleh x_1 pada iterasi $(k+1)$:

Sebagai langkah awal untuk memahami metode ini, anggaplah bahwa tidak ada PV bus. Karena pada bus berayun besar dan sudut fase tegangan diketahui, maka tidak ada iterasi untuk mencari tegangan bus ini. Untuk semua bus kecuali bus berayun s, berlaku persamaan

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} E_q = Y_{pp} E_p + \sum_{q=1, q \neq p}^n Y_{pq} \quad p = 1, 2, 3, \dots, n \quad p \neq s \quad (2.52)$$

Diselesaikan ke E_p ,

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left\{ I_p - \sum_{q=1, q \neq p}^n Y_{pq} E_q \right\} \quad p = 1, 2, 3, \dots, n \quad p \neq s$$

Atau

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left\{ \frac{P_p - jQ_p}{E_p^{k*}} - \sum_{q=1, q \neq p}^n Y_{pq} E_q \right\} \quad p = 1, 2, 3, \dots, n \quad p \neq s \quad (2.53)$$

Persamaan terakhir ini hanya melibatkan tegangan bus sebagai variable. Perumusan masalah aliran daya ini menghasilkan sejumlah persamaan non linier yang dapat diselesaikan dengan menggunakan metode iterasi. Tegangan bus p pada perhitungan (iterasi) ke $k+1$ adalah

$$E_p^{k+1} = \frac{1}{Y_{pp}} \left\{ \frac{P_p - jQ_p}{E_p^{k*}} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} E_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} E_q^k \right\}$$



$$p = 1, 2, 3, \dots, n \quad p \neq s \quad (2.54)$$

Misalkan untuk sebuah sistem daya elektrik yang terdiri dari 4 bus dengan bus 1 merupakan satu-satunya generator dan ketiga bus yang lain adalah bus beban, maka rumusan untuk mendapatkan tegangan-tengen bus 2,3, dan 4 pada iterasi ke k+1 adalah:

$$\begin{aligned} E_2^{k+1} &= \frac{1}{Y_{22}} \left\{ \frac{P_2 - jQ_2}{E_2^{k*}} - (Y_{21}E_1 + Y_{23}E_3^k + Y_{24}E_4^k) \right\} \\ E_3^{k+1} &= \frac{1}{Y_{33}} \left\{ \frac{P_3 - jQ_3}{E_3^{k*}} - (Y_{31}E_1 + Y_{32}E_2^{k+1} + Y_{34}E_4^k) \right\} \\ E_4^{k+1} &= \frac{1}{Y_{44}} \left\{ \frac{P_4 - jQ_4}{E_4^{k*}} - (Y_{41}E_1 + Y_{42}E_2^{k+1} + Y_{43}E_3^{k+1}) \right\} \end{aligned}$$

2.6.1. Perhitungan Untuk PV bus

Perhitungan pada PV bus berbeda dengan perhitungan pada PQ bus karena daya reaktif tidak ditetapkan pada bus tersebut, sebaliknya besar tegangan ditetapkan nilainya. Karena sifat elektris peralatan dan persyaratan sistem, daya reaktif Q_p hanya bisa dibangkitkan pada interval Q_p^{\min} sampai Q_p^{\max} . Pada PV bus, daya reaktif dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$Q_p^{hit} = E_p \sum_{q=1}^n E_q (G_{pq} \sin \delta_{pq} - B_{pq} \cos \delta_{pq}) \quad (2.55)$$

Pada suatu proses iterasi, ada tiga kemungkinan hasil perhitungan daya reaktif:

1. $Q_p^{hit} < Q_p^{\min}$, tetapkan $Q_p = Q_p^{\min}$ dan bus p didapatkan sebagai PQ bus, hitung besar dan sudut tegangan dengan menggunakan persamaan:

$$E_p^{k+1} = \angle \left[\frac{1}{Y_{pp}} \left\{ \frac{P_p - jQ_p^{\min}}{E_p^{k*}} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} E_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} E_q^k \right\} \right] \quad (2.56)$$

2. $Q_p^{hit} > Q_p^{\max}$, tetapkan $Q_p = Q_p^{\max}$ dan bus p dipandang sebagai PQ bus, hitung besar dan sudut tegangan dengan menggunakan persamaan:

$$E_p^{k+1} = \angle \left[\frac{1}{Y_{pp}} \left\{ \frac{P_p - jQ_p^{maks}}{E_p^{k*}} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} E_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} E_q^k \right\} \right] \quad (2.57)$$

3. $Q_p^{min} \leq Q_p^{hit} \leq Q_p^{maks}$, hitung sudut fasa tegangan bus p dengan menggunakan persamaan:

$$\delta_p^{k+1} = \angle \left[\frac{1}{Y_{pp}} \left\{ \frac{P_p - jQ_p^{hit}}{E_p^{spek*}} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} E_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} E_q^k \right\} \right] \quad (2.58)$$

2.7. 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 :

- 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.
- 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))

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

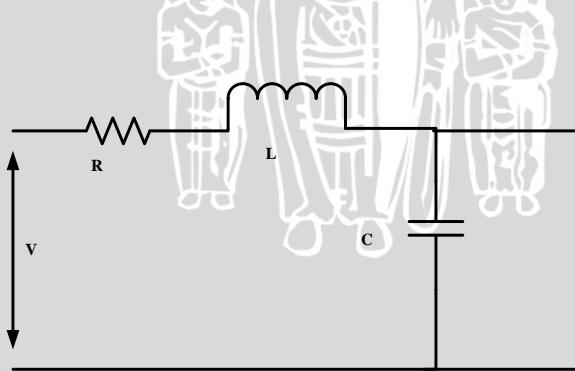
2.8. Kapasitor Bank

Salah satu jenis kapasitor dari beberapa jenis kapasitor yakni kapasitor daya frekuensi 50 atau 60 Hz, ini merupakan jenis kapasitor yang kembali terdiri dari tiga jenis, yakni kapasitor shunt, seri, dan penyadap. Kapasitor shunt digunakan untuk kompensasi beban induktif dan untuk pengaturan tegangan ujung transmisi. Kapasitor seri digunakan transmisi daya yang sangat panjang untuk mengkompensasi reaktansi induktif transmisi. Kapasitor penyadap digunakan untuk menyadap daya dari jaringan tegangan tinggi untuk keperluan daya yang tidak begitu besar.

Kapasitor pada sistem daya listrik menimbulkan daya reaktif untuk memperbaiki tegangan dan faktor daya, karenanya menambah kapasitor sistem akan mengurangi kerugian. Dalam kapasitor seri daya reaktif sebanding dengan kuadrat arus beban, sedang pada kapasitor paralel sebanding dengan kuadrat tegangan.

Pemasangan peralatan kapasitor seri dan parallel pada jaringan distribusi mengakibatkan losses akibat aliran daya reaktif pada saluran dapat dikurangi sehingga kebutuhan arus menurun dan tegangan mengalami kenaikan sehingga kapasitas sistem bertambah.

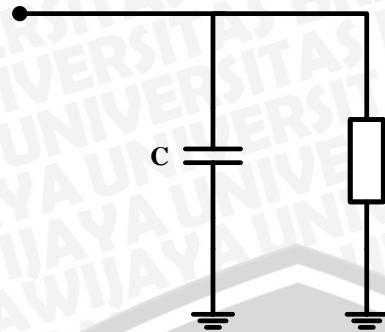
Kapasitor seri tidak digunakan secara luas dalam saluran distribusi, karena adanya berbagai permasalahan (resonansi distribusi, resonansi fero dalam transformator dan resonansi subsinkron selama starting motor) dan sistem yang lebih kompleks.



Gambar 2.4 Diagram Saluran Dengan Kapasitor Paralel

(Sumber: Deshpande, 1990:23)



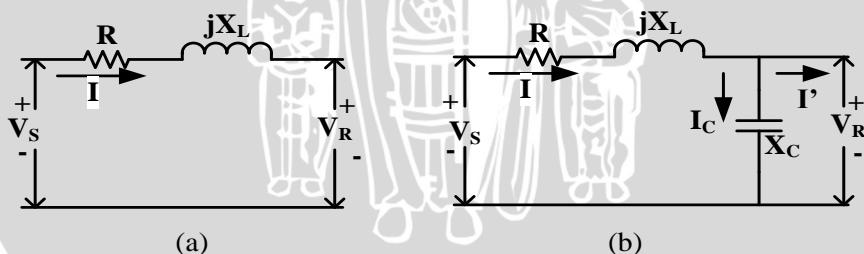


Gambar 2.5 Kapasitor Dipasang Paralel Dengan Beban

(Sumber: Deshpande, 1990:23)

Biaya pemasangan kapasitor seri jauh lebih mahal daripada kapasitor paralel, dan biasanya kapasitor seri dirancang dengan kapasitas yang lebih besar dengan tujuan untuk mengantisipasi perkembangan beban untuk masa-masa yang akan datang. Hal-hal tersebut menjadi alasan utama sehingga dalam sistem distribusi yang dibahas banyak kapasitor parallel seperti gambar 2.4 dan 2.5. Manfaat penggunaan kapasitor paralel:

- mengurangi kerugian
- memperbaiki kondisi tegangan
- mempertinggi kapasitas pembebanan jaringan



Gambar 2.6 (a) Rangkaian Ekivalen Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank

(b) Rangkaian Ekivalen Setelah Pemasangan Kapasitor Bank

(Sumber : Erviana , 2012)

Pada Gambar 2.6 ditunjukkan rangkaian ekivalen saluran transmisi sebelum dan setelah dipasang kapasitor bank. Penurunan tegangan pada saluran transmisi sebelum kapasitor dipasang ditunjukkan pada Persamaan (2.59).



$$VD = I_R R + I_X X_L \quad (2.59)$$

Setelah kapasitor ditempatkan secara paralel pada akhir saluran transmisi, maka persamaan penurunan tegangannya ditunjukkan seperti pada Persamaan (2.60).

$$VD = I_R R + I_X X_L - I_C X_C \quad (2.60)$$

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.

2.9. Algoritma Genetika (*Genetic Algorithm*)

Menurut Gen & Cheng (1997) *Genetic Algorithm* (GA) termasuk dalam kelas algoritma pencarian yang menirukan proses evolusi alami. GA menggunakan kromosom untuk mengkodekan sebuah kemungkinan solusi. Sejumlah kromosom dalam populasi akan mengalami operasi rekombinasi (tukar silang dan mutasi) untuk membentuk generasi berikutnya. Setiap kromosom mempunyai nilai kebugaran (*fitness*) yang menentukan peluangnya untuk tetap bertahan hidup dalam generasi berikutnya. Dengan mekanisme seleksi ini diharapkan nilai *fitness* setiap kromosom akan meningkat pada setiap generasi. Pada akhir generasi, kromosom dengan nilai *fitness* terbaik akan diuraikan menjadi sebuah solusi. Solusi ini mungkin bukan merupakan solusi optimum tetapi fakta empirik membuktikan dengan menentukan parameter-parameter seperti ukuran populasi, *crossover rate* dan *mutation rate* yang sesuai, GA akan memberikan hasil yang memuaskan dalam waktu yang relatif cepat. (Mahmudy & Rahman, 2011:21).

Tahapan-tahapan yang terdapat pada GA yaitu (Suyanto, 2007:209) :

1. Representasi kromosom dan inisialisasi populasi
2. Dekode kromosom
3. Evaluasi fungsi
4. Elitisme
5. Seleksi orang tua
6. Pindah silang (*crossover*)
7. Mutasi (*mutation*)



8. Penggantian populasi
9. Kriteria penghentian

2.9.1. Representasi Kromosom dan Inisialisasi Populasi

Untuk dapat diproses menggunakan GA, suatu permasalahan harus dikonversi dulu ke dalam bentuk individu yang diwakili oleh satu atau lebih kromosom dengan kode tertentu. Pengkodean tersebut diwujudkan dalam gen-gen yang membentuk kromosom. Secara umum gen-gen tersebut direpresentasikan sebagai bilangan *real*, desimal, atau biner, yaitu (Suyanto, 2007:209) :

1. *Real number encoding*. Pada skema ini, nilai gen berada dalam interval [0,1], atau lebih dikenal dengan istilah *Real-coded Genetic Algorithm*.
2. *Discrete decimal encoding*. Pada skema ini, setiap gen bisa berupa deretan bilangan bulat dalam interval [0,9].
3. *Binary encoding*. Setiap gen bisa berupa deretan nilai 0 atau 1. Biasa dikenal dengan istilah *Binary-coded Genetic Algorithm*.

2.9.2. Dekode Kromosom

Setelah dibangkitkan sejumlah individu pada satu populasi langkah selanjutnya adalah melakukan dekode kromosom yaitu mengubah individu-individu tersebut ke dalam suatu nilai yang sebenarnya agar bisa dilakukan evaluasi fungsi.

Nilai yang didapat dari proses dekode kromosom pada *Real-coded Genetic Algorithm* (RGA) sesuai dengan persamaan (2.61) (Suyanto, 2005:7)

$$N = r_b + (r_a - r_b) \times g_i \quad (2.61)$$

Dimana g_i = nilai gen ke-i

N = nilai sebenarnya

r_b = Batas bawah

r_a = Batas atas



2.9.3. Evaluasi Fungsi

Fungsi evaluasi adalah sebuah persamaan fungsi yang memiliki peran untuk menghitung nilai *fitness* dari sebuah kromosom. Untuk mengevaluasi nilai *fitness* dari kromosom dilakukan langkah-langkah berikut (Mahmudy & Rahman, 2011:21):

- a. Ambil nilai real dari tiap individu dalam populasi
- b. Evaluasi nilai fungsi tujuan $f(x)$.
- c. Konversi nilai fungsi tujuan menjadi nilai *fitness*. Untuk masalah maksimasi nilai $fitness=f(x)$. Untuk masalah minimasi nilai $fitness=z/f(x)$; z adalah sembarang bilangan bulat positif.

Semakin besar nilai *fitness* dari satu individu maka semakin baik pula solusi yang didapatkan dari individu tersebut. Nilai *fitness* ini digunakan untuk memilih n individu terbaik yang dipertahankan hidup pada generasi selanjutnya.

2.9.4. Elitisme

Fungsi dari metode ini adalah mempertahankan individu terbaik untuk dimasukkan pada generasi berikutnya. Karena seleksi dilakukan secara acak, maka tidak ada jaminan bahwa suatu individu bernilai *fitness* tertinggi akan selalu terpilih. Selain itu, individu tersebut kemungkinan besar akan rusak oleh proses *crossover* dan mutasi. Sehingga untuk menjaga agar individu terbaik tidak hilang selama proses evolusi perlu dibuat satu atau dua *copynya*.

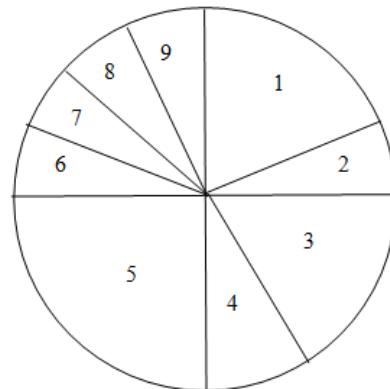
2.9.5. Seleksi

Seleksi akan menentukan individu-individu mana saja yang akan dipilih sebagai *parents* (orang tua) untuk dilakukan rekombinasi dan bagaimana *offspring* (anak) terbentuk dari individu-individu terpilih tersebut. Langkah pertama yang dilakukan dalam seleksi adalah pencarian nilai *fitness* dari setiap individu. Masing-masing individu dalam suatu wadah seleksi akan menerima probabilitas reproduksi yang tergantung pada nilai obyektif dirinya sendiri terhadap nilai obyektif dari semua individu dalam satu populasi. Nilai *fitness* inilah yang nantinya akan digunakan pada tahap-tahap seleksi berikutnya (Kusumadewi, 2005:235).

Salah satu metode seleksi yang umum digunakan adalah *roulette-wheel*. Sesuai dengan namanya, metode ini menirukan permainan *roulette-wheel* dimana masing-masing

individu menempati potongan lingkaran pada roda *roulette* secara proporsional sesuai dengan nilai *fitness*-nya. Gambar 2.12 di bawah mengilustrasikan sebuah contoh penggunaan metode *roulette-wheel* (Suyanto, 2007:211).

String	Nilai Fitness
S1	0.6
S2	0.2
S3	0.6
S4	0.2
S5	0.8
S6	0.2
S7	0.2
S8	0.2
S9	0.2
JUMLAH	3.2



Gambar 2.7. Model seleksi *roulette-wheel*

(Sumber : Suyanto, 2007:211)

2.9.6. Pindah Silang (*Crossover*)

Setelah terpilih dua individu sebagai *parents* dari proses seleksi maka akan dilakukan proses *crossover* untuk menghasilkan *offspring*. Proses ini akan menyilangkan sebagian gen dari satu individu dengan sebagian gen dari individu yang lain. Tentunya tidak semua individu akan melakukan *crossover*. Banyaknya jumlah individu yang melakukan *crossover* sesuai dengan nilai probabilitas *crossover* (Pc). Pada umumnya nilai Pc diatur mendekati 1 (Suyanto, 2005:13).

Salah satu operator *crossover* yang digunakan dalam metode RGA adalah *arithmetic crossover method*. Jika *parents* dinyatakan dengan persamaan :

$$\begin{aligned} C_1 &= (c_1^1, \dots, c_n^1), \\ C_2 &= (c_1^2, \dots, c_n^2) \end{aligned} \quad (2-65)$$

maka *offspring* yang akan dihasilkan dari *arithmetic crossover method* adalah

$$\begin{aligned} y_i^{(1)} &= \alpha c_i^{(1)} + (1 - \alpha) c_i^{(2)}, \\ y_i^{(2)} &= \alpha c_i^{(2)} + (1 - \alpha) c_i^{(1)} \end{aligned} \quad (2-66)$$

Dimana α adalah bilangan random pada interval [0,1] (Herrera, 1998:288).

2.9.7. Mutasi (*Mutation*)

Mutasi digunakan untuk menjaga diversitas dari kromosom sehingga terhindar dari konvergensi dini . Dalam proses mutasi tidak memandang kromosom, melainkan gen-gen dalam kromosom. Probabilitas mutasi akan menentukan gen-gen dari suatu populasi yang akan mengalami proses mutasi. Mutasi adalah proses mengganti nilai gen sebelumnya dengan nilai baru yang ditentukan secara acak dalam range yang ditentukan sebelumnya.

Proses mutasi diatur oleh probabilitas mutasi (P_m). Sehingga hanya $P_m \times N$ kromosom dalam populasi dan $P_m \times$ jumlah gen dalam kromosom yang akan mengalami mutasi.

2.9.8. Penggantian Populasi

Terdapat dua jenis penggantian populasi, yaitu (Suyanto, 2007:214) :

- Generational replacement*, yaitu dengan mengganti N individu pada suatu generasi dengan N individu baru hasil pindah silang dan mutasi. Untuk mempertahankan individu terbaik diperlukan elitisme.
- Steady-state*, yaitu dengan membandingkan *offspring* dengan *parents*. Jika *offspring* memiliki *fitness* yang lebih baik daripada salah satu atau kedua *parents* maka *offspring* akan menggantikan *parents* yang memiliki *fitness* terendah.

2.9.9. Kriteria Penghentian

Terdapat berbagai macam kriteria penghentian yang bisa digunakan, tiga diantaranya adalah :

- memberikan batasan jumlah iterasi. Apabila batas iterasi tersebut dicapai, iterasi dihentikan dan laporan individu bernilai *fitness* tertinggi sebagai solusi terbaik.
- memberikan batasan waktu proses GA. Kriteria ini digunakan pada sistem-sistem waktu nyata (*real time system*), dimana solusi harus ditemukan paling lama misalkan 3 menit. Dengan demikian proses eksekusi bisa dihentikan ketika proses sudah berlangsung selama 3 menit.
- menghitung kegagalan penggantian anggota populasi yang terjadi secara berurutan sampai jumlah tertentu. Misalkan, setelah 100 iterasi tidak ada

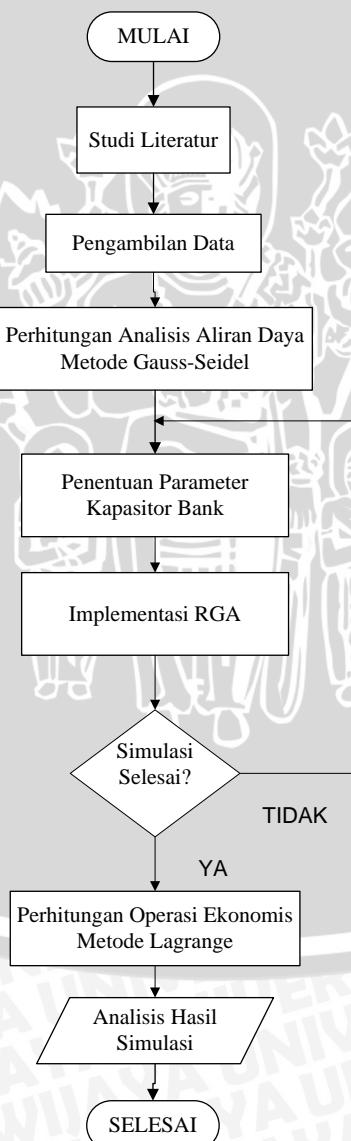
penggantian individu dalam populasi karena individu anak dihasilkan selalu memiliki nilai *fitness* yang lebih rendah daripada orangtuanya. Dalam kondisi seperti ini, kita bisa menghentikan iterasi.



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini meliputi studi literatur, pengambilan data, perancangan aplikasi operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik, perhitungan analisis aliran daya menggunakan metode gauss-seidel,injeksi daya reaktif pada tegangan yg rendah, simulasi perhitungan, serta penarikan kesimpulan dan saran. Berikut ini ditunjukkan proses penyelesaian penelitian dalam bentuk diagram alir ditunjukkan dalam gambar 3.1



Gambar 3.1 Diagram alir kerangka penelitian

3.1. Studi Literatur

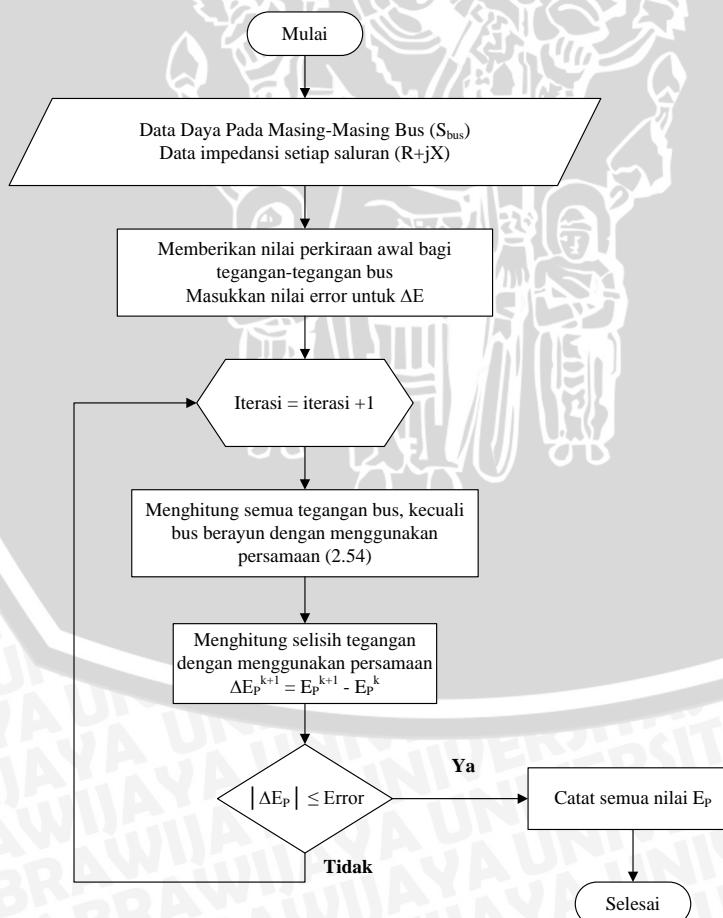
Studi literatur yang dilaksanakan berupa kajian pustaka terhadap sumber-sumber bacaan yang relevan sehingga mampu menunjang dalam melakukan perbaikan profil tegangan bus akibat pengoperasian ekonomis. Studi literatur yang diperlukan sebagai bahan acuan dalam melakukan operasi ekonomis seperti mempelajari tentang operasi ekonomis sistem daya elektrik, metode lagrange, analisis aliran daya metode gauss-seidel, injeksi daya reaktif (kapasitor) dan teori – teori lain yang menunjang dalam penyusunan skripsi ini.

3.2. Pengambilan Data

Data – data yang digunakan adalah data sekunder yang bersumber dari buku referensi, jurnal, dan sumber yang relevan dengan pembahasan skripsi.

3.3. Perhitungan Analisis Aliran Daya Metode Gauss-Seidel

Langkah-langkah perhitungan analisis aliran daya metode Gauss-Seidel menggunakan Y_{bus} ditunjukkan pada gambar 3.2



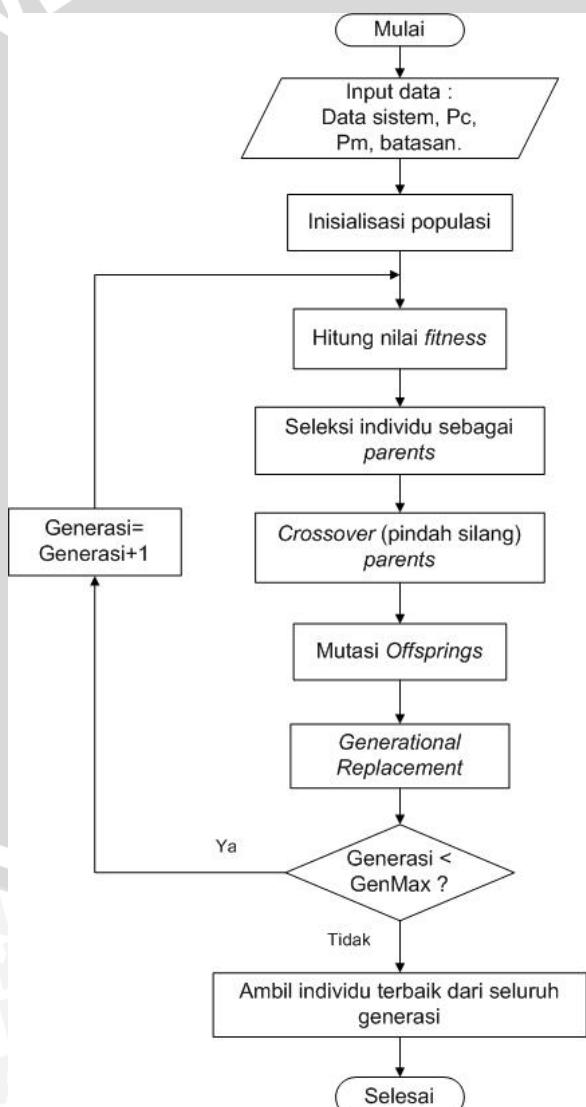
Gambar 3.2 Diagram alir perhitungan analisis aliran daya dengan Metode Gauss-Seidel

3.4. Penentuan Parameter Kapasitor Bank

Pada penelitian ini digunakan 6 buah Kapasitor Bank. Untuk Kapasitor Bank masing-masing berkapasitas antara 0 MVAR sampai 300 MVAR dan tegangan 69 kV. Peralatan ini memberikan kontrol daya reaktif dengan menginjeksinya daya reaktif pada sistem secara dinamis.

3.5. Implementasi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank

Metode RGA digunakan untuk menentukan lokasi dan kapasitas optimal dari Kapasitor Bank untuk meminimalisasi rugi daya yang terjadi sekaligus memperbaiki level tegangan yang tidak sesuai dengan standart yang ditentukan. Diagram alir untuk RGA ditunjukkan pada gambar 3.3 dibawah.



Gambar 3. 3. Diagram alir RGA

Konfigurasi individu Kapasitor Bank terdiri dari 2 parameter yaitu lokasi dan rating. Konfigurasi untuk setiap individu dapat dilihat pada gambar 3.4.

	0.76	0.34	0.57	0.89	0.12	0.44	
25	12	9	20	23	18		
nFACTS = 6							

Rating

Lokasi

Gambar 3.4. Konfigurasi individu Kapasitor Bank

(Sumber : Robandi ,2006:280)

Setiap individu mempunyai dua string kromosom. String pertama bernilai integer menyatakan lokasi dari Kapasitor Bank. String ini membawa gen-gen yang berisi informasi lokasi yang akan dipasang Kapasitor Bank. Lokasi yang dimaksud merupakan nomer bus untuk pemasangan Kapasitor Bank. Sedangkan string kedua berupa bilangan *real* yang nilainya 0 sampai 1. String ini menyatakan rating dari Kapasitor Bank.

3.6. Penentuan Parameter RGA

Parameter yang digunakan di dalam metode *Genetic Algorithm* secara umum yaitu ukuran populasi (*popsize*), maksimum generasi (MaxG), probabilitas *crossover* (Pc), dan probabilitas mutasi (Pm). Pada penelitian ini nilai parameter yang akan digunakan ditunjukkan pada tabel 3.1.

