

**OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS PADA  
PABRIK GULA KREBET BARU I  
BULULAWANG MALANG**

**SKRIPSI**

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

**Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik**



Disusun oleh:

**ERICK TOGAMULYA P.  
NIM. 0510630038-63**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN NASIONAL  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK  
MALANG  
2010**

**LEMBAR PERSETUJUAN**  
**OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS PADA**  
**PABRIK GULA KREBET BARU I**  
**BULULAWANG MALANG**

**SKRIPSI**  
**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh:

**ERICK TOGAMULYA P.**  
**NIM. 0510630038-63**

Telah diperiksa dan disetujui oleh:

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**

**Ir. Mahfudz Shidiq, MT.**

**NIP. 19580609 198703 1 003**

**Hadi Suyono, ST., MT., Ph.D.**

**NIP. 19730520 200801 1 013**

**LEMBAR PERSETUJUAN**  
**OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS PADA PABRIK**  
**GULA KREBET BARU I BULULAWANG MALANG**

**SKRIPSI**  
**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI ELEKTRIK**

Diajukan untuk memenuhi persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik

Disusun oleh:

**ERICK TOGAMULYA P.**

**NIM. 0510630038-63**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
tanggal 2 November 2010

**MAJELIS PENGUJI**

**Ir. Hari Santoso, MS.**  
**NIP. 19531205 198503 1 001**

**Ir. Hery Purnomo, MT.**  
**NIP. 19550708 198212 1 001**

**Ir. Chairuzzaini**  
**NIP. 19500627 197803 1 001**

Mengetahui  
Ketua Jurusan Teknik Elektro

**Rudy Yuwono ST., M.Sc.**  
**NIP. 19710615 199802 1 003**



## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan rahmat dan berkat-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik dari Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya.

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. Bapak Rudy Yuwono, ST., MSc selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
2. Bapak M. Azis Muslim, ST., MT., Ph.D selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
3. Bapak Ir. Mahfudz Shidiq, MT. dan Bapak Hadi Suyono, ST, MT.,Ph.D. selaku dosen pembimbing skripsi yang telah banyak memberikan pengarahan dan bimbingan dalam penyelesaian skripsi ini serta atas segala bentuk bantuan dan saran yang membangun.
4. Bapak dan Mama, kedua orang tua penulis yang sudah berjuang sekuat tenaga untuk membiayai kuliah penulis, memberi dorongan semangat, dan memberikan kepercayaan yang sungguh kepada penulis. Skripsi ini untuk Bapak dan Mama.
5. Ronald, terima kasih telah menjadi seorang adik yang selalu menjadi inspirasi untuk penulis. Bangga memiliki adik seperti dirimu.
6. Dosen dan karyawan Teknik Elektro Universitas Brawijaya, keluarga besar mahasiswa Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
7. Saudara-saudara di PMK Yehezkiel, sungguh indah waktu yang dilewatkan bersama kalian semua. Kesempatan yang luar biasa bisa melayani-Nya bersama-sama kalian. Terus semangat dalam melayani.
8. Irafika Mutiha U.L.T., terima kasih untuk motivasi dan saran-saran yang diberikan dengan penuh kesabaran kepada penulis.
9. Teman-teman seperjuangan Streamline'05, terlalu banyak cerita yang sudah kita ukir bersama, sehingga sulit rasanya diri ini melupakan kalian semua. Sungguh, beruntung sekali mempunyai teman-teman seperti kalian.

10. Semua pihak yang telah memberikan bantuan serta dukungan baik secara langsung maupun tidak langsung atas penyusunan skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini belumlah sempurna, karena keterbatasan ilmu dan kendala-kendala lain yang terjadi selama pengerjaan skripsi ini. Semoga tulisan ini dapat bermanfaat dan dapat digunakan untuk pengembangan lebih lanjut.

Malang, Oktober 2010

Penulis



**DAFTAR ISI**

<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>1</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>iii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>viii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>x</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Tujuan.....	3
1.5. Manfaat.....	3
1.6. Sistematika Penelitian .....	4
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>5</b>
2.1. Pandangan Umum Operasi Pembangkitan Ekonomis.....	5
2.2. Penelitian Terdahulu tentang Operasi Pembangkitan Ekonomis .....	5
2.3. Biaya Pembangkit Listrik.....	7
2.4. Operasi Pembangkitan Ekonomis pada Pembangkit Listrik Thermal.....	8
2.5. Metode Lagrange.....	8
2.6. Lengkung Masukan dan Keluaran.....	9
2.7. Biaya Bahan Bakar Tambahan .....	11
2.8. Operasi Pembangkitan Ekonomis dari Unit Pembangkit dengan Mengabaikan Rugi-Rugi Transmisi .....	12
2.9. Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Rugi-Rugi Transmisi .....	17
2.10. Pengoperasian Unit Pembangkit.....	19
<b>BAB III METODE PENELITIAN.....</b>	<b>20</b>
3.1. Kerangka Umum .....	20
3.2. Studi Literatur.....	20
3.3. Lokasi dan Waktu Penelitian.....	20
3.4. Pengambilan Data.....	21



3.5.	Pengolahan Data dan Analisis .....	21
3.6.	Penarikan Kesimpulan dan Saran .....	22
<b>BAB IV DESAIN PROGRAM OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS DENGAN MENGGUNAKAN METODE LAGRANGE DALAM BAHASA PEMROGRAMAN C++ .....</b>		
4.1.	Rekayasa Perangkat Lunak (Software Engineering) .....	23
4.2.	Proses Perangkat Lunak (Software Process) .....	23
4.3.	Model-model Proses Perangkat Lunak .....	24
4.3.1.	Model Air Terjun .....	25
4.3.2.	Model Evolusioner .....	27
4.3.3.	Rekayasa Perangkat Lunak Berbasis Komponen .....	28
4.4.	Persyaratan Perangkat Lunak .....	30
4.4.1.	Persyaratan Fungsional dan Non-fungsional .....	31
4.4.2.	Persyaratan Pengguna ( <i>User Requirements</i> ) .....	32
4.4.3.	Persyaratan Sistem ( <i>System Requirements</i> ) .....	32
4.5.	Dokumen Persyaratan Perangkat Lunak .....	32
4.6.	Persyaratan Perangkat Lunak dari Program Operasi Pembangkitan Ekonomis Menggunakan Metode Lagrange .....	34
4.6.1.	Tujuan Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange. ....	35
4.6.2.	Karakteristik Pengguna .....	35
4.6.3.	Kendala-kendala Umum .....	35
4.7.	Desain Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange .....	35
4.7.1.	Input .....	36
4.7.2.	Proses .....	36
4.7.3.	Output .....	37
4.7.4.	<i>Interface</i> .....	37
4.8.	Program Utama Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange .....	38

<b>BAB V ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>45</b>
5.1 Validasi Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange .....	45
5.2 Data-data Kelistrikan Pabik Gula Krebet Baru I Bululawang Malang .....	48
5.2.1. Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik .....	48
5.2.1.1. Sumber Daya PLN .....	48
5.2.1.2. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU).....	49
5.2.1.3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) .....	50
5.2.2. Data Beban .....	50
5.2.3. Sistem Distribusi Tenaga Listrik .....	51
5.3 Upaya Mengoptimalkan Unit-Unit Pembangkit.....	51
5.3.1. Persamaan Lengkung Masukan dan Keluaran Masing-Masing Unit Pembangkit.....	51
5.3.2. Persamaan Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Unit Pembangkit .....	57
5.3.3. Biaya Bahan Bakar Sebelum Operasi Pembangkitan Ekonomis. ....	58
5.3.4. Optimasi Pembagian Daya Unit-Unit Pembangkit di PT. PG Krebet Baru I Bululawang Malang.....	70
 <b>BAB VI PENUTUP.....</b>	 <b>90</b>
6.1. Kesimpulan .....	90
6.2. Saran .....	91
 <b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	 <b>92</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>93</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1.	Lengkung masukan dan keluaran.....	9
Gambar 2. 2.	Biaya bahan bakar tambahan .....	11
Gambar 2. 3.	Unit-unit PLTU yang mencatu beban $P_R$ .....	13
Gambar 2. 4.	Representasi Laju Biaya Bahan Tambahan .....	15
Gambar 2. 5.	Sistem tenaga listrik dengan rugi-rugi transmisi. ....	17
Gambar 3. 1.	Kerangka Umum Metode Pengerjaan Penelitian.....	20
Gambar 3. 2.	Diagram Alir Metode Lagrange.....	22
Gambar 4. 1.	Siklus Hidup Perangkat Lunak .....	25
Gambar 4. 2.	Pengembangan Evoluisoner.....	27
Gambar 4. 3.	Rekayasa Perangkat Lunak Berbasis Komponen .....	29
Gambar 4. 4.	Pengguna Dokumen Persyaratan .....	33
Gambar 4. 5	Tampilan fungsi cek_gen_beban() ketika program dijalankan.....	39
Gambar 4. 6	Tampilan fungsi pencabangan() ketika program dijalankan.....	40
Gambar 4. 7	Tampilan fungsi cek_jar_daya() ketika program dijalankan .....	40
Gambar 4. 8	Tampilan fungsi detail() ketika program dijalankan.....	41
Gambar 4. 9	Tampilan fungsi ambil_gen_beban() dan ambil_jar_daya() ketika program dijalankan .....	42
Gambar 4. 10	Tampilan hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis.....	43
Gambar 4. 11	Tampilan detail iterasi perhitungan operasi pembangkitan ekonomis... ..	44
Gambar 5. 1	Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU I .....	54
Gambar 5. 2	Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU II .....	55
Gambar 5. 3	Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU III.....	56
Gambar 5. 4	Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTD.....	57
Gambar 5. 5	Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang Senin, 7 September 2009 .....	59
Gambar 5. 6	Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang Selasa, 8 September 2009 .....	59
Gambar 5. 7	Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang Rabu, 9 September 2009 .....	60
Gambar 5. 8	Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang Kamis, 10 September 2009 .....	60

Gambar 5. 9 Grafik Perilaku Beban PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang  
Jumat, 11 September 2009..... 61

Gambar 5. 10 Grafik Perilaku Beban PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang  
Sabtu, 12 September 2009 ..... 61

Gambar 5. 11 Grafik Perilaku Beban PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang  
Minggu, 13 September 2009..... 62



## DAFTAR TABEL

Tabel 5. 1	Data generator untuk data uji (a).....	45
Tabel 5. 2	Hasil perhitungan dengan menggunakan program operasi pembangkitan ekonomis pada data uji (a) .....	46
Tabel 5. 3	Hasil perhitungan sebenarnya untuk data uji (a).....	46
Tabel 5. 4	Data generator untuk data uji (b) .....	46
Tabel 5. 5	Data beban untuk data uji (b).....	47
Tabel 5. 6	Data Unit-Unit PLTU di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang .....	49
Tabel 5. 7	Data Unit-Unit PLTD di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang .....	50
Tabel 5. 8	Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU I .....	52
Tabel 5. 9	Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU II .....	52
Tabel 5. 10	Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU III.....	52
Tabel 5. 11	Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTD.....	52
Tabel 5. 12	Data beban harian di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang .....	58
Tabel 5. 13	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Senin, 7 September 2009) .....	63
Tabel 5. 14	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi untuk (Selasa, 8 September 2009) .....	64
Tabel 5. 15	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Rabu, 9 September 2009) .....	65
Tabel 5. 16	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Kamis, 10 September 2009) .....	66
Tabel 5. 17	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Jumat, 11 September 2009) .....	67
Tabel 5. 18	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Sabtu, 12 September 2009) .....	68
Tabel 5. 19	Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Minggu, 13 September 2009) .....	69
Tabel 5. 20	Daya Unit-Unit PLTU dan PLTD di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang .....	70
Tabel 5. 21	Kombinasi 2 Unit PLTU .....	71
Tabel 5. 22	Kombinasi 3 Unit PLTU .....	74



Tabel 5. 23	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Senin, 7 September 2009 .....	76
Tabel 5. 24	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Selasa, 8 September 2009 .....	77
Tabel 5. 25	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Rabu, 9 September 2009 .....	78
Tabel 5. 26	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Kamis, 10 September 2009 .....	79
Tabel 5. 27	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Jumat, 11 September 2009 .....	80
Tabel 5. 28	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Sabtu, 12 September 2009 .....	81
Tabel 5. 29	Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Minggu, 13 September 2009 .....	82
Tabel 5. 30	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Senin, 7 September 2009.....	83
Tabel 5. 31	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Selasa, 8 September 2009.....	84
Tabel 5. 32	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Rabu, 9 September 2009.....	85
Tabel 5. 33	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Kamis, 10 September 2009.....	86
Tabel 5. 34	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Jumat, 11 September 2009.....	87
Tabel 5. 35	Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Sabtu, 12 September 2009.....	88
Tabel 5. 36	Perbandingan Biaya Bahan Bakar Hari Minggu, 13 September 2009.....	89

**ABSTRAK**

**Erick Togamulya P. (0510630038)**, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Brawijaya, September 2010, *Operasi Pembangkitan Ekonomis Pada Pabrik Gula Krebet Baru I Bululawang Malang.*

Dosen Pembimbing: **Ir. Mahfudz Shidiq, MT. dan Hadi Suyono, ST, MT.,Ph.D.**

PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang merupakan salah satu industri penghasil gula yang cukup besar di Indonesia. Dalam pemenuhan kebutuhan tenaga listrik untuk proses produksinya disuplai dari 3 unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan juga tersedia 1 unit Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) sebagai unit cadangan, sehingga kapasitas daya total dari unit-unit pembangkit yang ada di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang adalah sebesar 10.575 kVA. Namun pada saat ini dalam proses produksinya hanya disuplai oleh 2 unit PLTU saja.

Seiring dengan naiknya harga bahan bakar, maka biaya pembangkitan juga akan meningkat sehingga perlu dilakukan analisis dalam pembagian suplai daya listrik yang paling optimal dari kombinasi-kombinasi pembangkit yang ada sehingga dapat ditentukan seberapa besar operasi pembangkitan ekonomis unit-unit yang telah dioptimalkan tersebut.

Analisis operasi pembangkitan ekonomis dari unit-unit pembangkit di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang dilakukan dengan menggunakan Metode Lagrange, yang kemudian diterapkan dalam program dengan menggunakan bahasa C++ sehingga dapat membantu dalam proses perhitungan yang lebih cepat dan akurat.

Hasil analisis dari perhitungan operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan Metode Lagrange menunjukkan bahwa untuk melakukan penghematan di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang dapat dicapai jika menggunakan kombinasi PLTU I dan PLTU II jika daya beban lebih besar sama dengan 3 MW dan kombinasi PLTU II dengan PLTU III jika daya beban kurang dari 3 MW.

**Kata kunci:** Operasi pembangkitan ekonomis, Metode Lagrange.

## BAB I

### PENDAHULUAN

#### 1.1. Latar Belakang

Pembangunan yang ada di suatu negara tidak bisa terlepas dari penyediaan energi, karena dengan adanya energi tersebut maka proses pembangunan tersebut dapat dilakukan. Salah satu bentuk energi yang penting adalah listrik, karena listrik sangatlah praktis dan mudah diubah ke bentuk energi yang lain, misalnya: energi mekanik, energi panas, dan lain sebagainya.

Tersedianya pasokan listrik yang memadai dan handal merupakan salah satu syarat mutlak yang diperlukan suatu industri dalam menjalankan semua kegiatan industrinya. PT. PLN (Persero) sebagai penyuplai energi terus berusaha meningkatkan produksi daya listriknya. Hal ini dilakukan karena bertambahnya kebutuhan akan daya listrik terutama untuk kebutuhan rumah tangga dan industri.

Pada saat ini, pasokan daya listrik yang disediakan PT. PLN (Persero) ternyata masih terbatas dan belum bisa memenuhi kebutuhan daya listrik, utamanya pada sektor industri yang merupakan pengkonsumsi energi listrik terbesar. Hal ini terjadi karena semakin menipisnya pasokan daya yang dihasilkan oleh pembangkitan yang diakibatkan oleh bertambahnya permintaan akan tenaga listrik. Karena permasalahan tersebut, sektor industri harus menyediakan pasokan atau suplai daya yang berasal dari pembangkit listrik milik industri itu sendiri sehingga bisa memenuhi kebutuhan daya listrik yang diperlukan untuk kegiatan industri tersebut.

PT. PG. Krebbe Baru I Bululawang Malang sebagai salah satu industri penghasil gula, juga memerlukan suplai daya listrik yang memadai. Energi listrik di PT. PG. Krebbe Baru I Bululawang Malang digunakan sebagai catu daya dari motor-motor listrik, penerangan pabrik pada saat beroperasi maupun tidak beroperasi, dan las listrik. Karena hal tersebutlah maka energi listrik yang digunakan cukup besar.

Selain menggunakan sumber energi listrik dari PT. PLN yang disuplai dari Gardu Induk Kebon Agung melalui saluran distribusi primer 20 kV yang kemudian diturunkan level tegangannya menggunakan transformator daya menjadi tegangan 220/380 V sesuai dengan peralatan listrik yang tersedia, PT. PG. Krebbe Baru I Bululawang Malang juga menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)



sebanyak 3 unit. Selain dari kedua sumber energi listrik tersebut, juga tersedia Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) sebanyak 1 unit sebagai cadangan untuk mendukung kegiatan produksi ketika salah satu atau kedua sumber energi listrik tersebut mengalami gangguan atau sedang dalam keadaan pemeliharaan.

Pada saat ini dalam proses produksi di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang hanya disuplai 2 unit PLTU saja setiap hari untuk memikul beban harian. Pada operasi pembangkitan ekonomis, dengan adanya beberapa unit pusat pembangkit listrik tenaga uap, maka masing-masing unit pembangkit listrik harus dioperasikan pada daya tertentu untuk memenuhi kebutuhan variasi beban, sehingga biaya produksi energi listrik yang minimum bisa dicapai. Dengan demikian keuntungan yang didapatkan perusahaan juga bisa ditingkatkan. Selain itu juga, pada kondisi di mana salah satu PLTU tidak bisa beroperasi karena mengalami gangguan atau sedang dalam masa pemeliharaan, maka proses produksi dapat disuplai dengan PLTD. Operasi pembangkitan ekonomis antara unit PLTU dan PLTD bisa meminimumkan biaya produksi energi listrik baik pada kondisi normal ataupun pada saat kondisi darurat.

## 1.2. Rumusan Masalah

Untuk dapat menganalisis pembagian daya yang seoptimal mungkin di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang, maka perlu untuk merumuskan permasalahan yang ada sebagai berikut:

1. Bagaimanakah kurva karakteristik masukan dan keluaran dari masing-masing unit pembangkit (PLTU dan PLTD) di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang.
2. Berapa besar biaya bahan bakar yang digunakan untuk pengoperasian masing-masing unit kombinasi unit PLTU di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang sebelum dan sesudah optimasi.
3. Kombinasi unit manakah yang paling ekonomis di antara seluruh kombinasi unit PLTU yang ada di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang dalam pengoperasiannya.

### 1.3. Batasan Masalah

Pada penelitian ini, pembahasan tentang operasi pembangkitan ekonomis di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang dibatasi sebagai berikut:

- a) Tidak menghitung besarnya biaya investasi dari unit-unit pembangkit listrik tenaga uap.
- b) Penentuan operasi pembangkitan ekonomis dilakukan dengan tidak melibatkan persamaan kendala (*constraint*), antara lain: rugi-rugi transmisi, waktu *start up* dan *start down*, biaya *start up* dan biaya *start down*, dan keamanan (*security*).
- c) Seluruh perhitungan dilakukan dengan menganggap sistem bekerja dalam keadaan normal.
- d) Penentuan kombinasi paling optimal tidak melibatkan suplai daya listrik dari PLN dan PLTD.

### 1.4. Tujuan

Penelitian ini memiliki tujuan untuk menentukan kombinasi unit PLTU dan pembebanan setiap unit pembangkit yang paling ekonomis di antara seluruh kombinasi unit PLTU yang ada di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang serta memberikan penjadwalan unit-unit pembangkit yang paling ekonomis.

### 1.5. Manfaat

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a) Bagi penulis, mampu memberikan pembelajaran tentang dasar-dasar untuk menganalisis operasi pembangkitan ekonomis dari sebuah sistem sehingga dapat tercipta optimasi bahan bakar pembangkitan.
- b) Bagi pembaca, mampu memberikan wawasan penerapan operasi pembangkitan ekonomis untuk melakukan optimasi bahan bakar pembangkitan.
- c) Bagi PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang, mampu memberikan pertimbangan operasi pembangkitan ekonomis dari unit-unit PLTU yang ada sehingga bisa melakukan optimasi bahan bakar pembangkitan.