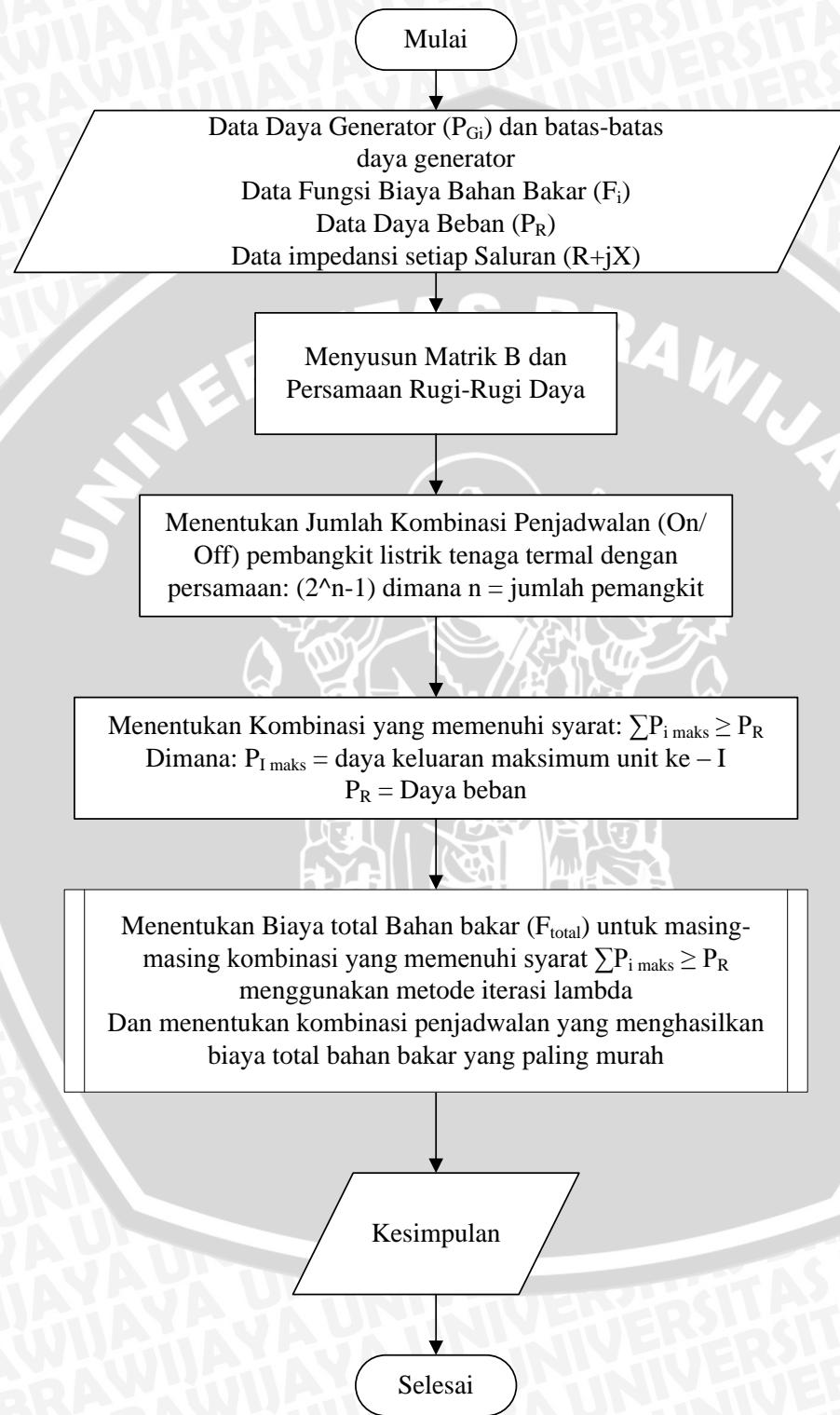
Tabel 3. 1. Parameter RGA

<i>Popsize</i>	40			
MaxG	50			
Pc	0,6	0,6	0,8	0,8
Pm	0,05	0,1	0,05	0,1

Parameter Pc dan Pm masing-masing nantinya akan dilakukan metode *trial and error* untuk mendapatkan kombinasi nilai Pc dan Pm terbaik yang mempunyai nilai *fitness* tertinggi. Sedangkan untuk parameter *popsize* dan MaxG telah ditetapkan nilainya. Semakin besar nilai *popsize* dan MaxG yang digunakan maka semakin baik solusi yang didapat, tetapi akan mengakibatkan waktu pencarian semakin lama.

3.7 Perhitungan Operasi Ekonomis Metode Lagrange

Langkah-langkah perhitungan operasi ekonomis Metode Lagrange secara garis besar ditunjukkan pada gambar 3.5



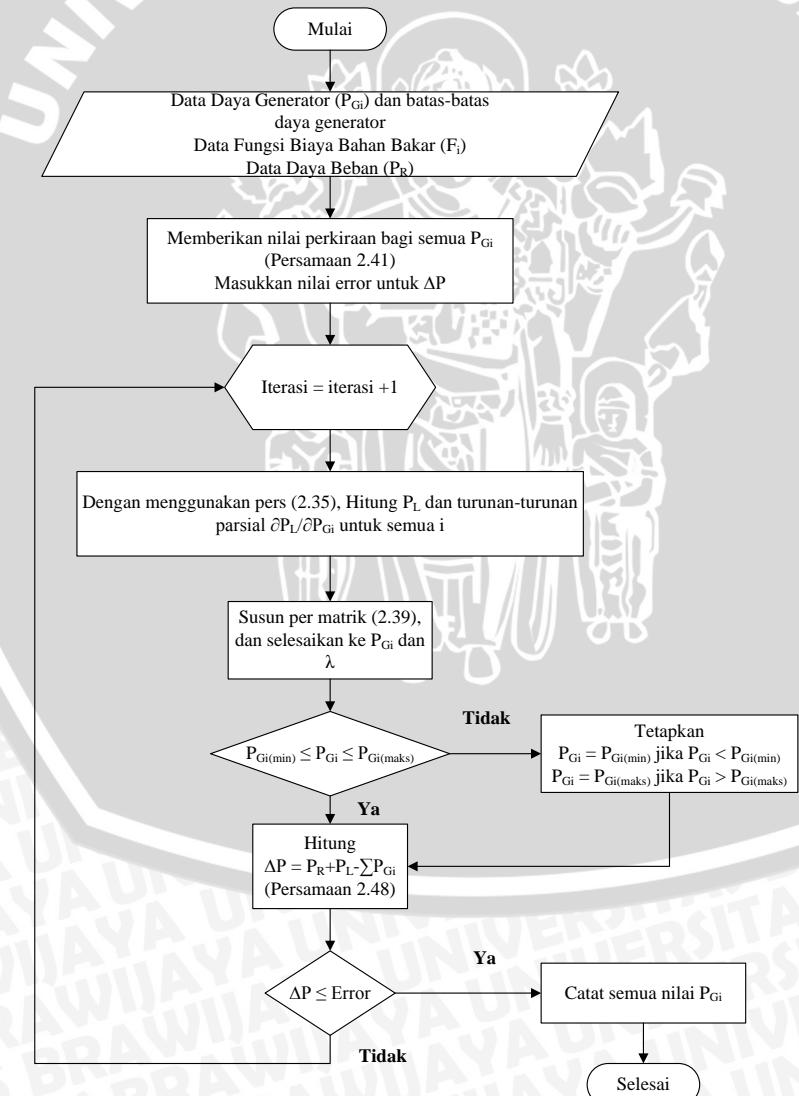
Gambar 3.5 Diagram alir operasi ekonomis pembangkit listrik tenaga termal dengan Metode Lagrange



Simulasi operasi ekonomis dilakukan dengan langkah – langkah berikut :

- Memasukkan nilai koefisien a , b , dan c untuk setiap generator.
- Memasukkan nilai batas – batas daya keluaran (P_{mak} dan P_{min}) masing – masing generator.
- Memasukkan nilai daya beban (P_R).
- Memasukkan nilai estimasi awal dari λ .
- Memasukkan nilai error untuk nilai ΔP .
- Melakukan perhitungan operasi ekonomis dengan komputasi serial.
- Melakukan perhitungan operasi ekonomis dengan komputasi paralel.

Langkah – langkah perhitungan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik ini digambarkan pada Gambar 3.5 dan 3.6



Gambar 3.6 Diagram alir perhitungan operasi ekonomis Metode Lagrange

3.8. Penarikan Kesimpulan dan Saran

Pada tahapan ini dilakukan pengambilan kesimpulan berdasarkan teori dan analisis hasil simulasi pembangkitan ekonomis metode Lagrange dan metode RGA untuk optimasi penempatan dan rating Kapasitor Bank. 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.

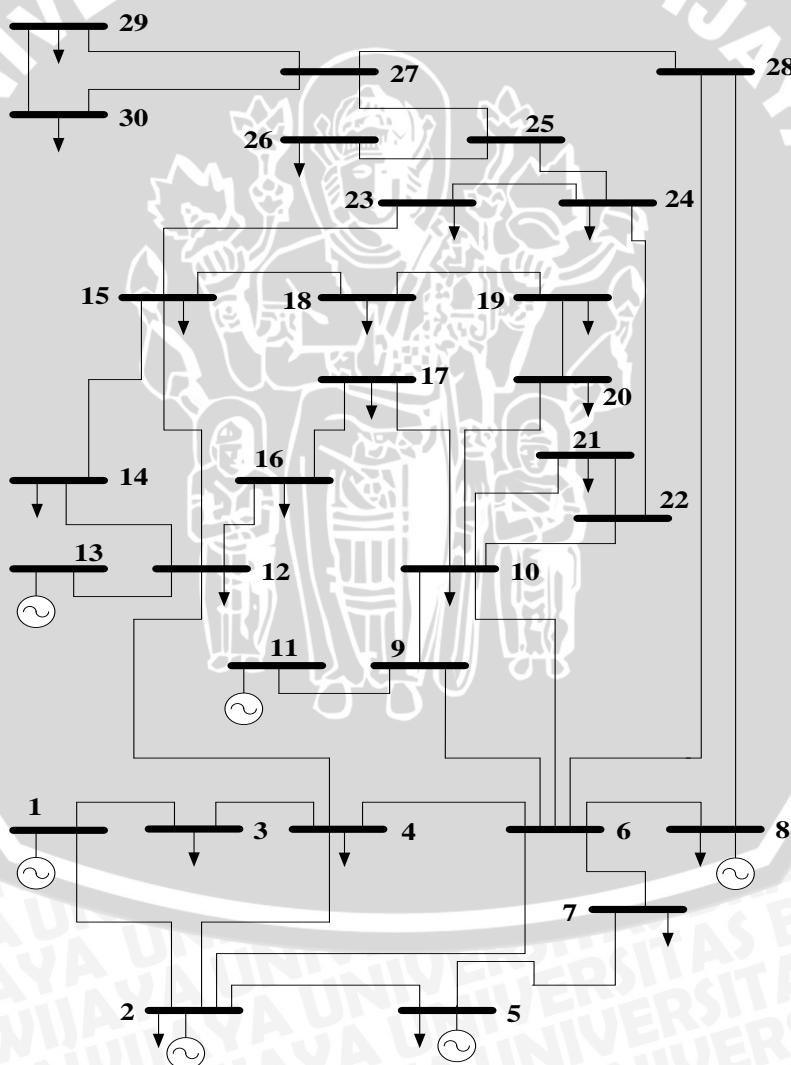


BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Simulasi Data 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 pembanding hasil program operasi ekonomis menggunakan lagrange dan RGA kedua data. Sumber data sistem standar IEEE 30 bus berasal dari jurnal *Optimal Load Flow with Steady State Security*(Albac & Stott, 1974:750). *Single line diagram* sistem standar IEEE 30 bus ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Diagram satu garis IEEE 30 Bus

(Sumber :Albac & Stott 1974:750)

Tabel 4.1 merupakan data saluran yang terdapat pada sistem standar IEEE 30 bus yang terdiri dari impedansi saluran (R dan X) dan suseptansi (B) masing-masing dalam bentuk per unit (p.u.).

Tabel 4.1. Data Saluran Transmisi Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. BUS	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

No. BUS	Bus Awal	Bus Tujuan	R (p.u.)	X (p.u.)	$\frac{1}{2}B$ (p.u.)
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 pembebatan pada sistem standar IEEE 30 bus yang ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2. Data Pembebatan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban		Generator	
		Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	1	1,000	0,000	0,000	0,000	24,963	-4,638
2	2	1,000	0,000	21,700	12,700	60,97	27,677
3	0	1,000	0,000	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0	1,000	0,000	7,600	1,600	0,000	0,000
5	0	1,000	0,000	94,200	19,000	0,000	0,000
6	0	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

No Bus	Kode Bus	Tegangan		Beban		Generator	
		<i>Magnitude</i> (p.u)	Sudut (derajat)	<i>P</i> (MW)	<i>Q</i> (MVAr)	<i>P</i> (MW)	<i>Q</i> (MVAr)
7	0	1,000	0,000	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0	1,000	0,000	30,000	30,000	0,000	0,000
9	0	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0	1,000	0,000	5,919	2,000	0,000	0,000
11	0	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	0	1,000	0,000	11,200	7,500	0,000	0,000
13	2	1,000	0,000	0,000	0,000	37,000	13,949
14	0	1,000	0,000	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0	1,000	0,000	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0	1,000	0,000	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0	1,000	0,000	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0	1,000	0,000	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0	1,000	0,000	9,500	3,400	0,000	0,000
20	0	1,000	0,000	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0	1,000	0,000	19,669	11,200	0,000	0,000
22	2	1,000	0,000	0,000	0,000	31,59	40,34
23	2	1,000	0,000	3,200	1,600	22,2	8,13
24	0	1,000	0,000	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0	1,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0	1,000	0,000	3,500	2,300	0,000	0,000
27	2	1,000	0,000	0,000	0,000	28,91	10,97
28	0	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0	1,000	0,000	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0	1,000	0,000	12,000	1,900	0,000	0,000
TOTAL				295,647	123,700		

(Sumber : Alsac & Stott 1974:750)

Kode bus pada Tabel 4.2 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 4.3 dipaparkan besarnya daya aktif dan daya reaktif yang dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit pada sistem standar IEEE 30 bus.

Tabel 4. 3. Data Pembangkitan Sistem Standar IEEE 30 Bus

No. Bus	PG min (MW)	PG max (MW)	QG min (MVAR)	QG max (MVAR)
1	50	200	-20,000	150,000
2	20	80	-20,000	60,000
5	15	50	-15,000	62,500
8	10	35	-15,000	48,700
11	10	30	-10,000	40,000
13	12	40	-15,000	44,700

(Sumber :Alsac & Stott 1974:750)

Tabel 4.4. Data Koefisien – koefisien fungsi biaya bahan bakar IEEE 30 Bus

Pembangkit	a (\$/jam.MW ²)	b (\$/jam.MW)	c (\$/jam)
Pembangkit 1	0.00375	2	0
Pembangkit 2	0.0175	1.75	0
Pembangkit 3	0.0625	1	0
Pembangkit 4	0.00834	3.25	0
Pembangkit 5	0.025	3	0
Pembangkit 6	0.025	3	0

(Sumber :Alsac & Stott 1974:750)

4.2. Simulasi Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

Pada Tabel 4.5 dipaparkan hasil perhitungan analisis aliran daya dengan metode gauss-seidel data IEEE 30 Bus sebelum penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator.



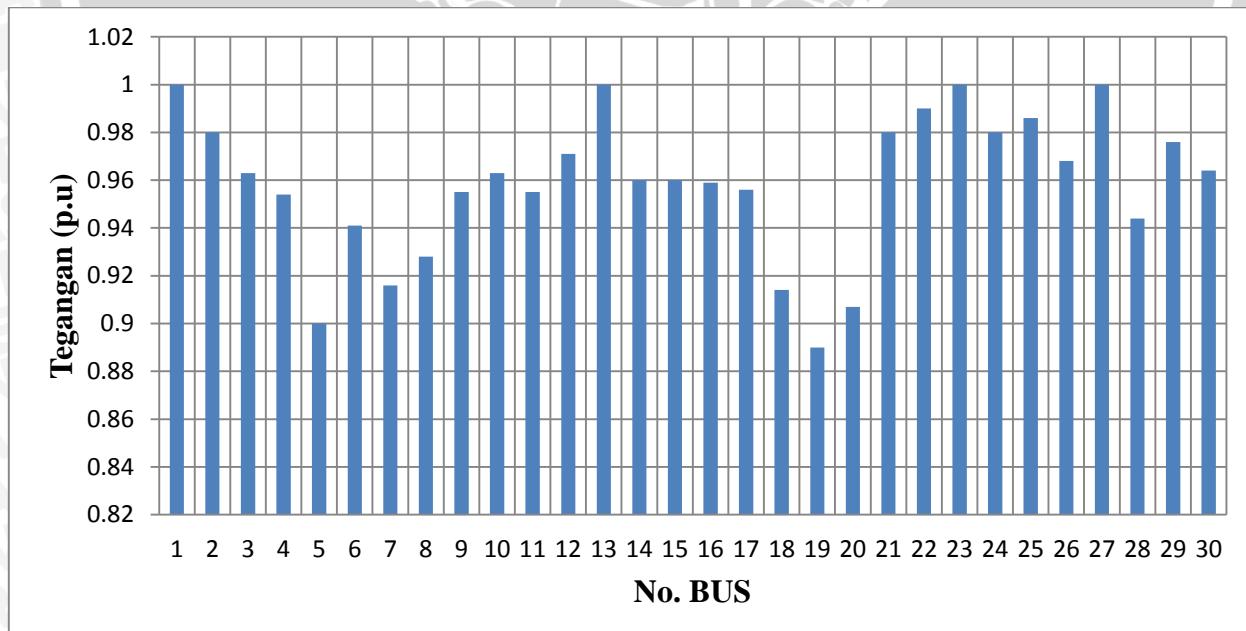
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Analisis Aliran Daya Dengan Metode Gauss-Seidel Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

No. Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	1.000	0.000	0,000	0,000	24,963	-4,638
2	0.980	-4.237	21,700	12,700	60,97	27,677
3	0.963	-6.007	2,400	1,200	0,000	0,000
4	0.954	-7.381	7,600	1,600	0,000	0,000
5	0.900	-13.022	94,200	19,000	0,000	0,000
6	0.941	-8.965	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0.916	-11.252	22,800	10,900	0,000	0,000
8	0.928	-9.555	30,000	30,000	0,000	0,000
9	0.955	-10.792	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0.963	-11.736	5,919	2,000	0,000	0,000
11	0.955	-10.792	0,000	0,000	0,000	0,000
12	0.971	-10.278	11,200	7,500	0,000	0,000
13	1.000	-8.502	0,000	0,000	37,000	13,949
14	0.960	-11.201	6,200	1,600	0,000	0,000
15	0.960	-11.285	8,200	2,500	0,000	0,000
16	0.959	-11.219	3,500	1,800	0,000	0,000
17	0.956	-11.826	9,000	5,800	0,000	0,000
18	0.914	-11.372	3,200	0,900	0,000	0,000
19	0.890	-11.372	9,500	3,400	0,000	0,000
20	0.907	-11.423	2,200	0,700	0,000	0,000
21	0.980	-12.437	19,669	11,200	0,000	0,000
22	0.990	-12.464	0,000	0,000	31,59	40,34
23	1.000	-11.950	3,200	1,600	22,2	8,13
24	0.980	-12.812	15,000	6,700	0,000	0,000
25	0.986	-12.314	1,000	0,000	0,000	0,000
26	0.968	-12.761	3,500	2,300	0,000	0,000

27	1.000	-11.602	0,000	0,000	28,91	10,97
28	0.944	-9.499	0,000	0,000	0,000	0,000
29	0.976	-13.256	3,659	0,900	0,000	0,000
30	0.964	-14.251	12,000	1,900	0,000	0,000
Total Daya		295,647	123,700	306.868	164.162	

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Tabel 4.5 hasil perhitungan pada data IEEE 30 Bus sebelum penempatan kapasitor bank diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 306.868 MW dan 164.162 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada data Jawa Bali 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,890 p.u. hingga 1,003 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 5 dengan nilai tegangan 0,900 p.u., bus 6 dengan nilai tegangan 0,941 p.u., bus 7 dengan nilai tegangan 0,916 p.u., bus 8 dengan nilai tegangan 0,928 p.u., bus 18 dengan nilai tegangan 0,914 p.u., bus 19 dengan nilai tegangan 0,890 p.u., bus 20 dengan nilai tegangan 0,907 p.u., dan bus 28 dengan nilai tegangan 0,944 p.u. Pada Gambar 4.2 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada data IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasi yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4.2. Profil Tegangan pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada data IEEE 30 bus ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6. Hasil Aliran Daya Data IEEE 30 bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1	2	126.198	12.292	126.795		
	3	83.877	6.060	84.095	1.365	-1.087
	4	42.321	6.232	42.778	0.841	-0.885
2	3	39.270	23.419	45.723		
	1	-82.511	-7.146	82.820	1.365	-1.087
	4	20.671	2.073	20.774	0.262	-2.670
3	5	68.478	23.291	72.331	2.619	7.286
	6	32.632	5.201	33.044	0.674	-1.438
	4	-2.400	-1.200	2.683		
4	1	-41.481	-7.117	42.087	0.841	-0.885
	2	39.081	5.917	39.526	0.220	-0.151
	3	-7.600	-1.600	7.767		
5	2	-20.408	-4.743	20.952	0.262	-2.670
	3	-38.861	-6.069	39.332	0.220	-0.151
	6	51.855	13.429	53.565	0.371	0.467
6	12	-0.185	-4.217	4.221	0.000	0.049
	5	-94.200	-19.000	96.097		
	2	-65.859	-16.005	67.776	2.619	7.286
7	7	-28.341	-2.995	28.498	0.454	-0.558
	6	0,000	0,000	0,000		
	2	-31.958	-6.639	32.641	0.674	-1.438
8	4	-51.484	-12.962	53.091	0.371	0.467
	7	52.480	14.565	54.463	0.885	1.228
	8	24.932	21.477	32.907	0.146	-0.288
9	9	3.488	-5.610	6.606	0.000	0.101



Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	10	1.995	-3.209	3.778	0.000	0.088
	28	0.547	-7.622	7.642	0.009	-1.145
7		-22,800	-10,900	25,272		
	5	28.795	2.437	28.898	0.454	-0.558
	6	-51.595	-13.337	53.291	0.885	1.228
8		-30,000	-30.000	42.426		
	6	-24.786	-21.765	32.986	0.146	-0.288
	28	-5.214	-8.235	9.747	0.049	-3.672
9		0,000	0,000	0,000		
	6	-3.488	5.711	6.692	0.000	0.101
	11	0,000	-0,000	0,000	0.000	0,000
	10	3.488	-5.711	6.692	0.000	0.053
10		-5,900	-2,000	6,230		
	6	-1.995	3.297	3.853	0,000	0.088
	9	-3.488	5.764	6.737	0,000	0.053
	20	6.274	23.615	24.434	0.596	1.330
	17	2.716	7.219	7.713	0.021	0.054
	21	-3.753	-24.286	24.574	0.224	0.482
	22	-5.654	-17.609	18.494	0.265	0.547
11		0,000	0,000	0,000		
	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	0.185	4.267	4.271	0.000	0.049
	13	-37.000	-17.772	41.047	0.000	2.491
	14	5.708	1.890	6.012	0.047	0.098
	15	9.980	3.387	10.539	0.078	0.153
	16	9.927	0.729	9.954	0.099	0.208
13		37.000	20.263	42.185		
	12	37.000	20.263	42.185	0.000	2.491

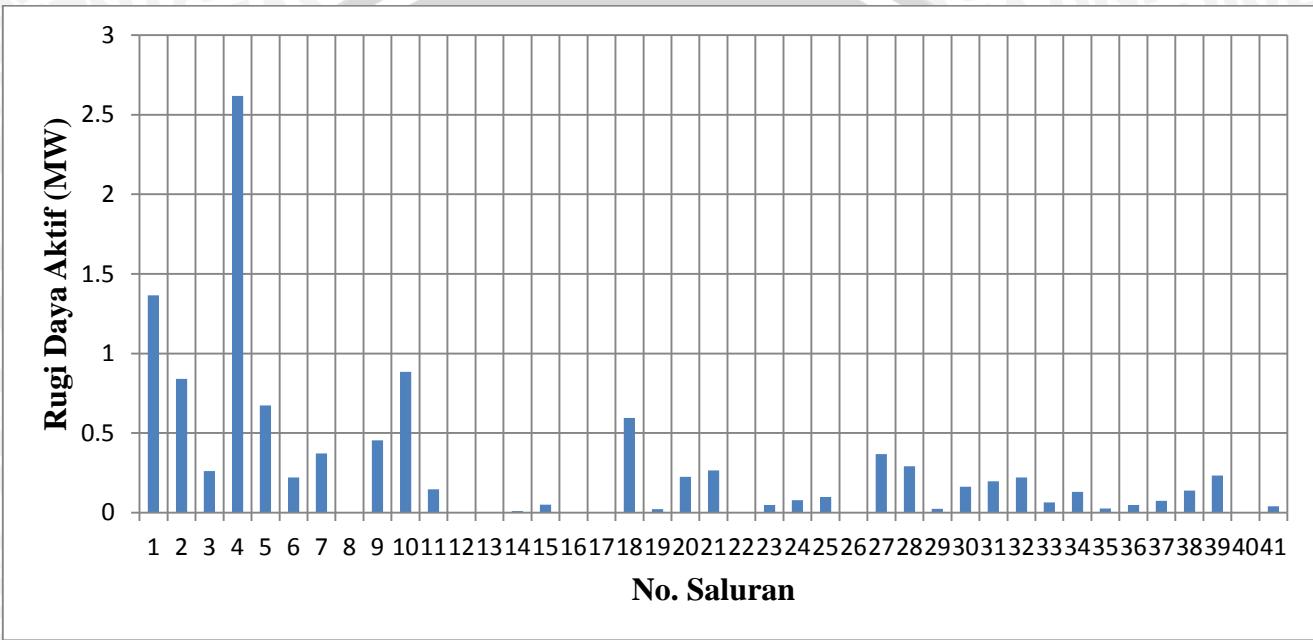
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-5.661	-1.792	5.938	0.047	0.098
	15	-0.539	0.192	0.572	0.001	0.001
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-9.902	-3.234	10.417	0.078	0.153
	14	0.540	-0.191	0.573	0.001	0.001
	18	9.947	14.784	17.819	0.368	0.750
	23	-8.786	-13.860	16.410	0.291	0.588
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-9.828	-0.521	9.842	0.099	0.208
	17	6.328	-1.279	6.456	0.024	0.087
17		-9,000	-5,800	10,707		
	10	-2.695	-7.166	7.656	0.021	0.054
	16	-6.305	1.366	6.451	0.024	0.087
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	-9.579	-14.034	16.992	0.368	0.750
	19	6.379	13.134	14.602	0.162	0.328
19		-9,500	-34,000	35,302		
	18	-6.217	-12.807	14.236	0.162	0.328
	20	-3.283	-21.193	21.446	0.196	0.391
20		-2,200	-0,700	2,309		
	10	-5.679	24.768	25.085	0.596	1.330
	19	3.479	-35.968	43.044	0.196	0.391
21		-19,669	-11,200	22,634		
	10	3.977	24.768	25.085	0.224	0.482
	22	-23.646	-35.968	43.044	0.220	0.447
22		31.590	61.841	69.442		
	10	5.919	18.156	19.096	0.265	0.547
	21	23.866	36.415	43.539	0.220	0.447

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	24	1.805	7.270	7.491	0.065	0.100
23		19.000	15.304	24.397		
	15	9.077	14.448	17.062	0.291	0.588
	24	9.923	0.856	9.960	0.131	0.268
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-1.740	-7.170	7.378	0.065	0.100
23		-9.792	-0.588	9.810	0.131	0.268
	25	-3.467	1.058	3.625	0.026	0.045
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	0.047	0.071
27		28.910	16.744	33.409		
	25	8.115	1.500	8.252	0.074	0.142
	29	7.731	1.788	7.935	0.138	0.261
	30	8.339	1.787	8.529	0.233	0.438
	28	-23,871	11.668	12.589	0.000	0.628
28		0,000	0,000	0,000		
	6	-0.538	6.478	6.500	0.009	-1.145
	8	5.263	4.563	6.966	0.049	-3.672
	27	-4.725	-11.041	12.009	0,000	0.628
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-7,604	-1,549	7,761	0.138	0.261
	30	3,945	0,649	3,999	0.040	0.076
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-8.106	-1.349	8.218	0.233	0.438
	29	-3.894	-0.551	3.932	0.040	0.076

Total	11.240	7.362
--------------	---------------	--------------

(Sumber : Hasil Perhitungan)

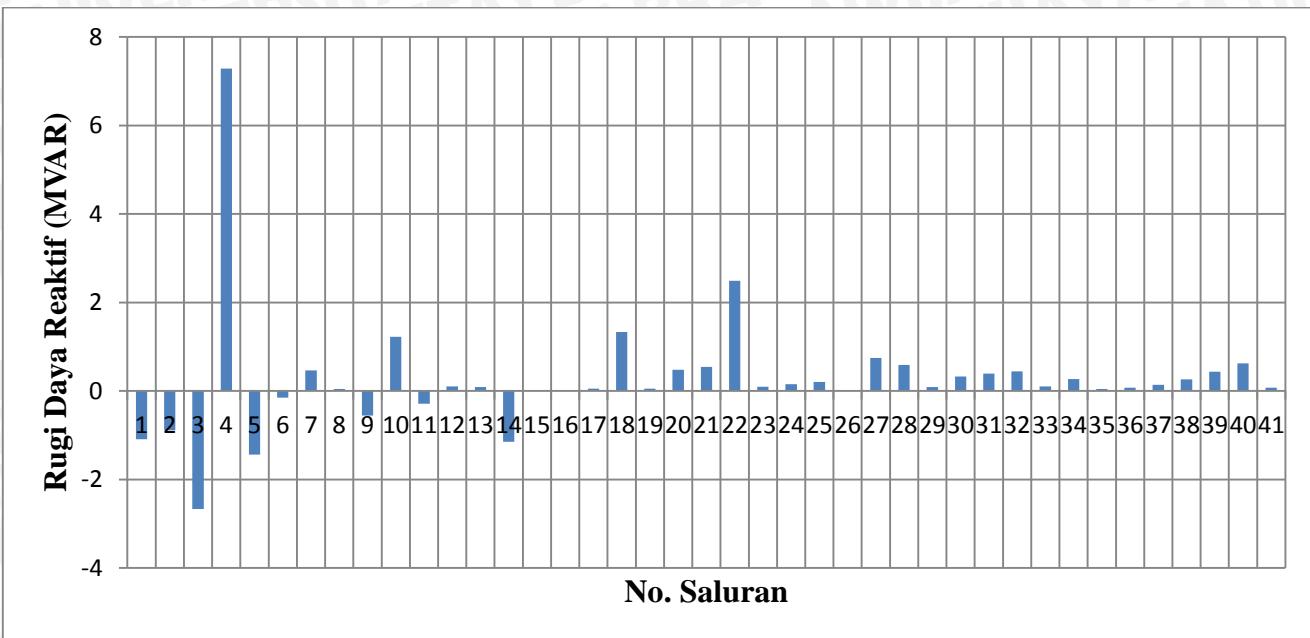
Berdasarkan Tabel 4.6, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Gauss-Seidel pada data IEEE 30 bus dalam kondisi sebelum penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kapasitor bank adalah sebesar 11,240 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 7,362 MVAR.



Gambar 4. 3. Profil Rugi Daya Aktif pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

(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 2 ke bus 5 atau pada saluran nomor 4 sebesar 2,619MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 9 ke bus 11 atau pada saluran nomor 16 sebesar 0,000 MW. Pada Gambar 4.3 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada data IEEE 30 bus sebelum dilakukan pengkompensasian.



Gambar 4.4. Profil Rugi Daya Reaktif pada Data IEEE 30 Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank
 (Sumber : Hasil Perhitungan)

Gambar 4.4 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada data IEEE 30 Bus sebelum dilakukan pengkompensasi. Dari Gambar 4.4 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 2 ke bus 5 atau terjadi pada saluran nomor 4 sebesar 0,2601 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 8 ke bus 28 atau terjadi pada saluran nomor 15 sebesar -3.672 MVAR.

4.3. Simulasi Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi RGA

Pada simulasi ini dilakukan optimasi penempatan Kapasitor Bank pada sistem IEEE 30 bus menggunakan metode *Real-coded Genetic Algorithm* (RGA). Pada simulasi ini menggunakan 6 buah Kapasitor Bank yang berkapasitas 0 sampai 300 MVAR. Selanjutnya akan dilakukan analisa pada sistem sebelum dan sesudah penempatan Kapasitor Bank.