## 1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika pembahasan dalam penelitian ini terbagi dalam enam bab. Adapun isi dari keenam tersebut adalah sebagai berikut :

**BAB I** : Merupakan pendahuluan yang berisikan latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan dan sistematika pembahasan

**BAB II** : Membahas mengenai tinjauan pustaka, membahas pandangan umum operasi pembangkitan ekonomis, penelitian terdahulu tentang operasi pembangkitan ekonomis, biaya pembangkit listrik, operasi pembangkitan ekonomis pada pembangkit listrik thermal, Metode Lagrange, operasi pembangkitan ekonomis unit pembangkit dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi, operasi pembangkitan ekonomis unit pembangkit dengan rugi-rugi transmisi dan pengoperasian unit pembangkit.

**BAB III** : Merupakan metodologi penelitian berisikan studi literatur, teknik pengambilan data, dan metode pembahasan

**BAB IV** : Membahas mengenai rekayasa perangkat lunak dan desain perangkat lunak operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan metode lagrange dalam bahasa pemrograman c++.

**BAB V** : Membahas mengenai validasi perangkat lunak operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan metode lagrange dalam bahasa pemrograman c++, data-data kelistrikan dan perhitungan operasi pembangkitan ekonomis di PT. PG. Krebbe Baru I Bululawang Malang.

**BAB VI** : Berisi kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan dalam penelitian ini



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Pandangan Umum Operasi Pembangkitan Ekonomis

Suatu sistem tenaga yang ada pada sebuah industri memiliki peranan yang vital dalam kelangsungan proses produksi industri tersebut. Selain memiliki faktor teknis dalam industri tersebut, sistem tenaga juga memiliki faktor ekonomis, di mana sistem tenaga tersebut tentunya membutuhkan biaya untuk pengoperasiannya dan perawatannya. Agar sistem tenaga dapat memberikan keuntungan, maka diperlukan pengoperasian yang baik sehingga pengeluaran dapat ditekan sedemikian rupa dengan tidak melupakan keandalan untuk tetap menyalurkan daya listrik dengan baik. Dengan berkurangnya biaya tersebut maka bisa meningkatkan keuntungan perusahaan.

Untuk dapat mencapai hal tersebut, maka diperlukan sebuah upaya optimisasi. Salah satu upaya optimisasi yang biasa digunakan untuk menekan biaya secara optimal dengan tetap memperhitungkan keandalan sistem tenaga tersebut adalah dengan melakukan operasi pembangkitan ekonomis pada unit-unit pembangkit yang ada pada industri tersebut.

Operasi pembangkitan ekonomis adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada pada sistem secara optimal ekonomi, pada harga beban sistem tertentu. Besar beban pada suatu sistem tenaga selalu berubah setiap periode waktu tertentu, oleh karena itu untuk mensuplai beban secara ekonomis, perlu dilakukan operasi pembangkitan ekonomis pada setiap besar beban tersebut.

#### 2.2. Penelitian Terdahulu tentang Operasi Pembangkitan Ekonomis

Seiring dengan perkembangan teknologi dan berkembangnya permintaan akan tenaga listrik, maka telah banyak ilmuwan yang mencoba mencari cara untuk menekan biaya pembangkitan. Telah banyak penemuan yang bisa meningkatkan efisiensi komponen-komponen dari suatu pembangkit, seperti ketel uap, turbin, dan generator.

Dalam pengoperasian sistem pada keadaan beban yang variatif, pembangkitan daya dari setiap unit pembangkit harus ditentukan sehingga biaya pembangkitan daya yang minimum. Pembangkitan daya dengan memperhatikan biaya minimum merupakan basis dari operasi pembangkitan ekonomis suatu pembangkit.

Metode lama yang digunakan adalah dengan menyalurkan daya hanya dari pembangkit dengan dayaguna yang paling tinggi pada beban-beban yang ringan. Seiring dengan meningkatnya beban, daya yang disalurkan pembangkitan tersebut akan meningkat juga hingga mencapai titik dayaguna maksimum. Kemudian untuk peningkatan beban selanjutnya, pembangkit berikutnya yang paling berdayaguna setelah pembangkit pertama tadi akan mulai menyalurkan daya, dan pembangkit ketiga tidak akan dioperasikan sebelum titik dayaguna maksimum pembangkit kedua dicapai. Tetapi, bahkan dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi, cara ini ternyata belum bisa mendapatkan biaya pembangkitan yang minimum. (Stevenson, Jr., 1994:214).

Metode selanjutnya yang dikembangkan adalah dengan metode di mana pembangkit-pembangkit tersebut dibagi pembebebanannya pada harga beban tertentu. Pada metode ini muncul beberapa metode operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan metode numerik seperti metode Lagrange, Iterasi Lamda, Gradien dan Pemrograman Kuadratis (*Quadratic Programming*). Metode-metode konvensional tersebut mampu memberikan optimasi yang layak untuk dilakukan.

Dalam perkembangannya, dengan bertambah banyaknya perhitungan yang dilakukan, maka diperlukan alat bantu untuk dapat melakukan perhitungan dengan cepat dan tepat. Kirchmayer pada tahun 1959 menggunakan komputer analog, sedangkan sistem sekarang sudah menggunakan teknik digital (Wood, Wollenberg., 1984).

Makin besar dan kompleknya sistem menyebabkan teknik konvensional sangat sulit untuk digunakan dalam aplikasi praktisnya karena memerlukan waktu yang cukup lama. Hal ini menyebabkan munculnya perkembangan untuk mencari algoritma yang cepat, efisien, dan dapat diandalkan untuk melakukan operasi pembangkitan ekonomis. Algoritma-algoritma yang kemudian digunakan adalah dengan menggunakan *Genetic Algorithm*, *Fuzzy Logic*, *Simulated Annealing*, dan yang lainnya.

Seiring dengan waktu, maka operasi pembangkitan ekonomis tidak hanya memperhatikan biaya bahan bakar saja, tetapi juga biaya lingkungan hidup dan keamanan operasi. Hal ini dilakukan oleh Wong pada tahun 1995 dengan menggunakan teknik *Simulated Anealing*. Hal serupa juga dilakukan oleh Yoshikawa pada tahun 1996 dengan menggunakan *Neural Network*, tapi masih menggunakan pendekatan dengan teknik *Simulated Annealing* (Faroq Aslam, Muhammad., 2004:12).



### 2.3. Biaya Pembangkit Listrik

Biaya yang dikeluarkan untuk membuat suatu produk energi listrik merupakan salah satu unsur terpenting dalam pengolahan perusahaan, sebab biaya energi listrik juga menentukan pengeluaran dan keuntungan perusahaan tersebut. Keuntungan merupakan salah satu modal terpenting dalam perusahaan.

Biaya atau *cost* mempunyai pengertian sebagai semua pengeluaran yang dapat diukur dengan uang, baik yang telah, sedang, ataupun yang akan dikeluarkan untuk menghasilkan produk. Ilmu yang mempelajari masalah biaya disebut akunting biaya, yang merupakan proses untuk mencatat, mengklasifikasikan, menganalisis, menyajikan dan mengendalikan biaya dari proses produksi. Adapun akunting biaya dapat digunakan untuk: (Ali Basyah Siregar dan Samadhi, 1990:85)

1. Menentukan biaya-biaya produksi, pekerjaan, satuan dan departemen.
2. Mengendalikan pengeluaran dari perusahaan.
3. Memberikan dasar perkiraan biaya produksi
4. Menyediakan informasi untuk manajemen dalam pengambilan keputusan.

Biaya pada pembangkit listrik tenaga uap terdiri dari dua macam, yaitu : (Abdul Kadir, 1990:454)

a. Biaya tetap yang meliputi:

1. Biaya atas bunga investasi.  
Besarnya biaya ini tergantung pada kapasitas unit PLTU yang dibangun.
2. Biaya pajak yang besarnya tergantung pada letak stasiun pembangkit.
3. Biaya asuransi yang besarnya tergantung pada tipe komponen yang digunakan, tipe bangunan, dan lain sebagainya.
4. Harga susut stasiun pembangkit.  
Harga susut stasiun pembangkit besarnya tergantung pada peralatan yang digunakan oleh stasiun pembangkit yang bersangkutan.

b. Biaya-biaya variabel yang meliputi:

1. Bahan bakar : Biaya bahan bakar timbul dari pemakaian bahan-bahan yang menjadi bagian dari produk energi listrik dan harus dimasukkan ke dalam biaya produk listrik jadi, yang disebut biaya langsung.
2. Gaji, upah, dan tunjangan karyawan : biaya ini disebut biaya buruh langsung karena biaya yang dikeluarkan untuk pekerja yang secara langsung ikut dalam proses pembuatan produk.
3. Air (*water*), telekomunikasi (*telecommunication*).



4. Pemeliharaan dan perbaikan.
5. Biaya lainnya yang berhubungan dengan jasa kegiatan proyek.

Bagian terbesar untuk pembiayaan adalah untuk bahan bakar (sekitar 80%), selain itu naik atau turunnya biaya yang dikeluarkan sangat tergantung pada beban atau daya listrik yang disalurkan. Karena besarnya biaya tersebut, maka sangat diperlukan cara pengoperasian yang efisien.

#### 2.4. Operasi Pembangkitan Ekonomis pada Pembangkit Listrik Thermal

Karakteristik pembangkit adalah modal dasar untuk melakukan pengaturan daya keluaran pembangkit untuk menekan biaya pembangkitan. Melalui karakteristik tersebut dapat dibuat model matematisnya sehingga dapat dilakukan optimasi untuk memperoleh biaya pembangkitan paling ekonomis. Ada beberapa metode yang digunakan dalam operasi pembangkitan ekonomis pada pembangkit listrik thermal, antara lain:

- Metode Lagrange
- Metode Iterasi Lamda
- Metode Gradien
- dan lain-lain

pada makalah ini, metode yang digunakan adalah dengan menggunakan Metode Lagrange.

#### 2.5. Metode Lagrange

Metode Lagrange adalah sebuah teknik dalam menyelesaikan optimasi dengan kendala persamaan. Inti dari Metode Lagrange adalah mengubah persoalan titik ekstrem terkendala menjadi persoalan ekstrem bebas kendala. Selanjutnya, fungsi yang terbentuk dari transformasi itu dinamakan fungsi Lagrange.

Misalkan permasalahan yang dihadapi adalah memaksimalkan  $F=f(x,y)$  dengan kendala  $g(x,y)=c$ . Maka, fungsi lagrangennya adalah

$$L = f(x, y) + \lambda(c - g(x, y)) \quad (2.1)$$

dimana  $\lambda$  adalah pengali lagrange.

Persamaan tersebut dapat diselesaikan dengan melakukan derivasi pertama dari fungsi Lagrange yang didefinisikan sebagai

$$L = L_x = L_y = L_{\lambda} \quad (2.2)$$

Untuk kasus n-variabel , jika fungsi objektifnya mempunyai bentuk  $z=f(x_1, x_2, \dots, x_n)$  dengan kendala  $g=f(x_1, x_2, \dots, x_n)=c$ , maka fungsi Lagrange ditulis dengan

$$L = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \lambda(c - g(x_1, x_2, \dots, x_n)) \tag{2.3}$$

Pengali Lagrange dapat diinterpretasikan sebagai ukuran pengaruh suatu perubahan di dalam kendala melalui parameter  $c$  terhadap perubahan nilai optimal dari fungsi objektifnya.

### 2.6. Lengkung Masukan dan Keluaran

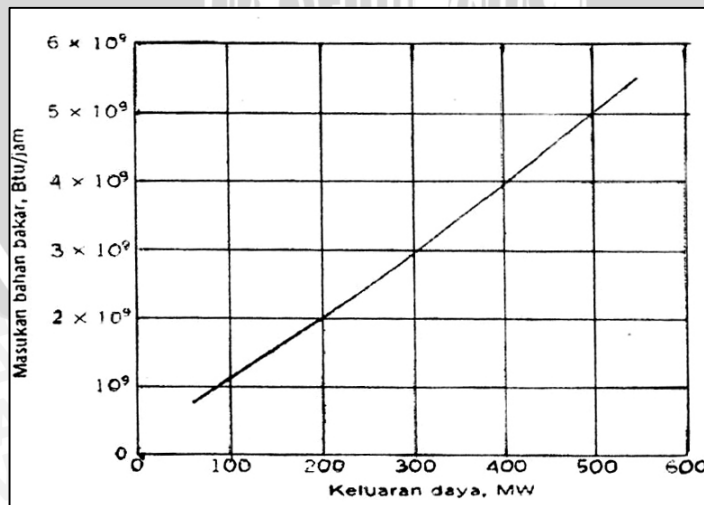
Untuk dapat melakukan operasi pembangkitan ekonomis dari berbagai unit pembangkit unit-unit PLTU dan PLTD yang ada, terlebih dahulu harus menentukan karakteristik lengkung masukan dan keluaran dari masing-masing unit pembangkit itu. Karakteristik ini didapat dari keseluruhan biaya variabel dari unit PLTU dan PLTD yang dinyatakan dalam fungsi daya keluaran. Biaya bahan bakar adalah komponen yang terpenting dalam pembagian beban secara ekonomis suatu unit pembangkit listrik tenaga uap. (Stevenson, Jr., 1994:214)

$$F = f(P) \tag{2.4}$$

Dimana:

$F_n$  : nilai masukan bahan bakar yang dipakai (kkal/jam)

$P_n$  : nilai daya listrik keluaran (MW)



Gambar 2. 1. Lengkung masukan dan keluaran

Sumber: Stevenson, jr., 1994:215

Gambar 2.1 merupakan hasil dari penentuan karakteristik lengkung masukan dan keluaran dari suatu unit pembangkit. Dari gambar tersebut, terlihat bahwa karakteristik kurva daya keluaran terhadap masukan bahan bakar adalah berbentuk fungsi kuadrat, sehingga fungsi lengkung masukan dan keluarannya adalah sebagai berikut:

$$F(P) = aP^2 + bP + c \tag{2.5}$$

Persamaan 2.5 itulah yang dinamakan sebagai persamaan biaya bahan bakar.

Untuk membuat sebuah persamaan biaya bahan bakar sebagai fungsi beban sistem digunakan lengkung masukan dan keluaran, dengan masukan berupa bahan bakar dalam kkal/jam (konversi dari BTU/jam) dan daya keluaran berupa beban sistem dalam kW dengan metode kuadrat terkecil.

Misal harga  $F_1, F_2, F_3, \dots, F_n$  merupakan hasil pengamatan dari  $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$  yang berarti tiap  $P_i$  menentukan  $F_i$  dengan  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  atau dapat disajikan sebagai pasangan himpunan titik-titik  $(P_1, F_1), (P_2, F_2), (P_3, F_3), \dots, (P_n, F_n)$ .

Jika persamaan biaya bahan bakar sebagai fungsi beban sistem dianggap memenuhi persamaan gari parabola kuadratik, maka persamaannya adalah seperti pada persamaan 2.5. Konstanta-konstanta  $a, b,$  dan  $c$  dapat dihitung dengan menyelesaikan persamaan berikut (Sudjana, 1992:338):

$$\begin{aligned} \sum F_i &= a \sum P_i^2 + b \sum P_i + cn \\ \sum P_i F_i &= a \sum P_i^3 + b \sum P_i^2 + c \sum P_i \\ \sum P_i^2 F_i &= a \sum P_i^4 + b \sum P_i^3 + c \sum P_i^2 \end{aligned} \tag{2.6}$$

Maka solusi dari persamaan 2.6 tersebut adalah :

$$\begin{bmatrix} \sum F_i \\ \sum P_i F_i \\ \sum P_i^2 F_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum P_i^2 & \sum P_i & n \\ \sum P_i^3 & \sum P_i^2 & \sum P_i \\ \sum P_i^4 & \sum P_i^3 & \sum P_i^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \tag{2.7}$$

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum P_i^2 & \sum P_i & n \\ \sum P_i^3 & \sum P_i^2 & \sum P_i \\ \sum P_i^4 & \sum P_i^3 & \sum P_i^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \sum F_i \\ \sum P_i F_i \\ \sum P_i^2 F_i \end{bmatrix} \tag{2.8}$$



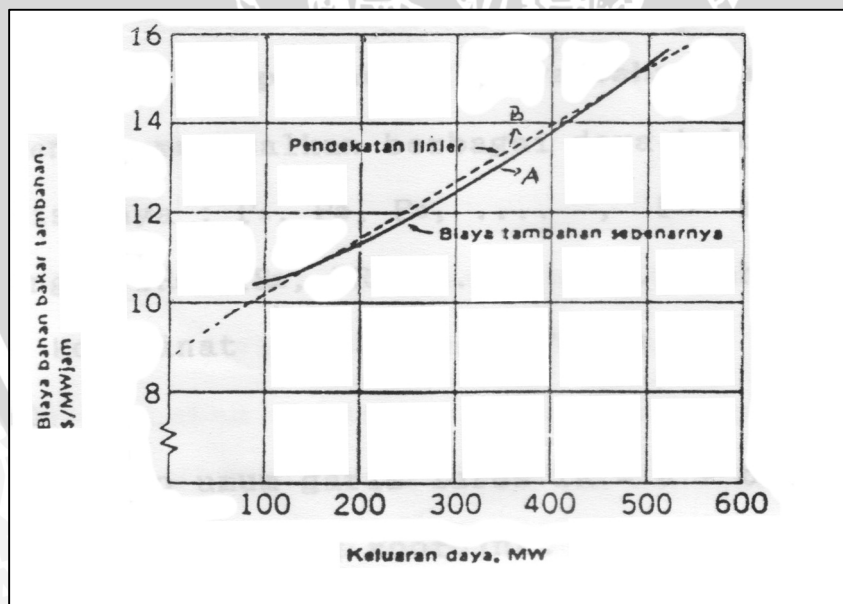
## 2.7. Biaya Bahan Bakar Tambahan

Biaya bahan bakar tambahan (*incremental fuel cost*) didefinisikan sebagai tambahan biaya bahan bakar ( $\Delta F$ ) yang diperlukan untuk mencapai suatu tambahan produksi ( $\Delta P$ ). (Miller, Robert H. Dan James, H Malinowski, 1993:9)

$$IR = \frac{\Delta \text{masukan}}{\Delta \text{keluaran}} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (2.9)$$

biaya bahan bakar tambahan biasanya dinyatakan dengan satuan mata uang per kWh.

Di dalam analisis biaya bahan bakar tambahan (*incremental fuel cost analysis*), dari Gambar 2.1, dilakukan dengan mengukur kemiringan kurva masukan-keluaran dari berbagai macam keluaran. Untuk memperoleh bahan bakar tambahan yang mendekati kebenaran dapat dilakukan dengan mendekati biaya bahan bakar yang meningkat untuk suatu selang tertentu di mana keluaran daya ditingkatkan sedikit. Gambar 2.2 menunjukkan suatu pemetaan dari biaya bahan bakar tambahan terhadap keluaran dayanya. Dari Gambar 2.2 dapat dilihat bahwa biaya-biaya bahan bakar tambahan itu mempunyai hubungan yang agak linier terhadap keluaran untuk suatu daerah yang cukup luas. Oleh karena itu dalam pembahasan ini akan dilakukan dengan pendekatan linier yang menyatakan biaya bahan bakar tambahan pendekatan.



**Gambar 2. 2.** Biaya bahan bakar tambahan

Sumber: Stevenson, jr., 1994:217

Keterangan:

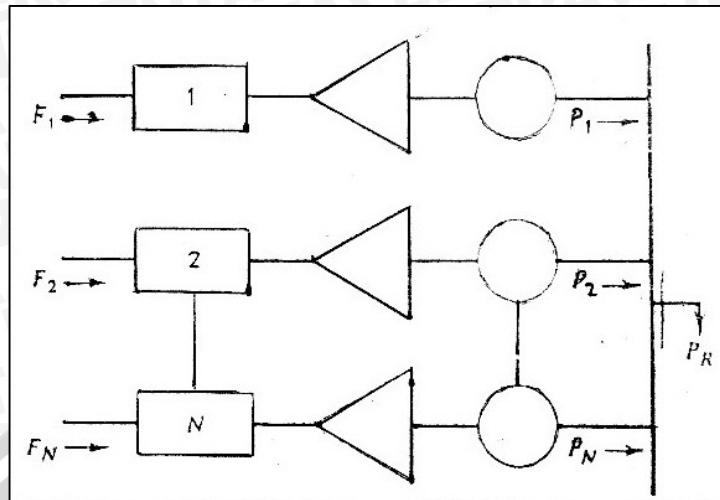
A : biaya bahan bakar tambahan sesungguhnya

B : biaya bahan bakar tambahan pendekatan

Adapun yang dimaksud biaya produksi tambahan (*incremental production cost*) dari sebuah unit pembangkit adalah biaya bahan bakar tambahan (*incremental fuel cost*) ditambah dengan biaya tambahan (*incremental cost*) dari komponen produksi yang lain seperti biaya tambahan untuk buruh, air, pemeliharaan dan sebagainya. Hal ini diperlukan dengan harapan adanya analisis ketelitian yang cukup tinggi dari biaya sebagai fungsi produksi. Karena saat ini belum ada metode yang mengungkapkan biaya tambahan untuk buruh, air, pemeliharaan, dan sebagainya secara tepat, maka metode yang digunakan adalah dengan menyatakan biaya tambahan selain bahan bakar, dianggap beberapa persen dari biaya bahan bakar. (Miller, Robert H. Dan James, H Malinowski, 1993:10)

### **2.8. Operasi Pembangkitan Ekonomis dari Unit Pembangkit dengan Mengabaikan Rugi-Rugi Transmisi**

Gambar 2.3 merupakan model sistem dari unit-unit pembangkit yang akan dianalisis dengan menggunakan operasi pembangkitan ekonomis. Sistem ini terdiri dari  $n$  unit pembangkit yang memikul beban total  $P_R$ . Masukan setiap unit yang ditunjukkan sebagai  $F_n$  menyatakan biaya bahan bakar unit  $n$ . Keluaran unit,  $P_n$ , adalah daya yang dibangkitkan suatu unit. Di dalam penjadwalan setiap unit pembangkit selamanya diinginkan agar setiap unit beroperasi pada kondisi paling efisien yang artinya bahwa setiap unit dioperasikan dengan input bahan bakar yang seminimum mungkin untuk dapat menghasilkan daya keluaran yang semaksimal mungkin serta mempunyai pertambahan biaya produksi yang serendah-rendahnya. Apabila  $F_n$  = masukan unit  $n$  (kkal/jam) dan  $P_n$  = daya keluaran unit  $n$  (kW) maka dapat diilustrasikan dalam gambar 2.3 berikut.



**Gambar 2.3.** Unit-unit PLTU yang mencatu beban  $P_R$   
 Sumber: Wood dan Wollenberg, 1984:217

Di mana kondisi sistem yang beroperasi dengan biaya minimum tetapi memenuhi kendala bahwa daya yang diterima dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi, maka secara matematis dapat ditulis (Stevenson, Jr., 1994:217)

$$\begin{aligned}
 F_T &= F_1 + F_2 + \dots + F_n \\
 &= \sum_{i=1}^n F_i(P_i)
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

Apabila diasumsikan bahwa kali ini akan membahas semua unit PLTU yang diusahakan terhubung dalam suatu beban sistem khusus pada suatu stasiun dimana.

$$\sum_{i=1}^n P_{i.maks} \geq P_R \tag{2.11}$$

Di mana  $P_{i.maks}$  adalah batas kapasitas daya generator urutan  $i$  dan  $P_R$  merupakan daya total beban sistem pada stasiun. Daya pada masing-masing unit tidak boleh lebih kecil dari daya minimum dan lebih besar dari daya maksimum seperti pada persamaan berikut:

$$P_{min\ i} \leq P_{Gi} \leq P_{maks\ i} \tag{2.12}$$

Kemudian cara untuk mengoptimasi beban sistem yang harus dipikul yaitu dengan memperkecil biaya operasi pada persamaan 2.4, dimana persamaan tersebut harus memenuhi hubungan beban sistem sebagai berikut (Wood dan Wollenberg, 1984:24):

$$P_R - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \tag{2.13}$$



Untuk memenuhi kondisi yang diperlukan pada nilai ekstrem fungsi obyektif, tambahkan fungsi ke kendala fungsi obyektif setelah itu dikalikan dengan pengali tertentu. Fungsi inilah yang disebut pengali *lagrange* yang dinyatakan dalam persamaan *lagrange* berikut (Marsudi, 2006:118):

$$L = \sum_{i=1}^n F_i(P_i) + \lambda \left[ P_R - \sum_{i=1}^n P_i \right] \quad (2.14)$$

Dimana  $\lambda$  = pengali *lagrange* sehingga operasi pembangkitan ekonomis tercapai dengan kondisi (Wood dan Wollenberg, 1984:25)

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad (2.15)$$

$$F_i = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (2.16)$$

karena  $F_t = \sum_{i=1}^n F_i = \sum_{i=1}^n (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i)$  (2.17)

maka  $\frac{\partial F_t}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} = 2a_i P_i + b_i = \lambda$  (2.18)

dimana  $\frac{dF_i}{dP_i}$  merupakan laju biaya bahan bakar tambahan pada unit pembangkit ke-i dengan satuan kkal/kWh.

Jadi kondisi yang diperlukan untuk memenuhi kondisi biaya operasi pembangkitan ekonomis pada sistem pembangkit adalah bahwa pertambahan biaya setiap unit akan sama pada nilai  $\lambda$  tertentu.

Apabila persamaan 2.18 tersebut ditulis dalam bentuk didapat :

$$\begin{bmatrix} 2a_1 & 0 & \dots & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 2a_2 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 2a_n & -1 \\ 1 & 1 & \dots & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ \dots \\ -b_n \\ P_R \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Maka langkah penyelesaiannya adalah dengan menyusun matriks 2.19 tersebut berdasarkan data dari persamaan biaya bahan bakar yang ada. Kemudian diselesaikan dalam  $P_i$  dan  $\lambda$ . Apabila semua  $P_i$  memenuhi syarat-syarat batas operasi, maka dapat

langsung ditentukan biaya total  $F_T$  dengan menggunakan persamaan 2.17, namun apabila  $P_i$  yang tidak memenuhi syarat persamaan 2.12, maka:

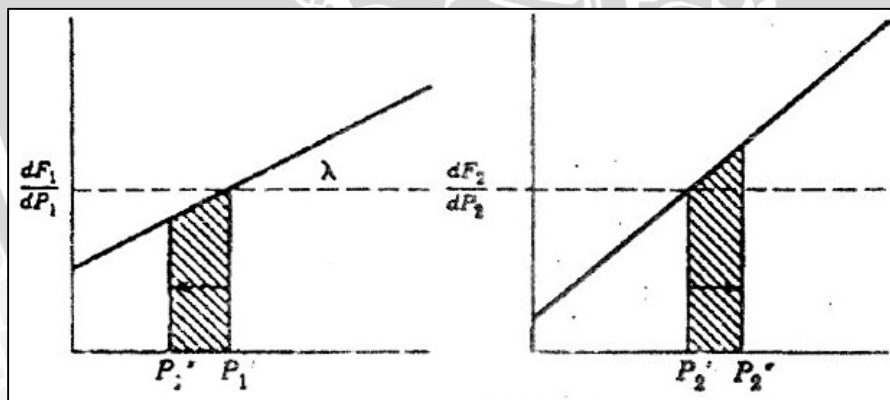
$$P_x = P_{x\min} \text{ jika diperoleh } P_x < P_{x\min}, \text{ dan}$$

$$P_x = P_{x\max} \text{ jika diperoleh } P_x > P_{x\max}.$$

Kemudian persamaan matriks 2.19 tadi disusun ulang dengan menghapus baris ke  $x$  dan nilai dari  $P_R$  menjadi  $P_R - P_x$ . Apabila telah memenuhi syarat batas operasi langsung dapat ditentukan biaya total  $F_T$ . Apabila masih tetap ada  $P_i$  yang keluar batas operasi maka harus diulangi seperti pada langkah sebelumnya dengan menghapus baris ke  $x$  pada persamaan matriks 2.19.

Dari hasil ekonomis inilah yang nantinya dijadikan pilihan dari kombinasi-kombinasi unit pembangkit yang paling ekonomis untuk dioperasikan. Sedangkan untuk menentukan jumlah  $i$  kombinasi yang mungkin dari  $n$  unit pembangkit adalah sebanyak  ${}_n C_i$  kombinasi.

Besarnya biaya penghematan dari operasi pembangkitan ekonomis yang telah dilakukan dapat ditentukan dengan membandingkan total biaya yang dikeluarkan sebelum optimasi dengan total biaya setelah optimasi. Secara ilustratif keadaan yang menggambarkan besarnya biaya penghematan dari operasi pembangkitan ekonomis untuk kombinasi 2 unit pembangkit adalah sebagai berikut (Kichmayer, 1958:41)



**Gambar 2. 4.** Representasi Laju Biaya Bahan Tambahan  
Sumber: Kichmayer, 1958:42

Dari gambar 2.4 dapat dibuat persamaan kondisi setelah operasi pembangkitan ekonomis sebagai berikut:

- $P_R = P_1' + P_2'$
- $\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \lambda$

Untuk kondisi sebelum operasi pembangkitan ekonomis:

- $P_R = P_1'' + P_2''$
- $\frac{dF_1}{dP_1} \neq \frac{dF_2}{dP_2} \neq \lambda$

Dimana,

$$\left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' = \frac{dF_2}{dP_2} \text{ untuk } P_2 = P_2''$$

$$\left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' = \frac{dF_2}{dP_2} \text{ untuk } P_2 = P_2'$$

Besarnya biaya untuk masukan bahan bakar tiap unit pembangkit adalah:

Unit 1:

$$\Delta F_1 = \left[ \left(\frac{dF_1}{dP_1}\right)'' + \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' \right] \frac{\Delta P_1}{2} \tag{2.20}$$

Unit 2:

$$\Delta F_2 = \left[ \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)'' + \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' \right] \frac{\Delta P_2}{2} \tag{2.21}$$

Dimana  $\Delta P_1 = P_1'' - P_1'$  dan  $\Delta P_2 = P_2'' - P_2'$ , maka  $\Delta P = -\Delta P_1 = \Delta P_2$  dengan menyubstitusikan persamaan 2.20 dan 2.21 sehingga besarnya perubahan masukan bahan bakarnya adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \Delta F_T &= \Delta F_1 + \Delta F_2 \\ &= \left\{ \left[ \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)'' + \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' \right] - \left[ \left(\frac{dF_1}{dP_1}\right)'' + \left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' \right] \right\} \frac{\Delta P}{2} \end{aligned}$$

Karena  $\left(\frac{dF_2}{dP_2}\right)' = \left(\frac{dF_1}{dP_1}\right)'$

Maka besarnya penghematan dari kondisi setelah operasi pembangkitan ekonomis adalah sebagai berikut:



$$\Delta F_T = \left[ \left( \frac{dF_2}{dP_2} \right) - \left( \frac{dF_1}{dP_1} \right) \right] \frac{\Delta P}{2} \quad (2.22)$$

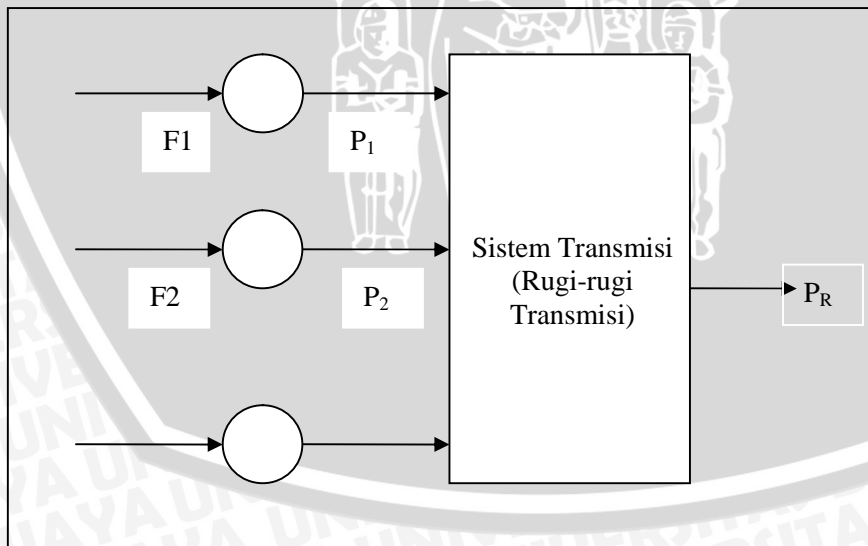
**2.9. Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Rugi-Rugi Transmisi**

Gambar 2.5 menunjukkan bahwa n generator yang letaknya saling berjauhan bekerja bersama untuk memenuhi beban sebesar  $P_R$ . Penentuan operasi pembangkitan ekonomis untuk sistem ini sedikit lebih sukar dibandingkan dengan sistem tanpa rugi-rugi transmisi. Hal ini dikarenakan persamaan batasan harus melibatkan rugi-rugi transmisi sehingga persamaan lagrange menjadi

$$L = F_t + \lambda \left( P_R + P_L - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad (2.23)$$

Dalam kondisi nyata, rugi-rugi transmisi disebabkan oleh tahanan dan arus yang mengalir dalam jaringan. Untuk memperoleh turunan parsial pertama dari persamaan (2.23), maka rugi-rugi transmisi harus dinyatakan sebagai sebuah fungsi dari multi variabel  $P_i$  yaitu

$$P_L = f(P_1, P_2, \dots, P_n) \quad (2.24)$$



**Gambar 2. 5.** Sistem tenaga listrik dengan rugi-rugi transmisi.  
 Sumber: Mahfudz Shidiq, 2004: III/14

Kondisi operasi pembangkitan ekonomis:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left( 0 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - 1 \right) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.25)$$

kondisi operasi pembangkitan ekonomis adalah:

$$2a_i P_i + b_i = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) \quad (2.26)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_R + P_L$$

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}$$

Dua persamaan pertama dalam (2.26) dapat ditulis dalam bentuk matrik

$$\begin{bmatrix} 2a_1 & 0 & \dots & \dots & 0 & -\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{G1}}\right) \\ 0 & 2a_2 & 0 & \dots & \dots & -\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{G2}}\right) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & 2a_n & -\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{Gn}}\right) \\ 1 & 1 & \dots & \dots & \dots & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \dots \\ \dots \\ P_{Gn} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ \dots \\ \dots \\ -b_n \\ P_R + P_L \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Maka langkah penyelesaiannya adalah dengan menyusun matriks 2.27 tersebut berdasarkan data dari persamaan biaya bahan bakar yang ada. Kemudian diselesaikan dalam  $P_i$  dan  $\lambda$ . Apabila semua  $P_i$  belum memenuhi syarat-syarat batas operasi, maka  $P_L$  dan turunan-turunan parsial  $\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}}$  untuk semua  $i$  dihitung dengan menggunakan dengan persamaan (2.25). Setelah itu matriks 2.27 disusun kembali dan kemudian diselesaikan dalam  $P_i$  dan  $\lambda$ .

Apabila semua  $P_i$  memenuhi syarat-syarat batas operasi, maka dapat langsung ditentukan biaya total  $F_T$  dengan menggunakan persamaan 2.17, namun apabila  $P_i$  yang tidak memenuhi syarat persamaan 2.12, maka:

$$P_x = P_{x \min} \text{ jika diperoleh } P_x < P_{x \min}, \text{ dan}$$

$P_x = P_{x_{maks}}$  jika diperoleh  $P_x > P_{x_{maks}}$ .

Kemudian persamaan matriks 2.27 tadi disusun ulang dengan menghapus baris ke  $x$  dan nilai dari  $P_R$  menjadi  $P_R - P_x$ . Apabila telah memenuhi syarat batas operasi langsung dapat ditentukan biaya total  $F_T$ . Apabila masih tetap ada  $P_i$  yang keluar batas operasi maka harus diulangi seperti pada langkah sebelumnya dengan menghapus baris ke  $x$  pada persamaan matriks 2.27.

Dari hasil ekonomis inilah yang nantinya dijadikan pilihan dari kombinasi-kombinasi unit pembangkit yang paling ekonomis untuk dioperasikan. Sedangkan untuk menentukan jumlah  $i$  kombinasi yang mungkin dari  $n$  unit pembangkit adalah sebanyak  ${}_n C_i$  kombinasi.

### 2.10. Pengoperasian Unit Pembangkit

Naik atau turunnya pemakaian energi (beban) mengikuti siklus kegiatan manusia. Siklus itu bisa terjadi harian, mingguan, bulanan, dan tahunan. Bersamaan dengan naik atau turunnya pemakaian energi tersebut maka harus diimbangi oleh pembangkitan listrik dalam sistem.

Optimasi biaya pembangkitan bisa dilakukan dengan melakukan penjadwalan unit yang beroperasi dalam siklus waktu tertentu. Kombinasi tersebut adalah kombinasi unit pembangkit yang aktif dan padam dari beberapa unit pembangkit yang ada. Penjadwalan tersebut dilakukan berdasarkan kombinasi unit pembangkit yang paling ekonomis.

Untuk melakukan hal tersebut hal pertama yang harus dilakukan adalah mencari kombinasi unit yang mampu menanggung daya beban pada siklus tersebut, kemudian dilakukan evaluasi dari kombinasi-kombinasi yang ada dengan melakukan operasi pembangkitan ekonomis untuk setiap kombinasi sehingga didapatkan biaya minimum untuk setiap kombinasi. Setelah itu bisa dibandingkan biaya minimum dari seluruh kombinasi yang ada dan dipilih yang paling rendah. (Wood dan Wollenberg, 1984:130).

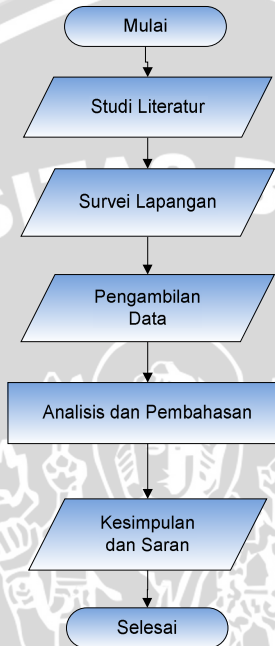


### BAB III

## METODE PENELITIAN

### 3.1. Kerangka Umum

Kerangka umum dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:



**Gambar 3. 1.** Kerangka Umum Metode Pengerjaan Penelitian  
Sumber: Penulis

### 3.2. Studi Literatur

Studi literatur dilaksanakan dengan tujuan untuk mendapatkan pemahaman konsep operasi pembangkitan ekonomis, penjelasan mengenai Metode Lagrange dan bahasa pemrograman yang akan digunakan untuk melakukan analisis dengan metode tersebut. Studi literatur ini menggunakan sumber yang berasal dari buku, jurnal ilmiah, dan internet.

### 3.3. Lokasi dan Waktu Penelitian

Studi lapangan dilakukan di PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang pada bulan Setember 2009.

### 3.4. Pengambilan Data

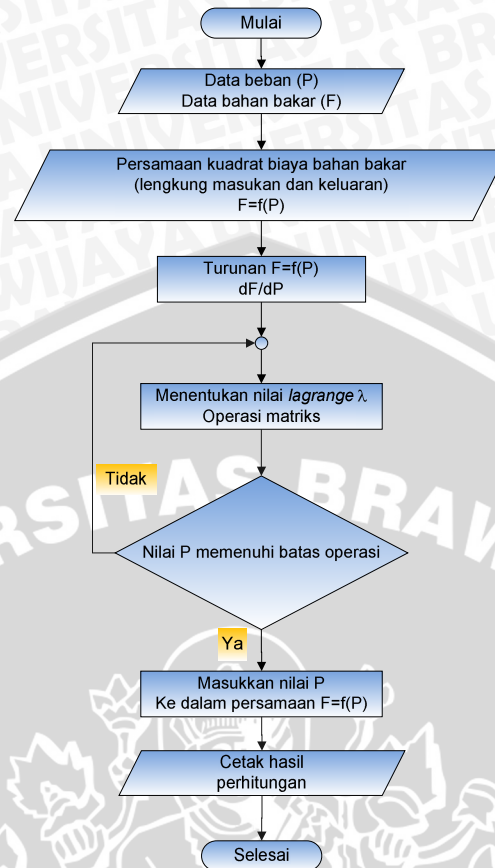
Data yang diambil adalah data yang mendukung untuk menyelesaikan masalah operasi pembangkitan ekonomis di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang, sehingga data yang diambil adalah:

- Data teknis setiap unit PLTU dan PLTD yang tertera di *name plate*.
- Data masukan bahan bakar terhadap daya keluaran setiap unit PLTU dan PLTD.
- Biaya bahan bakar yang digunakan setiap unit PLTU dan PLTD.
- Single line diagram* PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang.
- Perilaku beban harian di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang.