Sebelum melakukan simulasi untuk optimasi penempatan Kapasitor Bank terlebih dahulu dilakukan pengujian parameter RGA untuk mendapatkan nilai probabilitas crossover (Pc) dan probabilitas mutasi (Pm) yang terbaik. Pengujian dilakukan pada sistem

dengan pembebanan pukul 19.30. Ukuran populasi (*popsize*) yang digunakan sebanyak 40 dan maksimum generasi (MaxG) yang digunakan adalah 50 generasi. Parameter yang akan digunakan pada simulasi ini adalah parameter yang dapat menghasilkan rugi daya aktif paling kecil. Hasil pengujian parameter RGA untuk simulasi penempatan Kapasitor Bank ditunjukkan pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7. Hasil Pengujian Parameter RGA untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank

Paramete r RGA	Pc	0,60	0,60	0,80	0,80
	Pm	0,05	0,10	0,05	0,10
Ploss (MW)		1.2909	1.2997	1.2954	1.2839

Dari Tabel 4.7 dapat diambil kesimpulan bahwa parameter yang menghasilkan rugi daya aktif paling kecil didapat dari pengujian keempat, dimana rugi daya aktif yang dihasilkan dari parameter itu sebesar 1.2839 MW. Sehingga pada simulasi untuk optimasi penempatan Kapasitor Bank pada sistem IEEE 30 bus digunakan parameter dengan nilai Pc 0,8 dan nilai Pm 0,1.

4.3.1. Simulasi Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Pada Tabel 4.8 dipaparkan hasil perhitungan analisis aliran daya data IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator.

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank

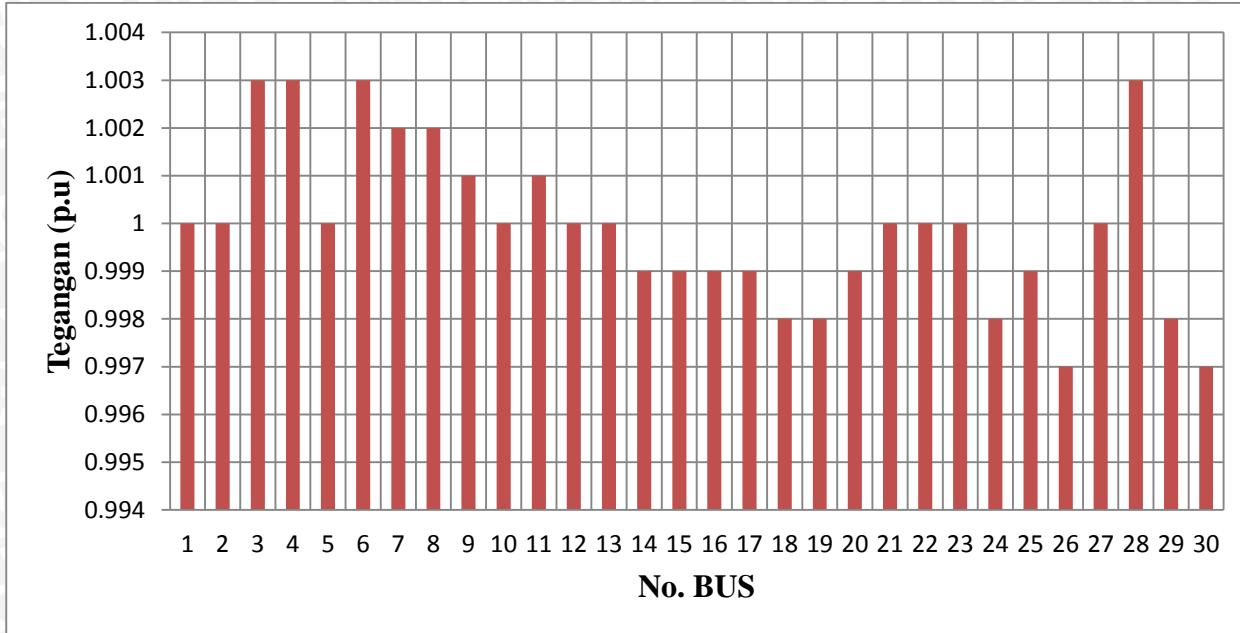
No. Bus	Tegangan		Beban		Generator		Injeksi
	Magnitude <i>(p.u)</i>	Sudut <i>(derajat)</i>	P <i>(MW)</i>	Q <i>(MVAr)</i>	P <i>(MW)</i>	Q <i>(MVAr)</i>	Q <i>(MVAr)</i>
1	1.000	0.000	0,000	0,000	173.452	-118.141	0
2	1.000	-4.237	21,700	12,700	60,97	-103.415	0
3	1.003	-6.007	2,400	1,200	0,000	0	0
4	1.003	-7.381	7,600	1,600	0,000	0	0
5	1.000	-13.022	94,200	19,000	0,000	0	15
6	1.003	-8.965	0,000	0,000	0,000	0	0
7	1.002	-11.252	22,800	10,900	0,000	0	12
8	1.002	-9.555	30,000	30,000	0,000	0	0
9	1.001	-10.792	0,000	0,000	0,000	0	0
10	1.000	-11.736	5,919	2,000	0,000	0	0

No. Bus	Tegangan		Beban		Generator		Injeksi
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	Q (MVAr)
11	1.001	-10.792	0,000	0,000	0,000	0	0
12	1.000	-10.278	11,200	7,500	0,000	0	0
13	1.000	-8.502	0,000	0,000	37,000	-0.471	0
14	0.999	-11.201	6,200	1,600	0,000	0	0
15	0.999	-11.285	8,200	2,500	0,000	0	0
16	0.999	-11.219	3,500	1,800	0,000	0	0
17	0.999	-11.826	9,000	5,800	0,000	0	0
18	0.998	-11.372	3,200	0,900	0,000	0	21
19	0.998	-11.372	9,500	3,400	0,000	0	21
20	0.999	-11.423	2,200	0,700	0,000	0	20
21	1.000	-12.437	19,669	11,200	0,000	0	29
22	1.000	-12.464	0,000	0,000	31,59	-0.247	0
23	1.000	-11.950	3,200	1,600	22,2	-14.802	0
24	0.998	-12.812	15,000	6,700	0,000	0	0
25	0.999	-12.314	1,000	0,000	0,000	0	0
26	0.997	-12.761	3,500	2,300	0,000	0	0
27	1.000	-11.602	0,000	0,000	28,91	-3.182	0
28	1.003	-9.499	0,000	0,000	0,000	0	0
29	0.998	-13.256	3,659	0,900	0,000	0	0
30	0.997	-14.251	12,000	1,900	0,000	0	0
Total Daya		295,647	123,700	296.052	-240.259	118	

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Dari Tabel 4.8 hasil perhitungan pada data IEEE 30 bus setelah penempatan kapasitor bank diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 296.052 MW dan -240.259 MVAr. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada data Jawa - Bali 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,998 p.u. hingga 1,003 p.u. Apabila melihat batasan fungsi objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka tidak ada bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1\pm5\%$ p.u. Pada Gambar 4.5 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada data IEEE 30 bus setelah

penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4.5. Profil Tegangan pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank.

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada data IEEE 30 Bus ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Analisis Aliran Daya Dengan Metode Gauss Seidel Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1	2	173.452	12.292	126.795		
	3	114.464	6.060	84.095	1.365	-1.087
	2	59.848	6.232	42.778	0.841	-0.885
2	1	29.400	-116.115	119.779		
	4	-114.185	12.192	114.834	0.279	-51.965
	5	28.831	-42.326	51.213	0.080	-36.650
	6	72.402	-37.303	81.447	0.260	-40.705
		42.352	-47.172	63.395	0.151	-37.038

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
3		-2,400	-1,200	2,683		
	1	-59.635	13.680	61.184	0.212	-40.141
	4	57.235	-14.880	59.138	0.044	-8.318
4		-7,600	-1,600	7,767		
	2	-28.751	5.677	29.306	0.080	-36.650
	3	-57.191	6.562	57.566	0.044	-8.318
	6	61.073	-23.623	65.482	0.048	-8.878
	12	17.269	9.785	19.849	0.000	0.100
5		-94.200	-19.000	96.097		
	2	-72.142	-3.402	72.222	0.260	-40.705
	7	-22.058	-15.598	27.016	0.024	-20.372
6		0,000	0,000	0,000		
	2	-42.201	10.134	43.400	0.151	-37.038
	4	-61.024	14.746	62.781	0.048	-8.878
	7	44.936	-10.780	46.210	0.054	-16.906
	8	27.098	-4.872	27.532	0.009	-9.013
	9	13.668	7.965	15.820	0.000	0.052
	10	7.817	4.555	9.048	0.000	0.045
	28	9.706	21.748	23.816	0.005	-13.058
7		-22,800	-10,900	25,272		
	5	22.082	-4.773	22.592	0.024	-20.372
	6	-44.882	-6.126	45.298	0.054	-16.906
8		-30,000	-30,000	42,426		
	6	-27.089	-4.142	27.404	0.009	-9.013
	28	-2.911	-25.858	26.022	0.002	-43.036
9		0,000	0,000	0,000		
	6	-13.668	-7.913	15.794	0.000	0.052
	11	0,000	0,000	0,000	0.000	0,000
	10	13.668	7.913	15.794	0.000	0.027

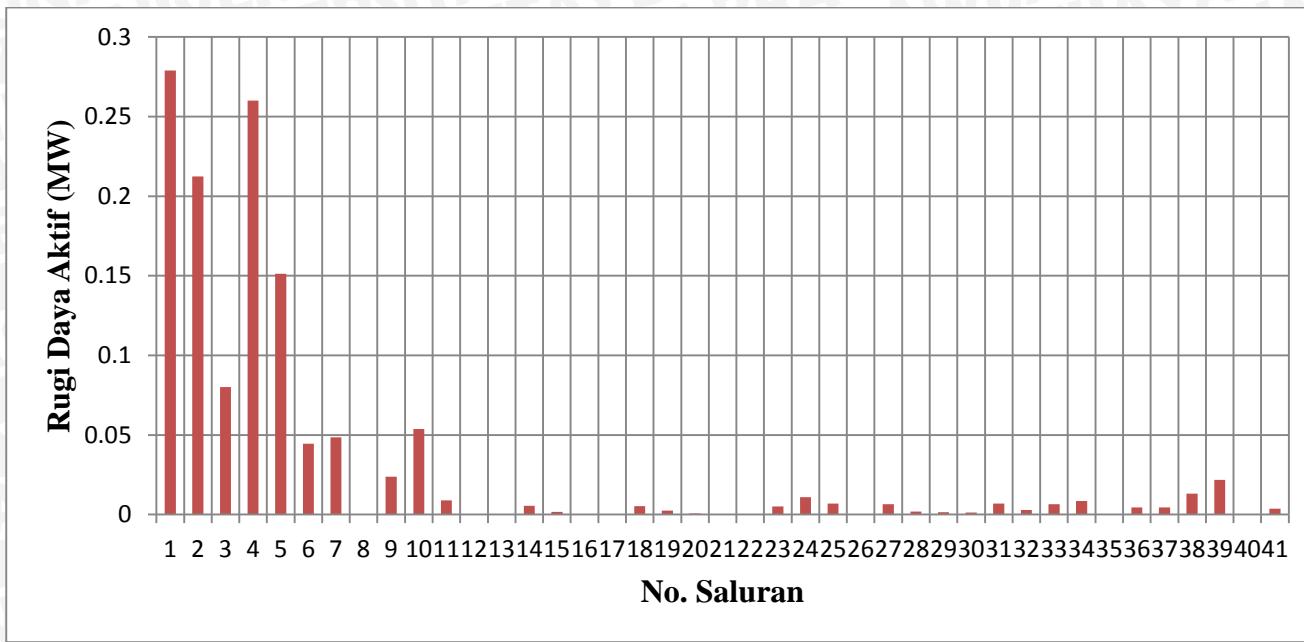
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
10		-5,900	-2,000	6,230		
	6	-7.817	-4.510	9.025	0,000	0.045
	9	-13.668	-7.886	15.780	0,000	0.027
	20	7.181	2.070	7.473	0.005	0.012
	17	3.975	7.596	8.573	0.002	0.006
	21	4.559	0.110	4.560	0.001	0.002
	22	-0.129	0.620	0.634	0,000	0,000
11		0,000	0,000	0,000		
	9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12		-11,200	-7,500	13,479		
	4	-17.269	-9.684	19.799	0,000	0.100
	13	-21.500	0.347	21.503	0,000	0.065
	14	6.273	1.049	6.360	0.005	0.010
	15	12.760	0.758	12.783	0.011	0.021
	16	8.536	0.030	8.536	0.007	0.014
13		21.500	-0.471	21.505		
	12	21.500	-0.282	21.502	0,000	0.065
14		-6,200	-1,600	6,403		
	12	-6.268	-1.039	6.353	0.005	0.010
	15	0.068	-0.561	0.565	0,000	0,000
15		-8,200	-2,500	8,573		
	12	-12.750	-0.736	12.771	0.011	0.021
	14	-0.067	0.561	0.565	0,000	0,000
	18	7.739	0.572	7.760	0.006	0.013
	23	-3.122	-2.897	4.259	0.002	0.004
16		-3,500	-1,800	3,936		
	12	-8.529	-0.016	8.529	0.007	0.014
	17	5.029	-1.784	5.336	0.001	0.005
17		-9,000	-5,800	10,707		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	10	-3.972	-7.590	8.566	0.002	0.006
	16	-5.028	1.790	5.337	0.001	0.005
18		-3,200	-0,900	3,324		
	15	-7.732	-0.559	7.753	0.006	0.013
	19	4.532	-0.341	4.545	0.001	0.003
19		-9,500	-13.000	16.101		
	18	-4.531	0.344	4.544	0.001	0.003
	20	-4.969	-13.344	14.239	0.007	0.014
20		-2,200	11.300	11.512		
	10	-7.176	-2.058	7.465	0.005	0.012
	19	4.976	13.358	14.255	0.007	0.014
21		-19,669	3.800	20.033		
	10	-4.558	-0.108	4.559	0.001	0.002
	22	-15.111	3.908	15.608	0.003	0.006
22		21.200	-0.247	21.201		
	10	0.129	-0.620	0.634	0.000	0.000
	21	15.114	-3.902	15.610	0.003	0.006
	24	5.958	4.628	7.544	0.007	0.010
23		10.900	4.598	11.830		
	15	3.124	2.900	4.262	0.002	0.004
	24	7.776	1.810	7.984	0.008	0.017
24		-15,000	-6,700	16,428		
	22	-5.951	-4.618	7.533	0.007	0.010
	23	-7.768	-1.793	7.972	0.008	0.017
	25	-1.281	-0.289	1.313	0.000	0.001
25		-1,000	0,000	1,000		
	24	1.281	0.290	1.314	0.000	0.001
	26	3.504	2.307	4.196	0.004	0.007
	27	-5.786	-2.597	6.342	0.004	0.008

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
26		-3,500	-2,300	4,188		
	25	-3,500	-2,300	4,188	0.004	0.007
27		14.700	-3.182	15.040		
	25	5.790	2.605	7.702	0.004	0.008
	29	7.561	1.464	7.935	0.013	0.025
	30	8.136	1.409	8.257	0.022	0.041
	28	-6.788	-8.441	10.832	0.000	0.046
28		0,000	0,000	0,000		
	6	-9.701	8.690	13.024	0.005	-13.058
	8	2.913	-17.178	17.423	0.002	-43.036
	27	6.788	8.487	10.868	0,000	0.046
29		-3,659	-0,900	3,768		
	27	-7.548	-1.439	7.684	0.013	0.025
	30	3.889	0.539	3.926	0.004	0.007
30		-12,000	-1,900	12,149		
	27	-8.114	-1.368	8.229	0.022	0.041
	29	-3.886	-0.532	3.922	0.004	0.007
Total				1.284	-325.518	

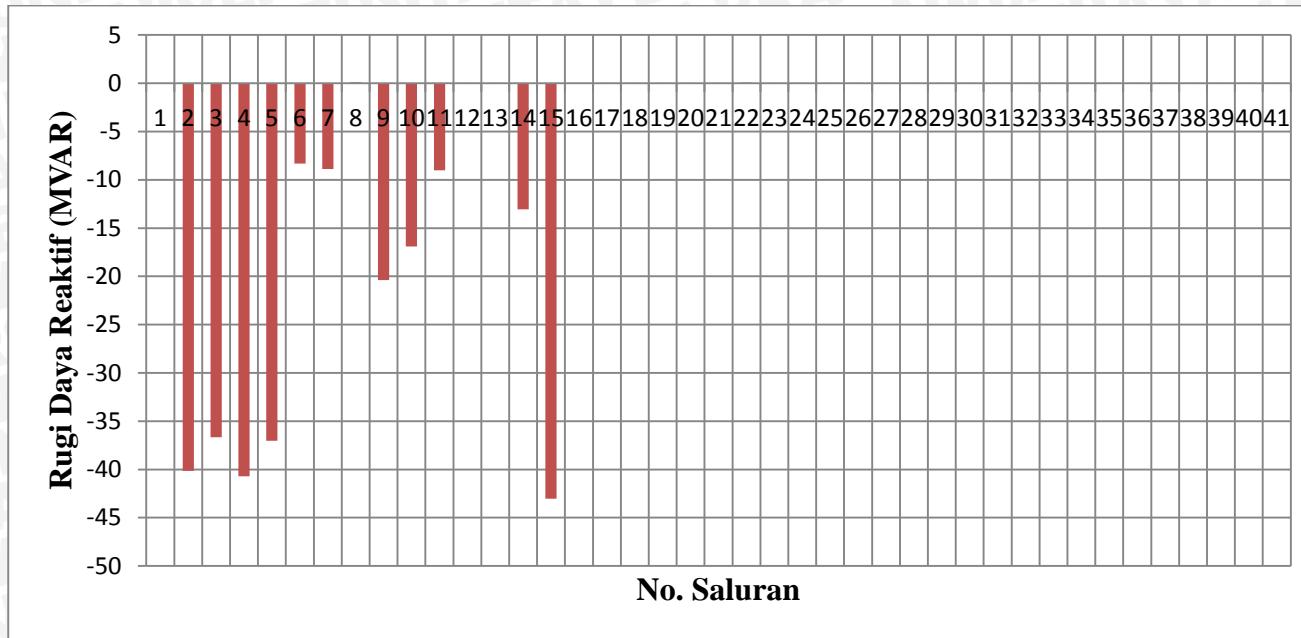
(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Tabel 4.9, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Gauss-Seidel pada data IEEE 30 bus dalam kondisi setelah penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kapasitor bank adalah sebesar 1,284 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar -325.518 MVAR.



Gambar 4.6. Profil Rugi Daya Aktif pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank
(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Gambar 4.6 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 2 sebesar 0.2789 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 9 ke bus 11 atau pada saluran nomor 16 sebesar 0,0000 MW. Pada Gambar 4.7 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada data IEEE 30 Bus setelah dilakukan pengkompensasi dengan menggunakan daya ekonomis generator



Gambar 4. 7. Profil Rugi Daya Reaktif pada Data IEEE 30 Bus Setelah Penempatan Kapasitor Bank
(Sumber : Hasil Perhitungan)

Gambar 4.7 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada data IEEE 30 bus setelah dilakukan pengkompensasi pada saat pembebanan pukul 19.30 WIB dengan menggunakan daya ekonomis generator. Dari Gambar 4.7 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 0.1003 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 1 ke bus 2 atau terjadi pada saluran nomor 1 sebesar -51.9647 MVAR.

Dari simulasi juga dapat diketahui lokasi dan kapasitas optimal untuk melakukan kompensasi. Lokasi dan kapasitas optimal untuk penempatan Kapasitor Bank pada data IEEE 30 bus ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10. Lokasi dan Kapasitas Optimal Kapasitor Bank

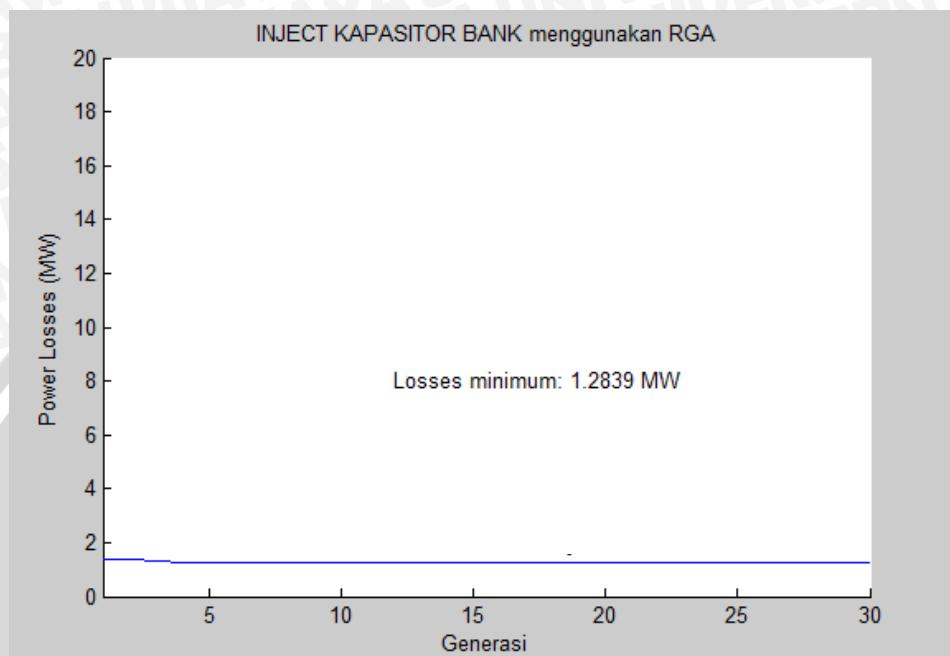
Lokasi Kapasitor Bank	Kapasitas Kapasitor Bank (MVAR)
Bus 5	15
Bus 7	12
Bus 18	21
Bus 19	21
Bus 20	20



Bus 21	29
--------	----

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Grafik perubahan rugi daya aktif dari setiap generasi pada simulasi optimasi penempatan Kapsitor Bank menggunakan metode RGA ditunjukkan pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8. Grafik Konvergensi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank

Dari grafik diatas dapat diketahui lokasi serta kapasitas Kapasitor Bank yang optimal untuk melakukan kompensasi sehingga didapatkan rugi daya aktif minimum. Besar rugi daya minimum didapat pada generasi ke-6 atau bisa dikatakan simulasi mencapai titik konvergensi pada generasi ke-6 dengan nilai 1,2839 MW.

4.4. Perbandingan Simulasi Data IEEE 30 Bus

Hasil simulasi data IEEE 30 Bus dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan metode RGA akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Tabel 4.11 perbandingan hasil perhitungan analisis aliran daya data IEEE 30 bus sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator.

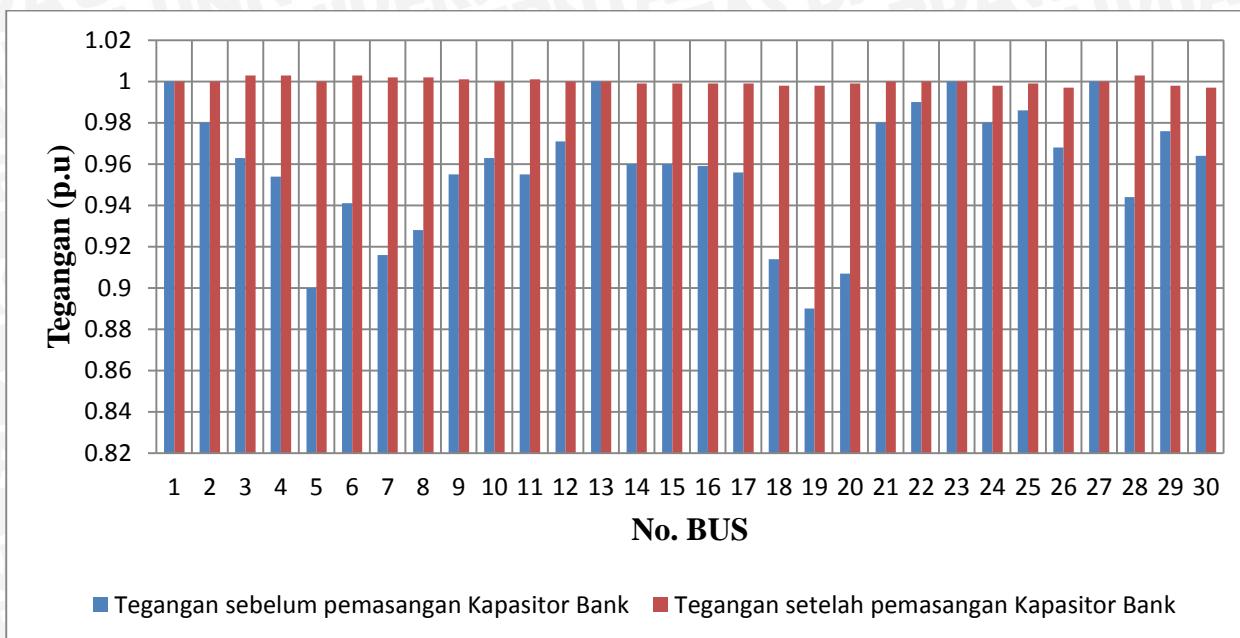


Tabel 4.11 Perbandingan Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank.

No. Bus	Tegangan (p.u)	
	Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	Setelah Penempatan Kapasitor Bank
1	1	1
2	0.98	1
3	0.963	1.003
4	0.954	1.003
5	0.9	1
6	0.941	1.003
7	0.916	1.002
8	0.928	1.002
9	0.955	1.001
10	0.963	1
11	0.955	1.001
12	0.971	1
13	1	1
14	0.96	0.999
15	0.96	0.999
16	0.959	0.999
17	0.956	0.999
18	0.914	0.998
19	0.89	0.998
20	0.907	0.999
21	0.98	1
22	0.99	1
23	1	1
24	0.98	0.998
25	0.986	0.999
26	0.968	0.997
27	1	1
28	0.944	1.003
29	0.976	0.998
30	0.964	0.997

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Pada Tabel 4.11, dapat dilihat perbandingan profil tegangan data IEEE 30 bus sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapsitor bank dengan metode RGA.



Gambar 4.9. Perbandingan Profil Tegangan Data IEEE 30 Bus

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Gambar 4.9 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 ditempatkan kapasitor bank, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. Pada bus 5 yang memiliki nilai tegangan awal 0,900 p.u., akibat penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan RGA nilai tegangan pada bus tersebut diperbaiki menjadi 1 p.u. Pada bus 6 nilai tegangan awal 0,941 p.u., dengan penempatan kapasitor bank dengan metode RGA menjadi 1,003 p.u. Bus 7 dengan nilai awal tegangan sebelum kompensasi sebesar 0.916 p.u., tegangan setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan RGA menjadi 1,002 p.u. Kemudian pada bus 8 memiliki nilai awal tegangan 0,928 p.u., namun setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA nilai tegangan menjadi 1,002 p.u. Bus 18 nilai awal tegangannya 0,928 p.u., setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA menjadi 0,998 p.u. Pada bus 19 nilai awal tegangan sebelum penempatan kapsitor bank adalah 0.890 p.u., setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA nilai tegangan menjadi 0,998 p.u. Kemudian pada bus 20 memiliki nilai awal tegangan 0,907 p.u., namun setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA nilai tegangan menjadi 0,999 p.u. Bus 18 nilai awal tegangannya 0,944 p.u., setelah penempatan kapasitor



bank dengan metode RGA menjadi 1,003 p.u. Dari hasil analisis tersebut dapat disimpulkan bahwa dengan melakukan pengompensasi pada sistem, maka nilai tegangan dapat diperbaiki sehingga dapat memenuhi batas $1\pm5\%$ p.u. sesuai dengan batas level yang diijinkan.

Pada Tabel 4.12 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator pada saat sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank.

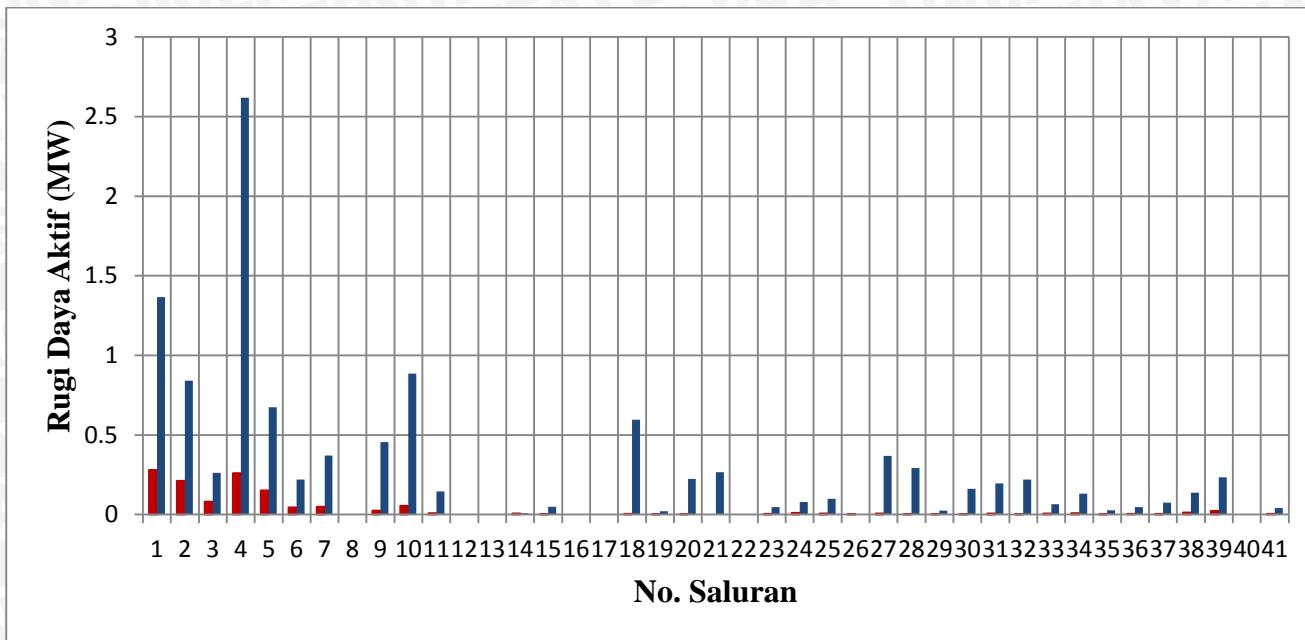
Tabel 4.12. Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dan Setelah Penempatan Kapasitor Bank

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
1	1.365	0.2789
2	0.841	0.2124
3	0.262	0.08
4	2.619	0.2601
5	0.674	0.1513
6	0.22	0.0445
7	0.371	0.0485
8	0	0
9	0.454	0.0237
10	0.885	0.0538
11	0.146	0.0088
12	0	0
13	0	0
14	0.009	0.0055
15	0.049	0.0017
16	0	0
17	0	0
18	0.596	0.0052
19	0.021	0.0024
20	0.224	0.0007
21	0.265	0
22	0	0
23	0.047	0.005
24	0.078	0.0108
25	0.099	0.0069

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
26	0.001	0.0001
27	0.368	0.0065
28	0.291	0.0018
29	0.024	0.0015
30	0.162	0.0013
31	0.196	0.0069
32	0.22	0.0028
33	0.065	0.0065
34	0.131	0.0084
35	0.026	0.0003
36	0.047	0.0045
37	0.074	0.0044
38	0.138	0.013
39	0.233	0.0218
40	0	0
41	0.04	0.0037
Total	11.241	1.2837

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Tabel 4.12 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem sebelum terkompensasi adalah sebesar 11,241 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA adalah 1,2837 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi RGA dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 9,9573 MW (88.58%).