### 3.5. Pengolahan Data dan Analisis

Metode yang dilakukan dalam penelitian ini adalah metode studi analisis dimana dimana data-data yang diperoleh dianalisis sehingga didapatkan hasil akhir sesuai tujuan penelitian ini. Adapun langkah-langkah analisis data yang telah diperoleh adalah sebagai berikut:

- Mencatat daya masukan bahan bakar terhadap daya keluaran dari masing-masing unit PLTU dan PLTD untuk mendapatkan persamaan lengkungan masukan dan keluaran dari masing-masing unit PLTU dan PLTD.
- Dari persamaan biaya bahan bakar tambahan (lengkung masukan dan keluaran) ini, dihitung besarnya biaya bahan bakar yang diperlukan untuk operasi pada kondisi sebelum operasi pembangkitan ekonomis (optimasi) dilakukan,
- Dari persamaan biaya bahan bakar tambahan ini juga dicari persamaan laju biaya bahan bakar tambahan dari masing-masing unit PLTU dan PLTD.
- Dengan *Metode Lagrange*, dihitung besarnya biaya bahan bakar yang diperlukan oleh masing-masing unit PLTU. Diagram alirnya adalah sebagai berikut:



**Gambar 3. 2.** Diagram Alir Metode Lagrange  
Sumber: Penulis

- Dari hasil operasi pembangkitan ekonomis dengan *Metode Lagrange* ini, dapat ditentukan kombinasi unit-unit PLTU yang paling ekonomis.

### 3.6. Penarikan Kesimpulan dan Saran

Dari hasil analisis dan pembahasan ditarik suatu kesimpulan yang merupakan intisari dari penelitian ini dan disertakan pula saran dari penulis untuk pengembangan penelitian ke depan yang terkait dengan penelitian ini.



## BAB IV

### DESAIN PROGRAM OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS DENGAN MENGUNAKAN METODE LAGRANGE DALAM BAHASA PEMROGRAMAN C++

#### 4.1. Rekayasa Perangkat Lunak (Software Engineering)

*Software engineering* adalah disiplin keteknikan yang berhubungan dengan semua aspek dari produksi perangkat lunak (*software*) mulai dari tahapan awal spesifikasi sistem hingga perawatan sistem ketika *software* tersebut sudah digunakan.

Seorang *software engineer* (insinyur perangkat lunak) mengadopsi pendekatan yang sistematis dan teroganisir dalam pekerjaannya, karena cara ini adalah yang paling efektif dalam menghasilkan software berkualitas tinggi. Akan tetapi, keteknikan adalah bagaimana memilih metode yang paling cocok untuk serangkaian keadaan dan cara yang paling kreatif.

#### 4.2. Proses Perangkat Lunak (Software Process)

Proses perangkat lunak adalah kumpulan kegiatan dan hasil yang berhubungan dengan pembuatan sebuah produk perangkat lunak. Proses perangkat lunak bersifat kompleks, seperti proses kreatif dan intelektual lainnya. Pada penerapannya juga bisa berbeda-beda tergantung karakteristik sistem.

Ada banyak proses perangkat lunak akan tetapi ada empat aktivitas fundamental yang biasa dilakukan pada semua proses-proses perangkat lunak, yaitu :

- a) Spesifikasi perangkat lunak (*software specification*) yaitu aktivitas di mana pengguna dan insinyur menentukan perangkat lunak yang akan dibuat dan kendala-kendala dalam operasinya nanti.
- b) Pengembangan perangkat lunak (*software development*) yaitu aktivitas di mana perangkat lunak didesain dan dibuat.
- c) Validasi perangkat lunak (*software validation*) yaitu aktivitas di mana perangkat lunak tersebut dicek untuk memastikan perangkat lunak tersebut sesuai dengan yang diinginkan oleh pelanggan.

- d) Evolusi perangkat lunak (*software evolution*) yaitu aktivitas di mana perangkat lunak tersebut dimodifikasi supaya bisa beradaptasi dengan perubahan yang dibutuhkan oleh pelanggan dan pasar.

Sistem-sistem yang berbeda memerlukan proses-proses pengembangan yang berbeda. Contohnya perangkat lunak *real-time* di sebuah pesawat terbang harus dispesifikkan secara spesifik sebelum pengembangan dilakukan, sementara pada sistem *e-commerce*, spesifikasi dan program dikembangkan bersama-sama. Akibatnya, kegiatan-kegiatan tersebut dapat diatur dengan cara berbeda dan dijelaskan dengan tingkat detail yang berbeda juga sesuai dengan jenis perangkat lunak. Akan tetapi penggunaan proses perangkat lunak yang tidak tepat dapat mengurangi kualitas atau kegunaan dari produk perangkat lunak yang akan dikembangkan dan juga akan menambah biaya pengembangan.

#### 4.3. Model-model Proses Perangkat Lunak

Model proses perangkat lunak adalah ringkasan dari sebuah proses perangkat lunak. Setiap model proses menggambarkan sebuah proses dari sudut pandang khusus, dan oleh karena itu hanya memberikan sebagian informasi saja mengenai proses tersebut. Model-model proses bisa termasuk aktivitas-aktivitas yang menjadi bagian dari proses perangkat lunak, produk perangkat lunak dan peranan orang-orang yang terlibat dalam *software engineering*.

Ada beberapa model umum yang biasa digunakan. Model-model berikut bukanlah model pasti, melainkan intisari dari proses yang bisa digunakan untuk menjelaskan pendekatan yang berbeda-beda untuk pengembangan perangkat lunak bisa dibayangkan sebagai sebuah kerangka yang bisa diperluas dan diadaptasi untuk membuat proses rekayasa perangkat lunak yang lebih spesifik. Model-model tersebut adalah:

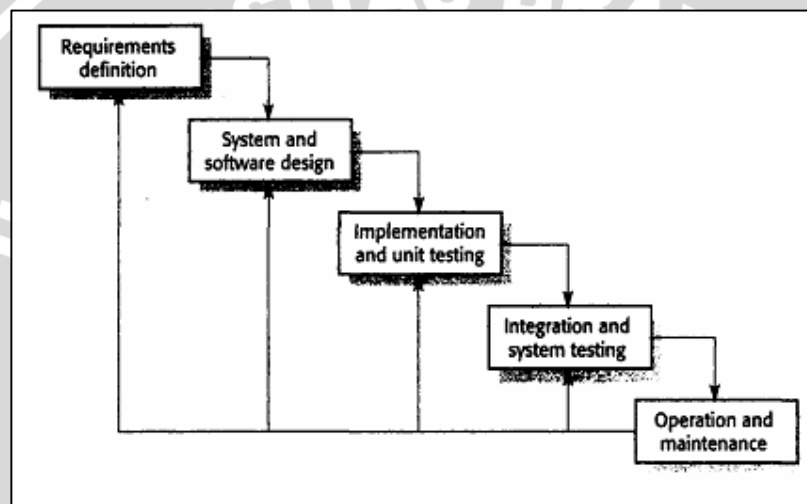
- a) Model air terjun (*waterfall model*)
- b) Model evolusioner (*evolutionary model*)
- c) Rekayasa perangkat lunak berbasis komponen (*Component-based software engineering*)

Ketiga model ini umum sering digunakan dalam praktek rekayasa perangkat lunak saat ini. Model-model tersebut seringkali digunakan secara bersama-sama, terutama

untuk pengembangan sistem yang sangat besar. Dalam bahasan ini, model yang digunakan adalah dengan menggunakan model air terjun.

#### 4.3.1. Model Air Terjun

Model air terjun bisa digambarkan Gambar 4.1. Karena bentuknya yang bertingkat dari satu fase ke fase yang lain maka model ini disebut model air terjun atau siklus hidup perangkat lunak. Setiap tahapan model dari Gambar 4.1 tersebut masuk ke dalam aktivitas-aktivitas pengembangan fundamental:



**Gambar 4. 1.** Siklus Hidup Perangkat Lunak

Sumber: Sommerville, 2007:66

1. *Requirements analysis and definition* (analisis persyaratan dan pendefinisian). Pada tahapan ini layanan, kendala dan tujuan dari sistem dibuat dengan berkonsultasi kepada pengguna sistem. Hal-hal tersebut tadi kemudian didefinisikan dalam detail dan berfungsi sebagai spesifikasi sistem.
2. *System and software design* (desain sistem dan perangkat lunak). Proses pendesainan sistem memilah persyaratan antara sistem perangkat lunak dengan sistem perangkat keras. Hal inilah membangun keseluruhan arsitektur sistem. Desain perangkat lunak mengidentifikasi dan menjelaskan keabstrakan fundamental sistem perangkat lunak dan hubungannya.



3. *Implementation and unit testing* (pelaksanaan dan pengujian unit). Pada tahapan ini, desain perangkat lunak direalisasikan sebagai kumpulan dari program-program dan unit program-unit program. Pengujian unit adalah dengan memeriksa apakah setiap unit memenuhi spesifikasinya.
4. *Integration and system testing* (Integrasi dan pengujian sistem). Setiap individu unit program atau program diintegrasikan dan diuji sebagai sebuah sistem yang lengkap untuk memastikan bahwa syarat-syarat perangkat lunak (*software requirements*) sudah dipenuhi. Setelah pengujian, sistem perangkat lunak tersebut dikirim ke pelanggan.
5. *Operation and maintenance* (kinerja dan perawatan). Normalnya (walau bukan sesuatu yang harus) ini adalah fase siklus-hidup yang paling panjang. Sistem tersebut sudah dipasang dan digunakan. Perawatan meliputi memperbaiki kesalahan-kesalahan (*errors*) yang tidak ditemukan dalam tahapan-tahapan sebelumnya dari siklus-hidup, mengembangkan pelaksanaan dari unit-unit sistem dan menambah layanan sistem setelah persyaratan baru didapatkan.

Secara prinsipnya fase berikut tidak bisa dimulai sebelum fase sebelumnya sudah selesai. Dalam prakteknya, tahapan-tahapan tersebut tumpang tindih dan saling memberikan informasi kepada yang lainnya. Selama desain, masalah-masalah dengan syarat-syarat teridentifikasi; selama *coding* masalah desain ditemukan dan masih banyak lagi yang lain. Proses perangkat lunak bukanlah model linier sederhana tetapi melibatkan urutan iterasi-iterasi dari aktivitas-aktivitas pengembangan.

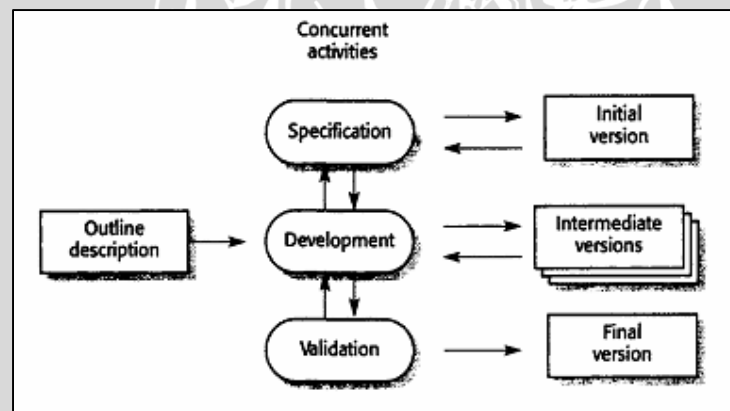
Pada fase siklus-hidup yang terakhir (*operation and maintenance*), perangkat lunak sudah digunakan. Kesalahan dan kelalaian dalam syarat perangkat lunak yang asli akan ditemukan. Kesalahan program dan desain akan muncul dan persyaratan akan fungsionalitas yang baru akan ditemukan. Oleh karena itu, sistem harus berubah agar tetap bermanfaat. Membuat perubahan ini (*software maintenance*) dapat mengulangi tahapan-tahapan proses sebelumnya.

Kelebihan dari model air terjun adalah dokumentasinya diperoleh pada setiap fasa dan cocok dengan model proses rekayasa yang lain. Masalah terbesarnya adalah kurangnya fleksibilitas membagi proyek ke dalam tahapan-tahapan yang nyata. Komitmen harus dibuat pada tahapan awal proses, yang akan membuat sulitnya untuk merespon perubahan persyaratan pelanggan.

Oleh karena itu, model air terjun hanya digunakan ketika persyaratan-persyaratannya dimengerti dengan baik dan tidak ada kemungkinan untuk berubah secara radikal selama pengembangan sistem. Akan tetapi model air terjun merefleksikan tipe model proses yang digunakan pada proses rekayasa yang lain. Sehingga proses-proses perangkat lunak berbasis pendekatan ini masih digunakan untuk pengembangan perangkat lunak, utamanya ketika proyek perangkat lunak ada bagian dari proyek rekayasa sistem yang lebih besar.

#### 4.3.2. Model Evolusioner

Pengembangan evolusioner adalah berdasarkan ide mengembangkan implementasi mula-mula, membukanya kepada pengguna dan menyempurnakannya melalui banyak versi sampai sebuah sistem yang memadai telah dikembangkan (Gambar 4.2). Kegiatan-kegiatan spesifikasi, pengembangan dan validasi tidak berjalan sendiri-sendiri, tetapi ada umpan balik yang sangat cepat di antara kegiatan-kegiatan tersebut.



Gambar 4. 2. Pengembangan Evolusioner  
Sumber: Sommerville, 2007:66

Ada 2 tipe fundamental dari pengembangan evolusioner:

1. Pengembangan dengan penyelidikan (*exploratory development*) di mana tujuan dari proses ini adalah untuk bekerja bersama dengan pelanggan untuk menyelidiki persyaratan mereka dan membawanya ke sistem akhir. Pengembangannya bermula dengan memahami bagian-bagian dari



sistem. Sistem tersebut berkembang dengan menambahkan fitur-fitur baru yang diajukan oleh pelanggan.

2. Pembuatan protipe contoh (*throwaway prototyping*) di mana tujuan dari proses pengembangan evolusioner adalah untuk memahami persyaratan pelanggan dan karena itu mengembangkan definisi persyaratan yang lebih baik untuk sistem. Prototipe fungsinya adalah untuk mencoba persyaratan pelanggan yang kurang dimengerti dengan baik.

Pendekatan evolusioner untuk pengembangan perangkat lunak seringkali lebih efektif dari pendekatan air terjun dalam membuat sistem yang memenuhi persyaratan pelanggan yang paling mendesak. Keuntungan dari sebuah proses perangkat lunak yang dikembangkan dengan pendekatan evolusioner adalah spesifikasi bisa dikembangkan secara bertahap. Akan tetapi, dari sudut pandang manajemen dan keteknikan, pendekatan evolusioner mempunyai 2 masalah:

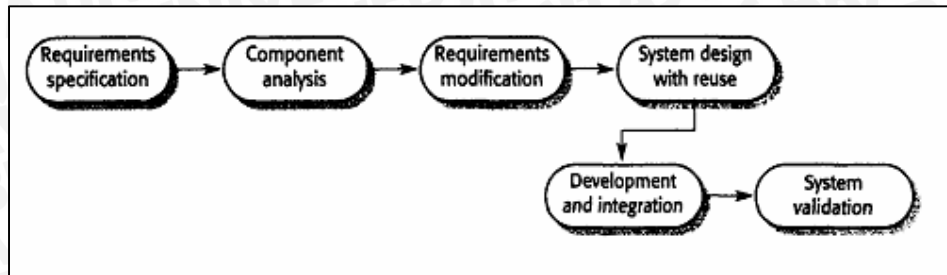
- a) Prosesnya tidak terlihat. Manajer memerlukan laporan secara teratur untuk mengukur kemajuan. Jika sistem dikembangkan dengan cepat, maka akan menjadi tidak efektif biaya untuk membuat dokumen-dokumen yang menggambarkan setiap versi dari sistem.
- b) Sistem kurang terstruktur. Perubahan secara kontinyu cenderung buruk terhadap struktur perangkat lunak. Menggabungkan perubahan perangkat lunak menjadi lebih sulit dan mahal.

#### **4.3.3. Rekayasa Perangkat Lunak Berbasis Komponen**

Dalam kebanyakan proyek-proyek perangkat lunak ada beberapa penggunaan kembali perangkat lunak. Hal ini sering terjadi dengan tidak resmi ketika orang-orang mengerjakan proyek mengetahui desain atau kode yang mirip dengan yang dibutuhkan. Orang-orang tersebut mencari kode atau desain tersebut dan memodifikasinya sesuai dengan yang dibutuhkan, kemudian menggabungkannya ke dalam sistem.

Penggunaan kembali secara tidak resmi ini terlepas dari proses pengembangan yang digunakan. Akan tetapi beberapa tahun belakangan ini sebuah pendekatan pengembangan perangkat lunak bernama rekayasa perangkat lunak berbasis komponen (CBSE), yang bergantung pada penggunaan kembali, muncul dan penggunaanya terus meningkat.





**Gambar 4. 3.** Rekayasa Perangkat Lunak Berbasis Komponen  
Sumber: Sommerville, 2007:70

Pendekatan berorientasi penggunaan kembali ini bergantung pada sekumpulan besar komponen perangkat lunak yang bisa digunakan kembali dan beberapa kerangka penggabungan untuk komponen-komponen ini. Kadang kala, komponen-komponen ini adalah sistem dengan hak cipta yang bisa menyediakan fungsionalitas seperti format teks atau kalkulasi numerik. Model umum dari CBSE ditunjukkan pada Gambar 4.3.

Tahapan spesifikasi persyaratan awal dan tahapan validasi bisa dibandingkan dengan proses lain, akan tetapi ada perbedaan pada tahapan tingkat lanjut untuk proses yang berorientasi penggunaan kembali. Tahapan-tahapan tersebut adalah:

- Analisis komponen (*component analysis*). Pada ini dilakukan pencarian komponen-komponen untuk membuat spesifikasi-spesifikasi persyaratan yang diberikan. Biasanya, tidak ada yang benar-benar cocok, dan komponen-komponen yang bisa digunakan hanya memiliki beberapa fungsi dari yang benar-benar diperlukan.
- Modifikasi persyaratan (*requirements modification*). Pada tahapan ini, persyaratan-persyaratan dianalisis menggunakan informasi mengenai komponen-komponen yang sudah ditemukan. Kemudian persyaratan-persyaratan tersebut dimodifikasi supaya cocok dengan komponen yang ada. Jika modifikasi tidak bisa dilakukan, aktivitas analisis komponen bisa dilakukan lagi untuk mencari solusi alternatif.
- Desain sistem dengan penggunaan kembali (*system design with reuse*). Pada tahap ini, kerangka sistem didesain atau kerangka yang ada sudah digunakan. Perancang-perancang akan memasukkan komponen-komponen yang akan digunakan dalam perhitungan dan mengatur kerangka tersebut supaya cocok. Beberapa perangkat lunak baru mungkin harus dibuat jika tidak ada komponen yang bisa digunakan kembali.

- d) Pengembangan dan integrasi (*development and integration*). Perangkat lunak yang tidak bisa didapatkan di luar dikembangkan, Komponen-komponen dan sistem perangkat lunak berlisensi diintegrasikan untuk membuat sistem baru. Dalam model ini, integrasi sistem bisa menjadi bagian dari proses pengembangan daripada menjadi aktivitas terpisah.

Rekayasa perangkat lunak berbasis komponen mempunyai keuntungan nyata dalam mengurangi jumlah perangkat lunak yang akan dikembangkan sehingga juga mengurangi biaya dan resiko. Biasanya juga akan berimbas pada pengiriman perangkat lunak yang lebih cepat. Akan tetapi kompromi persyaratan tidak dapat terhindarkan dan bisa menyebabkan sistem tidak memenuhi persyaratan pengguna yang sesungguhnya. Selain itu, beberapa kendali terhadap evolusi sistem hilang karena versi baru komponen yang digunakan kembali tidak dikendalikan oleh organisasi yang menggunakannya.

#### **4.4. Persyaratan Perangkat Lunak**

Persyaratan untuk sebuah sistem dideskripsikan sebagai layanan-layanan yang dibutuhkan oleh sistem dan kendala-kendala operasionalnya. Persyaratan-persyaratan ini menunjukkan kebutuhan pelanggan akan sebuah sistem yang bisa membantu menyelesaikan masalah seperti mengendalikan sebuah perangkat, menempatkan pesanan, atau mencari informasi.

Dalam proses mencari, menganalisis, mendokumentasikan dan memeriksa layanan-layanan tersebut harus ada pemisahan yang jelas dalam hal tingkat penjelasannya. Untuk membedakannya digunakan istilah persyaratan pengguna (*user requirements*) untuk menunjukkan intisari persyaratan tingkat tinggi dan persyaratan sistem (*system requirements*) untuk menunjukkan penjelasan detail mengenai apa yang harus dilakukan sistem tersebut. Persyaratan pengguna dan persyaratan sistem bisa didefinisikan sebagai berikut:

- a) Persyaratan pengguna adalah pernyataan yang juga disertai diagram mengenai layanan apa yang seharusnya disediakan oleh sistem dan kendala-kendala dalam operasinya nanti.
- b) Persyaratan sistem akan menjelaskan fungsi sistem, layanannya dan kendala operasionalnya dalam detail detail. Dokumen persyaratan sistem haruslah tepat. Dokumen tersebut harus mendefinisikan secara tepat apa yang harus dibuat.



#### 4.4.1. Persyaratan Fungsional dan Non-fungsional

Sistem perangkat lunak sering diklasifikasikan sebagai persyaratan fungsional dan persyaratan non-fungsional. Berikut adalah penjelasan dari persyaratan-persyaratan tersebut:

1. Persyaratan fungsional (*functional requirements*)

Persyaratan fungsional menjelaskan layanan-layanan yang sistem harus disediakan, bagaimana sistem bereaksi pada masukan tertentu dan bagaimana sistem bekerja pada situasi tertentu. Persyaratan sistem secara fungsional menjelaskan fungsi sistem secara mendetail. Dalam beberapa kasus, persyaratan fungsional juga menjelaskan secara eksplisit apa yang sistem tidak lakukan.

2. Persyaratan non-fungsional (*non-functional requirements*)

Persyaratan non-fungsional adalah persyaratan yang tidak bersinggungan langsung dengan fungsi spesifik dari fungsi tersebut. Persyaratan ini bisa berhubungan dengan kendala-kendala dalam layanannya atau fungsi yang ditawarkan sistem, dan juga termasuk kendala pemilihan waktu (*timing*), kendala dan standar dalam proses pengembangan. Persyaratan non-fungsional sering diaplikasikan pada sistem secara keseluruhan. Jarang sekali persyaratan ini berhubungan dengan fitur atau layanan sistem yang berdiri sendiri.

Yang termasuk dalam persyaratan non-fungsional:

- Persyaratan produk (*product requirements*). Persyaratan ini menjelaskan perilaku produk. Contohnya meliputi persyaratan kinerja (*performance requirements*) tentang bagaimana sistem mengeksekusi dan berapa banyak *memory* yang diperlukan, persyaratan keandalan (*reliability requirements*) yang menentukan nilai kegagalan yang bisa diterima, persyaratan portabilitas (*portability requirements*), dan persyaratan penggunaan (*usability requirements*).
- Persyaratan organisasional (*organisational requirements*). Persyaratan ini diperoleh dari kebijakan dan prosedur pelanggan dan organisasi *developer* (pengembang). Contohnya meliputi standar proses yang harus digunakan, persyaratan pelaksanaan (*implementation requirements*) seperti bahasa pemrograman atau



metode desain yang digunakan, dan persyaratan pengiriman yang menjelaskan kapan produk dan dokumentasinya dikirimkan.

- Persyaratan eksternal (*external requirements*). Persyaratan ini mencakup semua persyaratan dari faktor eksternal hingga ke sistem dan proses pengembangannya. Hal ini meliputi persyaratan interoperabilitas (*interoperability requirements*) yang menjelaskan bagaimana sistem berinteraksi dengan sistem dalam organisasi yang lain, persyaratan legislatif (*legislative requirements*) yang harus dipatuhi untuk memastikan sistem beroperasi sesuai hukum, dan persyaratan etis (*ethical requirements*) yang memastikan sistem tersebut bisa diterima oleh penggunanya dan masyarakat umum.

#### **4.4.2. Persyaratan Pengguna (*User Requirements*)**

Persyaratan pengguna untuk sebuah sistem harus menjelaskan persyaratan fungsional dan persyaratan non-fungsional sehingga bisa dimengerti oleh pengguna sistem tanpa pengetahuan teknis yang rinci. Persyaratan ini hanya menjelaskan perilaku eksternal dari sistem dan menghindari sejauh mungkin mengenai karakteristik desain sistem. Sehingga dalam penulisan persyaratan pengguna harus dengan menggunakan bahasa yang mudah dimengerti, dengan tabel, formulir dan diagram yang sederhana.

#### **4.4.3. Persyaratan Sistem (*System Requirements*)**

Persyaratan sistem adalah perluasan dari persyaratan pengguna yang digunakan oleh insinyur perangkat lunak sebagai titik awal dari desain sistem. Mereka menambahkan detail dan menjelaskan bagaimana persyaratan pengguna harus disediakan oleh sistem.

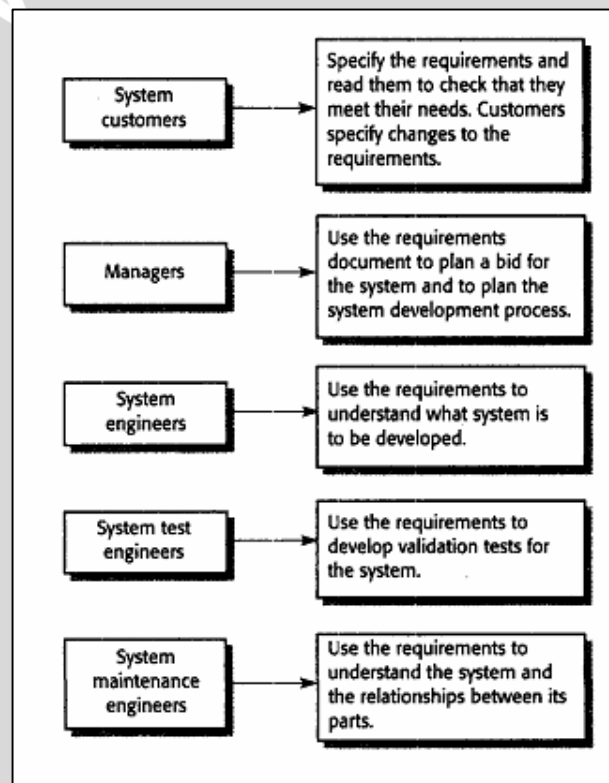
Idealnya, persyaratan sistem harus menjelaskan mengenai perlakuan eksternal sistem beserta kendala-kendala operasionalnya dengan sederhana. Persyaratan ini tidak harus memperhatikan tentang bagaimana sistem harus didesain atau dilaksanakan.

#### **4.5. Dokumen Persyaratan Perangkat Lunak**

Dokumen persyaratan perangkat lunak, sering kali disebut juga sebagai spesifikasi persyaratan perangkat lunak (*software requirements document*) atau SRS, adalah pernyataan resmi dari apa yang harus dilakukan oleh developer sistem. Di

dalamnya harus meliputi persyaratan pegguan dan spesifikasi yang rinci dari persyaratan sistem. Dalam beberapa kasus, persyaratan sistem dan persyaratan pegguan bisa digabungkan dalam sebuah deskripsi tunggal. Pada kasus yang lainnya, persyaratan peggua dijelaskan dalam pengantar spesifikasi persyaratan sistem. Jika ada persyaratan dalam jumlah yang sangat banyak, maka persyrtan sistem yang rinci bisa diberikan dalam dokumen yang terpisah.

Dokumen persyaratan memiliki peggua yang beragam, mulai dari manajemen senior perusahaan yang membayar sistem tersebut hingga insisyur yang bertanggungjawab mengembangkan perangkat lunak. Gambar 4.4 menggambarkan kemungkinan siapa saja yang menjadi peggua dokumen tersebut dan bagaimana mereka menggunakannya.



**Gambar 4. 4.** Peggua Dokumen Persyaratan  
Sumber: Sommerville, 2007:137

Keragaman peggua menunjukkan bahwa dokumen persyaratan harus mengkomunikasikan persyaratan kepada pelanggan, menjelaskan persyaratan dengan rincian yang tepat untuk developer dan tester, dan memberikan informasi mengenai kemungkinan evolusi sistem. Informasi mengenai atisipasi perubahan-perubahan dapat

membantu desainer sistem supaya tidak membuat desain yang terbatas dan membantu insinyur perawatan sistem yang akan beradaptasi terhadap sistem dengan persyaratan baru.

Standar dokumen persyaratan yang paling dikenal adalah IEEE/ANSI 830-1998 (IEEE,1998). Standar IEEE ini menyarankan struktur dokumen persyaratan seperti berikut:

1. Pendahuluan
  - 1.1. Tujuan dokumen persyaratan
  - 1.2. Cakupan produk
  - 1.3. Definisi, akronim dan singkatan
  - 1.4. Referensi
  - 1.5. Ikhtisar dokumen
2. Gambaran umum
  - 2.1. Perspektif produk
  - 2.2. Fungsi produk
  - 2.3. Karakteristik pengguna
  - 2.4. Kendala-kendala umum
  - 2.5. Asumsi dan dependensi
3. Persyaratan khusus, yang meliputi persyaratan fungsional, non fungsional. Hal ini merupakan bagian paling penting dari dokumen. Karena banyaknya kemungkinan dan variasi dalam prakteknya nanti, maka tidak ada struktur standar untuk bagian ini. Persyaratannya bisa berisi penjelasan fungsionalitas dari sistem, kendala-kendala sistem, dan lain-lain.
4. Lampiran
5. Indeks

#### **4.6. Persyaratan Perangkat Lunak dari Program Operasi Pembangkitan Ekonomis Menggunakan Metode Lagrange**

Program yang dibuat untuk menyelesaikan permasalahan operasi pembangkitan ekonomis dengan metode lagrange ini memiliki persyaratan perangkat lunak sebagai berikut.



#### **4.6.1. Tujuan Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange.**

Program yang didesain digunakan untuk membantu dalam perhitungan operasi pembangkitan ekonomis sehingga bisa didapatkan hasil perhitungan dengan lebih cepat. Metode yang digunakan dalam melakukan operasi pembangkitan ekonomis tersebut adalah dengan metode Lagrange.

Perangkat lunak ini akan mengolah input data yang diberikan sehingga didapatkan output hasil perhitungan dengan interface yang mudah untuk dipahami.

#### **4.6.2. Karakteristik Pengguna**

Pengguna program ini harus menguasai dasar-dasar operasi pembangkitan ekonomis dikarenakan perangkat lunak ini hanya sebagai alat untuk membantu perhitungan saja, sehingga untuk keputusan akhir masih ditentukan oleh pengguna.

#### **4.6.3. Kendala-kendala Umum**

Program ini dapat menyelesaikan permasalahan operasi pembangkitan ekonomis dengan melibatkan rugi-rugi jaringan. Rugi-rugi jaringan dimasukkan dalam perhitungan operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan persamaan rugi-rugi jaringan, akan tetapi pada program ini dibatasi dengan persamaan rugi-rugi jaringan yang sederhana.

#### **4.7. Desain Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange**

Dalam mendesain perangkat lunak ini, terdapat 4 bagian penting yang menyusun perangkat lunak ini, yaitu:

1. Input
2. Proses
3. Output
4. *Interface*

#### 4.7.1. Input

Untuk melakukan perhitungan operasi pembangkitan ekonomis maka diperlukan data input sebagai berikut:

1. Data generator

Yang termasuk data generator adalah:

- Jumlah generator
- Daya minimum tiap generator
- Daya maksimum tiap generator
- Koefisien a tiap generator
- Koefisien b tiap generator
- Koefisien c tiap generator

2. Data beban

Yang termasuk data beban adalah:

- Jumlah beban
- Daya tiap beban

3. Data rugi-rugi jaringan

Yang termasuk data rugi-rugi jaringan adalah:

- Persamaan rugi-rugi jaringan

4. Data daya awal generator

Untuk memasukkan data input tersebut digunakan media notepad dengan format .txt. A. Ada 3 buah file .txt yang digunakan sebagai media yaitu:

1. INPUT.TXT yang digunakan untuk memasukkan data generator dan data beban.
2. GRID.TXT yang digunakan untuk memasukkan data rugi-rugi jaringan dan data daya awal generator.

#### 4.7.2. Proses

Dari input yang sudah diberikan, data input tersebut dimasukkan dalam proses untuk mendapatkan hasil dari proses operasi pembangkitan ekonomis. Dalam proses perhitungan ini, yang dikerjakan oleh program adalah:

1. Penyusunan matriks a
2. Penyusunan matriks b

3. Penyusunan matriks identitas
4. Penginversan matriks  $a$
5. Perkalian matriks
6. Identifikasi kondisi

#### 4.7.3. Output

Setelah data input diproses oleh *engine* maka akan diperoleh *output* sebagai berikut:

1. Daya tiap generator setelah operasi pembangkitan ekonomis
2. Pengali lagrange setelah operasi pembangkitan ekonomis
3. Biaya pembangkitan tiap generator
4. Biaya total

Untuk menampilkan data output tersebut digunakan media notepad dengan format .txt. A. Ada 2 buah file .txt yang digunakan sebagai media yaitu:

1. HASIL.TXT untuk menampilkan hasil akhir dari operasi pembangkitan ekonomis.
2. DETAIL.TXT untuk menampilkan detail hasil perhitungan pada tiap iterasi yang dilakukan sampai didapat hasil yang konvergen.

#### 4.7.4. Interface

Untuk memudahkan pengguna dalam menggunakan perangkat lunak ini, dibuat *interface* yang memastikan pengguna sudah memasukkan data dengan benar dan mendapatkan informasi sesuai yang diinginkan.

Bentuk *interface* yang dibuat pada perangkat lunak ini adalah:

1. Memastikan data generator sudah dimasukkan di INPUT.TXT.
2. Memastikan data beban sudah dimasukkan di INPUT.TXT.
3. Meminta data kondisi sistem, apakah sistem tersebut dengan mengabaikan rugi-rugi jaringan atau tidak.
4. Memastikan data rugi-rugi jaringan sudah dimasukkan di GRID.TXT.
5. Memastikan data daya awal sudah dimasukkan di GRID.TXT.



6. Meminta data apakah detail iterasi tiap perhitungan turut ditampilkan atau langsung ke hasil akhir perhitungan.

#### 4.8. Program Utama Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange

```
void main()
{
cout<< "-----"<< endl;
cout<< "Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Metode Lagrange"<< endl;
cout<< "      oleh:"<< endl;
cout<< "      Erick Togamulya P."<< endl;
cout<< "      0510630038      "<< endl;
cout<< "-----"<< endl;

cek_gen_beban();

pencabangan();
ambil_gen_beban();

if (PIL_1==2)
{

    ambil_jar_daya();
}

lagrange();
tabel_hasil();
tabel_biaya();

//penghapusan array
delete [] PMIN;
delete [] PMAX;
delete [] a_gen;
```

```
delete [] b_gen;  
delete [] c_gen;  
delete [] BEBAN;  
  
fclose(GRID);  
delete [] CoLOSS;  
  
}
```

Program utama ini memerlukan fungsi-fungsi lain yang disertakan dalam Lampiran secara lengkap. Fungsi-fungsi tersebut adalah:

- cek\_gen\_beban(), fungsi ini termasuk dalam bagian *interface* di mana fungsi ini memberikan instruksi kepada pengguna untuk memasukkan data masukan jumlah generator, jumlah beban, parameter masing-masing generator, dan besar daya setiap beban.



**Gambar 4.5** Tampilan fungsi cek\_gen\_beban() ketika program dijalankan  
Sumber: Penulis

- pencabangan(), fungsi ini termasuk dalam bagian *interface* di mana fungsi ini memberikan instruksi kepada pengguna untuk memilih apakah perhitungan operasi pembangkitan ekonomis yang akan dilakukan memperhitungkan ruhi-ruji jaringan atau tidak.

```

D:\KOMPRES\PROGRA-1\TRYOUT.EXE
-----
Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Metode Lagrange
oleh:
Erick Togamulya P.
0510630038
-----
Masukkan data generator dan beban pada DATA_GEN_BEBAN.TXT
Jika sudah dibuat tekan <y> :

Kondisi sistem??
1. Tanpa rugi-rugi jaringan
2. Dengan Rugi-rugi jaringan
Masukkan pilihan anda: _
  
```

**Gambar 4. 6** Tampilan fungsi `pencabangan()` ketika program dijalankan  
Sumber: Penulis

- c. `cek_jar_daya()`, fungsi ini termasuk dalam bagian *interface* . Fungsi ini akan dipanggil jika pengguna memilih perhitungan dengan rugi-rugi jaringan pada fungsi `pencabangan()`. Fungsi ini memberikan instruksi kepada pengguna untuk memasukkan data masukan koefisien persamaan rugi-rugi jaringan dan daya awal untuk setiap generator.

```

D:\KOMPRES\PROGRA-1\TRYOUT.EXE
-----
Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Metode Lagrange
oleh:
Erick Togamulya P.
0510630038
-----
Masukkan data generator dan beban pada DATA_GEN_BEBAN.TXT
Jika sudah dibuat tekan <y> :

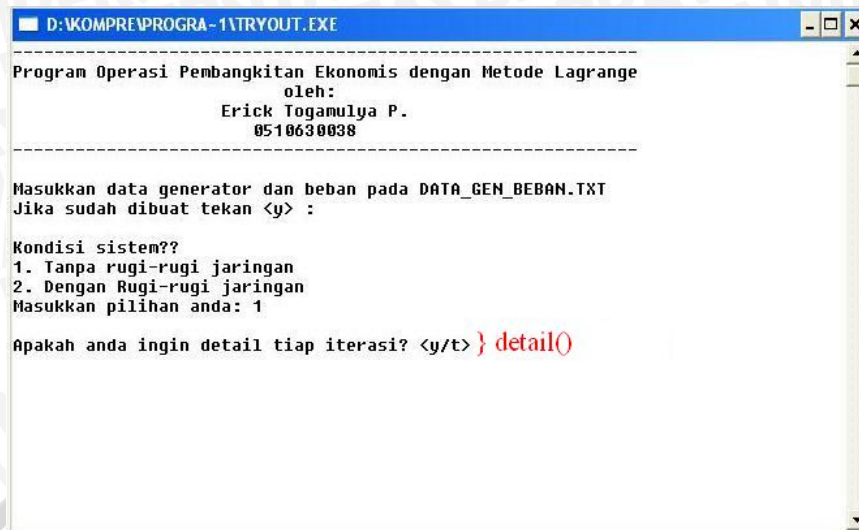
Kondisi sistem??
1. Tanpa rugi-rugi jaringan
2. Dengan Rugi-rugi jaringan
Masukkan pilihan anda: 2

Masukkan data rugi jaringan dan daya awal pada GRID.TXT } cek_jar_daya()
Jika sudah dibuat tekan <y> :
  
```

**Gambar 4. 7** Tampilan fungsi `cek_jar_daya()` ketika program dijalankan  
Sumber: Penulis

- d. `cek_detail()`, fungsi ini termasuk dalam bagian *interface* di mana fungsi ini memberikan instruksi kepada pengguna untuk memilih apakah detail iterasi dari perhitungan akan dibuat di `DETAIL.TXT`.





```
D:\KOMPREP\PROGRA-1\TRYOUT.EXE
-----
Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Metode Lagrange
oleh:
Erick Togamulya P.
0510630038
-----
Masukkan data generator dan beban pada DATA_GEN_BEBAN.TXT
Jika sudah dibuat tekan <y> :

Kondisi sistem??
1. Tanpa rugi-rugi jaringan
2. Dengan Rugi-rugi jaringan
Masukkan pilihan anda: 1

Apakah anda ingin detail tiap iterasi? <y/t> } detail()
```

**Gambar 4. 8** Tampilan fungsi detail() ketika program dijalankan  
Sumber: Penulis

- e. `ambil_gen_beban()`, fungsi ini termasuk dalam bagian input di mana fungsi ini mengambil data masukan dari `INPUT.TXT` yang kemudian digunakan dalam proses perhitungan. Data yang diambil adalah jumlah generator, jumlah beban, parameter setiap generator, dan besar daya setiap beban. Setelah semua data tadi dimasukkan, akan dimunculkan lagi di layar untuk memastikan bahwa data tersebut sudah masuk seperti ditunjukkan dalam Gambar 4.9.
- f. `ambil_jar_daya()`, fungsi ini termasuk dalam bagian input di mana fungsi ini mengambil data masukan dari `GRID.TXT` yang kemudian digunakan dalam proses perhitungan. Data yang diambil adalah koefisien persamaan rugi-rugi jaringan dan daya awal setiap generator untuk setiap beban. Setelah semua data tadi dimasukkan, akan dimunculkan lagi di layar untuk memastikan bahwa data tersebut sudah masuk seperti ditunjukkan dalam Gambar 4.9.

```

(Inactive D:\KOMPRES\PROGRA-1\TRYOUT.EXE)
DATA TELAH DIAMBIL DARI INPUT.TXT
-----
jumlah generator = 3 dan jumlah beban = 1
150.000000 600.000000 0.001562 7.920000 561.000000
100.000000 400.000000 0.001940 7.850000 310.000000
50.000000 200.000000 0.004820 7.970000 78.000000
850.000000
} ambil_gen_beban()

DATA TELAH DIAMBIL DARI GRID.TXT
-----
Persamaan rugi-rugi jaringan sederhana:
Ploss= 3e-05P1^2 + 9e-05P2^2 + 0.00012P3^2 + 0.00012P3^2
} ambil_jar_daya()

Beban-1 (850 MW)= Pgen-1= 400 MW Pgen-2= 300 MW Pgen-3= 150 MW

---<<< HASIL PERHITUNGAN DITULIS DI HASIL.TXT >>>---
---<<< DETAIL TIAP ITERASI DITULIS DI DETAIL.TXT >>>---

waktu eksekusi= 0 milidetik