Gambar 4.10. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Data IEEE 30 Bus

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Pada Gambar 4.10 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum penempatan kapasitor bank dan setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank.

Pada Tabel 4.13 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif terhadap daya reaktif yang dibangkitkan generator pada saat sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank.

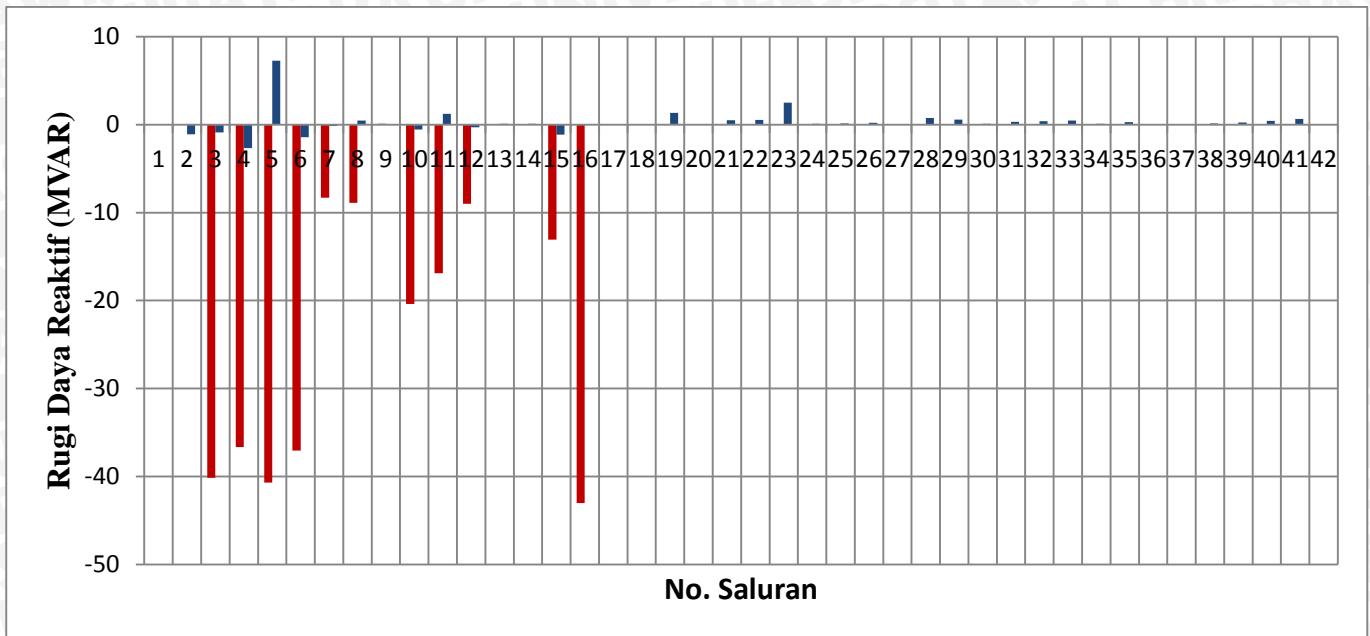
Tabel 4. 13. Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dan Setelah Penempatan Kapasitor Bank

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
1	-1.087	-51.9647
2	-0.885	-40.1415
3	-2.67	-36.6495
4	7.286	-40.705
5	-1.438	-37.0382
6	-0.151	-8.3178
7	0.467	-8.8776

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
8	0.049	0.1003
9	-0.558	-20.3717
10	1.228	-16.9063
11	-0.288	-9.0134
12	0.101	0.0518
13	0.088	0.0453
14	-1.145	-13.058
15	-3.672	-43.0362
16	0	0
17	0.053	0.0274
18	1.33	0.0117
19	0.054	0.0062
20	0.482	0.0016
21	0.547	0.0001
22	2.491	0.0647
23	0.098	0.0103
24	0.153	0.0213
25	0.208	0.0145
26	0.001	0.0001
27	0.75	0.0132
28	0.588	0.0037
29	0.087	0.0055
30	0.328	0.0027
31	0.391	0.0138
32	0.447	0.0058
33	0.1	0.0102
34	0.268	0.0172
35	0.045	0.0006
36	0.071	0.0067
37	0.142	0.0084
38	0.261	0.0246
39	0.438	0.0411
40	0.628	0.0465
41	0.076	0.007
Total	7.362	-325.5176

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Pada Gambar 4.11 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum penempatan kapasitor bank dan setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA.



Gambar 4.11. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Data IEEE 30 Bus

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Gambar 4.11 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank. Total rugi daya reaktif sebelum kompensasi adalah sebesar 7.362 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi RGA total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar -325.5176 MVAR. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi RGA dapat mereduksi rugi daya reaktif sebesar 332.8796 MW.

4.5. Algoritma Perhitungan Operasi Ekonomis

Perhitungan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik sesuai dengan diagram alir pada gambar 3.2, maka algoritma perhitungan operasi ekonomis adalah sebagai berikut:

1. Memasukkan nilai a , b , dan c dari koefisien persamaan biaya bahan bakar, serta nilai P_{min} dan P_{maks} .
2. Memasukkan nilai lambda awal ($\lambda^{(1)}$), daya beban (P_R), dan nilai *error* untuk nilai $|\Delta P^{(k)}|$.
3. Menghitung nilai daya dari masing – masing unit pembangkit (P_i) menggunakan persamaan 2.44.

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq 1} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})}$$

4. Evaluasi nilai P_i :

- a. Jika $P_{i(min)} < P_i < P_{i(maks)}$, maka lanjutkan pada langkah no. 5.
- b. Jika $P_i < P_{i(min)}$, maka tetapkan $P_i = P_{i(min)}$, lanjutkan pada langkah no. 5.
- c. Jika $P_i > P_{i(maks)}$, maka tetapkan $P_i = P_{i(max)}$, lanjutkan pada langkah no. 5.

5. Hitung nilai $\Delta P^{(k)}$ menggunakan persamaan 2.51.

$$\Delta P^{(k)} = P_R + P_L^{(k)} - \sum_{i=1}^n P_i^{(k)}$$

6. Evaluasi nilai $|\Delta P^{(k)}|$:

- a. Jika $|\Delta P^{(k)}| \leq error$, maka perhitungan dihentikan.
- b. Jika $|\Delta P^{(k)}| > error$, maka lanjutkan pada langkah no. 7.

7. Menghitung nilai $\Delta \lambda^{(k)}$ menggunakan persamaan 2.48.

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}}$$

8. Memperbarui nilai λ menggunakan persamaan 2.50.

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)}$$

9. Ulangi langkah no. 3.

4.6. Operasi Ekonomis pembangkit tenaga listrik menggunakan data IEEE 30 Bus

Perhitungan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik pada IEEE 30 Bus dilakukan dengan mencari jumlah kombinasi penjadwalan (*On/Off*) dari 6 unit pembangkit termal yang akan beroperasi. Dengan menggunakan persamaan $2^n - 1$ dimana n adalah jumlah unit pembangkit. maka jumlah kombinasi yang dapat dibentuk adalah 63 kombinasi ($2^6 - 1 = 63$).

Selanjutnya dilakukan seleksi kombinasi (*On/Off*) unit pembangkit. Kombinasi yang dipilih adalah kombinasi yang memenuhi syarat $\sum P_{i max} \geq P_R$. Kombinasi yang memenuhi syarat tersebut akan dilakukan perhitungan operasi ekonomis menggunakan metode Lagrange, sehingga didapatkan nilai daya optimal untuk masing – masing unit

pembangkit. Selanjutnya adalah memilih kombinasi yang menghasilkan biaya total bahan bakar yang minimum.

Berikut ini adalah daftar kombinasi penjadwalan dari 6 unit pembangkit pada data IEEE 30 Bus.

Tabel 4.14 Kombinasi Penjadwalan 6 Unit pembangkit Data IEEE 30 Bus.

No.	Kombinasi						$\sum P_{i \max}$ (MW)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
1	1	0	0	0	0	0	200
2	0	1	0	0	0	0	80
3	1	1	0	0	0	0	280
4	0	0	1	0	0	0	50
5	1	0	1	0	0	0	250
6	0	1	1	0	0	0	130
7	1	1	1	0	0	0	330
8	0	0	0	1	0	0	35
9	1	0	0	1	0	0	235
10	0	1	0	1	0	0	115
11	1	1	0	1	0	0	315
12	0	0	1	1	0	0	85
13	1	0	1	1	0	0	285
14	0	1	1	1	0	0	165
15	1	1	1	1	0	0	365
16	0	0	0	0	1	0	30
17	1	0	0	0	1	0	230
18	0	1	0	0	1	0	110
19	1	1	0	0	1	0	310
20	0	0	1	0	1	0	80
21	1	0	1	0	1	0	280
22	0	1	1	0	1	0	160
23	1	1	1	0	1	0	360

No.	Kombinasi						$\sum P_{i \max}$ (MW)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
24	0	0	0	1	1	0	65
25	1	0	0	1	1	0	265
26	0	1	0	1	1	0	145
27	1	1	0	1	1	0	345
28	0	0	1	1	1	0	115
29	1	0	1	1	1	0	315
30	0	1	1	1	1	0	195
31	1	1	1	1	1	0	395
32	0	0	0	0	0	1	40
33	1	0	0	0	0	1	240
34	0	1	0	0	0	1	120
35	1	1	0	0	0	1	320
36	0	0	1	0	0	1	90
37	1	0	1	0	0	1	290
38	0	1	1	0	0	1	170
39	1	1	1	0	0	1	370
40	0	0	0	1	0	1	75
41	1	0	0	1	0	1	275
42	0	1	0	1	0	1	155
43	1	1	0	1	0	1	355
44	0	0	1	1	0	1	125
45	1	0	1	1	0	1	325
46	0	1	1	1	0	1	205
47	1	1	1	1	0	1	405
48	0	0	0	0	1	1	70
49	1	0	0	0	1	1	270
50	0	1	0	0	1	1	150
51	1	1	0	0	1	1	350
52	0	0	1	0	1	1	120

No.	Kombinasi						$\sum P_{i \max}$ (MW)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
53	1	0	1	0	1	1	320
54	0	1	1	0	1	1	200
55	1	1	1	0	1	1	400
56	0	0	0	1	1	1	105
57	1	0	0	1	1	1	305
58	0	1	0	1	1	1	185
59	1	1	0	1	1	1	385
60	0	0	1	1	1	1	155
61	1	0	1	1	1	1	355
62	0	1	1	1	1	1	235
63	1	1	1	1	1	1	435

(Sumber:Hasil perhitungan)

dimana:

U_1 = Pembangkit Unit – 1.

U_2 = Pembangkit Unit – 2.

U_3 = Pembangkit Unit – 3.

U_4 = Pembangkit Unit – 4.

U_5 = Pembangkit Unit – 5.

U_6 = Pembangkit Unit – 6.

1 = Pembangkit beroperasi(*On*).

0 = Pembangkit tidak beroperasi (*Off*).

Nilai daya beban pada data IEEE 30 Bus adalah 295.647 MW. Berdasarkan tabel 4.14 maka jumlah kombinasi yang memenuhi syarat $\sum P_{i \max} \geq P_R$ adalah 20 kombinasi. Berdasarkan perhitungan lagrange, maka didapatkan biaya total bahan bakar untuk setiap kombinasi. Biaya total bahan bakar untuk setiap kombinasi ditunjukkan pada tabel 4.15.

Tabel 4.15. Biaya total bahan bakar untuk kombinasi yang memenuhi syarat $\sum P_{i \max} \geq P_R$

No.	Kombinasi						F_{total} (\$/jam)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
1	1	1	1	0	0	0	906.30

No.	Kombinasi						F_{total} (\$/jam)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
2	1	1	0	1	0	0	920.20
3	1	1	1	1	0	0	876.32
4	1	1	0	0	1	0	914.50
5	1	1	1	0	1	0	880.82
6	1	1	0	1	1	0	901.48
7	1	0	1	1	1	0	965.09
8	1	1	1	1	1	0	867.75
9	1	1	0	0	0	1	930.54
10	1	1	1	0	0	1	881.42
11	1	1	0	1	0	1	901.37
12	1	0	1	1	0	1	946.89
13	1	1	1	1	0	1	867.64
14	1	1	0	0	1	1	906.05
15	1	0	1	0	1	1	963.82
16	1	1	1	0	1	1	869.38
17	1	0	0	1	1	1	946.47
18	1	1	0	1	1	1	891.66
19	1	0	1	1	1	1	919.40
20	1	1	1	1	1	1	861.03

(Sumber:Hasil perhitungan)

dimana:

$$F_{total} = \text{Biaya total bahan bakar ($/Jam)}$$

Berdasarkan pada tabel 4.15 biaya total bahan bakar minimum adalah pada kombinasi 1-1-1-1-1-1 yaitu sebesar \$861.03/jam. Sehingga kombinasi yang dipilih adalah kombinasi 1-1-1-1-1-1.

4.6.1. Langkah – langkah perhitungan operasi ekonomis menggunakan data IEEE 30 Bus kombinasi 1-1-1-1-1-1.

Berdasarkan pada tabel 4.2, maka total beban (P_R) yang dipikul oleh 6 unit pembangkit adalah 295.647 MW.



Langkah – langkah perhitungan operasi ekonomis menggunakan data IEEE 30 bus adalah sebagai berikut:

1. Memasukkan nilai a , b , dan c dari koefisien persamaan biaya bahan bakar:

$$a = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \\ a_5 \\ a_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.00375 \\ 0.0175 \\ 0.0625 \\ 0.00834 \\ 0.025 \\ 0.025 \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \\ b_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 1.75 \\ 1 \\ 3.25 \\ 3 \\ 3 \end{bmatrix} \quad c = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \\ c_4 \\ c_5 \\ c_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Memasukkan nilai P_{min} dan P_{maks} :

$$P_{min} = \begin{bmatrix} P_{1min} \\ P_{2min} \\ P_{3min} \\ P_{4min} \\ P_{5min} \\ P_{6min} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 50 \\ 20 \\ 15 \\ 10 \\ 10 \\ 12 \end{bmatrix} \quad P_{maks} = \begin{bmatrix} P_{1maks} \\ P_{2maks} \\ P_{3maks} \\ P_{4maks} \\ P_{5maks} \\ P_{6maks} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 200 \\ 80 \\ 50 \\ 35 \\ 30 \\ 40 \end{bmatrix}$$

2. Memasukkan nilai lambda awal ($\lambda^{(1)}$), nilai *error* untuk $|\Delta P^{(k)}|$, dan nilai daya beban (P_R):

- Nilai lambda awal yang digunakan adalah $\lambda^{(1)} = 8\$/MWh$
- Nilai *error* untuk $|\Delta P^{(k)}|$ adalah 0.0001 MW
- Nilai daya beban (P_R) adalah 283.4 MW

3. Menghitung nilai daya dari masing – masing unit pembangkit ($P_i^{(k)}$):

Perhitungan daya masing – masing unit pembangkit pada iterasi ke-1 ($P_i^{(1)}$)

$$\begin{bmatrix} P_1^{(1)} \\ P_2^{(1)} \\ P_3^{(1)} \\ P_4^{(1)} \\ P_5^{(1)} \\ P_6^{(1)} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c} \frac{(8x(1-0.0005))-2-8x((0.0137x50)+(0.0053x20)+(-0.0022x15)+(-0.0023x10)+(0.0023x20))}{2x(0.00375+(8x0.0258))} \\ \frac{(8x(1-0.0029))-1.75-8x((0.0137x100)+(0.0051x20)+(-0.0038x15)+(-0.0043x10)+(0.0017x20))}{2x(0.0175+(8x0.0226))} \\ \frac{(8x(1-0.0020))-1-8x((0.0053x100)+(0.0051x50)+(-0.0067x15)+(0.0093x10)+(-0.0055x20))}{2x(0.0625+(8x0.0340))} \\ \frac{(8x(1-0.0015))-3.25-8x((-0.0022x100)+(-0.0038x50)+(-0.0067x20)+(0.0125x10)+(-0.0115x20))}{2x(0.00834+(8x0.1738))} \\ \frac{(8x(1+0.0002))-3-8x((-0.0023x100)+(-0.0043x50)+(0.0093x20)+(0.0125x15)+(-0.0023x20))}{2x(0.025+(8x0.1383))} \\ \frac{(8x(1-0.0015))-3-8x((0.0023x100)+(0.0017x50)+(-0.0055x20)+(-0.0115x15)+(-0.0023x10))}{2x(0.025+(8x0.0770))} \end{array} \right]$$

$$\begin{bmatrix} P_1^{(1)} \\ P_2^{(1)} \\ P_3^{(1)} \\ P_4^{(1)} \\ P_5^{(1)} \\ P_6^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.5996 \\ -12.6606 \\ 2.4574 \\ 3.5496 \\ 2.6258 \\ 3.8315 \end{bmatrix}$$

4. Evaluasi nilai daya dari masing – masing unit pembangkit:

- Nilai $P_1^{(1)} < P_{1min}$, maka tetapkan $P_1^{(1)} = P_{1min}$. Sehingga $P_1^{(1)} = 50$ MW.
- Nilai $P_2^{(1)} < P_{2min}$, maka tetapkan $P_2^{(1)} = P_{2min}$. Sehingga $P_2^{(1)} = 20$ MW.
- Nilai $P_3^{(1)} < P_{3min}$, maka tetapkan $P_3^{(1)} = P_{3min}$. Sehingga $P_3^{(1)} = 15$ MW.
- Nilai $P_4^{(1)} < P_{4min}$, maka tetapkan $P_4^{(1)} = P_{4min}$. Sehingga $P_4^{(1)} = 10$ MW.
- Nilai $P_5^{(1)} < P_{5min}$, maka tetapkan $P_5^{(1)} = P_{5min}$. Sehingga $P_5^{(1)} = 10$ MW.
- Nilai $P_6^{(1)} < P_{6min}$, maka tetapkan $P_6^{(1)} = P_{6min}$. Sehingga $P_6^{(1)} = 12$ MW.

5. Menghitung nilai $\Delta P^{(k)}$.

$$\Delta P^{(k)} = P_R + P_L - \sum_{i=1}^n P_i^{(k)}$$

$$\Delta P^{(1)} = 283.4 + 13.2 - (50 + 20 + 15 + 10 + 10 + 12)$$

$$\Delta P^{(1)} = 134.6 \text{ MW}$$

6. Evaluasi nilai $|\Delta P^{(k)}|$

Nilai *error* yang digunakan untuk $|\Delta P^{(k)}|$ adalah 0.0001 MW. Karena nilai $|\Delta P^{(1)}|$ lebih besar dari nilai *error*, maka perhitungan diulangi pada iterasi berikutnya.

7. Menghitung nilai $\Delta \lambda^{(k)}$

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}}$$

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{134.6}{(-23.016)}$$

$$\Delta \lambda^{(1)} = -5.8481 \text{ \$/MWh}$$

8. Memperbarui nilai lambda $\lambda^{(k)}$

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)}$$

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)}$$

$$\lambda^{(2)} = 8 - 5.8481$$

$$\lambda^{(2)} = 2.1519 \text{ \$/MWh}$$

Berdasarkan pada perhitungan iterasi terakhir (iterasi ke-176), maka didapatkan nilai lambda dan daya dari masing – masing unit pembangkit sebagai berikut:

Tabel 4.16. Hasil Perhitungan Lagrange data IEEE 30 Bus.

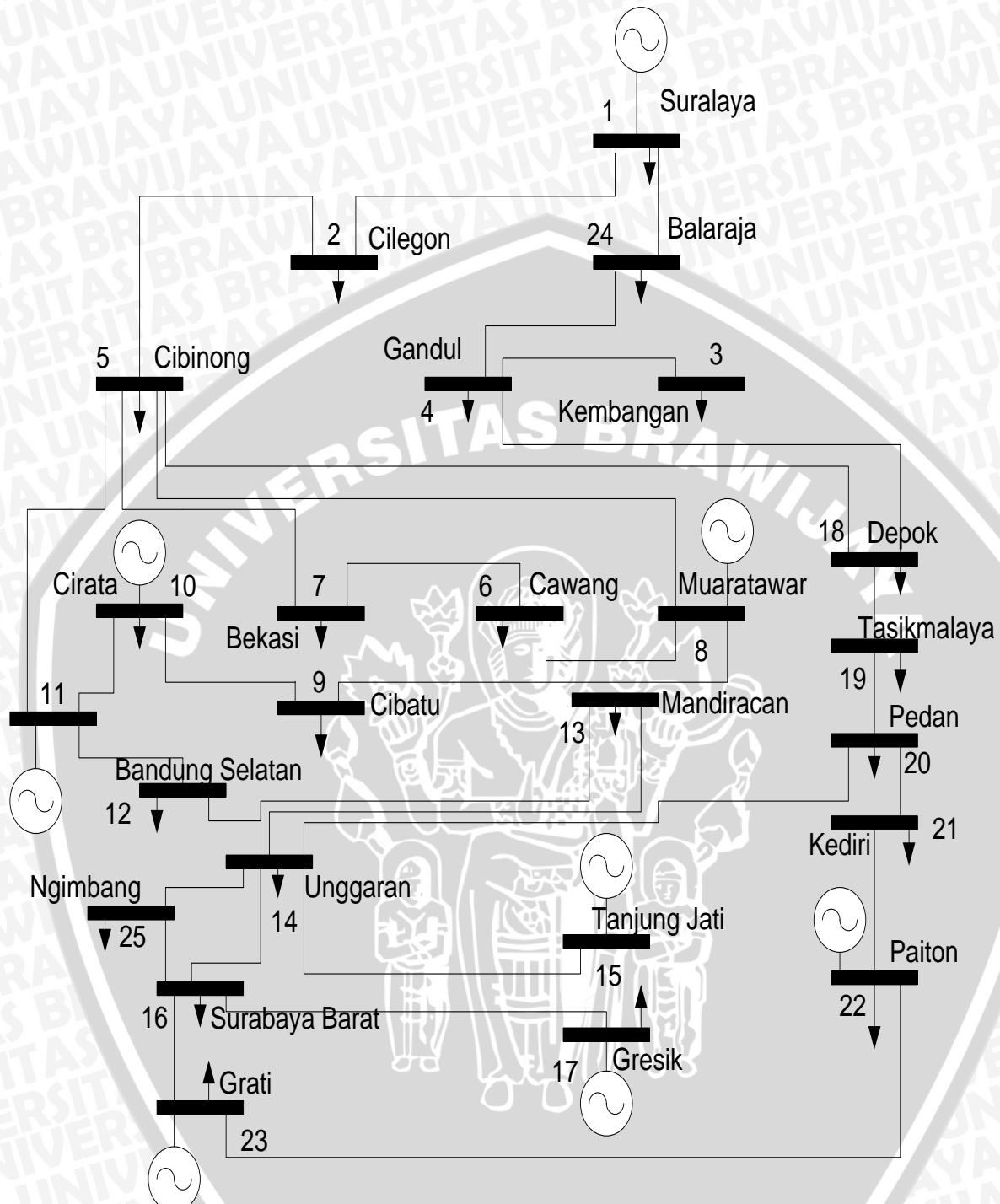
Iterasi terakhir	Lambda (\$/MWh)	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_4 (MW)	P_5 (MW)	P_6 (MW)
176	3.8360	187.3	51.1	21.5	21.2	14.1	14.7

(Sumber:Hasil perhitungan)

4.7. Sistem Kelistrikan 500 kV Jawa – Bali

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data pembangkitan dan daya beban interkoneksi 500 kV Jawa – Bali. Sistem interkoneksi tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali terdiri dari 8 unit pembangkit tenaga listrik. Pembangkit yang terpasang terdiri dari dua unit pembangkit listrik tenaga air (Cirata dan Saguling), dan 6 unit pembangkit listrik tenaga termal (Suralaya, Muaratawar, Tanjung Jati, Gresik, Paiton, dan Grati).





Gambar 4.12. Diagram satu garis sistem 500 kV Jawa – Bali

(Sumber : Muharnis, 2011: 76)

Dari gambar 4.12 menunjukkan ke delapan pembangkit tersebut terhubung interkoneksi melalui saluran transmisi 500 kV Jawa – Bali. Dalam penelitian ini yang akan digunakan dalam operasi ekonomis adalah pembangkit listrik tenaga termalnya.

Tabel 4.17. Data Saluran Sistem 500 kV Jawa-Bali

No Saluran	Dari Bus	Ke Bus	R(p.u)	X(p.u)	$\frac{1}{2} B(p.u)$	Tap Setting
1	1	2	0.000626496	0.007008768	0	1
2	1	24	0.003677677	0.035333317	0	1
3	2	5	0.013133324	0.146925792	0.003530571	1
4	3	4	0.001513179	0.016928308	0	1
5	4	18	0.000694176	0.006669298	0	1
6	5	7	0.004441880	0.042675400	0	1
7	5	8	0.006211600	0.059678000	0	1
8	5	11	0.004111380	0.045995040	0.004420973	1
9	6	7	0.001973648	0.018961840	0	1
10	6	8	0.005625600	0.054048000	0	1
11	8	9	0.002822059	0.027112954	0	1
12	9	10	0.002739960	0.026324191	0	1
13	10	11	0.001474728	0.014168458	0	1
14	11	12	0.001957800	0.021902400	0	1
15	12	13	0.006990980	0.067165900	0.006429135	1
16	13	14	0.013478000	0.129490000	0.012394812	1
17	14	15	0.013533920	0.151407360	0.003638261	1
18	14	16	0.015798560	0.151784800	0.003632219	1
19	14	20	0.009036120	0.086814600	0	1
20	16	17	0.001394680	0.013399400	0	1
21	16	23	0.003986382	0.044596656	0	1
22	18	5	0.000818994	0.007868488	0	1
23	18	19	0.014056000	0.157248000	0.015114437	1
24	19	20	0.015311000	0.171288000	0.016463941	1
25	20	21	0.010291000	0.115128000	0.011065927	1
26	21	22	0.010291000	0.115128000	0.011065927	1
27	22	23	0.004435823	0.049624661	0.004769846	1
28	24	4	0.002979224	0.028622920	0	1
29	25	14	0.023479613	0.225580588	0.0100970352	1

30	25	16	0.005966652	0.057324466	0	1
----	----	----	-------------	-------------	---	---

(Sumber : Muharnis, 2011: 79)

Batas kemampuan daya aktif (P_{maks} dan P_{min}) dan daya reaktif (Q_{maks} dan Q_{min}) untuk masing – masing pembangkit listrik tenaga termal ditunjukkan pada tabel 4.18.

Tabel 4.18. Batas kemampuan daya aktif dan daya reaktif sistem 500 kV Jawa – Bali.

No.	Pembangkit	P_{min} (MW)	P_{maks} (MW)	Q_{min} (MW)	Q_{maks} (MW)
1	Suralaya	1500	3400	-600	2040
8	Muaratawar	1040	2200	-700	1540
10	Cirata	400	1008	-488	488
11	Sanguling	400	700	-140	440
15	Tanjung Jati	600	1220	-240	720
17	Gresik	238	1050	-610	660
22	Paiton	1425	3254	-840	1920
23	Grati	150	827	-302	566

(Sumber : Muharnis, 2011: 79)

Koefisien – koefisien dari biaya bahan bakar dari masing – masing pembangkit listrik tenaga termal ditunjukkan pada tabel 4.19.

Tabel 4.19. Koefisien – koefisien biaya bahan bakar sistem 500 kV Jawa – Bali.

No.	Pembangkit	a (Rp/jam.MW ²)	b (Rp/jam.MW)	c (Rp/jam)
1	Suralaya	65.95	395668.05	31630.21
2	Muaratawar	690.98	2478064.47	107892572.17
3	Tanjung Jati	21.88	197191	1636484.18
4	Gresik	132.15	777148.77	13608770.96
5	Paiton	52.19	37370.67	8220765.38
6	Grati	533.92	2004960.63	86557397

(Sumber : Muharnis, 2011: 79)

Fungsi biaya pembangkit listrik tenaga air pada sistem 500 kV Jawa – Bali ditunjukkan pada tabel 4.20.



Tabel 4.20 Fungsi biaya pembangkitan pada pembangkit listrik tenaga air sistem 500 kV Jawa – Bali.

No.	Pembangkit	Fungsi Biaya Pembangkitan (Rp/Jam)
1	Cirata	$F_{Cirata} = 6000P_{cirata}$
2	Saguling	$F_{Saguling} = 5502P_{saguling}$

(Sumber : Muharnis, 2011: 79)

Dari koefisien – koefisien biaya bahan bakar sistem 500 kV Jawa – Bali diatas yang dikalikan daya aktif maksimal yang selanjutnya dibagi daya aktif maka diperoleh rata-rata biaya beban penuh yang ditunjukkan pada tabel 4.21.

Tabel 4.21. Rata-rata biaya beban penuh

No.	Pembangkit	BIAYA BAHAN BAKAR MAKSIMUM (Rp/jam)
1	Suralaya	619907
8	Muaratawar	4047263
15	Tanjung Jati	2249816
17	Gresik	928867
22	Paiton	209723
23	Grati	2551177

4.8. Simulasi Sistem 500 kV Jawa–Bali Bus Sebelum Penempatan Kapasitor Bank

Berikut ini adalah simulasi sistem 500 kV Jawa – Bali pada tanggal 19 April 2011 pada jam 19.30 WIB.