```

**Gambar 4.9** Tampilan fungsi `ambil_gen_beban()` dan `ambil_jar_daya()` ketika program dijalankan  
Sumber: Penulis

- g. `lagrange()`, fungsi ini termasuk dalam bagian proses. Fungsi inilah yang mengolah data masukan dengan menggunakan metode lagrange sehingga didapatkan keluaran hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis.
- h. `tabel_hasil()`, fungsi ini termasuk dalam bagian output. Hasil akhir dari perhitungan operasi pembangkitan ekonomis akan ditampilkan di `HASIL.TXT` dengan format tabel seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 4.10.
- i. `tabel_biaya()`, fungsi ini termasuk dalam bagian output. Fungsi ini akan menampilkan perhitungan biaya setiap generator dan total biaya yang diperlukan dari hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis yang juga ditampilkan di `HASIL.TXT` seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 4.10.

```

HASIL.TXT - Notepad
File Edit Format View Help
--HASIL PERHITUNGAN--

Data Generator:
-----
Gen ke- | P min (MW) | P max (MW) | Koefisien a | Koefisien b | Koefisien c |
-----
1      | 150        | 600        | 0.001562    | 7.92         | 561          |
2      | 100        | 400        | 0.00194     | 7.85         | 310          |
3      | 50         | 200        | 0.00482     | 7.97         | 78           |
-----

TABEL PERHITUNGAN OPERASI EKONOMIS :
-----
No. | Daya Beban (MW) | Pout Gen-1 (MW) | Pout Gen-2 (MW) | Pout Gen-3 (MW) | Ploss (MW) | Pengali Lagrange (Rp/MWh) |
-----
1   | 850              | 435.022         | 299.9           | 130.679         | 15.6        | 9.52789              |
-----

TABEL PERHITUNGAN BIAYA :
-----
No. | Biaya Gen-1 (Rp/jam) | Biaya Gen-2 (Rp/jam) | Biaya Gen-3 (Rp/jam) | Total Biaya (Rp/jam) |
-----
1   | 4301.97              | 2838.7              | 1201.82             | 8342.49              |
-----

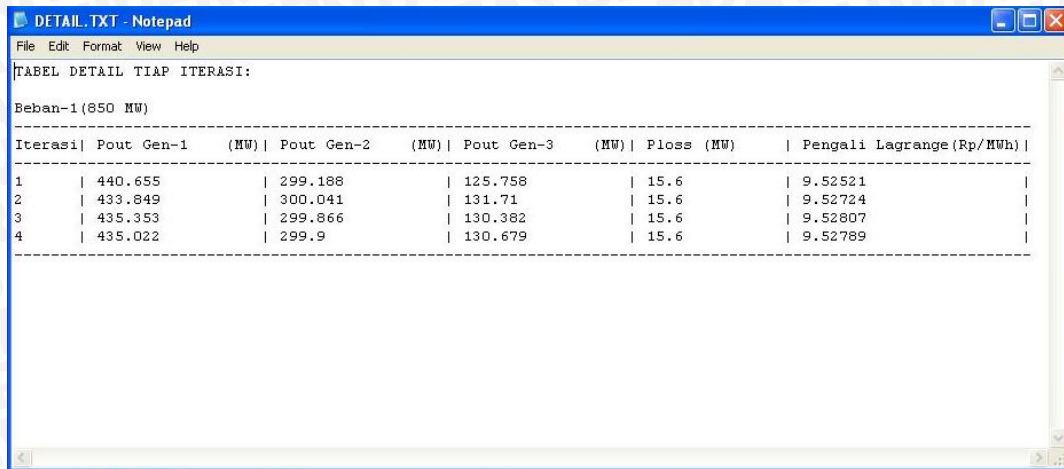
---<<<      SELESAI      >>>---

```

**Gambar 4. 10** Tampilan hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis  
Sumber: Penulis

- j. `tabel_detail()`, fungsi ini berfungsi untuk membuat bagian keterangan dari tabel detail. Fungsi ini akan dipanggil jika pengguna memilih untuk menampilkan detail tiap iterasi dari proses perhitungan operasi pembangkitan ekonomis. Tampilan dari fungsi ini bisa dilihat pada Gambar 4.11.
- k. `isi_detail()`, fungsi ini berfungsi untuk menampilkan hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis pada setiap iterasi. Fungsi ini akan dipanggil jika pengguna memilih untuk menampilkan detail tiap iterasi dari proses perhitungan operasi pembangkitan ekonomis. Tampilan dari fungsi ini bisa dilihat pada Gambar 4.11.





DETAIL.TXT - Notepad

File Edit Format View Help

[TABEL DETAIL TIAP ITERASI:

Beban-1 (850 MW)

Iterasi	Pout Gen-1 (MW)	Pout Gen-2 (MW)	Pout Gen-3 (MW)	Ploss (MW)	Pengali Lagrange (Rp/MWh)
1	440.655	299.188	125.758	15.6	9.52521
2	433.849	300.041	131.71	15.6	9.52724
3	435.353	299.866	130.382	15.6	9.52807
4	435.022	299.9	130.679	15.6	9.52789

**Gambar 4. 11** Tampilan detail iterasi perhitungan operasi pembangkitan ekonomis  
Sumber: Penulis

- l. garis\_1(), fungsi ini digunakan dalam pembuatan garis yang dipakai dalam fungsi tabel\_hasil() untuk pembuatan tampilan garis tabel hasil perhitungan operasi pembangkitan ekonomis.
- m. garis\_2(), fungsi ini digunakan dalam pembuatan garis yang dipakai dalam fungsi tabel\_hasil() untuk pembuatan tampilan garis tabel biaya perhitungan operasi pembangkitan ekonomis.
- n. garis\_3(), fungsi ini digunakan dalam pembuatan garis yang dipakai dalam fungsi tabel\_detail() untuk pembuatan tampilan garis tabel detail setiap iterasi dari perhitungan operasi pembangkitan ekonomis.

## BAB V

## ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 5.1 Validasi Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Menggunakan Metode Lagrange

Dalam melakukan perhitungan operasi pembangkitan ekonomis dalam penelitian ini memanfaatkan alat bantu program operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan Metode Lagrange seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya. Sebelum menggunakan program tersebut lebih jauh, diperlukan validasi untuk memastikan program tersebut mengeluarkan hasil yang benar dan dapat dipercaya. Untuk validasi tersebut digunakan 2 data uji, yaitu:

- Menggunakan contoh soal yang terdapat pada buku *Power Generation, Operation, and Control* karangan Allen J.Wood dan Bruce F. Wollenberg (contoh soal 3C halaman 36).

Tabel 5. 1 Data generator untuk data uji (a)

NO GEN	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a	b	c
1	150	600	0,001562	7,92	561.00
2	100	400	0,00194	7,85	310.00
3	50	200	0,00482	7,97	78.00

Sumber: Wood dan Wollenberg, 1984:III/36

Dengan daya beban sebesar 850 MW dan menggunakan rugi-rugi jaringan, yang sesuai dengan persamaan:

$$P_{\text{loss}} = 0,00003 P_1^2 + 0,00009 P_2^2 + 0,00012 P_3^2$$

Daya awal masing-masing generator:

$$P_1 = 400 \text{ MW}$$

$$P_2 = 300 \text{ MW}$$

$$P_3 = 150 \text{ MW}$$

Setelah dilakukan perhitungan dengan menggunakan program operasi pembangkitan ekonomis dengan menggunakan Metode Lagrange didapatkan hasil Dengan waktu proses selama 16 milidetik sebagai berikut:

**Tabel 5. 2** Hasil perhitungan dengan menggunakan program operasi pembangkitan ekonomis pada data uji (a)

Iterasi	$P_1$	$P_2$	$P_3$	Losses	$\lambda$
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(\$/MWh)
1	440,655	299,188	125,758	15,6	9,52521
2	433,934	300,108	131,738	15,7793	9,52751
3	435,474	299,944	130,419	15,8374	9,52851
4	435,139	299,974	130,715	15,8272	9,52833

Sumber: Hasil perhitungan

Sedangkan dari hasil perhitungan yang didapatkan dalam buku tersebut adalah:

**Tabel 5. 3** Hasil perhitungan sebenarnya untuk data uji (a)

Iterasi	$P_1$	$P_2$	$P_3$	Losses	$\lambda$
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(\$/MWh)
1	440,68	299,12	125,77	15,6	9,5252
2	433,94	300,11	131,74	15,84	9,5275
3	435,87	299,94	130,42	15,83	9,5283
4	434,13	299,99	130,71	15,83	9,5284

Sumber: Wood dan Wollenberg, 1984:III/39

Dapat dilihat dari Tabel 5.2 dan Tabel 5.3 di atas, jika dibandingkan terdapat sedikit perbedaan yang disebabkan oleh berbedanya sistem pembulatan bilangan desimal pada masing-masing hasil perhitungan. Akan tetapi perbedaan tersebut tidaklah signifikan sehingga program ini bisa dikatakan valid.

b) Menggunakan data contoh berikut:

**Tabel 5. 4** Data generator untuk data uji (b)

No. Gen	$P_{min}$ (MW)	$P_{max}$ (MW)	a	b	c
1	450	1.620	0,00718	28,17	18.207,99
2	75	270	0,02413	43,65	1.800,15
3	295	1.062	0,06277	41,46	9.606,70
4	28	101	0,17321	24,23	1.697,62
5	38	69	0,20165	29,72	1.039,53
6	38	135	0,00001	50,52	1.114,81



7	400	1.440	0,00931	32,53	18.690,35
8	165	592	0,01381	42,77	6.296,73
9	76	272	0,01511	49,45	2.242,30
10	25	90	0,22776	90,96	699,60
11	31	113	0,09620	33,68	2.156,60
12	13	46	0,12118	46,99	511,34
13	5	18	0,09320	52,86	209,03
14	18	65	0,03789	52,45	919,35
15	8	14	0,57648	40,93	370,22
16	41	149	0,02180	50,87	3.956,64
17	35	126	0,02584	50,87	3.357,17
18	12	44	0,25820	32,39	1.694,80
19	14	50	0,07034	52,53	1.371,90
20	37	132	0,01826	51,99	4.203,38
21	115	393	0,00213	844,25	2.816.446,00

Sumber: Penulis

**Tabel 5. 5** Data beban untuk data uji (b)

<i>No. Beban</i>	<i>Daya Beban (MW)</i>
1	5.649
2	5.749
3	5.891
4	5.969
5	5.681
6	5.255
7	5.387
8	5.825
9	6.027
10	6.090
11	6.022
12	5.867
13	6.006
14	6.027
15	5.985
16	6.101
17	6.447
18	6.720
19	6.790
20	6.790
21	6.610
22	6.290
23	5.922
24	5.607

Sumber: Penulis

Tanpa menggunakan data rugi-rugi jaringan.

Setelah perhitungan dilakukan dengan menggunakan program operasi pembangkitan ekonomis, didapatkan hasil seperti yang ditunjukkan dalam Lampiran 2 dengan waktu proses selama 108 milidetik. Dapat dilihat dari hasil perhitungan tersebut didapatkan hasil yang sesuai dengan parameter masing-masing generator sehingga program ini bisa dikatakan valid

## **5.2 Data-data Kelistrikan Pabik Gula Krebet Baru I Bululawang Malang**

### **5.2.1. Sistem Pembangkitan Tenaga Listrik**

Dalam melayani kebutuhan tenaga listrik untuk proses produksi, penerangan dan kebutuhan energi listrik yang lainnya, PT. PG Krebet Baru I Bululawang Malang memerlukan suplai daya dari PLN, 3 unit PLTU. 1 unit PLTD dipakai sebagai cadangan.

Adapun besarnya kapasitas pembangkit untuk masing-masing unit PLTU adalah 5000 kVA (PLTU I), 1875 kVA (PLTU II), dan 2900 kVA (PLTU III) sedangkan untuk kapasitas PLTD adalah 800 kVA.

Untuk proses produksi hariannya, PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang menggunakan suplai daya dari PLN dan 2 unit PLTU saja yang beroperasi dari 3 unit PLTU yang dimiliki, yaitu unit PLTU I dan unit PLTU III. Apabila ada gangguan dari PLN atau adanya gangguan pada 2 unit PLTU utama tersebut, maka PLTU cadangan atau PLTD bisa digunakan. Dalam penelitian ini dilakukan operasi pembangkitan ekonomis menggunakan 3 unit PLTU.

#### **5.2.1.1. Sumber Daya PLN**

Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang di samping menggunakan pembangkit listrik sendiri, juga menggunakan daya listrik dari PLN. Karena kontinuitas pelayanan PLN belum sesuai dengan yang diharapkan, maka penggunaan terus-menerus masih terbatas untuk melayani beban-beban yang bila terjadi pemadaman tidak terlalu mengganggu proses produksi.

Daya listrik dari PLN diperoleh dari jaringan distribusi 20 kV yang melalui saluran distribusi primer kawat udara yang melintas sepanjang Jalan Raya Krebet. Dari jalan raya, daya listrik kemudian disalurkan ke perusahaan menggunakan kawat bawah

tanah yang kemudian diturunkan menjadi tegangan 220/380 pada trafo penurun tegangan (*step down*) yang terdapat pada rumah gardu trafo. Untuk memperbaiki faktor daya listrik PLN, kapasitor bank dipasang pada sisi tegangan rendahnya dan ditempatkan di pusat pembangkit (*power house*).

### 5.2.1.2. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

PLTU merupakan suatu pembangkit yang membangkitkan energi listrik dari primer dengan media perantara uap air. PLTU tersusun dari gabungan berbagai pesawat yang meliputi sebagian atau semua pesawat berikut: pendidih dan penguap (ketel) sebagai alat penghasil uap untuk menggerakkan turbin uap, lengkapan pembakar bahan bakar (dapur), *reheater* uap (pemanas ulang), ekonomiser, pemanas lanjut (*superheater*), turbin uap sebagai penggerak generator, dan generator sebagai alat penghasil tenaga listrik.

Di PT.PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang terdapat 3 unit PLTU dengan data teknis sebagai berikut:

**Tabel 5. 6** Data Unit-Unit PLTU di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang

Keterangan	PLTU I	PLTU II	PLTU III
Merk	AVK	AEG	Siemens
Daya	5.000 kVA	1.875 kVA	2.900 kVA
Tegangan	6.600 V	380 - 450 V	380 - 450 V
Arus	437 A	2.553 A	3.730 A
Frekuensi	50 Hz	50 - 60 Hz	50 Hz
Putaran Rotor	1.500 rpm	1.500 - 1.800 rpm	1.500 - 1.800 rpm
Jumlah fasa	3	3	3
Faktor daya	0.8	0.8	0.8
Hubungan	Bintang	Bintang	Bintang
Kelas isolasi	F	F	F
Tegangan penguat	53 V	64 V	100 V

Sumber: PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang

Tegangan yang dihasilkan oleh PLTU I kemudian diturunkan menggunakan trafo penurun daya (*step down*) menjadi 220/380. Pada pengoperasiannya, tiap-tiap PLTU tidak terhubung paralel.



### 5.2.1.3. Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

PLTD merupakan salah satu pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar minyak solar. PLTD ini tidak digunakan untuk mendukung proses produksi dengan alasan komponen peralatan dan bahan bakar solar maupun minyak pelumasnya yang mahal. Di samping kekurangan tersebut, PLTD mempunyai keuntungan antara lain:

- Tidak memerlukan waktu yang lama untuk beroperasi
- Bahan bakar mudah di dapat
- Pendinginan tidak memerlukan air yang banyak
- Mempunyai efisiensi yang tinggi.

Di PT.PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang terdapat 1 unit PLTD dengan data teknis sebagai berikut:

**Tabel 5. 7** Data Unit-Unit PLTD di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang

<b>Merk</b>	Leroy-Somer
<b>Daya</b>	800 kVA
<b>Tegangan</b>	230/400 V
<b>Arus</b>	1154
<b>Frekuensi</b>	50 Hz
<b>Putaran Rotor</b>	1.500 rpm
<b>Jumlah fasa</b>	3
<b>Faktor daya</b>	0.8
<b>Hubungan</b>	Bintang
<b>Kelas isolasi</b>	H
<b>Tegangan penguat</b>	41,2 V

Sumber: PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang

### 5.2.2. Data Beban

Beban listrik yang terdapat pada PT. PG Kregbet Baru I Bululawang Malang, kebanyakan adalah motor-motor listrik dan sebagian kecil untuk penerangan dan las listrik.

Untuk beban motor-motor listrik dapat dibedakan menurut cara bekerjanya sebagai berikut:

- Motor yang bekerja secara terus-menerus (kontinyu), misalnya motor-motor pompa, motor ID fan, dab FD fan.
- Motor yang bekerja secara terputus-putus, misalnya motor batch mirless.

Beban-beban listrik tersebut bersifat induktif sehingga mempengaruhi faktor daya dari sistem. Untuk meningkatkan faktor daya tersebut, PT. PG. Kreet Baru I Bululawang Malang sudah memasang *capacitor bank*.

### 5.2.3. Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Semua suplai tenaga listrik dipusatkan pada rel-rel utama dari panel induk di pusat pembangkit (*power house*) sehingga sistem proteksinya dapat terpusatkan.

Dengan demikian pengendalian, pengawasann dan pencatatan pemakaian daya dapat dilakukan dengan mudah dan tidak perlu orang banyak. Di PT. PG. Kreet Baru I Bululawang Malang terapat dua relyang dibedakan menurut suplai dayanya:

- Rel PLN yang terpisah dari rel generator
- Rel generator

Untuk mengatasi apabila terjadi gangguan pada salah satu suplai tenaga listrik, maka panel induk ini dilengkapi dengan peralatan seperti saklar pemindah yang dapat memilih sumber mana sumber mana yang akan dipakai, dan perlatan pemisah yang berfungsi untuk mengisolisir rel dari rel yang aktif agar dapat dilakukan perbaikan, atau memindahkan hubungan rel yang aktif.