Tabel 4.22 Penjadwalan pembangkit sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB

No. Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
1	1.02	0	201	98	1690.285	1377
2	1.019	-0.026	293	221	0	0
3	0.969	-7.159	522	125	0	0
4	0.972	-6.633	649	132	0	0

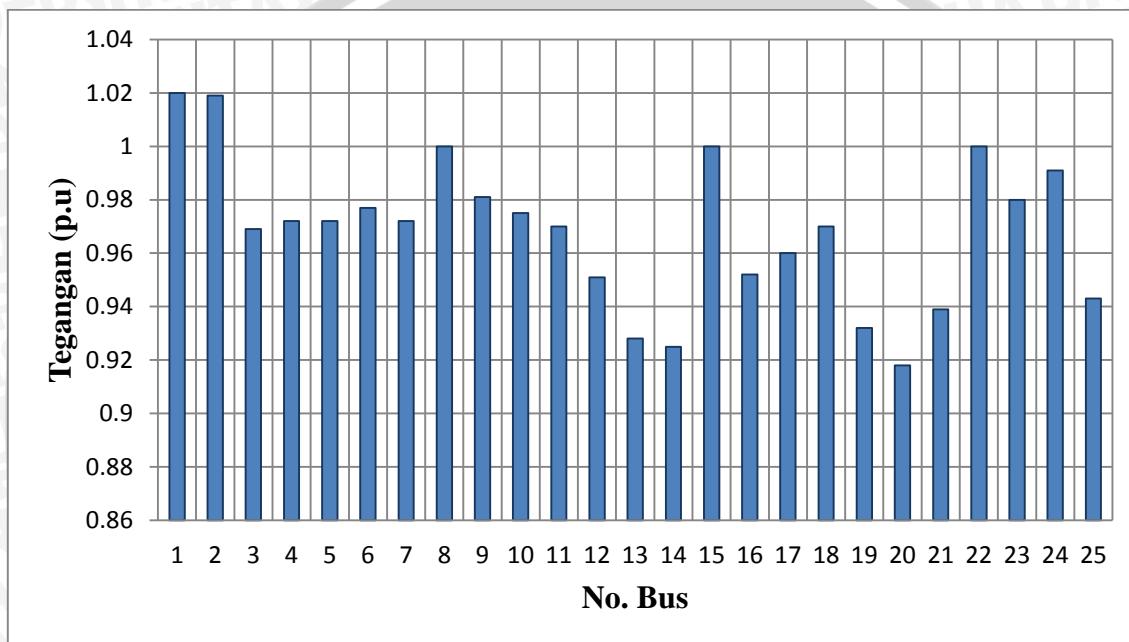


No. Bus	Tegangan		Beban		Generator	
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
5	0.972	-6.906	761	330	0	0
6	0.977	-8.046	322	75	0	0
7	0.972	-7.961	361	264	0	0
8	1.0	-7.285	0	0	1785	1382.713
9	0.981	-6.811	219	467	0	0
10	0.975	-6.069	688	72	946	180.776
11	0.970	-5.878	0	0	698	371.750
12	0.951	-5.982	586	426	0	0
13	0.928	-3.901	733	131	0	0
14	0.925	6.511	238	468	0	0
15	1.0	17.599	0	0	1971	657.560
16	0.952	11.113	1073	703	0	0
17	0.960	11.697	302	64	1371	581.451
18	0.970	-6.757	616	204	0	0
19	0.932	-3.218	309	94	0	0
20	0.918	4.355	417	229	0	0
21	0.939	9.629	627	146	0	0
22	1.0	18.826	650	31	2572	729.326
23	0.980	15.270	510	188	441	555.398
24	0.991	-4.162	624	-14	0	0
25	0.943	8.411	608	70	0	0
Total Daya			11301	4524	11474.29	5835.974

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Tabel 4.22 hasil perhitungan pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali sebelum penempatan kapasitor bank pada pembebanan pukul 19.30 dengan diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 11474.29 MW dan 5835.974 MVAR. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik Jawa Bali 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,918 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 $1\pm5\%$ p.u., yaitu bus 13 dengan nilai tegangan 0,928 p.u., bus 14 dengan nilai tegangan 0,932 p.u., bus 19 dengan nilai tegangan 0,932 p.u., bus 20 dengan nilai tegangan 0,918 p.u., bus 21 dengan nilai tegangan 0,939 p.u., dan bus 25 dengan nilai tegangan 0,943 p.u. Pada Gambar 4.13 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Madura Bali pada pembebahan pukul 19.30 sebelum dilakukan pengkompensasi yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4. 13. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebahan Pukul 19.30

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali ditunjukkan pada Tabel 4.23 .

Tabel 4.23. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank Ketika Pembebahan Pukul 19.30 WIB

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		3270.635	1270.992	3508.913		
	2	1124.363	538.690	1246.748	0.936	1.047
	24	2146.272	732.302	2267.763	18.179	174.654

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
2		-293.000	-221.000	367.001		
	1	-1123.427	-537.643	1245.451	0.936	1.047
	5	830.427	316.643	888.747	10.021	105.128
3		-522.000	-125.000	536.758		
	4	-522.000	-125.000	536.758	0.467	5.223
4		-649.000	-132.000	662.288		
	3	522.467	130.223	538.451	0.467	5.223
	18	324.748	233.735	400.117	0.118	1.136
	24	-1496.215	-495.959	1576.272	7.878	75.689
5		761.000	-330.000	829.470		
	2	-820.406	-211.515	847.233	10.021	105.128
	7	404.147	-54.430	407.796	0.787	7.559
	8	60.084	-509.665	513.195	1.742	16.740
	11	-362.255	220.838	424.262	0.796	0.683
	18	-42.570	224.772	228.768	0.439	0.439
6		-322.000	-75.000	330.619		
	7	-42.133	328.168	330.862	0.227	2.179
	8	-279.867	-403.168	490.785	1.423	13.667
7		-361.000	-264.000	447.233		
	5	-403.360	61.989	408.096	0.787	7.559
	6	42.360	-325.989	328.730	0.227	2.179
8		0.000	1778.163	1778.163		
	5	-58.342	526.405	529.629	1.742	16.740
	6	281.289	416.835	502.867	1.423	13.667
	9	-222.948	834.922	864.176	2.106	20.248
9		-219.000	-467.000	515.800		
	8	225.054	-814.674	845.188	2.106	20.248
	10	-444.054	347.674	563.969	0.911	8.753
10		258.000	365.674	447.528		

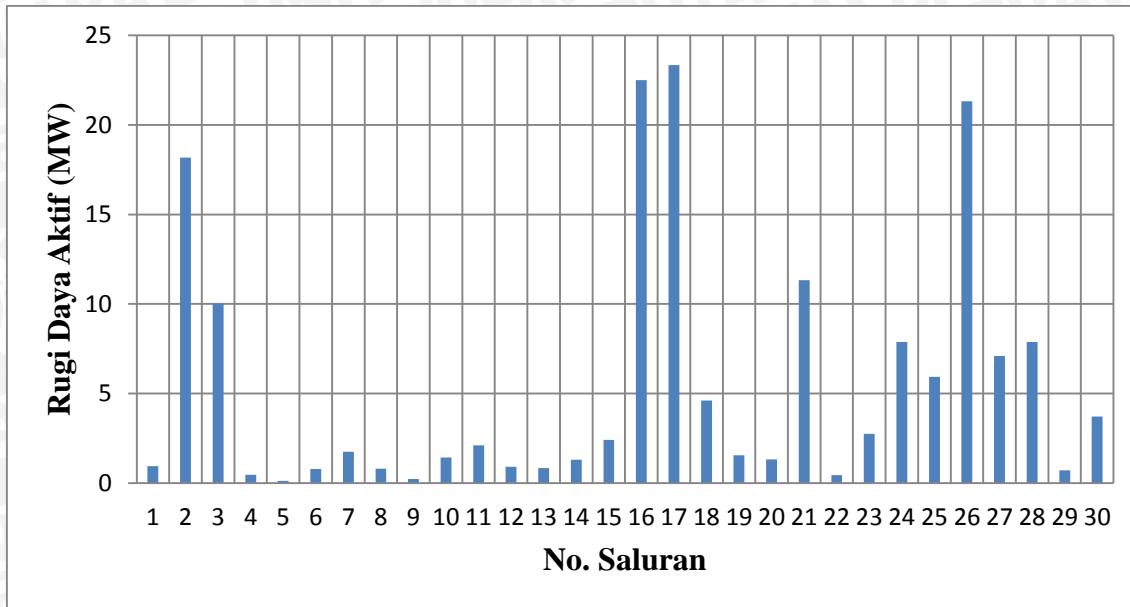
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	9	444.965	-338.921	559.340	0.911	8.753
	11	-186.965	704.595	728.979	0.833	8.002
11		698.000	-147.398	713.393		
	5	363.051	-220.155	424.587	0.796	0.683
	10	187.798	-696.593	721.464	0.833	8.002
	12	147.151	769.350	783.296	1.303	14.581
12		-586.000	-426.000	724.481		
	11	-145.847	-754.768	768.730	1.303	14.581
	13	-440.153	328.768	549.384	2.407	11.950
13		-733.000	-131.000	744.614		
	12	442.560	-316.818	544.273	2.407	11.950
	14	-1175.560	185.818	1190.155	22.512	195.093
14		-238.000	-468.000	525.041		
	13	1198.072	9.275	1198.108	22.512	195.093
	15	-1196.656	-228.242	1218.228	23.344	254.391
	16	-481.229	-141.858	501.702	4.610	37.814
	20	380.136	62.254	385.200	1.560	14.986
	25	-138.324	-169.429	218.723	0.709	-171.349
15		1220.000	482.633	1311.996		
	14	1220.000	482.633	1311.996	23.344	254.391
16		-1073.000	-703.000	1282.785		
	14	485.839	179.672	517.998	4.610	37.814
	17	-746.689	-557.689	931.966	1.311	12.600
	23	-1562.893	-428.709	1620.626	11.335	126.805
	25	750.743	103.726	757.875	3.710	35.645
17		748.000	570.288	940.602		
	16	748.000	570.288	940.602	1.311	12.600
18		-616.000	-204.000	648.901		
	4	-324.630	-232.599	399.358	0.118	1.136

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	5	43.008	-224.334	228.419	0.439	0.439
	19	-334.379	252.933	419.266	2.750	3.524
19		-309.000	-94.000	322.981		
	18	337.129	-249.409	419.357	2.750	3.524
	20	-646.129	155.409	664.556	7.887	60.090
20		-417.000	-229.000	475.742		
	14	-378.577	-47.268	381.516	1.560	14.986
	19	654.016	-95.319	660.926	7.887	60.090
	21	-692.440	-86.413	697.811	5.924	47.174
21		-627.000	-146.000	643.774		
	20	698.364	133.587	711.026	5.924	47.174
	22	-1325.364	-279.587	1354.533	21.323	217.709
22		2604.000	620.591	2676.929		
	21	1346.687	497.296	1435.573	21.323	217.709
	23	1257.313	123.295	1263.344	7.085	69.818
23		324.000	502.036	597.509		
	16	1574.228	555.514	1669.368	11.335	126.805
	22	-1250.228	-53.478	1251.371	7.085	69.818
24		-624.000	14.000	624.157		
	1	-2128.093	-557.648	2199.943	18.179	174.654
	4	1504.093	571.648	1609.061	7.878	75.689
25		-608.000	-70.000	612.016		
	14	139.033	-1.920	139.046	0.709	-171.349
	16	-747.033	-68.080	750.129	3.710	35.645
Total					164.635	1371.980

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Tabel 4.23, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Gauss-Seidel pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali dalam kondisi sebelum penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap

saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kapasitor bank adalah sebesar 164,635MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.371,980 MVAR.

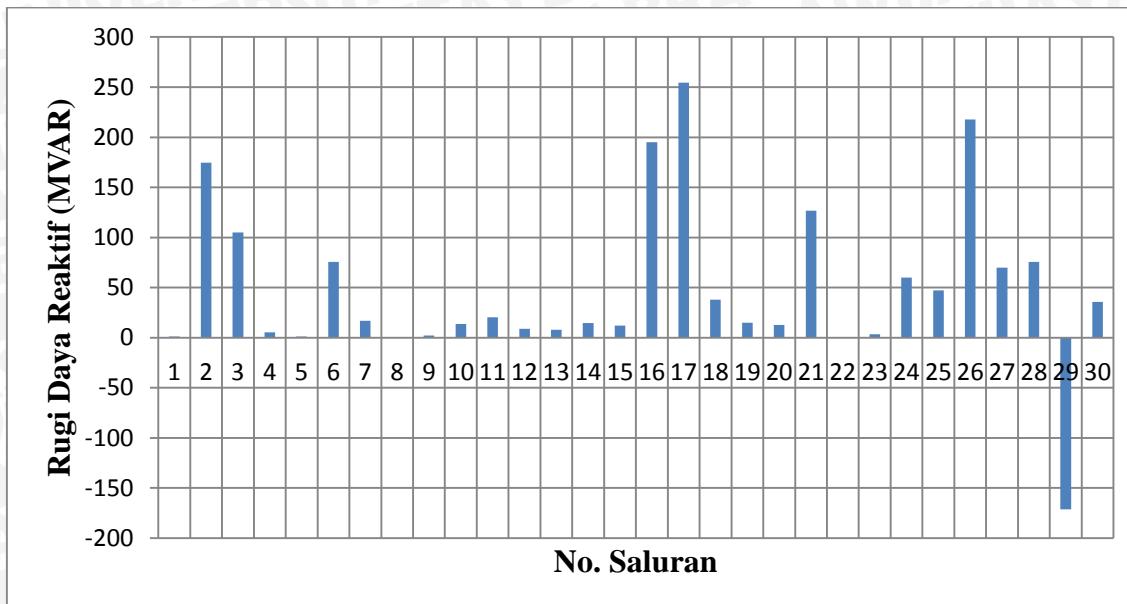


Gambar 4. 14. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Pukul 19.30 WIB

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Gambar 4.14 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau pada saluran nomor 17 sebesar 23,344 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 4 (Gandul) ke bus 18 (Depok) atau pada saluran nomor 5 sebesar 0,118 MW. Pada Gambar 4.15 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali sebelum dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan pukul 19.30 WIB dengan menggunakan daya ekonomis generator





Gambar 4. 15. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Sebelum Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Pukul 19.30 WIB

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Gambar 4.15 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali sebelum dilakukan pengkompensasi pada saat pembebanan pukul 19.30 WIB dengan menggunakan daya ekonomis generator. Dari Gambar 4.15 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau terjadi pada saluran nomor 17 sebesar 254.391 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 25 (Ngimbang) ke bus 14 (Ungaran) atau terjadi pada saluran nomor 29 sebesar -171.349MVAR.

4.9. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank dengan Optimasi RGA

Pada simulasi ini dilakukan optimasi penempatan Kapasitor Bank pada sistem Jawa-Bali 500 kV menggunakan metode *Real-coded Genetic Algorithm* (RGA). Pada simulasi ini menggunakan 6 buah Kapasitor Bank yang berkapasitas 0 sampai 300 MVAR. Selanjutnya akan dilakukan analisa pada sistem sebelum dan sesudah penempatan Kapasitor Bank.

Sebelum melakukan simulasi untuk optimasi penempatan Kapasitor Bank terlebih dahulu dilakukan pengujian parameter RGA untuk mendapatkan nilai probabilitas crossover (P_c) dan probabilitas mutasi (P_m) yang terbaik. Pengujian dilakukan pada sistem dengan pembebanan pukul 19.30. Ukuran populasi ($popsize$) yang digunakan sebanyak 40 dan maksimum generasi (MaxG) yang digunakan adalah 50 generasi. Parameter yang akan digunakan pada simulasi ini adalah parameter yang dapat menghasilkan rugi daya aktif paling kecil. Hasil pengujian parameter RGA untuk simulasi penempatan Kapasitor Bank ditunjukkan pada Tabel 4.69.

Tabel 4.24. Hasil Pengujian Parameter RGA untuk Optimasi Penempatan Kapasitor Bank

Parameter	Pc	0,60	0,60	0,80	0,80
RGA	Pm	0,05	0,10	0,05	0,10
Ploss (MW)		153,7327	150,0572	152,2639	148,454

Dari Tabel 4.24 dapat diambil kesimpulan bahwa parameter yang menghasilkan rugi daya aktif paling kecil didapat dari pengujian keempat, dimana rugi daya aktif yang dihasilkan dari parameter itu sebesar 148,454 MW. Sehingga pada simulasi untuk optimasi penempatan Kapasitor Bank pada sistem Jawa-Bali 500 kV digunakan parameter dengan nilai P_c 0,8 dan nilai P_m 0,1.

4.9.1. Simulasi Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa Madura Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank

Pada Tabel 4.25 dipaparkan hasil perhitungan analisis aliran daya sistem tenaga listrik 500 kV setelah penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator.

Tabel 4.25 Hasil Perhitungan Sistem Tenaga Listrik 500 kV Setelah Penempatan Kapasitor Bank

No. Bus	Tegangan		Beban		Generator		Injeksi
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	Q (MVAr)
1	1.02	0	201	98	3455.454	1169.046	0
2	1.019	-0.027	293	221	0	0	0
3	0.975	-7.108	522	125	0	0	0

No. Bus	Tegangan		Beban		Generator		Injeksi
	Magnitude (p.u)	Sudut (derajat)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	Q (MVAr)
4	0.978	-6.588	649	132	0	0	0
5	0.978	-6.812	761	330	0	0	0
6	0.980	-7.921	322	75	0	0	0
7	0.976	-7.843	361	264	0	0	0
8	1.0	-7.145	0	0	0	1356.576	0
9	0.983	-6.684	219	467	0	0	0
10	0.980	-5.960	688	72	946	-68.666	0
11	0.980	-5.800	0	0	698	412.547	0
12	0.970	-5.937	586	426	0	0	158
13	0.963	-4.037	733	131	0	0	226
14	0.959	5.699	238	468	0	0	213
15	1.0	16.578	0	0	1220	106.119	166
16	0.971	10.181	1073	703	0	0	
17	0.980	10.737	302	64	1050	634.576	
18	0.977	-6.710	616	204	0	0	0
19	0.968	-3.391	309	94	0	0	138
20	0.959	3.645	417	229	0	0	262
21	0.960	8.716	627	146	0	0	0
22	1.0	17.840	650	31	3254	472.366	0
23	0.990	14.275	510	188	827	466.261	0
24	0.994	-4.144	624	-14	0	0	0
25	0.966	7.573	608	70	0	0	0
Total Daya			11301	4524	11457.454	4548.826	1163

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Dari Tabel 4.25 hasil perhitungan pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa - Bali setelah penempatan kapasitor bank diketahui bahwa total daya yang dibangkitkan oleh generator adalah sebesar 11.457,454 MW dan 4.548,826 MVAr. Selain itu terdapat beberapa variasi tegangan pada sistem tenaga listrik Jawa - Bali 500 kV. Variasi tegangan tersebut berkisar pada nilai 0,959 p.u. hingga 1,02 p.u. Apabila melihat batasan fungsi

objektif yang telah dijelaskan pada bab 3, maka tidak ada bus yang berada diluar batas nilai tegangan $1\pm5\%$ p.u. Pada Gambar 4.16 merupakan gambaran tentang nilai tegangan pada tiap-tiap bus pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa - Bali setelah penempatan kapasitor bank dengan menggunakan daya ekonomis generator yang di plot dalam sebuah grafik.



Gambar 4.16. Profil Tegangan pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa - Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Hasil aliran daya pada masing-masing saluran transmisi dan rugi-rugi daya yang timbul pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26. Hasil Aliran Daya Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Injeksi Kapasitor Bank Ketika Pembebatan Pukul 19.30 WIB

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
1		3254.454	1071.046	3426.166		
	2	1118.356	475.739	1215.339	0.889	0.995
	24	2136.098	595.308	2217.500	17.382	166.998
2		-293.000	-221.000	367.001		
	1	-1117.467	-474.743	1214.131	0.889	0.995
	5	824.467	253.743	862.630	9.436	98.517

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
3		-522.000	-125.000	536.758		
	4	-522.000	-125.000	536.758	0.459	5.131
4		-649.000	-132.000	662.288		
	3	522.459	130.131	538.421	0.459	5.131
	18	315.935	109.827	334.480	0.081	0.780
	24	-1487.394	-371.958	1533.197	7.323	70.351
5		-761.000	-330.000	829.470		
	2	-815.031	-155.226	829.681	9.436	98.517
	7	404.284	20.868	404.823	0.761	7.310
	8	57.175	-364.682	369.137	0.885	8.500
	11	-368.348	-8.558	368.447	0.583	-1.951
	18	-39.081	177.599	181.848	0.272	0.272
6		-322.000	-75.000	330.619		
	7	-42.390	251.729	255.273	0.134	1.286
	8	-279.610	-326.729	430.039	1.083	10.401
7		-361.000	-264.000	447.233		
	5	-403.523	-13.557	403.751	0.761	7.310
	6	42.523	-250.443	254.027	0.134	1.286
8		0.000	1356.576	1356.576		
	5	-56.290	373.182	377.404	0.885	8.500
	6	280.693	337.130	438.686	1.083	10.401
	9	-224.403	646.264	684.115	1.320	12.689
9		-219.000	-467.000	515.800		
	8	225.723	-633.575	672.583	1.320	12.689
	10	-444.723	166.575	474.896	0.639	6.142
10		258.000	-140.666	293.855		
	9	445.362	-160.433	473.378	0.639	6.142
	11	-187.362	19.766	188.402	0.055	0.524
11		698.000	412.547	810.801		

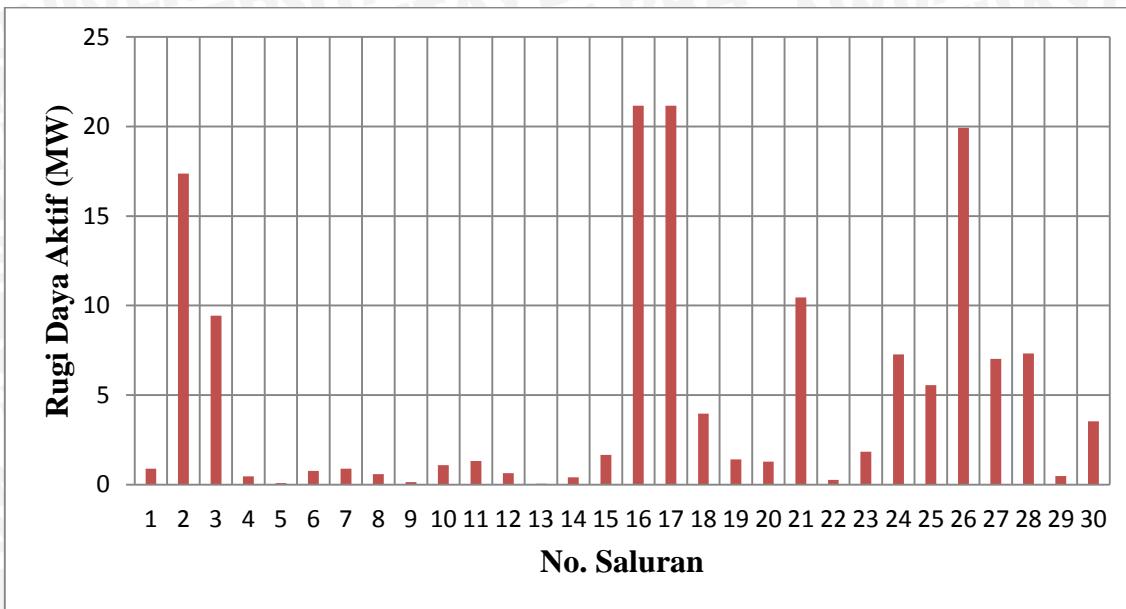
Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	5	368.931	6.607	368.990	0.583	-1.951
	10	187.417	-19.243	188.402	0.055	0.524
	12	141.652	425.183	448.158	0.409	4.580
12		-586.000	-268.000	644.376		
	11	-141.243	-420.602	443.684	0.409	4.580
	13	-444.757	152.602	470.209	1.656	3.897
13		-733.000	95.000	739.131		
	12	446.413	-148.706	470.529	1.656	3.897
	14	-1179.413	243.706	1204.329	21.164	180.444
14		-238.000	-255.000	348.811		
	13	1200.577	-63.261	1202.243	21.164	180.444
	15	-1198.827	-42.235	1199.571	21.173	229.884
	16	-480.414	-11.707	480.556	3.966	31.339
	20	376.333	-31.585	377.656	1.401	13.464
	25	-135.670	-106.211	172.299	0.474	-182.507
15		1220.000	272.119	1249.980		
	14	1220.000	272.119	1249.980	21.173	229.884
16		-1073.000	-703.000	1282.785		
	14	484.380	43.046	486.289	3.966	31.339
	17	-746.715	-558.228	932.310	1.285	12.348
	23	-1558.351	-215.545	1573.187	10.460	117.021
	25	747.686	27.727	748.200	3.541	34.023
17		748.000	570.576	940.777		
	16	748.000	570.577	940.777	1.285	12.348
18		-616.000	-204.000	648.901		
	4	-315.854	-109.047	334.148	0.081	0.780
	5	39.353	-177.327	181.641	0.272	0.272
	19	-339.499	82.374	349.349	1.835	-8.055
19		-309.000	44.000	312.117		

Bus		Aliran Daya Saluran			Losses Saluran	
Dari	Ke	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
	18	341.334	-90.428	353.109	1.835	-8.055
	20	-650.334	134.428	664.082	7.279	50.870
20		-417.000	33.000	418.304		
	14	-374.932	45.049	377.628	1.401	13.464
	19	657.613	-83.559	662.901	7.279	50.870
	21	-699.681	71.509	703.326	5.554	41.751
21		-627.000	-146.000	643.774		
	20	705.235	-29.759	705.863	5.554	41.751
	22	-1332.235	-116.241	1337.297	19.929	201.683
22		2604.000	441.366	2641.140		
	21	1352.165	317.925	1389.038	19.929	201.683
	23	1251.835	123.442	1257.907	7.024	69.137
23		324.000	278.261	427.089		
	16	1568.811	332.566	1603.673	10.460	117.021
	22	-1244.811	-54.305	1245.995	7.024	69.137
24		-624.000	14.000	624.157		
	1	-2118.716	-428.310	2161.575	17.382	166.998
	4	1494.716	442.310	1558.786	7.323	70.351
25		-608.000	-70.000	612.016		
	14	136.144	-76.296	156.065	0.474	-182.507
	16	-744.144	6.296	744.171	3.541	34.023
Total				148.454	1187.827	

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Tabel 4.26, dapat dilihat hasil aliran daya dengan menggunakan metode Gauss-Seidel pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa – Bali dalam kondisi setelah penempatan kapasitor bank. Selain itu, dapat dilihat juga nilai rugi-rugi daya pada tiap-tiap saluran. Total rugi-rugi daya aktif pada kondisi tanpa penempatan kapasitor bank adalah sebesar 148,454 MW sedangkan rugi daya reaktif sistem sebesar 1.187,827 MVAR.

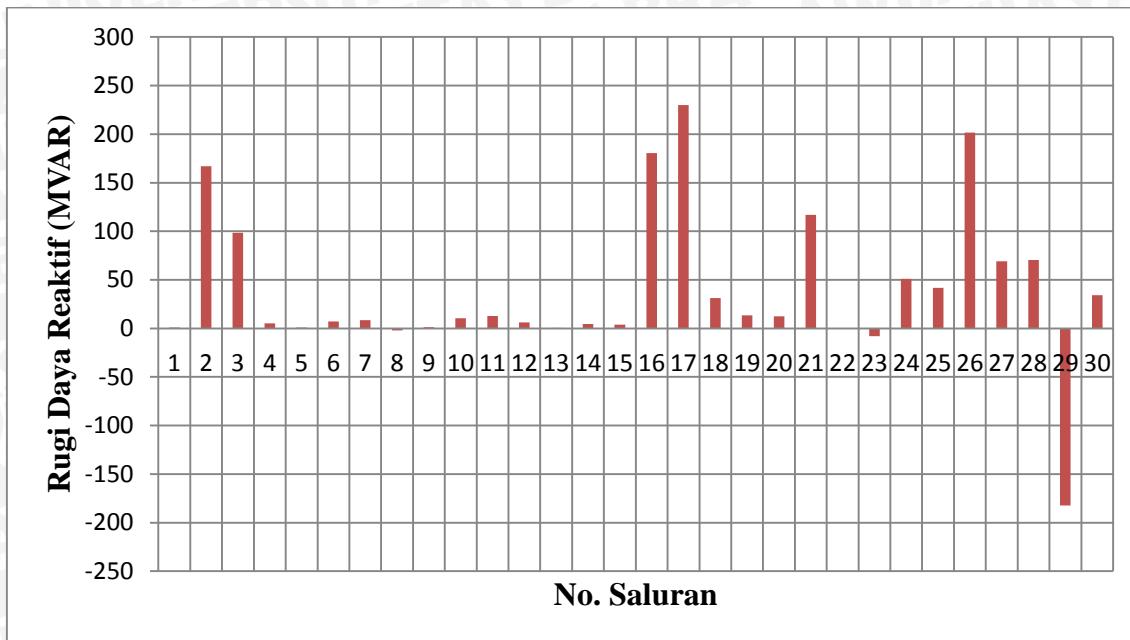




Gambar 4.17. Profil Rugi Daya Aktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Pukul 19.30 WIB

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Gambar 4.17 dapat dilihat rugi daya aktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau pada saluran nomor 17 sebesar 21,1730 MW dan nilai rugi daya aktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 4 (Gandul) ke bus 18 (Depok) atau pada saluran nomor 5 sebesar 0,0812 MW. Pada Gambar 4.18 merupakan gambaran tentang nilai rugi-rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali setelah dilakukan pengkompensasian pada saat pembebanan pukul 19.30 WIB.



Gambar 4. 18. Profil Rugi Daya Reaktif pada Sistem Tenaga Listrik 500 kV Jawa – Bali Setelah Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Pukul 19.30 WIB
 (Sumber : Hasil Perhitungan)

Gambar 4.18 merupakan gambaran tentang nilai rugi daya reaktif pada tiap-tiap saluran pada sistem tenaga listrik 500 kV Jawa Bali setelah dilakukan pengkompensasi pada saat pembebanan pukul 19.30 WIB dengan menggunakan daya ekonomis generator. Dari Gambar 4.18 dapat dilihat rugi daya reaktif yang terjadi dengan nilai yang paling besar yaitu pada aliran daya dari bus 14 (Ungaran) ke bus 15 (Tanjung Jati) atau terjadi pada saluran nomor 17 sebesar 229,8840 MVAR dan nilai rugi daya reaktif yang paling kecil adalah pada aliran daya dari bus 25 (Ngimbang) ke bus 14 (Ungaran) atau terjadi pada saluran nomor 29 sebesar -182,5074 MVAR.

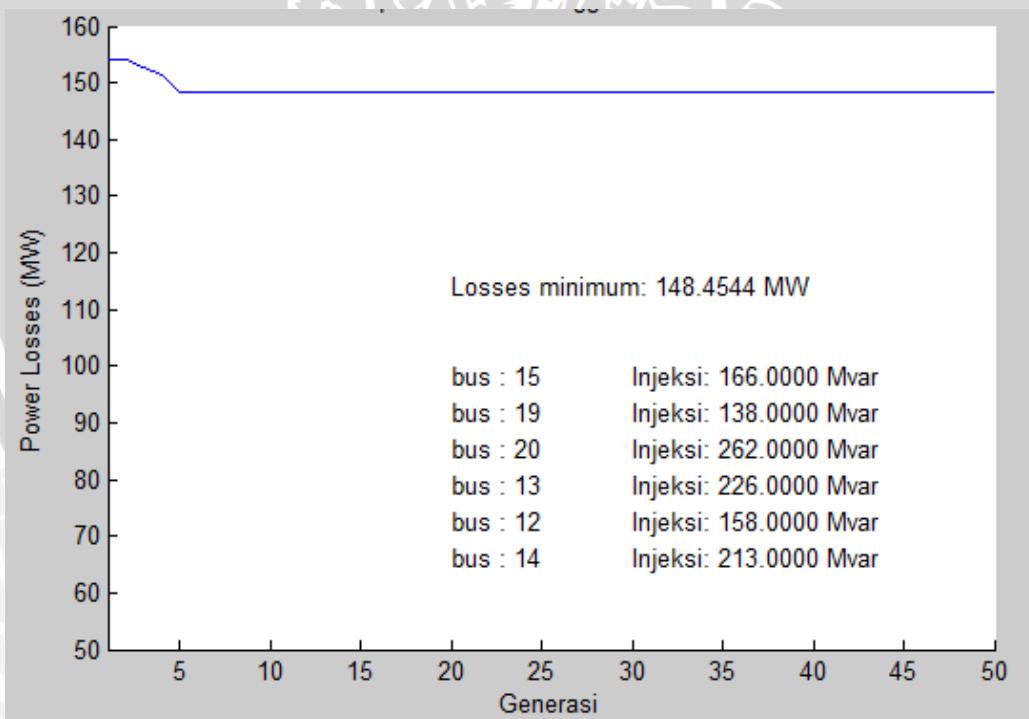
Dari simulasi juga dapat diketahui lokasi dan kapasitas optimal untuk melakukan kompensasi. Lokasi dan kapasitas optimal untuk penempatan Kapasitor Bank pada sistem Jawa-Bali 500 kV pembebanan pukul 19.30 ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27. Lokasi dan Kapasitas Optimal Kapasitor Bank

Lokasi Kapasitor Bank	Nama Bus	Kapasitas Kapasitor Bank (MVAR)
Bus 12	Bandung Selatan	158
Bus 13	Mandiracan	226
Bus 14	Ungaran	213
Bus 15	Tanjung Jati	166
Bus 19	Tasikmalaya	138
Bus 20	Pedan	262

(Sumber: Hasil Pehitungan)

Grafik perubahan rugi daya aktif dari setiap generasi pada simulasi optimasi penempatan Kapsitor Bank menggunakan metode RGA ditunjukkan pada Gambar 4.19.



Gambar 4.19. Grafik Konvergensi RGA untuk Penempatan Kapasitor Bank pada Pembebanan Pukul 19.30 WIB

Dari grafik diatas dapat diketahui lokasi serta kapasitas Kapasitor Bank yang optimal untuk melakukan kompensasi sehingga didapatkan rugi daya aktif minimum.



Besar rugi daya minimum didapat pada generasi ke-6 atau bisa dikatakan simulasi mencapai titik konvergensi pada generasi ke-6 dengan nilai 148,4544 MW.

4.10. Perbandingan Simulasi Sistem Tenaga Listrik Jawa - Bali 500 kV Pembebanan Pukul 19.30

Hasil simulasi sistem tenaga listrik Jawa Madura Bali 500 kV pada pembebanan pukul 19.30 dengan berbagai kondisi yang telah diterapkan yaitu ketika sistem sebelum terkompensasi, sistem setelah dikompensasi oleh kapasitor bank dengan metode RGA akan dibandingkan berdasarkan nilai tegangan pada tiap bus, rugi daya aktif, dan rugi daya reaktif yang dihasilkan. Pada Tabel 4.28 perbandingan hasil perhitungan analisis aliran daya sistem tenaga listrik 500 kV sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank.

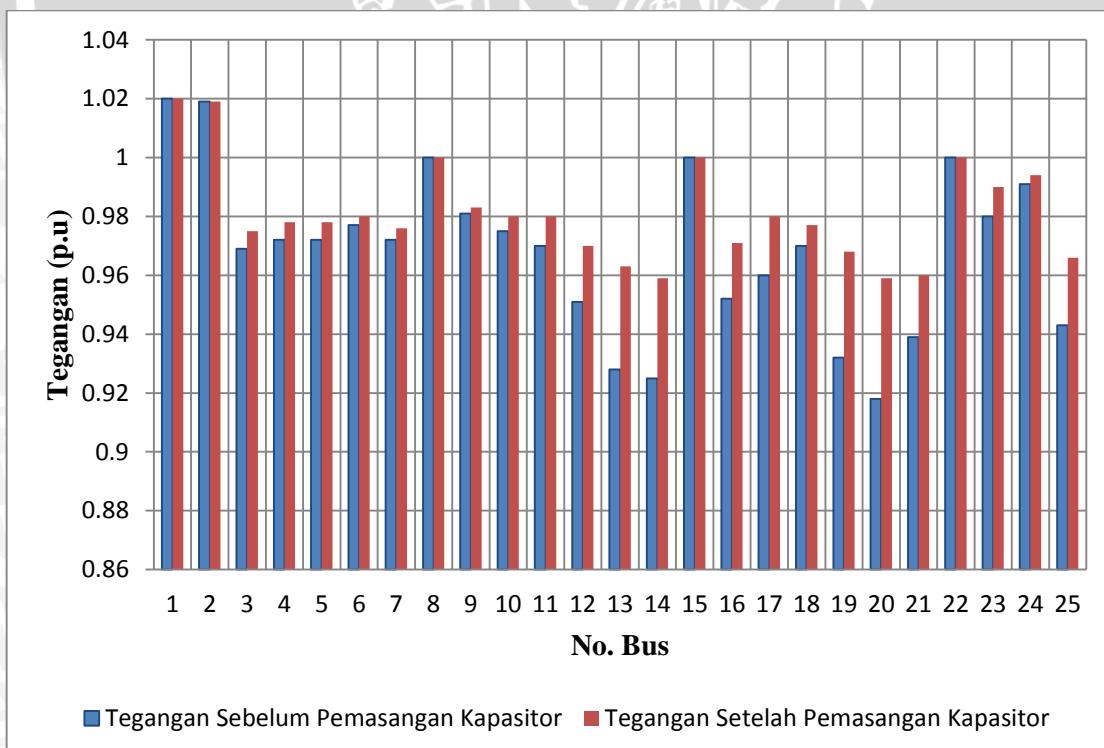
Tabel 4.28 Perbandingan Tegangan Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dengan Setelah Penempatan Kapasitor Bank.

No. Bus	Tegangan (p.u)	
	Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	Setelah Penempatan Kapasitor Bank
1	1.02	1.02
2	1.019	1.019
3	0.969	0.975
4	0.972	0.978
5	0.972	0.978
6	0.977	0.980
7	0.972	0.976
8	1.0	1.0
9	0.981	0.983
10	0.975	0.980
11	0.970	0.980
12	0.951	0.970
13	0.928	0.963
14	0.925	0.959
15	1.0	1.0
16	0.952	0.971

No. Bus	Tegangan (p.u)	
	Sebelum Penempatan Kapasitor Bank	Setelah Penempatan Kapasitor Bank
17	0.960	0.980
18	0.970	0.977
19	0.932	0.968
20	0.918	0.959
21	0.939	0.960
22	1.0	1.0
23	0.980	0.990
24	0.991	0.994
25	0.943	0.966

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Pada Tabel 4.28, dapat dilihat perbandingan profil tegangan sistem pada pembebanan pukul 19.30 sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapsitor bank dengan metode RGA.



Gambar 4.20. Perbandingan Profil Tegangan Sistem Tenaga Listrik Jawa - Bali 500 kV

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Gambar 4.20 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 ditempatkan kapasitor bank, maka terdapat perbaikan nilai tegangan pada bus-bus sistem tersebut. Pada bus 13 (Mandiracan) yang memiliki nilai tegangan awal 0,928 p.u., akibat penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan RGA nilai tegangan pada bus tersebut diperbaiki menjadi 0,963 p.u. Pada bus 14 (Ungaran) nilai tegangan awal 0,925 p.u., dengan penempatan kapasitor bank dengan metode RGA menjadi 0,959 p.u. Bus 19 (Tasikmalaya) dengan nilai awal tegangan sebelum kompensasi sebesar 0,932 p.u., tegangan setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi dengan RGA menjadi 0,968 p.u. Kemudian pada bus 20 (Pedan) memiliki nilai awal tegangan 0,918 p.u., namun setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA nilai tegangan menjadi 0,959 p.u. Bus 21 (Kediri) nilai awal tegangannya 0,939 p.u., setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA menjadi 0,960 p.u. Pada bus 25 (Ngimbang) nilai awal tegangan sebelum kompensasi adalah 0,943 p.u., kemudian setelah penempatan kapasitor bank nilai tegangan tersebut 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 $1\pm5\%$ p.u. sesuai dengan batas level yang diijinkan.

Pada Tabel 4.29 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif terhadap daya aktif yang dibangkitkan generator pada saat sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank.

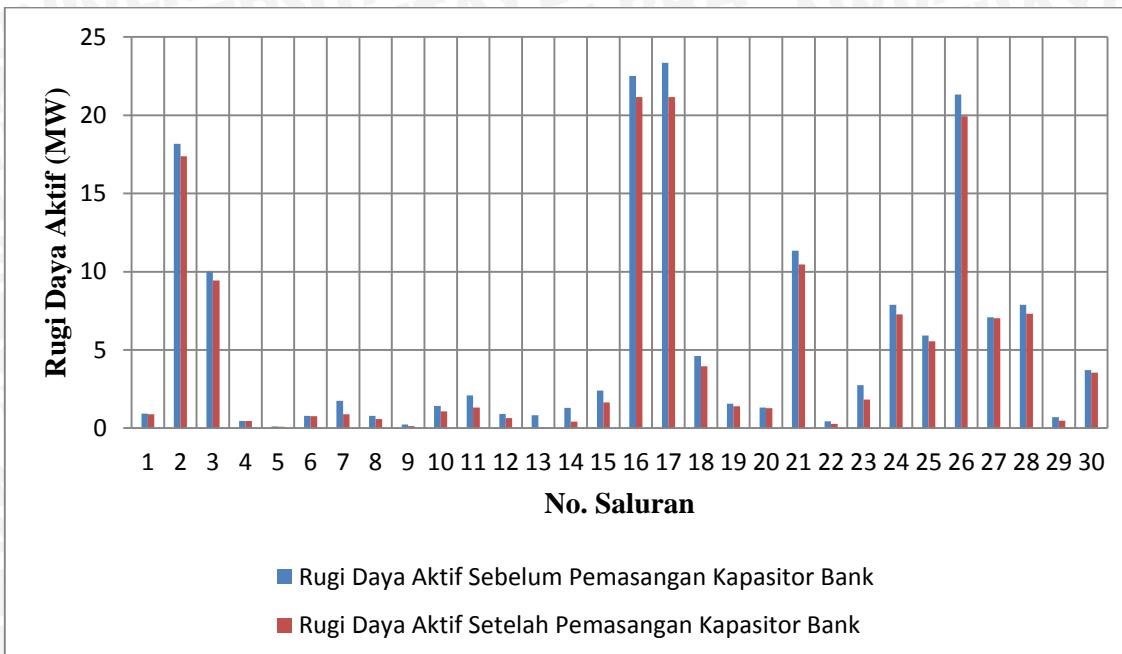
Tabel 4.29. Perbandingan Rugi Daya Aktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dan Setelah Penempatan Kapasitor Bank

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
1	0.936	0.8894
2	18.179	17.382
3	10.021	9.4358
4	0.467	0.4587
5	0.118	0.0812
6	0.787	0.7609
7	1.742	0.8847
8	0.796	0.5832

No. Saluran	Rugi Daya Aktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Aktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
9	0.227	0.1338
10	1.423	1.0826
11	2.106	1.3201
12	0.911	0.6393
13	0.833	0.0545
14	1.303	0.4094
15	2.407	1.656
16	22.512	21.1644
17	23.344	21.173
18	4.61	3.9662
19	1.56	1.4014
20	1.311	1.2853
21	11.335	10.4602
22	0.439	0.272
23	2.75	1.8353
24	7.887	7.279
25	5.924	5.5538
26	21.323	19.9294
27	7.085	7.0243
28	7.878	7.3226
29	0.709	0.4745
30	3.71	3.5413
Total	164.635	148.454

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Berdasarkan Tabel 4.74 dapat diketahui bahwa nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem sebelum terkompensasi adalah sebesar 164,635 MW. Sedangkan nilai rugi daya aktif yang terjadi pada sistem setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA adalah 148,454 MW. Dapat disimpulkan bahwa dengan adanya kompensasi kapasitor bank yang dioptimasi RGA dapat mereduksi rugi daya aktif sebesar 16,181 MW (9,83%).



Gambar 4.21. Perbandingan Profil Rugi Daya Aktif Sistem Tenaga Listrik Jawa - Bali 500 kV

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Pada Gambar 4.21 dapat dilihat perbandingan rugi daya aktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum penempatan kapasitor bank dan setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA. Dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya aktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank.

Pada Tabel 4.30 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif terhadap daya reaktif yang dibangkitkan generator pada saat sebelum penempatan kapasitor bank dengan setelah penempatan kapasitor bank.

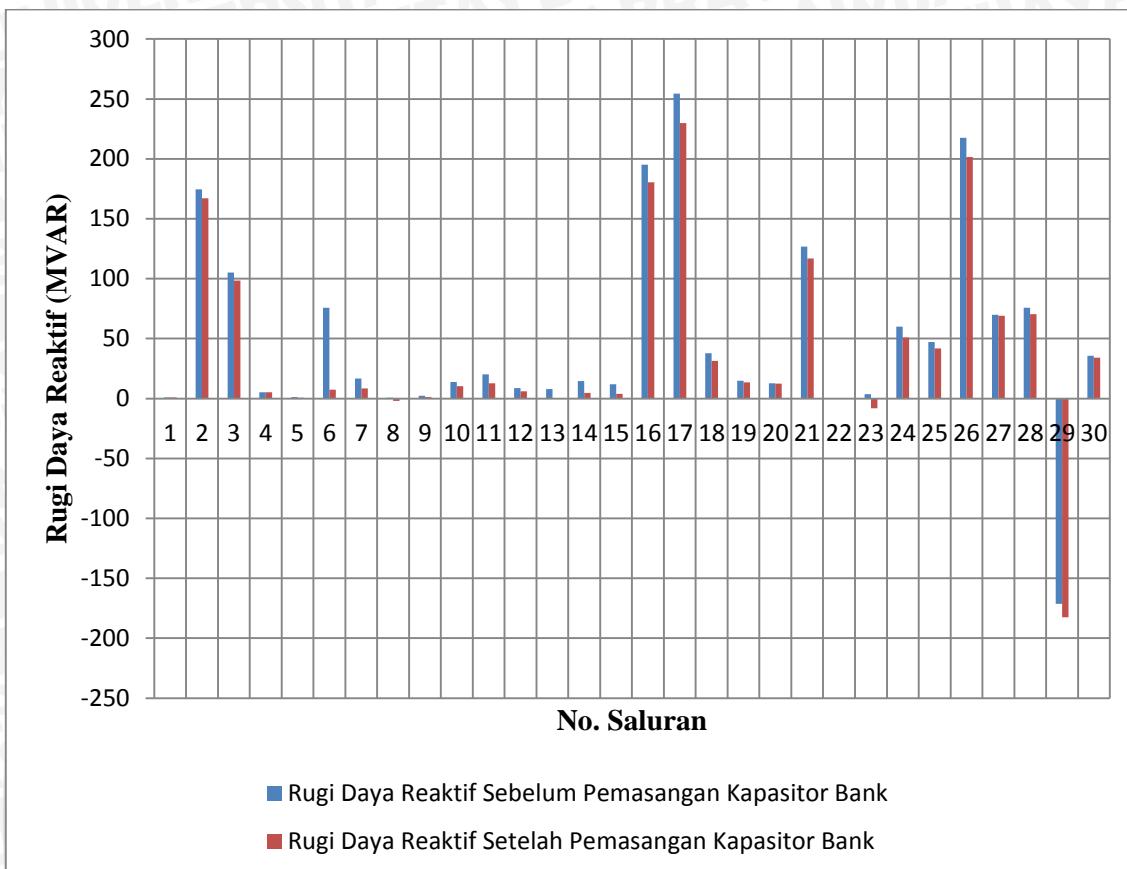
Tabel 4.30. Perbandingan Rugi Daya Reaktif Sebelum Penempatan Kapasitor Bank dan Setelah Penempatan Kapasitor Bank

No. Saluran	Rugi Daya Reaktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Reaktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
1	1.047	0.995
2	174.654	166.9981
3	105.128	98.5174
4	5.223	5.1312
5	1.136	0.7802
6	75.689	7.3105

No. Saluran	Rugi Daya Reaktif Sebelum Pemasangan Kapasitor Bank	Rugi Daya Reaktif Setelah Pemasangan Kapasitor Bank
7	16.74	8.5002
8	0.683	-1.9512
9	2.179	1.2858
10	13.667	10.4013
11	20.248	12.6892
12	8.753	6.1421
13	8.002	0.5237
14	14.581	4.5804
15	11.95	3.8966
16	195.093	180.4444
17	254.391	229.884
18	37.814	31.3387
19	14.986	13.4641
20	12.6	12.3483
21	126.805	117.021
22	0.439	0.272
23	3.524	-8.0545
24	60.09	50.8698
25	47.174	41.7509
26	217.709	201.6831
27	69.818	69.1374
28	75.689	70.3515
29	-171.349	-182.5074
30	35.645	34.0232
Total	1371.980	1187.827

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Pada Gambar 4.22 dapat dilihat perbandingan rugi daya reaktif yang terjadi pada tiap saluran transmisi ketika sebelum penempatan kapasitor bank dan setelah penempatan kapasitor bank dengan metode RGA.



Gambar 4.22. Perbandingan Profil Rugi Daya Reaktif Sistem Tenaga Listrik Jawa - Bali 500kV

(Sumber : Hasil Perhitungan)

Dari Gambar 4.22 dapat diketahui bahwa terjadi penurunan rugi daya reaktif pada tiap saluran transmisi akibat penempatan kapasitor bank. Total rugi daya reaktif sebelum kompensasi adalah sebesar 1.371,980 MVAR, setelah penempatan kapasitor bank yang dioptimasi RGA total rugi daya reaktif semakin menurun yaitu sebesar 1.187,827 MVAR.

4.11. Perhitungan Operasi Ekonomis Pada Sistem 500 kV Jawa – Bali

Perhitungan operasi ekonomis pembangkit tenaga listrik pada sistem 500 kV Jawa – Bali dilakukan dengan mencari jumlah kombinasi penjadwalan (*On/Off*) dari 6 unit pembangkit termal yang akan beroperasi.

Berikut ini adalah daftar kombinasi penjadwalan untuk 6 unit pembangkit termal pada sistem 500 kV Jawa – Bali.



Tabel 4.31 Daftar kombinasi penjadwalan untuk 6 unit pembangkit termal pada sistem 500 kV Jawa – Bali.

No	Kombinasi						$\sum P_{t \text{ maks}}$
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	3400
3	0	1	0	0	0	0	2200
4	1	1	0	0	0	0	5600
5	0	0	1	0	0	0	1220
6	1	0	1	0	0	0	4620
7	0	1	1	0	0	0	3420
8	1	1	1	0	0	0	6820
9	0	0	0	1	0	0	1050
10	1	0	0	1	0	0	4450
11	0	1	0	1	0	0	3250
12	1	1	0	1	0	0	6650
13	0	0	1	1	0	0	2270
14	1	0	1	1	0	0	5670
15	0	1	1	1	0	0	4470
16	1	1	1	1	0	0	7870
17	0	0	0	0	1	0	3254
18	1	0	0	0	1	0	6654
19	0	1	0	0	1	0	5454
20	1	1	0	0	1	0	8854
21	0	0	1	0	1	0	4474
22	1	0	1	0	1	0	7874
23	0	1	1	0	1	0	6674
24	1	1	1	0	1	0	10074
25	0	0	0	1	1	0	4304
26	1	0	0	1	1	0	7704
27	0	1	0	1	1	0	6504

No	Kombinasi						$\sum P_{i maks}$
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
28	1	1	0	1	1	0	9904
29	0	0	1	1	1	0	5524
30	1	0	1	1	1	0	8924
31	0	1	1	1	1	0	7724
32	1	1	1	1	1	0	11124
33	0	0	0	0	0	1	827
34	1	0	0	0	0	1	4227
35	0	1	0	0	0	1	3027
36	1	1	0	0	0	1	6427
37	0	0	1	0	0	1	2047
38	1	0	1	0	0	1	5447
39	0	1	1	0	0	1	4247
40	1	1	1	0	0	1	7647
41	0	0	0	1	0	1	1877
42	1	0	0	1	0	1	5277
43	0	1	0	1	0	1	4077
44	1	1	0	1	0	1	7477
45	0	0	1	1	0	1	3097
46	1	0	1	1	0	1	6497
47	0	1	1	1	0	1	5297
48	1	1	1	1	0	1	8697
49	0	0	0	0	1	1	4081
50	1	0	0	0	1	1	7481
51	0	1	0	0	1	1	6281
52	1	1	0	0	1	1	9681
53	0	0	1	0	1	1	5301
54	1	0	1	0	1	1	8701
55	0	1	1	0	1	1	7501
56	1	1	1	0	1	1	10901

No	Kombinasi						$\sum P_{i maks}$
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
57	0	0	0	1	1	1	5131
58	1	0	0	1	1	1	8531
59	0	1	0	1	1	1	7331
60	1	1	0	1	1	1	10731
61	0	0	1	1	1	1	6351
62	1	0	1	1	1	1	9751
63	0	1	1	1	1	1	8551
64	1	1	1	1	1	1	11951

(Sumber:Hasil perhitungan)

dimana:

U_1 = Unit pembangkit – 1/ Pembangkit Suralaya

U_2 = Unit pembangkit – 2/ Pembangkit Muaratawar

U_3 = Unit pembangkit – 3/ Pembangkit Tanjung Jati

U_4 = Unit pembangkit – 4/ Pembangkit Gresik

U_5 = Unit pembangkit – 5/ Pembangkit Paiton

U_6 = Unit pembangkit – 6/ Pembangkit Grati

4.12. Persamaan Rugi-Rugi Transmisi Menggunakan Data Sistem 500 kV Jawa – Bali

Dalam simulasi operasi ekonomis metode Lagrange digunakan data kofisien rugi-rugi transmisi yang didapatkan dari program aliran daya menggunakan Gauss-Seidel sehingga didapatkan koefisien rugi-rugi daya (B) dalam satuan per unit (p.u) sebagai berikut:

$$B = \begin{bmatrix} 0.00027 & 0.00047 & 0.00007 & 0.00011 & 0.00003 & 0.00011 \\ 0.00047 & 0.00022 & 0.00009 & 0.00012 & 0.00005 & 0.00012 \\ 0.00007 & 0.00009 & 0.00009 & 0.00019 & 0.00016 & 0.00019 \\ 0.00011 & 0.00012 & 0.00019 & 0.00016 & 0.00022 & 0.00025 \\ 0.00003 & 0.00005 & 0.00016 & 0.00022 & 0.00011 & 0.00184 \\ 0.00011 & 0.00012 & 0.00019 & 0.00025 & 0.00184 & 0.00015 \end{bmatrix}$$

$$B_0 = [0.00390 \quad 0.00373 \quad 0.00159 \quad 0.00184 \quad 0.00116 \quad 0.00182]$$

$$B_{00} = 3.51091$$

4.13. Operasi ekonomis sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB

Pada jam 19.30 WIB besar daya beban adalah 11301 MW. Karena pembangkit listrik tenaga air dianggap terus beroperasi dengan daya tetap (tidak dilakukan optimasi), maka besarnya daya beban yang dipikul oleh pembangkit listrik tenaga termal adalah:

$$P_R = 11301 - (946 + 698) = 9657 \text{ MW.}$$

Nilai daya beban pada data sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB yang dipikul oleh pembangkit listrik tenaga termal adalah 9657 MW. Berdasarkan tabel 4.31 maka jumlah kombinasi yang memenuhi syarat $\sum P_{i \max} \geq P_R$ adalah 7 kombinasi. Berdasarkan perhitungan Lagrange, maka didapatkan biaya total bahan bakar untuk setiap kombinasi. Biaya total bahan bakar untuk setiap kombinasi ditunjukkan pada tabel 4.32.

Tabel 4.32 Biaya total bahan bakar untuk kombinasi yang memenuhi syarat $\sum P_{i \max} \geq P_R$ sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB.

No	Kombinasi						F_{total} (Rp/Jam)
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6	
1	1	1	1	0	1	0	11.968.877.878
2	1	1	1	1	1	0	8.377.990.573
3	1	1	0	0	1	1	13.803.925.392
4	1	1	1	0	1	1	10.493.651.776
5	1	1	0	1	1	1	12.056.861.915
6	1	0	1	1	1	1	6.150.033.836
7	1	1	1	1	1	1	8.023.976.628

(Sumber: Hasil perhitungan)

Berdasarkan pada tabel 4.56 biaya total bahan bakar minimum adalah pada kombinasi 1-0-1-1-1-1 yaitu sebesar Rp6.150.033.836/jam. Sehingga kombinasi yang dipilih adalah kombinasi 1-0-1-1-1-1.

4.13.1. Hasil Perhitungan operasi ekonomis menggunakan data sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB untuk kombinasi 1-0-1-1-1-1.

Biaya total bahan bakar yang minimum pada jam 19.30 WIB adalah pada kombinasi 1-0-1-1-1-1. Berdasarkan pada perhitungan Lagrange, maka didapatkan nilai lambda, dan nilai daya dari masing – masing unit pembangkit yang beroperasi sebagai berikut:



Tabel 4.57 Hasil perhitungan Lagrange sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB.

Iterasi terakhir	Lambda (Rp/MWh)	P₁ (MW)	P₃ (MW)	P₄ (MW)	P₅ (MW)	P₆ (MW)
844	5040507	3400	1220	1050	3254	827

(Sumber:Hasil perhitungan)

4.13.2.Perhitungan biaya pembangkitan sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB

Biaya total bahan bakar (F_{total}) yang minimum pada jam 19.30 WIB berada pada kombinasi 1-0-1-1-1-1 yaitu sebesar:

$$F_{total} = Rp6.150.033.836/Jam$$

Karena pembangkit listrik tenaga air dianggap terus beroperasi dengan daya tetap (tidak dilakukan optimasi), maka biaya pembangkitan untuk pembangkit listrik tenaga air adalah:

$$F_{cirata} = 6000P_{cirata}$$

$$F_{cirata} = 6000 * 946$$

$$F_{cirata} = Rp5.676.000/Jam$$

$$F_{saguling} = 5502P_{saguling}$$

$$F_{saguling} = 5502 * 698$$

$$F_{saguling} = Rp3.840.396/Jam$$

Sehingga biaya pembangkitan sistem 500 kV Jawa – Bali pada jam 19.30 WIB adalah:

$$\text{Biaya Pembangkitan} = F_{total} + F_{cirata} + F_{saguling}$$

$$\text{Biaya Pembangkitan} = Rp6.159.550.232 /Jam$$

BAB V**PENUTUP****5.1. Kesimpulan**

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian yang telah dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Daya yang dibangkitkan setelah dilakukan perhitungan operasi ekonomis dengan menggunakan Metode Lagrange yaitu pada pembangkit 1 sebesar 3400 MW, pembangkit 3 sebesar 1220 MW, pembangkit 4 sebesar 1050 MW, pembangkit 5 sebesar 3254 MW, dan pembangkit 6 sebesar 827 MW.
2. Pada data IEEE 30 Bus biaya total bahan bakar minimum terdapat pada kombinasi 1-1-1-1-1-1 yaitu sebesar 861.03 \$/Jam. Sedangkan pada sistem 500 kV Jawa – bali biaya total bahan bakar minimum pada pukul 19.30 - 20.29 adalah sebesar Rp6.159.550.232/Jam.
3. Lokasi Kapasitor Bank menggunakan Metode RGA yang paling optimal yaitu pada bus 12 (Bandung Selatan), bus 13 (Mandiracan), bus 14 (Ungaran), bus 15 (Tanjung Jati), bus 19 (Tasikmalaya), dan bus 20 (Pedan). Kapasitas Kapasitor Bank menggunakan RGA yang paling optimal adalah 158 MVAR pada bus 12, 226 MVAR pada bus 13, 213 MVAR pada bus 14, 166 MVAR pada bus 15, 138 MVAR pada bus 19, dan 262 MVAR pada bus 20 pada pemberian beban pada pukul 19.30.

5.2. Saran

Beberapa saran yang bertujuan untuk perbaikan penelitian selanjutnya, yaitu:

1. Penelitian ini perlu dikembangkan dengan menggunakan sistem dengan jumlah pembangkit yang lebih banyak.
2. Metode yang digunakan untuk optimasi dapat dikembangkan dengan menggunakan metode *hybrid*, seperti RGA dengan PSO (*Particel Swarm Optimization*) atau yang lainnya.
3. Dapat dikembangkan untuk kondisi sistem dengan kontingensi atau dengan mengalami gangguan lainnya.
4. Dapat dikembangkan dari segi biaya pemasangan kapasi

DAFTAR PUSTAKA

- Cekdin, Cekmas. 2009. *Sistem Tenaga Listrik, Contoh Soal dan Penyelesaiannya Menggunakan Matlab*. Yogyakarta: Andi.
- Dogra Rahul, Gupta Nikita, dan Saroa Harsha. 2014. *Economic Load Dispatch Problem and Matlab Programming of Different Methods*. International Conference of Advance Research and Innovation (ICARI). India: Delhi Technological University
- Harisi, M. Izzat. 2012. Skripsi : *Analisis Aliran Daya dengan Komputasi Paralel*. Tidak diterbitkan.
- H.W. Dommel dan W.F. Tinney. *Optimal Power Flow Solutions*. IEEE trans., PAS, Vol.87, No.10, 1968, pp1866-1876
- Kirchmayer. L. K. 1958. *Economic Operation of Power Systems*. New York : John Wiley and Son Inc.
- Marsudi, Djiteng. 2006. *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta: Erlangga.
- Marsudi, Djiteng. 2011. *Pembangkitan Energi Listrik (Edisi Kedua)*. Jakarta: Erlangga.
- Muharnis. 2011. Thesis : *Penjadwalan jangka pendek sistem 500 kV Jawa – Bali menggunakan metode Improved Particle Swarm Optimization*. Tidak diterbitkan
- Penangsang, Ontoseno. 2006 . *Analisis Aliran Daya*. Surabaya: ITS Press.
- R. Balamurugan dan S. Subramanian. 2008. *An Improved Dynamic Programming Approach to Economic Power Dispatch with Generator Constraints and Transmission Losses*. Journal of Electrical Engineering & Technology, 3(3), pp. 320~330.
- Saadat, Hadi. 1979. Optimal Load Flow By The Power Perturbation Technique. IEEE. PES Winter Meeting. A790202. New York
- Shidiq, Mahfudz. 2004. *Diktat Kuliah Operasi Sistem Daya Elektrik*. Malang : Universitas Brawijaya.
- Stevenson, William D. 1984. *Analisis Sistem Tenaga Listrik Edisi Kempat*. Jakarta: Erlangga.
- Widastra, W. 2004. *Analisis Kompensasi daya Reaktif Dengan Pemasangan Capacitor Bank Pada Sistem Kelistrikan Perusahaan Jawatan RSUP Sanglah Denpasar*. Denpasar: Tugas Akhir Universitas Udayana.
- Wood, Allen J., dan Bruce. 1984. *Power Generation Operation And Control*. NewYork: John Wiley & Sons, Inc.



Wollenberg, Bruce F, dan Allen J. Wood. 1996. *Power Generation Operation and Control second edition.* New York : John Wiley and Son Inc.



LAMPIRAN 1

LISTING PROGRAM OPERASI EKONOMIS METODE LAGRANGE



101110

```
clear
clc
bo1=0.00389523842011902;
bo3=0.00158708576679726;
bo4=0.00184340897757746;
bo5=0.00115954222627574;
b11=0.0000027169238337751;
b13=0.0000007316789351100;
b14=0.0000010987615544046;
b15=0.0000002737437043156;
b31=0.0000007316789351100;
b33=0.0000009186057350527;
b34=0.0000019055357793012;
b35=0.0000016348029962130;
b41=0.0000010987615544046;
b43=0.0000019055357793012;
b44=0.0000015842702562274;
b45=0.0000022087248488340;
b51=0.0000002737437043156;
b53=0.0000016348029962130;
b54=0.0000022087248488340;
b55=0.0000011102881118630;
alpa1=0.006595;
alpa3=0.002188;
alpa4=0.013215;
alpa5=0.005219;
beta1=3956.6805;
beta3=1971.91;
beta4=7771.4877;
beta5=373.7067;
epsilon=0.0001;
%batas - batas generator
pmin=[15;6;2.38;14.25];
pmax=[34;12.2;10.5;32.54];

%daya beban
pd=87.15;

%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg3=10;
pg4=8.01;
pg5=23.56;

delta_p=0.0001;

iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
    iterasi=iterasi+1;

    pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
lambda*(b13*pg3+b14*pg4+b15*pg5))/
(2*(alpa1+lambda*b11));
    pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-
lambda*(b31*pg1+b34*pg4+b35*pg5))/
(2*(alpa3+lambda*b33));
    pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-
lambda*(b41*pg1+b43*pg3+b45*pg5))/
(2*(alpa4+lambda*b44));
    pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b53*pg3+b54*pg4))/
(2*(alpa5+lambda*b55));

    p=[pg1;pg3;pg4;pg5];

    for k=1:4
        while p(k)<pmin(k)
            p(k)=pmin(k);
        end
        while p(k)>pmax(k)
            p(k)=pmax(k);
        end
    end
```

```
    end
pg1=p(1);
pg3=p(2);
pg4=p(3);
pg5=p(4);

pl=0.00389523842011902*pg1+0.00158
708576679726*pg3+0.001843408977577
46*pg4+0.00115954222627574*pg5+0.0
00027169238337751*pg1^2+0.000009
186057350527*pg3^2+0.0000015842702
562274*pg4^2+0.000001102881118630
*pg5^2+0.0000007316789351100*(pg1*
pg3)+0.0000010987615544046*(pg1*pg
4)+0.0000002737437043156*(pg1*pg5)
+0.0000019055357793012*(pg3*pg4)+0
.0000016348029962130*(pg3*pg5)+0
.00000022087248488340*(pg4*pg5)+3.
510910472195316;

delta_p=(pd+pl)-sum(p);

dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
2*alpa1*(b13*pg3+b14*pg4+b15*pg5))
/(2*(alpa1+lambda*b11)*(alpa1+lamb
da*b11))+(alpa3*(1-bo3)-beta3*b33-
2*alpa3*(b31*pg1+b34*pg4+b35*pg5))
/(2*(alpa3+lambda*b33)*(alpa3+lamb
da*b33))+(alpa4*(1-bo4)-beta4*b44-
2*alpa4*(b41*pg1+b43*pg3+b45*pg5))
/(2*(alpa4+lambda*b44)*(alpa4+lamb
da*b44))+(alpa5*(1-bo5)-beta5*b55-
2*alpa5*(b51*pg1+b53*pg3+b54*pg4))
/(2*(alpa5+lambda*b55)*(alpa5+lamb
da*b55));

delta_lambda=delta_p/dp;
lambda=lambda+delta_lambda;
fprintf('%f %f %f %f %f %f
\n',iterasi, lambda, pg1, pg3,
pg4, pg5)
end

101111
clear
clc

bo1=0.00389523842011902;
bo3=0.00158708576679726;
bo4=0.00184340897757746;
bo5=0.00115954222627574;
bo6=0.00181965696866446;
b11=0.0000027169238337751;
```

```
b13=0.0000007316789351100;
b14=0.0000010987615544046;
b15=0.000002737437043156;
b16=0.0000011133989588258;
b31=0.0000007316789351100;
b33=0.0000009186057350527;
b34=0.0000019055357793012;
b35=0.0000016348029962130;
b36=0.0000018838697826080;
b41=0.0000010987615544046;
b43=0.0000019055357793012;
b44=0.0000015842702562274;
b45=0.0000022087248488340;
b46=0.0000025094269748858;
b51=0.000002737437043156;
b53=0.0000016348029962130;
b54=0.0000022087248488340;
b55=0.0000011102881118630;
b56=0.0000018345182054558;
b61=0.0000011133989588258;
b63=0.0000018838697826080;
b64=0.0000025094269748858;
b65=0.0000018345182054558;
b66=0.0000014726473902415;
alpa1=0.006595;
alpa3=0.002188;
alpa4=0.013215;
alpa5=0.005219;
alpa6=0.053392;
beta1=3956.6805;
beta3=1971.91;
beta4=7771.4877;
beta5=373.7067;
beta6=20049.6063;
epsilon=0.0001;
%batas - batas generator
pmin=[15;6;2.38;14.25;1.5];
pmax=[34;12.2;10.5;32.54;8.27];
%daya beban
```

```
pd=87.15;
%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg3=10;
pg4=8.01;
pg5=23.56;
pg6=5;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
iterasi=iterasi+1;
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
lambda*(b13*pg3+b14*pg4+b15*pg5+b1
6*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11));
pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-
lambda*(b31*pg1+b34*pg4+b35*pg5+b3
6*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b33));
pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-
lambda*(b41*pg1+b43*pg3+b45*pg5+b4
6*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b44));
pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b53*pg3+b54*pg4+b5
6*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55));
pg6=(lambda*(1-bo6)-beta6-
lambda*(b61*pg1+b63*pg3+b64*pg4+b6
5*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66));
p=[pg1;pg3;pg4;pg5;pg6];
for k=1:5
    while p(k)<pmin(k)
        p(k)=pmin(k);
    end
    while p(k)>pmax(k)
        p(k)=pmax(k);
    end
end
pg1=p(1);
pg3=p(2);
pg4=p(3);
pg5=p(4);
pg6=p(5);
p1=0.00389523842011902*pg1+0.00158
708576679726*pg3+0.001843408977577
46*pg4+0.00115954222627574*pg5+0.0
0181965696866446*pg6+0.00000271692
38337751*pg1^2+0.00000091860573505
27*pg3^2+0.0000015842702562274*pg4
^2+0.0000011102881118630*pg5^2+0.0
000014726473902415*pg6^2+0.0000007
316789351100*(pg1*pg3)+0.000001098
7615544046*(pg1*pg4)+0.00000027374
37043156*(pg1*pg5)+0.000011133989
588258*(pg1*pg6)+0.000001905535779
3012*(pg3*pg4)+0.00000163480299621
30*(pg3*pg5)+0.0000018838697826080
*(pg3*pg6)+0.0000022087248488340*(pg
4*pg5)+0.0000025094269748858*(pg
4*pg6)+0.0000018345182054558*(pg5*
pg6)+3.510910472195316;
delta_p=(pd+p1)-sum(p);
dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
2*alpa1*(b13*pg3+b14*pg4+b15*pg5+b
16*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11)*(al
pa1+lambda*b11))+(alpa3*(1-bo3)-
beta3*b33-
2*alpa3*(b31*pg1+b34*pg4+b35*pg5+b
36*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b33)*(al
pa3+lambda*b33))+(alpa4*(1-bo4)-
beta4*b44-
2*alpa4*(b41*pg1+b43*pg3+b45*pg5+b
46*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b44)*(al
pa4+lambda*b44))+(alpa5*(1-bo5)-
beta5*b55-
2*alpa5*(b51*pg1+b53*pg3+b54*pg4+b
56*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55)*(al
pa5+lambda*b55))+(alpa6*(1-bo6)-
beta6*b66-
2*alpa6*(b61*pg1+b63*pg3+b64*pg4+b
65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66)*(al
pa6+lambda*b66));
delta_lambda=delta_p/dp;
lambda=lambda+delta_lambda;
fprintf('%f %f %f %f %f %f %f\n',iterasi, lambda, pg1, pg3,
pg4, pg5, pg6)
end
```

110011

clear

clc

bo1=0.00389523842011902;

bo2=0.00373188412085630;

bo5=0.00115954222627574;

```
b06=0.00181965696866446;
b11=0.0000027169238337751;
b12=0.0000047040122718756;
b15=0.000002737437043156;
b16=0.000011133989588258;
b21=0.0000047040122718756;
b22=0.000021940450106658;
b25=0.000004639698280288;
b26=0.000011879878079874;
b51=0.000002737437043156;
b52=0.000004639698280288;
b55=0.000011102881118630;
b56=0.000018345182054558;
b61=0.000011133989588258;
b62=0.000011879878079874;
b65=0.000018345182054558;
b66=0.000014726473902415;
alpa1=0.006595;
alpa2=0.069098;
alpa5=0.005219;
alpa6=0.053392;
beta1=3956.6805;
beta2=24780.6447;
beta5=373.7067;
beta6=20049.6063;
epsilon=0.0001;
%batas - batas generator
pmin=[15;10.40;14.25;1.5];
pmax=[34;22;32.54;8.27];
%daya beban
pd=87.15;
%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg2=20;
pg5=23.56;
pg6=5;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;

while abs(delta_p)>=epsilon
iterasi=iterasi+1;
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
lambda*(b12*pg2+b15*pg5+b16*pg6))/
(2*(alpa1+lambda*b11));
pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-
lambda*(b21*pg1+b25*pg5+b26*pg6))/
(2*(alpa2+lambda*b22));
pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b56*pg6))/
(2*(alpa5+lambda*b55));
pg6=(lambda*(1-bo6)-beta6-
lambda*(b61*pg1+b62*pg2+b65*pg5))/
(2*(alpa6+lambda*b66));
p=[pg1;pg2;pg5;pg6];
for k=1:4
    while p(k)<pmin(k)
        p(k)=pmin(k);
    end
    while p(k)>pmax(k)
        p(k)=pmax(k);
    end
    pg1=p(1);
    pg2=p(2);
    pg5=p(3);
    pg6=p(4);
    pl=0.00389523842011902*pg1+0.00373
    188412085630*pg2+0.001159542226275
    74*pg5+0.00181965696866446*pg6+0.0
    000027169238337751*pg1^2+0.0000021
    940450106658*pg2^2+0.0000011102881
    118630*pg5^2+0.0000014726473902415
    *pg6^2+0.0000047040122718756*(pg1*
    pg2)+0.000002737437043156*(pg1*pg
    5)+0.0000011133989588258*(pg1*pg6)
    +0.000004639698280288*(pg2*pg5)+0
    .0000011879878079874*(pg2*pg6)+0.0
    00018345182054558*(pg5*pg6)+3.510
    910472195316;
    delta_p=(pd+pl)-sum(p);
    dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
    2*alpa1*(b12*pg2+b15*pg5+b16*pg6))/
    (2*(alpa1+lambda*b11)*(alpa1+lambda*
    b11))+((alpa2*(1-bo2)-beta2*b22-
    2*alpa2*(b21*pg1+b25*pg5+b26*pg6))/
    (2*(alpa2+lambda*b22)*(alpa2+lambda*
    b22))+((alpa5*(1-bo5)-beta5*b55-
```

```
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b56*pg6))  
/(2*(alpa5+lambda*b55)*(alpa5+lambda*b55))+ (alpa6*(1-bo6)-beta6*b66-  
2*alpa6*(b61*pg1+b62*pg2+  
b65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66)*(a  
lpa6+lambda*b66));  
  
delta_lambda=delta_p/dp;  
  
lambda=lambda+delta_lambda;  
  
fprintf('%f %f %f %f %f %f  
\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,  
pg5, pg6)  
end  
  
110110  
clear  
clc  
  
bo1=0.00389523842011902;  
bo2=0.00373188412085630;  
bo4=0.00184340897757746;  
bo5=0.00115954222627574;  
b11=0.0000027169238337751;  
b12=0.0000047040122718756;  
b14=0.0000010987615544046;  
b15=0.0000002737437043156;  
b21=0.0000047040122718756;  
b22=0.0000021940450106658;  
b24=0.0000011819114413366;  
b25=0.0000004639698280288;  
b41=0.0000010987615544046;  
b42=0.0000011819114413366;  
b44=0.0000015842702562274;  
b45=0.0000022087248488340;  
b51=0.0000002737437043156;  
b52=0.0000004639698280288;  
b54=0.0000022087248488340;  
b55=0.0000011102881118630;  
alpa1=0.006595;  
alpa2=0.069098;  
alpa4=0.013215;  
alpa5=0.005219;  
beta1=3956.6805;  
  
beta2=24780.6447;  
beta4=7771.4877;  
beta5=373.7067;  
epsilon=0.0001;  
  
%batas - batas generator  
pmin=[15;10.40;2.38;14.25];  
pmax=[34;22;10.5;32.54];  
  
%daya beban  
pd=87.15;  
  
%memasukkan nilai awal  
lambda=8;  
pg1=30;  
pg2=20;  
pg4=8.01;  
pg5=23.56;  
delta_p=0.0001;  
iterasi=0;  
while abs(delta_p)>=epsilon  
iterasi=iterasi+1;  
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-  
lambda*(b12*pg2+b14*pg4+b15*pg5)) /  
(2*(alpa1+lambda*b11));  
pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-  
lambda*(b21*pg1+b24*pg4+b25*pg5)) /  
(2*(alpa2+lambda*b22));  
pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-  
lambda*(b41*pg1+b42*pg2+b45*pg5)) /  
(2*(alpa4+lambda*b44));  
pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-  
lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b54*pg4)) /  
(2*(alpa5+lambda*b55));  
p=[pg1;pg2;pg4;pg5];  
for k=1:4  
    while p(k)<pmin(k)  
        p(k)=pmin(k);  
    end  
    while p(k)>pmax(k)  
        p(k)=pmax(k);  
    end  
end  
pg1=p(1);  
pg2=p(2);
```

```
pg4=p(3);  
pg5=p(4);  
pl=0.00389523842011902*pg1+0.00373  
188412085630*pg2+0.001843408977577  
46*pg4+0.00115954222627574*pg5+0.0  
000027169238337751*pg1^2+0.0000021  
940450106658*pg2^2+0.0000015842702  
562274*pg4^2+0.000001102881118630  
*pg5^2+0.0000047040122718756* (pg1*  
pg2)+0.0000010987615544046* (pg1*pg  
4)+0.0000002737437043156* (pg1*pg5)  
+0.0000011819114413366* (pg2*pg4)+0.  
.0000004639698280288* (pg2*pg5)+0.0  
000022087248488340* (pg4*pg5)+3.510  
910472195316;  
  
delta_p=(pd+pl)-sum(p);  
dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-  
2*alpa1*(b12*pg2+b14*pg4+b15*pg5))  
(2*(alpa1+lambda*b11)*(alpa1+lam  
da*b11))+ (alpa2*(1-bo2)-beta2*b22-  
2*alpa2*(b21*pg1+b24*pg4+b25*pg5))  
(2*(alpa2+lambda*b22)*(alpa2+lam  
da*b22))+ (alpa4*(1-bo4)-beta4*b44-  
2*alpa4*(b41*pg1+b42*pg2+b45*pg5))  
(2*(alpa4+lambda*b44)*(alpa4+lam  
da*b44))+ (alpa5*(1-bo5)-beta5*b55-  
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b54*pg4))  
(2*(alpa5+lambda*b55)*(alpa5+lam  
da*b55));  
  
delta_lambda=delta_p/dp;  
lambda=lambda+delta_lambda;  
fprintf('%f %f %f %f %f %f  
\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,  
pg4, pg5)  
end  
  
110111  
clear  
clc  
bo1=0.00389523842011902;  
bo2=0.00373188412085630;  
bo4=0.00184340897757746;  
bo5=0.00115954222627574;  
bo6=0.00181965696866446;  
b11=0.000027169238337751;  
b12=0.000047040122718756;  
b14=0.000010987615544046;  
b15=0.000002737437043156;  
  
b16=0.000011133989588258;  
b21=0.000047040122718756;  
b22=0.000021940450106658;  
b24=0.000011819114413366;  
b25=0.000004639698280288;  
b26=0.000011879878079874;  
b41=0.000010987615544046;  
b42=0.000011819114413366;  
b44=0.000015842702562274;  
b45=0.000022087248488340;  
b46=0.000025094269748858;  
b51=0.00002737437043156;  
b52=0.000004639698280288;  
b54=0.000022087248488340;  
b55=0.000011102881118630;  
b56=0.000018345182054558;  
b61=0.000011133989588258;  
b62=0.000011879878079874;  
b64=0.000025094269748858;  
b65=0.000018345182054558;  
b66=0.000014726473902415;  
alpa1=0.006595;  
alpa2=0.069098;  
alpa4=0.013215;  
alpa5=0.005219;  
alpa6=0.053392;  
beta1=3956.6805;  
beta2=24780.6447;  
beta4=7771.4877;  
beta5=373.7067;  
beta6=20049.6063;  
epsilon=0.0001;  
%batas - batas generator  
pmin=[15;10.40;2.38;14.25;1.5];  
pmax=[34;22;10.5;32.54;8.27];  
%daya beban  
pd=87.15;  
%memasukkan nilai awal  
lambda=8;
```

```
pg1=30;
pg2=20;
pg4=8.01;
pg5=23.56;
pg6=5;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
iterasi=iterasi+1;
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
lambda*(b12*pg2+b14*pg4+b15*pg5+b1
6*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11));
pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-
lambda*(b21*pg1+b24*pg4+b25*pg5+b2
6*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b22));
pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-
lambda*(b41*pg1+b42*pg2+b45*pg5+b4
6*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b44));
pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b54*pg4+b5
6*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55));
pg6=(lambda*(1-bo6)-beta6-
lambda*(b61*pg1+b62*pg2+b64*pg4+b6
5*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66));
p=[pg1;pg2;pg4;pg5;pg6];
for k=1:5
    while p(k)<pmin(k)
        p(k)=pmin(k);
    end
    while p(k)>pmax(k)
        p(k)=pmax(k);
    end
end
pg1=p(1);
pg2=p(2);
pg4=p(3);
pg5=p(4);
pg6=p(5);
p1=0.00389523842011902*pg1+0.00373
188412085630*pg2+0.001843408977577
46*pg4+0.00115954222627574*pg5+0.0
0181965696866446*pg6+0.00000271692
38337751*pg1^2+0.00000219404501066
58*pg2^2+0.0000015842702562274*pg4
^2+0.0000011102881118630*pg5^2+0.0
00014726473902415*pg6^2+0.0000047
040122718756*(pg1*pg2)+0.000001098
7615544046*(pg1*pg4)+0.00000027374
37043156*(pg1*pg5)+0.0000011133989
588258*(pg1*pg6)+0.000001181911441
3366*(pg2*pg4)+0.00000046396982802
88*(pg2*pg5)+0.0000011879878079874
*(pg2*pg6)+0.0000022087248488340*(
pg4*pg5)+0.0000025094269748858*(pg
4*pg6)+0.0000018345182054558*(pg5*
pg6)+3.510910472195316;
delta_p=(pd+pl)-sum(p);
dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
2*alpa1*(b12*pg2+b14*pg4+b15*pg5+b
16*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11)*(al
pa1+lambda*b11))+(alpa2*(1-bo2)-
beta2*b22-
2*alpa2*(b21*pg1+b24*pg4+b25*pg5+b
26*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b22)*(al
pa2+lambda*b22))+(alpa4*(1-bo4)-
beta4*b44-
2*alpa4*(b41*pg1+b42*pg2+b45*pg5+b
46*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b44)*(al
pa4+lambda*b44))+(alpa5*(1-bo5)-
beta5*b55-
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b54*pg4+b
56*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55)*(al
pa5+lambda*b55))+(alpa6*(1-bo6)-
beta6*b66-
2*alpa6*(b61*pg1+b62*pg2+b64*pg4+b
65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66)*(al
pa6+lambda*b66));
delta_lambda=delta_p/dp;
lambda=lambda+delta_lambda;
fprintf('%f %f %f %f %f %f\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,
pg4, pg5, pg6)
end
```

111010

clear

clc

bo1=0.00389523842011902;

bo2=0.00373188412085630;

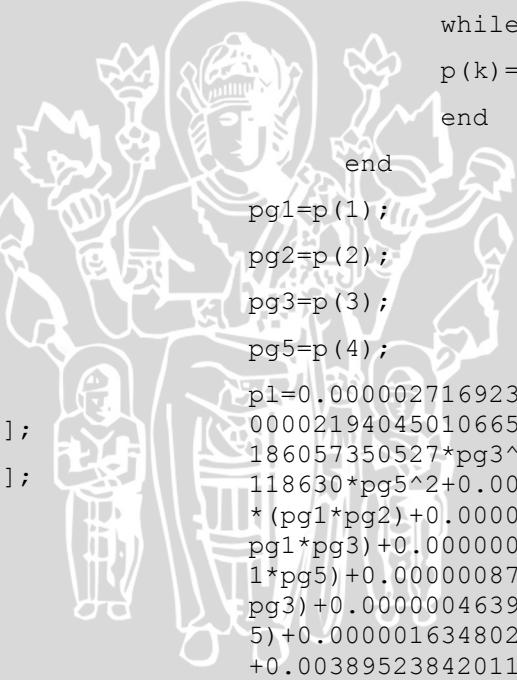
bo3=0.00158708576679726;

bo5=0.00115954222627574;

b11=0.0000027169238337751;

b12=0.0000047040122718756;

b13=0.0000007316789351100;



```
b15=0.000002737437043156;
b21=0.000047040122718756;
b22=0.000021940450106658;
b23=0.000008724953099520;
b25=0.000004639698280288;
b31=0.000007316789351100;
b32=0.000008724953099520;
b33=0.000009186057350527;
b35=0.000016348029962130;
b51=0.000002737437043156;
b52=0.000004639698280288;
b53=0.000016348029962130;
b55=0.000011102881118630;
alpa1=0.006595;
alpa2=0.069098;
alpa3=0.002188;
alpa5=0.005219;
beta1=3956.6805;
beta2=24780.6447;
beta3=1971.91;
beta5=373.7067;
epsilon=0.0001;
%batas - batas generator
pmin=[15; 10.40; 6; 14.25];
pmax=[34; 22; 12.2; 32.54];
%daya beban
pd=87.15;
%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg2=20;
pg3=10;
pg5=23.56;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
    iterasi=iterasi+1;
    pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
        lambda*(b12*pg2+b13*pg3+b15*pg5))/
        (2*(alpa1+lambda*b11));
    pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-
        lambda*(b21*pg1+b23*pg3+b25*pg5))/
        (2*(alpa2+lambda*b22));
    pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-
        lambda*(b31*pg1+b32*pg2+b35*pg5))/
        (2*(alpa3+lambda*b33));
    pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
        lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3))/
        (2*(alpa5+lambda*b55));
    p=[pg1; pg2; pg3; pg5];
    for k=1:4
        while p(k)<pmin(k)
            p(k)=pmin(k);
        end
        while p(k)>pmax(k)
            p(k)=pmax(k);
        end
    end
    pg1=p(1);
    pg2=p(2);
    pg3=p(3);
    pg5=p(4);
    pl=0.000027169238337751*pg1^2+0.0
        00021940450106658*pg2^2+0.0000009
        186057350527*pg3^2+0.0000011102881
        118630*pg5^2+0.0000047040122718756
        *(pg1*pg2)+0.000007316789351100*(p
        g1*pg3)+0.000002737437043156*(pg
        1*pg5)+0.0000008724953099520*(pg2*
        pg3)+0.000004639698280288*(pg2*pg
        5)+0.0000016348029962130*(pg3*pg5)
        +0.00389523842011900*pg1+0.0037318
        8412085630*pg2+0.00158708576679726
        *pg3+0.00115954222627574*pg5+3.510
        910472195316;
    delta_p=(pd+pl)-sum(p);
    dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
        2*alpa1*(b12*pg2+b13*pg3+b15*pg5))/
        (2*(alpa1+lambda*b11)*(alpa1+lambda*
        b11)+(alpa2*(1-bo2)-beta2*b22-
        2*alpa2*(b21*pg1+b23*pg3+b25*pg5))/
        (2*(alpa2+lambda*b22)*(alpa2+lambda*
        b22)+(alpa3*(1-bo3)-beta3*b33-
        2*alpa3*(b31*pg1+b32*pg2+b35*pg5))/
        (2*(alpa3+lambda*b33)*(alpa3+lambda*
        b33)+(alpa5*(1-bo5)-beta5*b55-
```

```
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3))  
/(2*(alpa5+lambda*b55)*(alpa5+lambda*b55));  
  
delta_lambda=delta_p/dp;  
  
lambda=lambda+delta_lambda;  
  
fprintf('%f %f %f %f %f %f  
\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,  
pg3, pg5)  
end  
  
111011  
clear  
clc  
  
bo1=0.00389523842011902;  
bo2=0.00373188412085630;  
bo3=0.00158708576679726;  
bo4=0.00184340897757746;  
bo5=0.00115954222627574;  
bo6=0.00181965696866446;  
b11=0.0000027169238337751;  
b12=0.0000047040122718756;  
b13=0.0000007316789351100;  
b15=0.0000002737437043156;  
b16=0.0000011133989588258;  
b21=0.0000047040122718756;  
b22=0.0000021940450106658;  
b23=0.0000008724953099520;  
b25=0.0000004639698280288;  
b26=0.0000011879878079874;  
b31=0.0000007316789351100;  
b32=0.0000008724953099520;  
b33=0.0000009186057350527;  
b35=0.0000016348029962130;  
b36=0.0000018838697826080;  
b51=0.0000002737437043156;  
b52=0.0000004639698280288;  
b53=0.0000016348029962130;  
b55=0.0000011102881118630;  
b56=0.0000018345182054558;  
b61=0.0000011133989588258;  
  
b62=0.0000011879878079874;  
b63=0.0000018838697826080;  
b65=0.0000018345182054558;  
b66=0.0000014726473902415;  
alpa1=0.006595;  
alpa2=0.069098;  
alpa3=0.002188;  
alpa5=0.005219;  
alpa6=0.053392;  
beta1=3956.6805;  
beta2=24780.6447;  
beta3=1971.91;  
beta5=373.7067;  
beta6=20049.6063  
epsilon=0.0001;  
%batas - batas generator  
pmin=[15;10.40;6;14.25;1.5];  
pmax=[34;22;12.2;32.54;8.27];  
%daya beban  
pd=87.15;  
%memasukkan nilai awal  
lambda=8;  
pg1=30;  
pg2=20;  
pg3=10;  
pg5=23.56;  
pg6=5;  
delta_p=0.0001;  
iterasi=0;  
while abs(delta_p)>=epsilon  
iterasi=iterasi+1;  
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-  
lambda*(b12*pg2+b13*pg3+b15*pg5+b1  
6*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11));  
pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-  
lambda*(b21*pg1+b23*pg3+b25*pg5+b2  
6*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b22));  
pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-  
lambda*(b31*pg1+b32*pg2+b35*pg5+b3  
6*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b33));
```

```

pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b5
6*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55));
pg6=(lambda*(1-bo6)-beta6-
lambda*(b61*pg1+b62*pg2+b63*pg3+b6
5*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66));
p=[pg1;pg2;pg3;pg5;pg6];
for k=1:5
    while p(k)<pmin(k)
        p(k)=pmin(k);
    end
    while p(k)>pmax(k)
        p(k)=pmax(k);
    end
end
pg1=p(1);
pg2=p(2);
pg3=p(3);
pg5=p(4);
pg6=p(5);

pl=0.00389523842011902*pg1+0.00373
188412085630*pg2+0.001587085766797
26*pg3+0.00115954222627574*pg5+0.0
0181965696866446*pg6+0.00000271692
38337751*pg1^2+0.00000219404501066
58*pg2^2+0.0000009186057350527*pg3
^2+0.0000011102881118630*pg5^2+0.0
000014726473902415*pg6^2+0.0000047
040122718756*(pg1*pg2)+0.000000731
6789351100*(pg1*pg3)+0.00000027374
37043156*(pg1*pg5)+0.0000011133989
588258*(pg1*pg6)+0.000000872495309
9520*(pg2*pg3)+0.00000046396982802
88*(pg2*pg5)+0.0000011879878079874
*(pg2*pg6)+0.0000016348029962130*(p
g3*pg5)+0.0000018838697826080*(pg
3*pg6)+0.0000018345182054558*(pg5*
pg6)+3.510910472195316;

delta_p=(pd+pl)-sum(p);

dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
2*alpa1*(b12*pg2+b13*pg3+b15*pg5+b
16*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b11))+(alpa2*(1-bo2)-
beta2*b22-
2*alpa2*(b21*pg1+b23*pg3+b25*pg5+b
26*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b22))+(alpa3*(1-bo3)-
beta3*b33-
2*alpa3*(b31*pg1+b32*pg2+b35*pg5+b
36*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b33));

```

```

pa3+lambda*b33))+ (alpa5*(1-bo5)-
beta5*b55-
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b
56*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b55)*(al
pa5+lambda*b55))+(alpa6*(1-bo6)-
beta6*b66-
2*alpa6*(b61*pg1+b62*pg2+b63*pg3+b
65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b66)*(al
pa6+lambda*b66));

delta_lambda=delta_p/dp;
lambda=lambda+delta_lambda;
fprintf('%f %f %f %f %f %f %f\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,
pg3, pg5, pg6)
end

```

111110

```

clear
clc
bo1=0.00389523842011902;
bo2=0.00373188412085630;
bo3=0.00158708576679726;
bo4=0.00184340897757746;
bo5=0.00115954222627574;
b11=0.0000027169238337751;
b12=0.0000047040122718756;
b13=0.0000007316789351100;
b14=0.0000010987615544046;
b15=0.0000002737437043156;
b21=0.0000047040122718756;
b22=0.0000021940450106658;
b23=0.0000008724953099520;
b24=0.0000011819114413366;
b25=0.0000004639698280288;
b31=0.0000007316789351100;
b32=0.0000008724953099520;
b33=0.0000009186057350527;
b34=0.0000019055357793012;
b35=0.0000016348029962130;
b41=0.0000010987615544046;
b42=0.0000011819114413366;
b43=0.0000019055357793012;

```

```
b44=0.0000015842702562274;
b45=0.000022087248488340;
b51=0.000002737437043156;
b52=0.000004639698280288;
b53=0.000016348029962130;
b54=0.000022087248488340;
b55=0.000011102881118630
alpa1=0.006595;
alpa2=0.069098;
alpa3=0.002188;
alpa4=0.013215;
alpa5=0.005219;
beta1=3956.6805;
beta2=24780.6447;
beta3=1971.91;
beta4=7771.4877;
beta5=373.7067;
epsilon=0.0001;
%batas - batas generator
pmin=[15;10.40;6;2.38;14.25];
pmax=[34;22;12.2;10.5;32.54];
%daya beban
pd=87.15;
%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg2=20;
pg3=10;
pg4=8.01;
pg5=23.56;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
    iterasi=iterasi+1;
    pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
        lambda*(b12*pg2+b13*pg3+b14*pg4+b1
        5*pg5))/(2*(alpa1+lambda*b11));
    pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-
        lambda*(b21*pg1+b23*pg3+b24*pg4+b2
        5*pg5))/(2*(alpa2+lambda*b22));
    pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-
        lambda*(b31*pg1+b32*pg2+b34*pg4+b3
        5*pg5))/(2*(alpa3+lambda*b33));
    pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-
        lambda*(b41*pg1+b42*pg2+b43*pg3+b4
        5*pg5))/(2*(alpa4+lambda*b44));
    pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
        lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b5
        4*pg4))/(2*(alpa5+lambda*b55));
    p=[pg1;pg2;pg3;pg4;pg5];
    for k=1:5
        while p(k)<pmin(k)
            p(k)=pmin(k);
        end
        while p(k)>pmax(k)
            p(k)=pmax(k);
        end
    end
    pg1=p(1);
    pg2=p(2);
    pg3=p(3);
    pg4=p(4);
    pg5=p(5);
    pl=0.00389523842011902*pg1+0.00373
        188412085630*pg2+0.001587085766797
        26*pg3+0.00184340897757746*pg4+0.0
        0115954222627574*pg5+0.00000271692
        38337751*pg1^2+0.00000219404501066
        58*pg2^2+0.0000009186057350527*pg3
        ^2+0.0000015842702562274*pg4^2+0.0
        000011102881118630*pg5^2+0.0000047
        040122718756*(pg1*pg2)+0.000000731
        6789351100*(pg1*pg3)+0.00000109876
        15544046*(pg1*pg4)+0.0000002737437
        043156*(pg1*pg5)+0.000000872495309
        9520*(pg2*pg3)+0.00000118191144133
        66*(pg2*pg4)+0.0000004639698280288
        *(pg2*pg5)+0.0000019055357793012*(
        pg3*pg4)+0.0000016348029962130*(pg
        3*pg5)+0.0000022087248488340*(pg4*
        pg5)+3.510910472195316;
    delta_p=(pd+pl)-sum(p);
    dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
        2*alpa1*(b12*pg2+b13*pg3+b14*pg4+b
        15*pg5))/(2*(alpa1+lambda*b11)*(al
        pa1+lambda*b11))+(alpa2*(1-bo2)-
        beta2*b22-
        2*alpa2*(b21*pg1+b23*pg3+b24*pg4+b
        25*pg5))/(2*(alpa2+lambda*b22)*(al
```

```
pa2+lambda*b22))+ (alpa3*(1-bo3) -  
beta3*b33-  
2*alpa3*(b31*pg1+b32*pg2+b34*pg4+b  
35*pg5))/(2*(alpa3+lambda*b33)*(al  
pa3+lambda*b33))+(alpa4*(1-bo4) -  
beta4*b44-  
2*alpa4*(b41*pg1+b42*pg2+b43*pg3+b  
45*pg5))/(2*(alpa4+lambda*b44)*(al  
pa4+lambda*b44))+(alpa5*(1-bo5) -  
beta5*b55-  
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b  
54*pg4))/(2*(alpa5+lambda*b55)*(al  
pa5+lambda*b55));  
  
delta_lambda=delta_p/dp;  
  
lambda=lambda+delta_lambda;  
  
fprintf('%f %f %f %f %f %f %f  
\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,  
pg3, pg4, pg5)  
end  
  
111111  
  
clear  
  
clc  
  
bo1=0.00389523842011902;  
bo2=0.00373188412085630;  
bo3=0.00158708576679726;  
bo4=0.00184340897757746;  
bo5=0.00115954222627574;  
bo6=0.00181965696866446;  
b11=0.0000027169238337751;  
b12=0.0000047040122718756;  
b13=0.0000007316789351100;  
b14=0.0000010987615544046;  
b15=0.0000002737437043156;  
b16=0.0000011133989588258;  
b21=0.0000047040122718756;  
b22=0.0000021940450106658;  
b23=0.0000008724953099520;  
b24=0.0000011819114413366;  
b25=0.0000004639698280288;  
b26=0.0000011879878079874;  
b31=0.0000007316789351100;  
b32=0.0000008724953099520;  
b33=0.0000009186057350527;
```

```
b34=0.0000019055357793012;  
b35=0.0000016348029962130;  
b36=0.0000018838697826080;  
b41=0.0000010987615544046;  
b42=0.0000011819114413366;  
b43=0.0000019055357793012;  
b44=0.0000015842702562274;  
b45=0.0000022087248488340;  
b46=0.0000025094269748858;  
b51=0.0000002737437043156;  
b52=0.0000004639698280288;  
b53=0.0000016348029962130;  
b54=0.0000022087248488340;  
b55=0.0000011102881118630;  
b56=0.0000018345182054558;  
b61=0.0000011133989588258;  
b62=0.0000011879878079874;  
b63=0.0000018838697826080;  
b64=0.0000025094269748858;  
b65=0.0000018345182054558;  
b66=0.0000014726473902415;  
alpa1=0.006595;  
alpa2=0.069098;  
alpa3=0.002188;  
alpa4=0.013215;  
alpa5=0.005219;  
alpa6=0.053392;  
beta1=3956.6805;  
beta2=24780.6447;  
beta3=1971.91;  
beta4=7771.4877;  
beta5=373.7067;  
beta6=20049.6063;  
epsilon=0.0001;  
%batas - batas generator  
pmin=[15;10.40;6;2.38;14.25;1.5];  
pmax=[34;22;12.2;10.5;32.54;8.27];  
%daya beban  
pd=87.15;
```

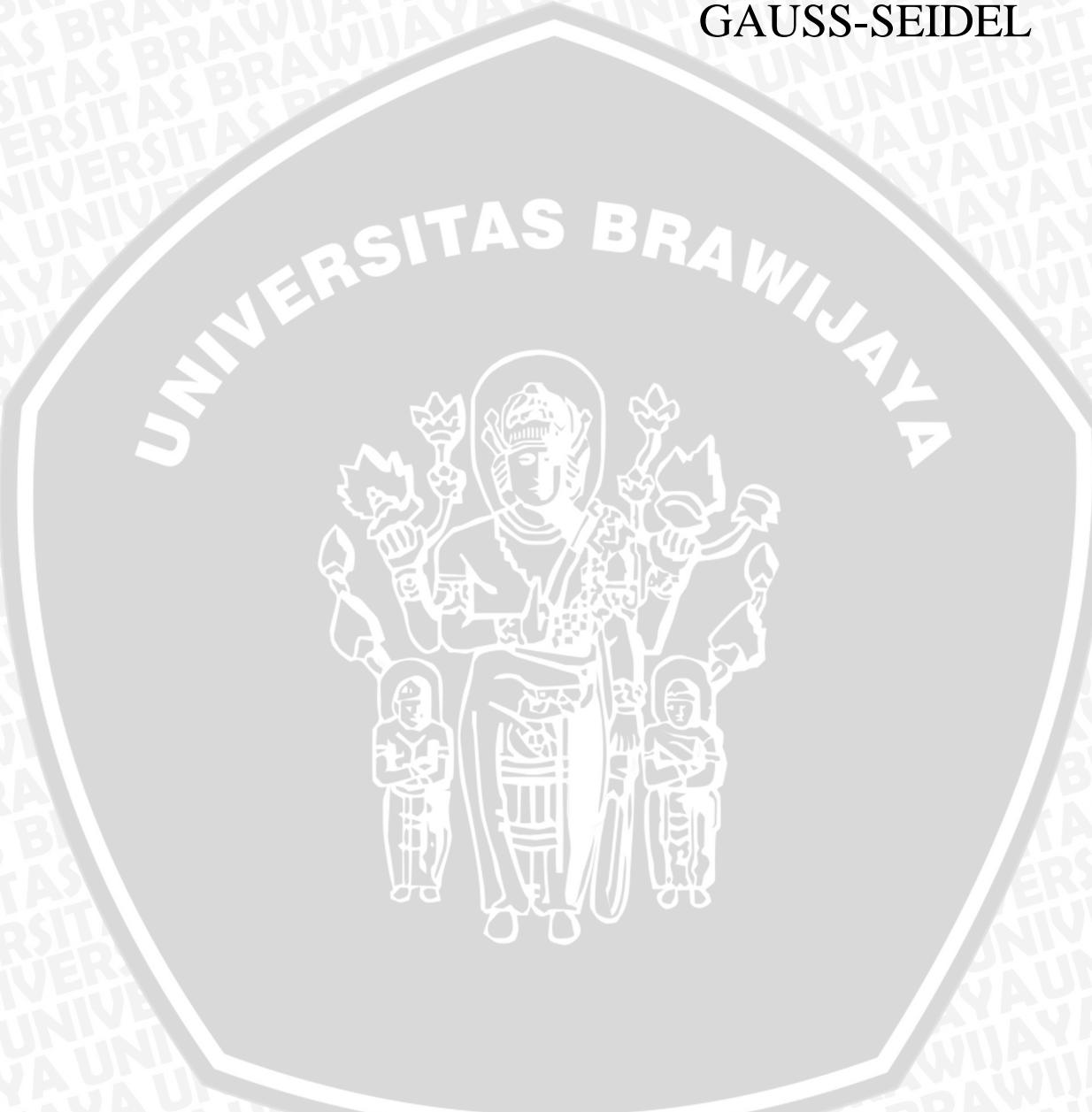
```
%memasukkan nilai awal
lambda=8;
pg1=30;
pg2=20;
pg3=10;
pg4=8.01;
pg5=23.56;
pg6=5;
delta_p=0.0001;
iterasi=0;
while abs(delta_p)>=epsilon
iterasi=iterasi+1;
pg1=(lambda*(1-bo1)-beta1-
lambda*(b12*pg2+b13*pg3+b14*pg4+b1
5*pg5+b16*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b
11));
pg2=(lambda*(1-bo2)-beta2-
lambda*(b21*pg1+b23*pg3+b24*pg4+b2
5*pg5+b26*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b
22));
pg3=(lambda*(1-bo3)-beta3-
lambda*(b31*pg1+b32*pg2+b34*pg4+b3
5*pg5+b36*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b
33));
pg4=(lambda*(1-bo4)-beta4-
lambda*(b41*pg1+b42*pg2+b43*pg3+b4
5*pg5+b46*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b
44));
pg5=(lambda*(1-bo5)-beta5-
lambda*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b5
4*pg4+b56*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b
55));
pg6=(lambda*(1-bo6)-beta6-
lambda*(b61*pg1+b62*pg2+b63*pg3+b6
4*pg4+b65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b
66));
p=[pg1;pg2;pg3;pg4;pg5;pg6];
for k=1:6
    while p(k)<pmin(k)
        p(k)=pmin(k);
    end
    while p(k)>pmax(k)
        p(k)=pmax(k);
    end
end
pg1=p(1);
pg2=p(2);
pg3=p(3);
pg4=p(4);
pg5=p(5);
pg6=p(6);
pl=0.00389523842011902*pg1+0.00373
188412085630*pg2+0.001587085766797
26*pg3+0.00184340897757746*pg4+0.0
0115954222627574*pg5+0.00181965696
866446*pg6+0.0000027169238337751*p
g1^2+0.0000021940450106658*pg2^2+0
.0000009186057350527*pg3^2+0.00000
15842702562274*pg4^2+0.00000111028
81118630*pg5^2+0.00000147264739024
15*pg6^2+0.0000047040122718756*(pg
1*pg2)+0.0000007316789351100*(pg1*
pg3)+0.0000010987615544046*(pg1*pg
4)+0.0000002737437043156*(pg1*pg5)
+0.0000011133989588258*(pg1*pg6)+0
.0000008724953099520*(pg2*pg3)+0.0
00011819114413366*(pg2*pg4)+0.000
004639698280288*(pg2*pg5)+0.00000
11879878079874*(pg2*pg6)+0.0000019
055357793012*(pg3*pg4)+0.000001634
8029962130*(pg3*pg5)+0.00000188386
97826080*(pg3*pg6)+0.0000022087248
488340*(pg4*pg5)+0.000002509426974
8858*(pg4*pg6)+0.00000183451820545
58*(pg5*pg6)+3.510910472195316;
delta_p=(pd+p1)-sum(p);
dp=(alpa1*(1-bo1)-beta1*b11-
2*alpa1*(b12*pg2+b13*pg3+b14*pg4+b
15*pg5+b16*pg6))/(2*(alpa1+lambda*b
11))*(alpa1+lambda*b11)+(alpa2*(1
-bo2)-beta2*b22-
2*alpa2*(b21*pg1+b23*pg3+b24*pg4+b
25*pg5+b26*pg6))/(2*(alpa2+lambda*b
22))*(alpa2+lambda*b22)+(alpa3*(1
-bo3)-beta3*b33-
2*alpa3*(b31*pg1+b32*pg2+b34*pg4+b
35*pg5+b36*pg6))/(2*(alpa3+lambda*b
33))*(alpa3+lambda*b33)+(alpa4*(1
-bo4)-beta4*b44-
2*alpa4*(b41*pg1+b42*pg2+b43*pg3+b
45*pg5+b46*pg6))/(2*(alpa4+lambda*b
44))*(alpa4+lambda*b44)+(alpa5*(1
-bo5)-beta5*b55-
2*alpa5*(b51*pg1+b52*pg2+b53*pg3+b
54*pg4+b56*pg6))/(2*(alpa5+lambda*b
55))*(alpa5+lambda*b55)+(alpa6*(1
-bo6)-beta6*b66-
2*alpa6*(b61*pg1+b62*pg2+b63*pg3+b
64*pg4+b65*pg5))/(2*(alpa6+lambda*b
66))*(alpa6+lambda*b66));
```

```
delta_lambda=delta_p/dp;  
lambda=lambda+delta_lambda;  
fprintf('%f %f %f %f %f %f %f %f  
\n',iterasi, lambda, pg1, pg2,  
pg3, pg4, pg5, pg6)  
end
```



LAMPIRAN 2

LISTING PROGRAM ALIRAN DAYA METODE GAUSS-SEIDEL



```

clear all
clc
basemva = 1000; accuracy = 0.0001; maxiter =300; accel=1.2;
% DATA SISTEM JAWA BALI 500 KV 25 BUS

% Bus Data
% No Kode Teg. Sudut Pembebanan
% Pembangkitan Injected
% Bus Bus
% MVar Qmin Qmax MVar Mag. Degree MW MVar MW
busdata = [1
1254 -600 2040 0 1 1.02 0.0 201 98 3400
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 293 221 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 522 125 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 649 132 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 761 330 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 322 75 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 361 264 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 0.0 0.0 0.0
0.0 -700 1540 0 2 1.00 0.0 219 467 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 688 0.0 946
209 -488 488 0 0 1.00 0.0 0.0 0.0 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 0.0 0.0 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 586 426 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 733 131 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 238 468 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 0 0 1220
669 -240 720 0 2 1.00 0.0 1073 703 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 302 64 1050
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 616 204 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 309 94 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 417 229 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 627 146 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0 650 0.0 3254
859 -840 1920 0 2 1.00 0.0 510 188 834 58
-302 566 0 0 0 1.00 0.0 624 -14 0.0
0.0 0 0 0 0 1.00 0.0

```

```
0.0    0    25   0     0] ;      1.00   0.0    608   70    0.0
```

```
% Line Data
%
% Saluran
% dari      ke      R      X      1/2B      line Code
% setting value
linedata = [ 1      2      0.000626496  0.000700876  0      1
             1      24     0.003677677  0.035333317  0      1
             2      5      0.013133324  0.146925792  0.003530571 1
             3      4      0.001513179  0.016928309  0      1
             4      18     0.000694176  0.006669298  0      1
             5      7      0.004441880  0.042675400  0      1
             5      8      0.006211600  0.059678000  0      1
             5      11     0.004111380  0.045995040  0.004420973 1
             6      7      0.001973648  0.018961840  0      1
             6      8      0.005625600  0.054048000  0      1
             8      9      0.00282059   0.027112954  0      1
             9      10     0.002739960  0.026324191  0      1
             10     11     0.001474728  0.014168458  0      1
             11     12     0.001957800  0.021902400  0      1
             12     13     0.006990980  0.067165900  0.006429135 1
             13     14     0.013478000  0.129490000  0.012394812 1
             14     15     0.013533920  0.151407360  0.003638261 1
             14     16     0.015798560  0.151784800  0.003632219 1
             14     20     0.009036120  0.086814600  0      1
             16     17     0.001394680  0.013399400  0      1
             16     23     0.003986382  0.044596656  0      1
             18     5      0.007868488  0.007868488  0      1
             18     19     0.014056000  0.157248000  0.015114437 1
             19     20     0.015311000  0.171288000  0.016463941 1
             20     21     0.010291000  0.115128000  0.011065927 1
             21     22     0.010291000  0.115128000  0.011065927 1
             22     23     0.004435823  0.049624661  0.004769846 1
             24     4      0.002979224  0.028622920  0.000000000 1
             25     14     0.023479613  0.225580588  0.100970352 1
             25     16     0.005966652  0.057324466  0.000000000 1];
```

```
% This program obtains th Bus Admittance Matrix for power flow solution
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
clear Pgg

% Power flow solution by Gauss-Seidel method
Vm=0; delta=0; yload=0; deltad =0;
nbus = length(busdata(:,1));
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
DV(n)=0;
end
num = 0; AcurBus = 0; converge = 1;
Vc = zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1); Sc = zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1);

while exist('accel')~=1
    accel = 1.3;
end
while exist('accuracy')~=1
    accuracy = 0.001;
end
while exist('basemva')~=1
    basemva= 100;
end
while exist('maxiter')~=1
    maxiter = 100;
end
iter=0;
maxerror=10;
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter
iter=iter+1;
for n = 1:nbus;
YV = 0+j*0;
for L = 1:nbr;
if nl(L) == n, k=nr(L);
YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
elseif nr(L) == n, k=nl(L);
YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
end
end
Sc = conj(V(n))* (Ybus(n,n)*V(n) + YV) ;
Sc = conj(Sc);
DP(n) = P(n) - real(Sc);
DQ(n) = Q(n) - imag(Sc);
```

```

if kb(n) == 1
S(n) = Sc; P(n) = real(Sc); Q(n) = imag(Sc); DP(n) = 0; DQ(n)=0;
Vc(n) = V(n);
elseif kb(n) == 2
Q(n) = imag(Sc); S(n) = P(n) + j*Q(n);

if Qmax(n) ~= 0
Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
if abs(DQ(n)) <= .005 & iter >= 10 % After 10 iterations
    if DV(n) <= 0.045 % the Mvar of generator
buses are
        if Qgc < Qmin(n), % tested. If not within
limits Vm(n)
            Vm(n) = Vm(n) + 0.005; % is changed in steps of
0.005 pu % up to .05 pu in order
to bring % the generator Mvar
within the % specified limits.
        elseif Qgc > Qmax(n),
            Vm(n) = Vm(n) - 0.005;
            DV(n)=DV(n)+.005; end
        else, end
        else,end
        else,end
    end
if kb(n) ~= 1
Vc(n) = (conj(S(n))/conj(V(n)) - YV ) / Ybus(n,n);
else, end
    if kb(n) == 0
V(n) = V(n) + accel*(Vc(n)-V(n));
elseif kb(n) == 2
VcI = imag(Vc(n));
VcR = sqrt(Vm(n)^2 - VcI^2);
Vc(n) = VcR + j*VcI;
V(n) = V(n) + accel*(Vc(n) -V(n));
end
maxerror=max( max(abs(real(DP))), max(abs(imag(DQ))) );
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 Gauss-Seidel Method');
end
k=0;
for n = 1:nbus
Vm(n) = abs(V(n)); deltad(n) = angle(V(n))*180/pi;
if kb(n) == 1
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
k=k+1;

```

```
Pgg(k)=Pg(n);
elseif kb(n) ==2
k=k+1;
Pgg(k)=Pg(n);
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
end
yload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n)) / (basemva*Vm(n)^2);
end
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
clear AcurBus DP DQ DV L Sc Vc VcI VcR YV converge delta
% This program prints the power flow solution in a tabulated form
% on the screen.
%
% Copyright (C) 1998 by H. Saadat.

%clc
disp(tech)
fprintf('
fprintf('
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', deltad(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)
%% file:display_power_flow
%File ini berfungsi untuk menampilkan load flow antara setiap bus
SLT = 0;
fprintf('\n')
fprintf('
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(' %12.3f',
P(n)*basemva)
```

```
        fprintf('%12.3f', Q(n)*basemva), fprintf('%12.3f\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('%12.3f', real(Snk)), fprintf('%12.3f', imag(Snk))
fprintf('%12.3f', abs(Snk)),
fprintf('%12.3f', real(SL)),
    if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
        fprintf('%10.3f', imag(SL)), fprintf('%10.3f\n', a(L))
    else, fprintf('%10.3f\n', imag(SL))
end
else, end
end
SLT = SLT/2;
fprintf('
=====
');
fprintf('  \n'), fprintf('          Total rugi-rugi
')
fprintf('%11.3f', real(SLT)),
fprintf('%10.3f\n
=====',
n', imag(SLT))
fprintf('          Prosentase Losses
')
fprintf(' %10.3f', (real(SLT)/Pgt)*100),
fprintf(' %11.3f\n', (imag(SLT)/Qgt)*100)
fprintf(
=====',
n'),
Ploss=real(SLT);
clear Ik In SL SLT Skn Snk
```

LAMPIRAN 3

LISTING PROGRAM IMPLEMENTASI RGA PADA SISTEM JAWA-BALI 500 kV



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



```
clear
clc
tic
ukpop=20;
maxG=30;
pc=0.8;
pm=0.1;
nSVC=3;
nTCSC=3;
Qsvcmin=0;
Qsvcmax=250;
rmin=-0.8;
rmax=0.2;
nfacts=nSVC+nTCSC;
jumgen=2*nfacts;
nbus=26;
nsal=31;
Va=1.05;
Vb=0.95;
bil=0.001;
Fthr=1/bil;
ymax=160;
ymin=50;

%inisialisasi grafis 2D
hfig=figure;
holdon
title('Optimasi SVC dan TCSC menggunakan RGA')
set(hfig,'position',[50,50,600,400]);
set(hfig,'doublebuffer','on');
axis([1maxGyminymax]);
hbestplot=plot(1:maxG,zeros(1,maxG));
htextl1=text(0.4*maxG,0.10*ymax+ymin,sprintf('bus : %1g',0.0));
htextl2=text(0.4*maxG,0.14*ymax+ymin,sprintf('bus : %1g',0.0));
htextl3=text(0.4*maxG,0.18*ymax+ymin,sprintf('bus : %1g',0.0));
htextl4=text(0.4*maxG,0.22*ymax+ymin,sprintf('sal : %1g',0.0));
htextl5=text(0.4*maxG,0.26*ymax+ymin,sprintf('sal : %1g',0.0));
htextl6=text(0.4*maxG,0.30*ymax+ymin,sprintf('sal : %1g',0.0));
```



```
htextk1=text(0.6*maxG,0.10*ymax+ymin,sprintf('Qsvc: %5.4f',0.0));
htextk2=text(0.6*maxG,0.14*ymax+ymin,sprintf('Qsvc: %5.4f',0.0));
htextk3=text(0.6*maxG,0.18*ymax+ymin,sprintf('Qsvc: %5.4f',0.0));
htextk4=text(0.6*maxG,0.22*ymax+ymin,sprintf('r.tcsc: %2.4f',0.0));
htextk5=text(0.6*maxG,0.26*ymax+ymin,sprintf('r.tcsc: %2.4f',0.0));
htextk6=text(0.6*maxG,0.30*ymax+ymin,sprintf('r.tcsc: %2.4f',0.0));
htextloss=text(0.4*maxG,0.40*ymax+ymin,sprintf('Losses minimum: %5.4f
MW',0.0));
xlabel('Generasi');
ylabel('Power Losses (MW)');
holdoff
drawnow;

%inisialisasi populasi
forj=1:ukpop,
a=randperm(nbus);
b=randperm(nsal);
lokasi_SVC=a(1,1:nSVC);
lokasi_TCSC=b(1,1:nTCSC);
rating_SVC=rand(1,nSVC);
rating_TCSC=rand(1,nTCSC);
lokasi=[lokasi_SVClokasi_TCSC];
rating=[rating_SVCrating_TCSC];
k=[lokasirating];
pop_awal(j,1:2*nfacts)=k;
end
pop_awal;

%Loop Evolusi
forg=1:maxG,
generasi=g;
dekode_kromosom;%dekode kromosom
forh=1:ukpop,
loadflow_jamali_SVCdanTCSC;%evaluasi individu

lossP(h,1)=real(SLT);
lossQ(h,1)=imag(SLT);
%losses=lossP+i*lossQ;
```



```
Fitnes=1000./lossP;  
end  
  
maxF=Fitnes(1);  
minF=Fitnes(1);  
indeks_best_individu=1;  
for ii=2:ukpop,  
    if Fitnes(ii)>maxF,  
        maxF=Fitnes(ii);  
        indeks_best_individu=ii;  
    end  
    if Fitnes(ii)<minF,  
        minF=Fitnes(ii);  
    end  
    end  
Best_krom=popfacts(indeks_best_individu,:);  
minloss=1000/maxF;  
%penanganan grafis 2D  
plotvector=get(hbestplot,'Ydata');  
plotvector(g)=minloss;  
set(hbestplot,'Ydata',plotvector);  
set(htext11,'string',sprintf('bus : %1g ',Best_krom(1))); %Lokasi_SVC1  
set(htext12,'string',sprintf('bus : %1g ',Best_krom(2))); %Lokasi_SVC2  
set(htext13,'string',sprintf('bus : %1g ',Best_krom(3))); %Lokasi_SVC3  
set(htext14,'string',sprintf('sal : %1g ',Best_krom(nSVC+1))); %Lokasi_TCSC1  
set(htext15,'string',sprintf('sal : %1g ',Best_krom(nSVC+2))); %Lokasi_TCSC2  
set(htext16,'string',sprintf('sal : %1g ',Best_krom(nSVC+3))); %Lokasi_TCSC3  
set(htextk1,'string',sprintf('Qsvc: %5.4f Mvar',Best_krom(nfacts+1))); %Kapasitas_SVC1  
set(htextk2,'string',sprintf('Qsvc: %5.4f Mvar',Best_krom(nfacts+2))); %Kapasitas_SVC2  
set(htextk3,'string',sprintf('Qsvc: %5.4f Mvar',Best_krom(nfacts+3))); %Kapasitas_SVC3  
set(htextk4,'string',sprintf('r.tcsc: %2.4f Xsal',Best_krom(nfacts+nSVC+1))); %Rating_TCSC1  
set(htextk5,'string',sprintf('r.tcsc: %2.4f Xsal',Best_krom(nfacts+nSVC+2))); %Rating_TCSC2
```

```
set(htextk6,'string',sprintf('r.tcsc: %2.4f  
Xsal',Best_krom(nfacts+nSVC+3))); %Rating_TCSC3  
  
set(htextloss,'string',sprintf('Losses minimum: %5.4f MW',minloss));  
drawnow  
  
ifmaxF>=Fthr,  
break;  
end  
  
tem_pop=pop_awal;  
  
%elitisme  
  
ifmod(ukpop,2)==0 %ukpop genap | mod=sisa pembagian  
IterasiMulai=3;  
  
tem_pop(1,:)=pop_awal(indeks_best_individu,:);  
tem_pop(2,:)=pop_awal(2,:);  
else  
IterasiMulai=2;  
  
tem_pop(1,:)=pop_awal(indeks_best_individu,:);  
end  
  
%Linear Fitnes Ranking  
[SF,IndF]=sort(Fitnes);  
  
forrr=1:ukpop,  
LFR(IndF(ukpop-rr+1))=ukpop-(ukpop-1)*((rr-1)/(ukpop-1));  
end  
  
  
%Roulette-Wheel dan pindah silang  
forjj=IterasiMulai:2:ukpop,  
IP1=Roulette_Wheel(ukpop,LFR);  
IP2=Roulette_Wheel(ukpop,LFR);  
if(rand<pc),%dilakukan crossover  
Bapak=pop_awal(IP1,:);  
lok1=Bapak(1,1:nfacts);%lokasi facts Bapak(lok1)  
rat1=Bapak(1,nfacts+1:jumgen);%rating facts Bapak(rat1)  
Ibu=pop_awal(IP2,:);  
lok2=Ibu(1,1:nfacts);%lokasi facts Ibu(lok2)  
rat2=Ibu(1,nfacts+1:jumgen);%rating facts Ibu(rat2)  
  
forx=1:nSVC,%crossover lokasi dan rating SVC(1)  
R1=rand;  
R2=rand;
```

```
os1_lok(1,x)=ceil(R1*lok1(x)+(1-R1)*lok2(nSVC+1-x));%os=offspring/anak
os2_lok(1,x)=ceil(R2*lok2(x)+(1-R2)*lok1(nSVC+1-x));%lokasi SVC os1 & os2
os1_rat(1,x)=(R1*rat1(x)+(1-R1)*rat2(nSVC+1-x));%rating SVC os1 & os2
os2_rat(1,x)=(R2*rat2(x)+(1-R2)*rat1(nSVC+1-x));
end
forx=nSVC+1:nfacts,%crossover lokasi dan rating TCSC(2)
R1=rand;
R2=rand;
os1_lok(1,x)=ceil(R1*lok1(x)+(1-R1)*lok2(nfacts+1-x));%lokasi TCSC os1 &
os2
os2_lok(1,x)=ceil(R2*lok2(x)+(1-R2)*lok1(nfacts+1-x));
os1_rat(1,x)=(R1*rat1(x)+(1-R1)*rat2(nfacts+1-x));%rating TCSC os1 & os2
os2_rat(1,x)=(R2*rat2(x)+(1-R2)*rat1(nfacts+1-x));
end
else
Anak1=[os1_lokos1_rat];
Anak2=[os2_lokos2_rat];
tem_pop(jj,:)=Anak1;
tem_pop(jj+1,:)=Anak2;
end
end

%mutasi
mutasi;

%generational replacement
pop_awal=tem_pop;

best_individu1=populasi1(indeks_best_individu,:);
best_individu2=populasi2(indeks_best_individu,:);
LoadFlow_bestindividu;%Load flow individu terbaik

[minV,no]=sort(Vm);

end
```



vbus=[no;minV]

toc