## 5.3 Upaya Mengoptimalkan Unit-Unit Pembangkit

Salah satu pengeluaran terbesar dari suatu perusahaan adalah biaya listrik, di mana biaya tersebut masuk dalam biaya produksi perusahaan. Untuk mengurangi pemakaian listrik. Salah satu upaya yang digunakan adalah dengan memaksimalkan penggunaan unit-unit pembangkit yang tersedia di pabrik

### 5.3.1. Persamaan Lengkung Masukan dan Keluaran Masing-Masing Unit Pembangkit

PT. PG. Kreet Baru I Bululawang Malang memiliki 3 unit PLTU dan 1 unit PLTD yang akan dimaksimalkan fungsinya dalam upaya optimasi suplai daya listrik. Karena sifat beban sistem yang berubah-ubah dan karakteristik masing-masing unit

pembangkit yang berbeda-beda, maka harus ditentukan terlebih dahulu karakteristik daya keluaran dari masing-masing unit yang ada terhadap suplai bahan bakar yang diperlukan. Untuk itu diperlukan data masukan bahan bakar terhadap daya keluaran dari masing-masing unit PLTU dan PLTD. Berdasarkan pengambilan data yang telah dilakukan terlihat bahwa konsumsi bahan bakar masing-masing unit PLTU dan PLTD berbeda-beda, yaitu:

**Tabel 5. 8** Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU I

No.	Daya (MW)	Kebutuhan Bahan Bakar
		(ton/jam)
1	4	7,8459
2	3	5,8899
3	2	3,9445
4	1	2,0169

Sumber: PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang

**Tabel 5. 9** Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU II

No.	Daya (MW)	Kebutuhan Bahan Bakar
		(ton/jam)
1	1,5	4,1960
2	1,075	2,9944
3	0,75	2,0891
4	0,325	0,9120

Sumber: PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang

**Tabel 5. 10** Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTU III

No.	Daya (MW)	Kebutuhan Bahan Bakar
		(ton/jam)
1	2,32	6,1136
2	1,74	4,5659
3	1,16	3,0439
4	0,58	1,5333

Sumber: PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang

**Tabel 5. 11** Data Masukan Bahan Bakar terhadap Daya Keluaran Unit PLTD

No.	Daya ( MW)	Kebutuhan Bahan Bakar
		(l/jam)
1	0,64	174
2	0,48	124
3	0,32	83

Sumber: PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang



Dengan menggunakan metode kuadrat terkecil, maka data pada tabel-tabel di atas dapat diolah menjadi persamaan lengkung masukan dan keluaran masing-masing unit PLTU dan PLTD. Dari tabel-tabel tersebut didapatkan nilai  $N$ ,  $\Sigma F_i$ ,  $\Sigma F_i P_i$ ,  $\Sigma F_i P_i^2$ ,  $\Sigma P_i$ ,  $\Sigma P_i^2$ ,  $\Sigma P_i^3$ ,  $\Sigma P_i^4$  untuk masing-masing unit PLTU dan PLTD sebagai berikut:

**PLTU I:**

$$\begin{aligned} N &= 4 \\ \Sigma P_1 &= 10 \\ \Sigma F_1 &= 19,6972 \\ \Sigma P_1^2 &= 30 \\ \Sigma F_1 P_1 &= 58,9593 \\ \Sigma P_1^3 &= 100 \\ \Sigma F_1 P_1^2 &= 196,3385 \\ \Sigma P_1^4 &= 354 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Sigma F_1 &= a \Sigma P_1^2 + b \Sigma P_1 + c N \\ \mathbf{19,6972} &= \mathbf{a 30 + b 10 + c 4} \\ \Sigma F_1 P_1 &= a \Sigma P_1^3 + b \Sigma P_1^2 + c \Sigma P_1 \\ \mathbf{58,9593} &= \mathbf{a 100 + b 30 + c 10} \\ \Sigma F_1 P_1^2 &= a \Sigma P_1^4 + b \Sigma P_1^3 + c \Sigma P_1^2 \\ \mathbf{196,3385} &= \mathbf{a 354 + b 100 + c 30} \end{aligned}$$

Dari persamaan di atas dapat dibentuk matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} 19,6972 \\ 58,9593 \\ 196,3385 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 30 & 10 & 4 \\ 100 & 30 & 10 \\ 354 & 100 & 30 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix}$$

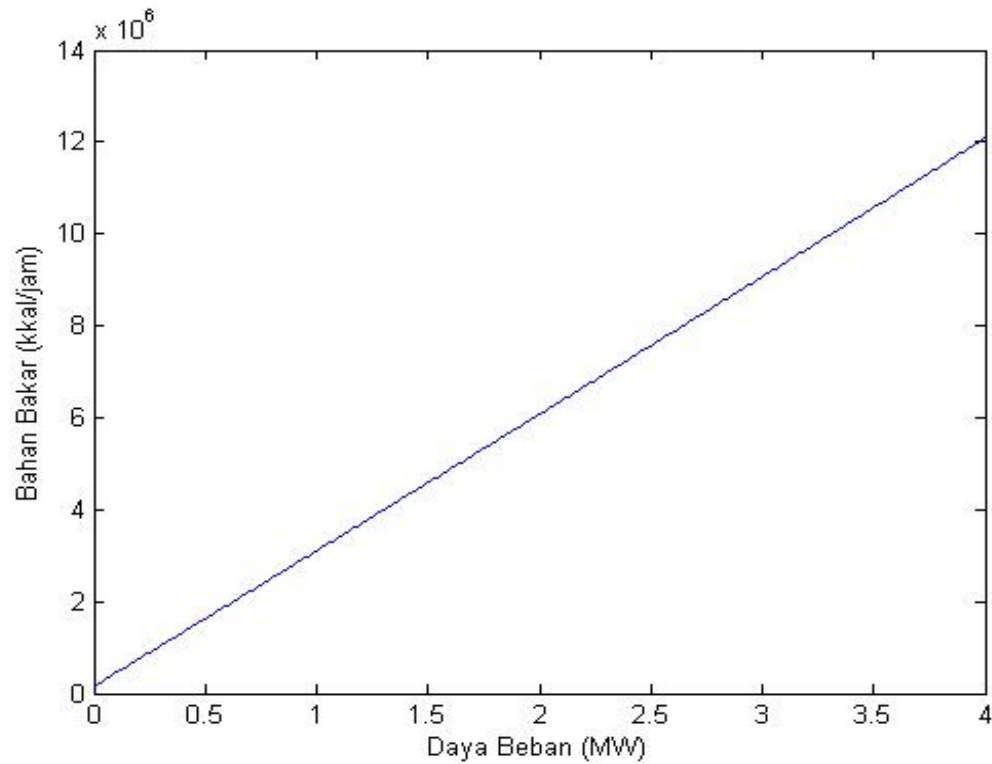
$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 30 & 10 & 4 \\ 100 & 30 & 10 \\ 354 & 100 & 30 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 19,6972 \\ 58,9593 \\ 196,3385 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0071 \\ 1,9078 \\ 0,1017 \end{bmatrix}$$

Dari hasil perhitungan di atas didapatkan koefisien a,b, dan c untuk PLTU I, akan tetapi masih dalam satuan ton/jam. Untuk mendapatkan persamaan lengkung masukan dan keluran dalam satuan kkal/jam (*heat rate*), maka koefisien tersebut

dikalikan dengan jumlah kkal untuk setiap ton bahan bakar PLTU I (bagase). 1 ton bagase= 1.540.000 kkal, sehingga persamaan lengkung masukan dan keluaran adalah:

$$H_1 = 10.934P_1^2 + 2.938.012P_1 + 156.618 \text{ kkal/jam}$$



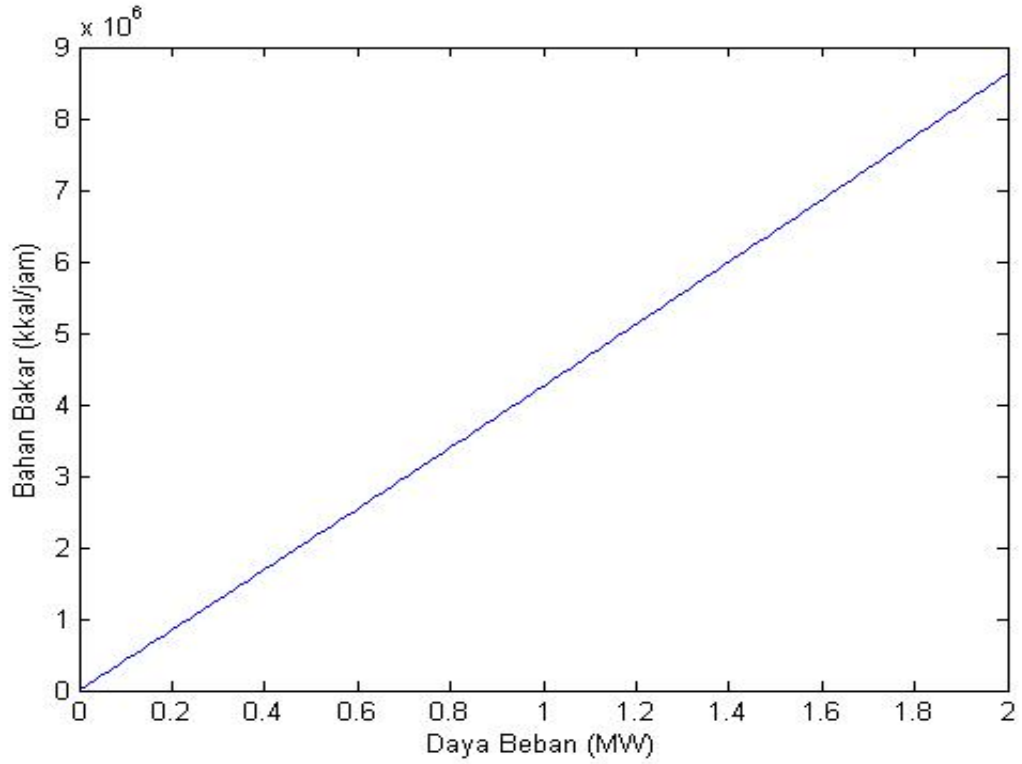
**Gambar 5. 1** Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU I

Sumber: Hasil perhitungan

Dengan menggunakan cara yang sama, maka didapatkan persamaan lengkung masukan dan keluaran untuk PLTU II, PLTU III, dan PLTD sebagai berikut:

**PLTU II :**

$$H_2 = 58.982P_2^2 + 4.195.268P_2 + 3.542 \text{ kkal/jam}$$



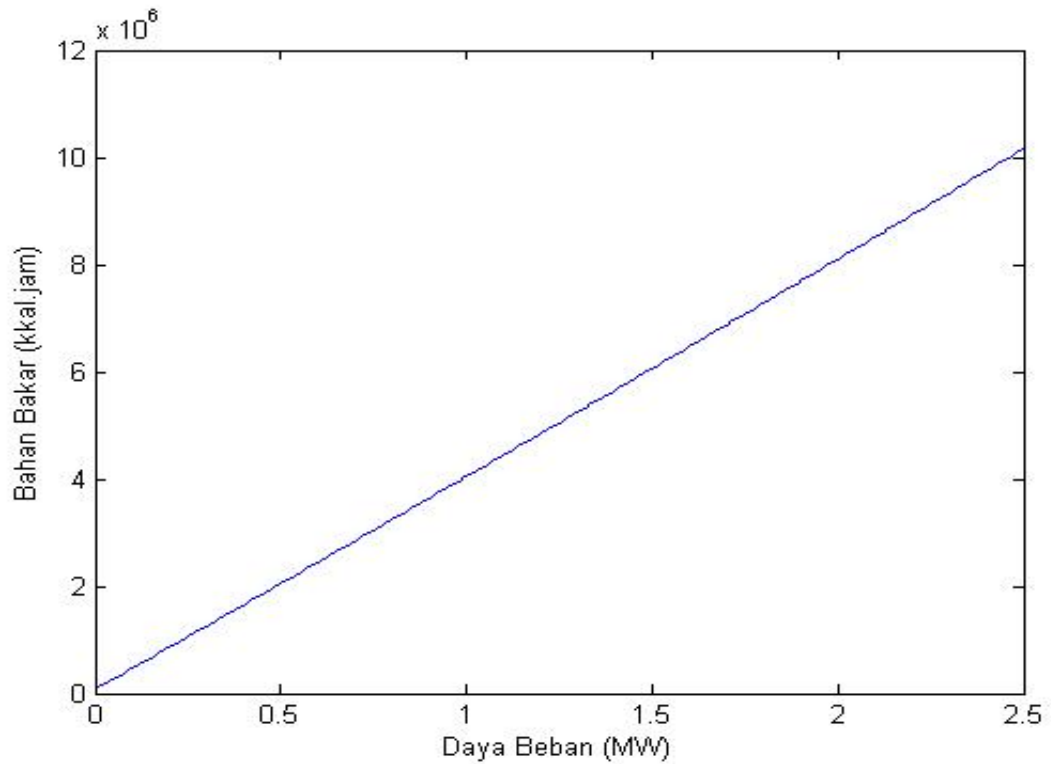
**Gambar 5. 2** Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU II

Sumber: Hasil perhitungan



**PLTU III:**

$$H_3 = 42.504P_3^2 + 3.929.464P_3 + 68.992 \text{ kkal/jam}$$



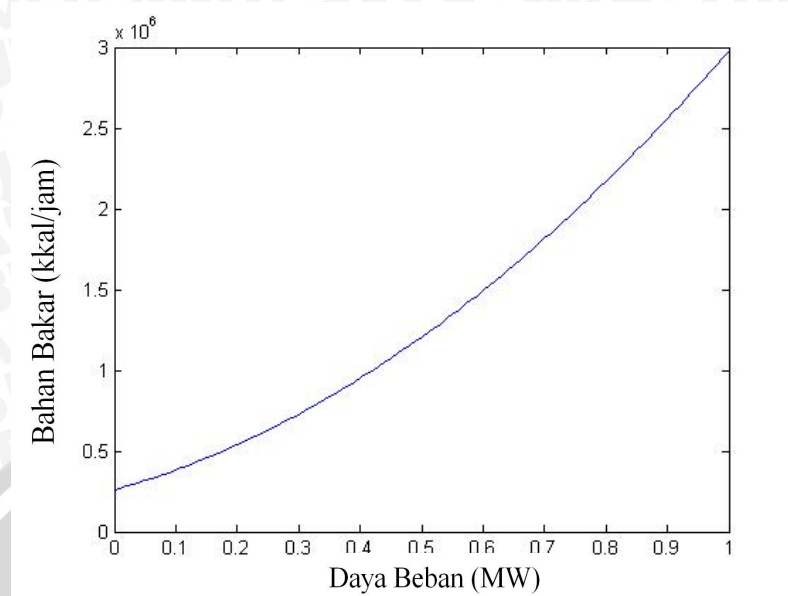
**Gambar 5. 3** Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTU III

Sumber: Hasil perhitungan

**PLTD :**

Untuk PLTD, setelah didapatkan koefisien a, b, dan c, karena masih dalam satuan liter/jam maka dikalikan dengan jumlah kkal untuk setiap liter solar. 1 liter solar= 9.240 kkal, sehingga didapatkan lengkung masukan dan keluarannya:

$$H_4 = 1.651.938P_4^2 + 1.068.375P_4 + 258.720 \text{ kkal/jam}$$



**Gambar 5. 4 Grafik Lengkung Masukan dan Keluaran PLTD**  
Sumber: Hasil perhitungan

### 5.3.2. Persamaan Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Unit Pembangkit

Berdasarkan persamaan lengkung masukan dan keluaran masing-masing unit PLTU dan PLTD yang telah diperoleh pada perhitungan sebelumnya, maka dapat ditentukan persamaan bahan bakar dalam satuan Rp/jam. Untuk PLTU, bahan yang digunakan adalah bagase yang harganya adalah Rp. 350/kg atau sama dengan Rp. 0,2273/kkal. Sedangkan untuk PLTD menggunakan bahan bakar solar industri, yang harganya adalah Rp. 4221,20/liter atau sama dengan Rp. 0,4568/kkal. Maka diperoleh persamaan biaya bahan bakar terhadap daya keluaran untuk keseluruhan unit PLTU dan PLTD yang ada di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang adalah sebagai berikut:

#### **PLTU I:**

$$F_1 = 2.485P_1^2 + 667.730P_1 + 35.595 \quad \text{Rp/jam}$$

#### **PLTU II:**

$$F_2 = 13.405P_2^2 + 953.470P_2 + 8.050 \quad \text{Rp/jam}$$

#### **PLTU III:**

$$F_3 = 9.660P_3^2 + 893.060P_3 + 15.680 \quad \text{Rp/jam}$$

#### **PLTD:**

$$F_4 = 742.007,6014P_4^2 + 488.076,25P_4 + 105.530 \quad \text{Rp/jam}$$

### 5.3.3. Biaya Bahan Bakar Sebelum Operasi Pembangkitan Ekonomis.

Berdasarkan survei yang dilakukan di lapangan diperoleh data beban harian dari tanggal 7 hingga 14 September 2009 sebagai berikut:

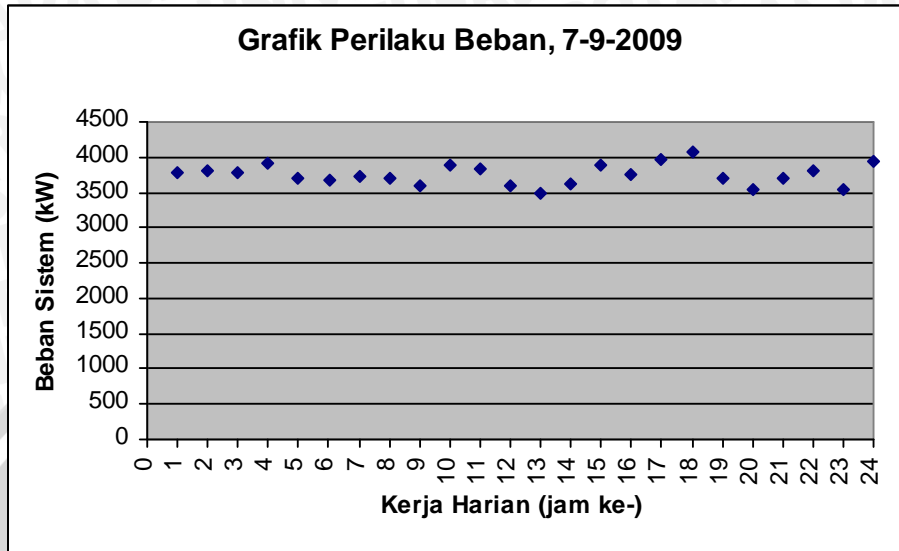
**Tabel 5. 12** Data beban harian di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang

Jam	Daya Beban (kW)						
	Senin 7-9- 2009	Selasa 8-9- 2009	Rabu 9-9- 2009	Kamis 10-9- 2009	Jumat 11-9- 2009	Sabtu 12-9- 2009	Minggu 13-9- 2009
6:00	3.770	3.859	4.130	3.743	3.665	3.940	3.709
7:00	3.796	3.785	4.144	3.752	3.648	3.997	3.651
8:00	3.781	3.283	3.506	3.747	3.648	3.797	3.794
9:00	3.924	3.610	3.528	3.672	3.693	3.745	4.317
10:00	3.692	3.513	3.536	3.782	3.786	2.764	3.634
11:00	3.667	3.786	3.813	3.819	3.528	4.133	3.648
12:00	3.736	3.827	3.852	3.899	3.635	4.152	3.844
13:00	3.714	3.910	3.850	3.886	3.755	4.136	3.806
14:00	3.582	2.899	3.977	4.007	3.911	3.982	3.461
15:00	3.895	3.998	3.877	3.791	3.567	3.807	3.009
16:00	3.832	3.784	3.966	3.549	3.938	3.643	3.741
17:00	3.607	3.677	3.857	3.905	3.954	3.756	3.425
18:00	3.477	3.650	3.171	3.578	3.669	3.676	3.538
19:00	3.630	3.463	3.462	3.939	4.114	3.725	3.251
20:00	3.899	3.406	3.774	3.662	4.077	3.789	2.790
21:00	3.742	3.743	3.844	3.815	3.940	3.708	2.473
22:00	3.955	3.660	3.682	3.767	3.774	3.921	2.476
23:00	4.061	3.811	3.438	3.653	3.391	3.733	2.510
0:00	3.689	3.434	3.753	3.824	3.342	3.151	2.545
1:00	3.529	3.678	3.214	3.530	3.570	3.445	2.533
2:00	3.710	3.338	3.188	3.445	3.925	3.605	3.431
3:00	3.797	3.707	3.852	3.536	3.839	3.821	3.433
4:00	3.553	3.763	3.804	3.511	3.667	3.771	3.439
5:00	3.935	4.114	3.765	3.642	3.490	3.892	3.419

Sumber: PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang

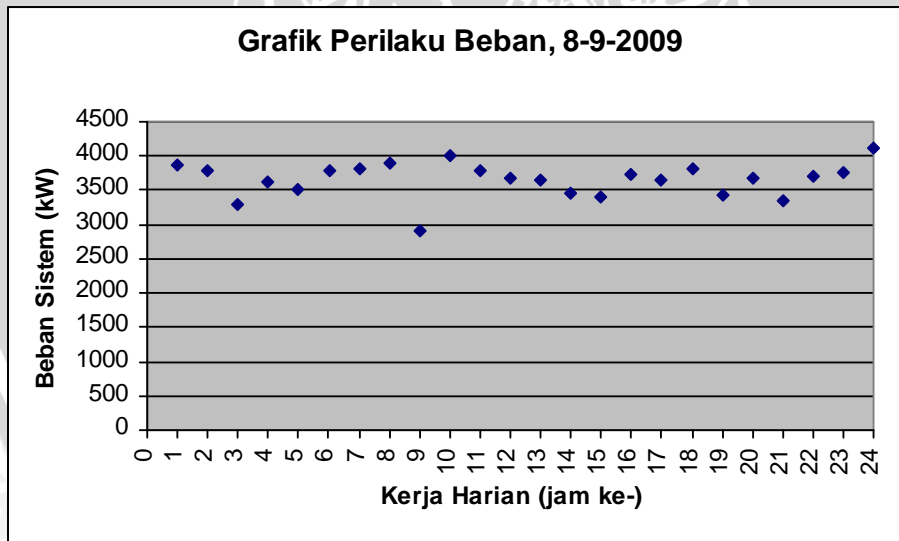


Dari tabel 5.12 dapat juga dibuat grafik perilaku beban harian di PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang, sebagai berikut:



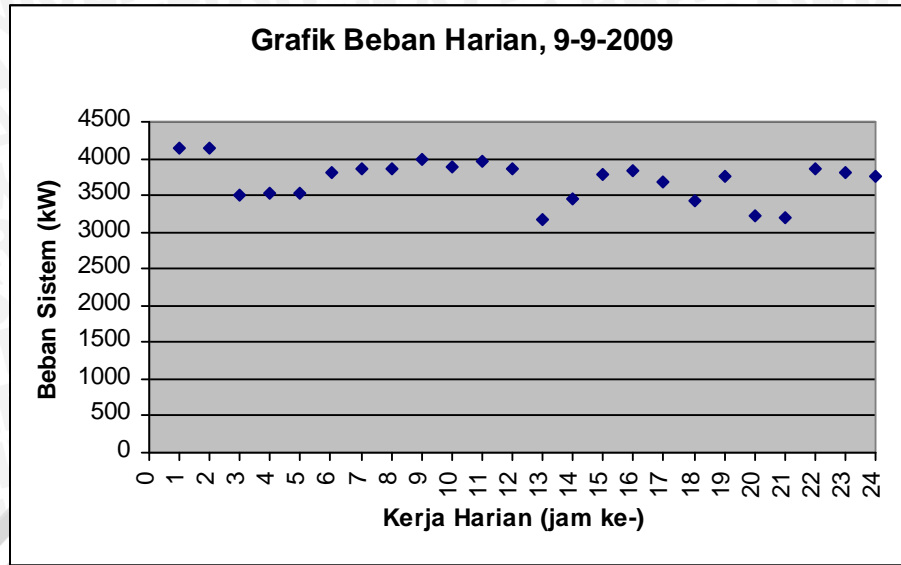
**Gambar 5. 5** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang Senin, 7 September 2009

Sumber: PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang

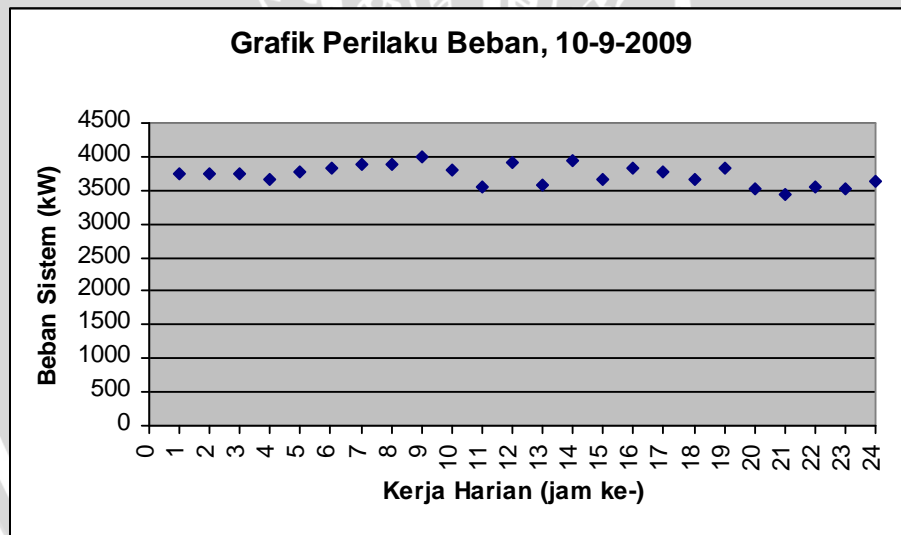


**Gambar 5. 6** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang Selasa, 8 September 2009

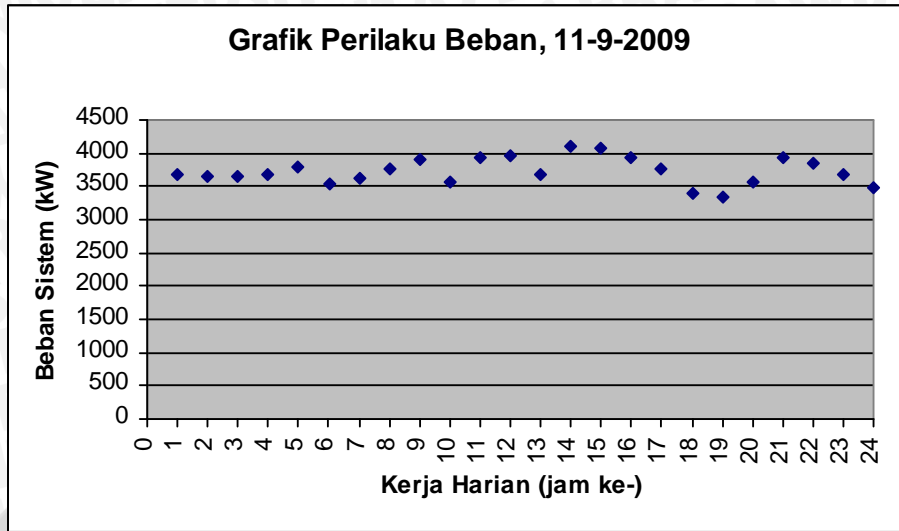
Sumber: PT. PG. Kregbet Baru I Bululawang Malang



**Gambar 5.7** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kretbet Baru I Bululawang Malang Rabu, 9 September 2009  
 Sumber: PT. PG. Kretbet Baru I Bululawang Malang

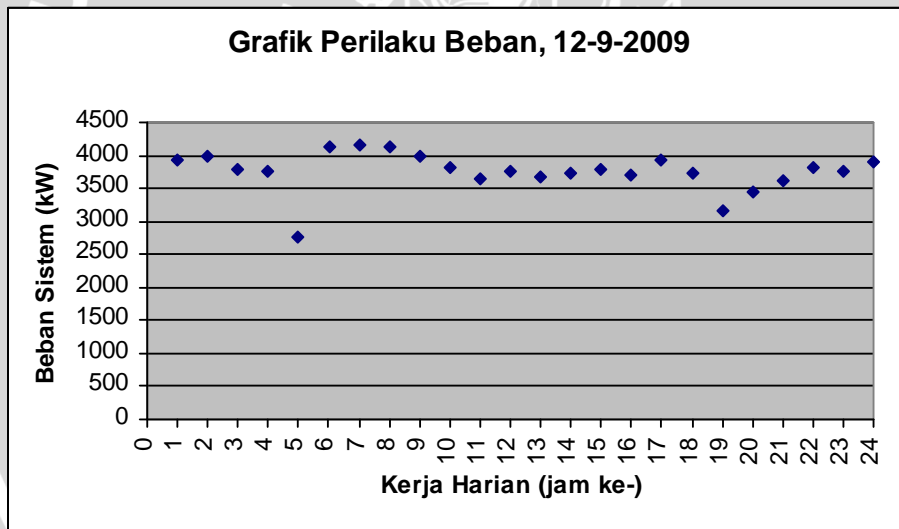


**Gambar 5.8** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kretbet Baru I Bululawang Malang Kamis, 10 September 2009  
 Sumber: PT. PG. Kretbet Baru I Bululawang Malang



**Gambar 5.9** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kretet Baru I Bululawang Malang Jumat, 11 September 2009

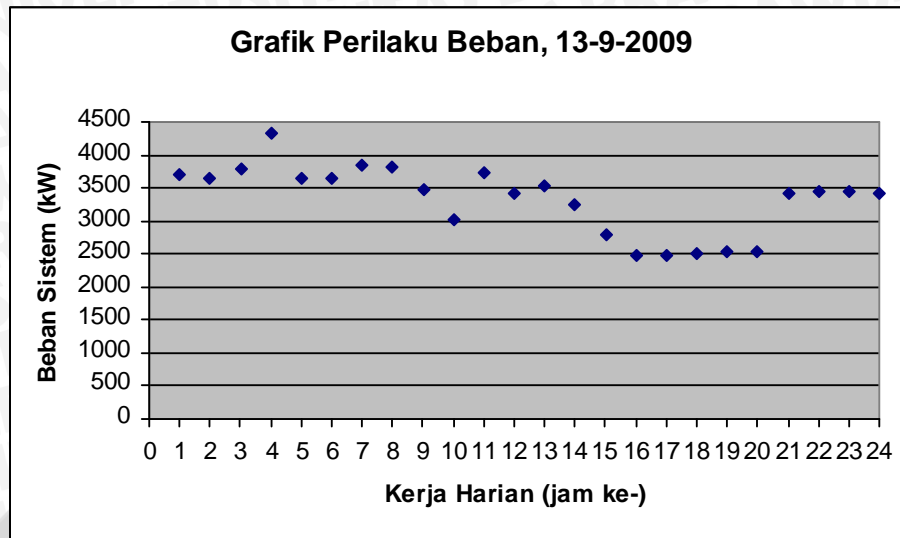
Sumber: PT. PG. Kretet Baru I Bululawang Malang



**Gambar 5.10** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kretet Baru I Bululawang Malang Sabtu, 12 September 2009

Sumber: PT. PG. Kretet Baru I Bululawang Malang





**Gambar 5. 11** Grafik Perilaku Beban PT. PG. Kreet Baru I Bululawang Malang Minggu, 13 September 2009

Sumber: PT. PG. Kreet Baru I Bululawang Malang

Saat ini, dalam kondisi sebelum operasi pembangkitan ekonomis, hanya 2 unit PLTU saja yang bekerja menanggung beban sistem untuk kedua kelompok beban tersebut. Dengan menyubtitusikan besarnya beban dari kedua unit tersebut ke persamaan biaya bahan bakar akan didapatkan biaya pembangkitan sebelum optimasi. Sebagai contoh, diambil data hari Senin 7 September 2009 jam 6.00.dari tabel 5.12 dapat dilihat bahwa pada saat itu total daya beban adalah 3, 8 MW, yang disuplai oleh dua generator. Generator I menyuplai daya sebesar 2,52 MW dan generator III menyuplai daya sebesar 1,28 MW, maka diperoleh:

- Unit PLTU I

$$\begin{aligned} F_1(P_1) &= 2.485(2,52)^2 + 667.730(2,52) + 35.595 \\ &= 1.734.055,34 \text{ Rp./jam} \end{aligned}$$

- Unit PLTU III

$$\begin{aligned} F_3(P_3) &= 9.660(1,28)^2 + 893.060(1,28) + 15.680 \\ &= 1.174.623,74 \text{ Rp./jam} \end{aligned}$$

Sehingga total biaya sebelum optimasi ,  $F_T = 1.509.842,01 + 1.038.418,77$   
 $= 2.908.679,09 \text{ Rp./jam}$

**Tabel 5. 13** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Senin, 7 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	Masing-masing Unit (Rp./jam)			
					F1	F2	F3	
6:00	3,8	2,52	—	1,28	1.734.055,34	—	1.174.623,74	2.908.679,09
7:00	3,8	2,55	—	1,25	1.754.465,21	—	1.147.098,75	2.901.563,96
8:00	3,8	2,53	—	1,27	1.740.858,14	—	1.165.446,81	2.906.304,95
9:00	3,9	2,52	0,16	1,23	1.734.055,34	160.948,37	1.128.758,41	3.023.762,13
10:00	3,7	2,29	0,16	1,25	1.577.728,29	160.948,37	1.147.098,75	2.885.775,41
11:00	3,7	2,26	0,16	1,28	1.557.357,19	160.948,37	1.174.623,74	2.892.929,30
12:00	3,7	2,33	0,16	1,21	1.604.896,72	160.948,37	1.110.425,81	2.876.270,89
13:00	3,7	2,31	0,16	1,23	1.591.311,51	160.948,37	1.128.758,41	2.881.018,29
14:00	3,6	2,34	0,18	1,08	1.611.690,07	180.108,92	991.452,22	2.783.251,21
15:00	3,9	2,54	0,17	1,19	1.747.661,43	170.527,30	1.092.100,93	3.010.289,66
16:00	3,8	2,47	0,18	1,15	1.700.048,84	180.108,92	1.055.474,35	2.935.632,11
17:00	3,6	2,37	0,11	1,12	1.632.073,10	113.093,90	1.028.024,70	2.773.191,70
18:00	3,5	2,30	—	1,20	1.584.519,65	—	1.101.262,40	2.685.782,05
19:00	3,6	2,47	—	1,13	1.700.048,84	—	1.037.172,65	2.737.221,49
20:00	3,9	2,74	—	1,16	1.883.831,59	—	1.064.628,10	2.948.459,68
21:00	3,7	2,58	—	1,12	1.774.879,55	—	1.028.024,70	2.802.904,26
22:00	4,0	2,70	—	1,30	1.856.581,65	—	1.192.983,40	3.049.565,05
23:00	4,1	2,88	—	1,22	1.979.268,98	—	1.119.591,14	3.098.860,13
0:00	3,7	2,31	—	1,39	1.591.311,51	—	1.275.697,49	2.867.008,99
1:00	3,5	2,13	—	1,47	1.469.134,10	—	1.349.352,49	2.818.486,59
2:00	3,7	2,55	—	1,15	1.754.465,21	—	1.055.474,35	2.809.939,56
3:00	3,8	2,61	—	1,19	1.795.298,37	—	1.092.100,93	2.887.399,29
4:00	3,6	2,37	—	1,23	1.632.073,10	—	1.128.758,41	2.760.831,51
5:00	3,9	2,76	—	1,14	1.897.459,54	—	1.046.322,54	2.943.782,07
Jumlah					40.905.073,24	1.448.580,89	26.835.255,24	69.188.999,48

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 14** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi untuk (Selasa, 8 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	Masing-masing Unit (Rp./jam)			
					P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	
6:00	3,9	2,64	—	1,26	1.815.721,66	—	1.156.271,82	2.971.993,47
7:00	3,8	2,50	—	1,30	1.720.451,25	—	1.192.983,40	2.913.434,65
8:00	3,3	2,00	—	1,30	1.380.995,00	—	1.192.983,40	2.573.978,40
9:00	3,6	2,36	—	1,24	1.625.278,26	—	1.137.927,62	2.763.205,87
10:00	3,5	2,32	—	1,18	1.598.103,86	—	1.082.941,38	2.681.045,25
11:00	3,8	2,66	—	1,14	1.829.339,67	—	1.046.322,54	2.875.662,20
12:00	3,8	2,70	—	1,10	1.856.581,65	—	1.009.734,60	2.866.316,25
13:00	3,9	2,78	—	1,12	1.911.089,47	—	1.028.024,70	2.939.114,18
14:00	2,9	1,96	—	0,94	1.353.892,18	—	863.691,98	2.217.584,15
15:00	4,0	2,72	—	1,28	1.870.205,62	—	1.174.623,74	3.044.829,37
16:00	3,8	2,72	—	1,08	1.870.205,62	—	991.452,22	2.861.657,85
17:00	3,7	2,61	—	1,09	1.795.298,37	—	1.000.592,45	2.795.890,81
18:00	3,6	2,52	—	1,08	1.734.055,34	—	991.452,22	2.725.507,57
19:00	3,5	2,34	—	1,16	1.611.690,07	—	1.064.628,10	2.676.318,16
20:00	3,4	2,34	—	1,06	1.611.690,07	—	973.177,58	2.584.867,64
21:00	3,7	2,70	—	1,00	1.856.581,65	—	918.400,00	2.774.981,65
22:00	3,7	2,60	—	1,10	1.788.491,60	—	1.009.734,60	2.798.226,20
23:00	3,8	2,69	—	1,11	1.849.770,41	—	1.018.878,69	2.868.649,09
0:00	3,4	2,31	—	1,09	1.591.311,51	—	1.000.592,45	2.591.903,95
1:00	3,7	2,61	—	1,09	1.795.298,37	—	1.000.592,45	2.795.890,81
2:00	3,3	2,21	—	1,09	1.523.415,29	—	1.000.592,45	2.524.007,73
3:00	3,7	2,52	—	1,18	1.734.055,34	—	1.082.941,38	2.816.996,73
4:00	3,8	2,70	—	1,10	1.856.581,65	—	1.009.734,60	2.866.316,25
5:00	4,1	2,93	—	1,17	2.013.377,38	—	1.073.783,77	3.087.161,15
Jumlah					41.593.481,28	—	25.022.058,12	66.615.627,10

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 15** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Rabu, 9 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar Masing-masing Unit (Rp./jam)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	F1	F2	F3	
		P1	P2	P3				
6:00	4,1	2,94	—	1,16	2.020.200,55	—	1.085.171,75	3.105.372,30
7:00	4,1	2,96	—	1,14	2.033.848,38	—	1.066.469,78	3.100.318,16
8:00	3,5	2,32	—	1,18	1.598.103,86	—	1.103.874,76	2.701.978,62
9:00	3,5	2,34	—	1,16	1.611.690,07	—	1.085.171,75	2.696.861,82
10:00	3,5	2,32	—	1,18	1.598.103,86	—	1.103.874,76	2.701.978,62
11:00	3,8	2,59	—	1,21	1.781.685,33	—	1.131.931,21	2.913.616,54
12:00	3,9	2,73	—	1,17	1.877.018,36	—	1.094.523,13	2.971.541,48
13:00	3,9	2,72	—	1,18	1.870.205,62	—	1.103.874,76	2.974.080,38
14:00	4,0	2,85	—	1,15	1.958.809,91	—	1.075.820,64	3.034.630,55
15:00	3,9	2,63	—	1,27	1.808.913,40	—	1.188.051,11	2.996.964,50
16:00	4,0	2,72	—	1,26	1.870.205,62	—	1.178.697,14	3.048.902,77
17:00	3,9	2,67	—	1,23	1.836.149,42	—	1.150.636,81	2.986.786,22
18:00	3,2	2,05	—	1,15	1.414.884,71	—	1.075.820,64	2.490.705,35
19:00	3,5	2,31	—	1,19	1.591.311,51	—	1.113.226,65	2.704.538,16
20:00	3,8	2,59	—	1,21	1.781.685,33	—	1.131.931,21	2.913.616,54
21:00	3,8	2,66	—	1,14	1.829.339,67	—	1.066.469,78	2.895.809,45
22:00	3,7	2,52	—	1,18	1.734.055,34	—	1.103.874,76	2.837.930,10
23:00	3,4	2,22	—	1,18	1.530.202,67	—	1.103.874,76	2.634.077,43
0:00	3,8	2,63	—	1,17	1.808.913,40	—	1.094.523,13	2.903.436,52
1:00	3,2	2,03	—	1,17	1.401.327,34	—	1.094.523,13	2.495.850,46
2:00	3,2	2,06	—	1,14	1.421.664,15	—	1.066.469,78	2.488.133,93
3:00	3,9	2,60	—	1,30	1.788.491,60	—	1.216.114,55	3.004.606,15
4:00	3,8	2,62	—	1,18	1.802.105,63	—	1.103.874,76	2.905.980,39
5:00	3,8	2,61	—	1,19	1.795.298,37	—	1.113.226,65	2.908.525,02
Jumlah					41.764.214,09	—	26.652.027,37	68.416.330,64

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 16** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Kamis, 10 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar Masing-masing Unit (Rp./jam)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	F1	F2	F3	
		P1	P2	P3				
6:00	3,7	2,52	—	1,18	1.734.055,34	—	1.103.874,76	2.837.930,10
7:00	3,8	2,53	—	1,27	1.740.858,14	—	1.188.051,11	2.928.909,24
8:00	3,7	2,53	—	1,17	1.740.858,14	—	1.094.523,13	2.835.381,26
9:00	3,7	2,45	—	1,25	1.686.449,71	—	1.169.343,44	2.855.793,15
10:00	3,8	2,59	—	1,21	1.781.685,33	—	1.131.931,21	2.913.616,54
11:00	3,8	2,57	—	1,23	1.768.074,28	—	1.150.636,81	2.918.711,08
12:00	3,9	2,65	—	1,25	1.822.530,41	—	1.169.343,44	2.991.873,85
13:00	3,9	2,64	—	1,26	1.815.721,66	—	1.178.697,14	2.994.418,80
14:00	4,0	2,79	—	1,21	1.917.905,19	—	1.131.931,21	3.049.836,40
15:00	3,8	2,67	—	1,13	1.836.149,42	—	1.057.119,19	2.893.268,60
16:00	3,5	2,42	—	1,08	1.666.054,75	—	1.010.370,09	2.676.424,84
17:00	3,9	2,65	—	1,25	1.822.530,41	—	1.169.343,44	2.991.873,85
18:00	3,6	2,26	—	1,34	1.557.357,19	—	1.253.536,10	2.810.893,29
19:00	3,9	2,56	—	1,34	1.761.269,50	—	1.253.536,10	3.014.805,60
20:00	3,7	2,47	—	1,23	1.700.048,84	—	1.150.636,81	2.850.685,64
21:00	3,8	2,60	—	1,20	1.788.491,60	—	1.122.578,80	2.911.070,40
22:00	3,8	2,52	—	1,28	1.734.055,34	—	1.197.405,33	2.931.460,67
23:00	3,7	2,31	—	1,39	1.591.311,51	—	1.300.318,87	2.891.630,38
0:00	3,8	2,57	—	1,23	1.768.074,28	—	1.150.636,81	2.918.711,08
1:00	3,5	2,19	—	1,31	1.509.842,01	—	1.225.469,55	2.735.311,56
2:00	3,4	2,23	—	1,17	1.536.990,56	—	1.094.523,13	2.631.513,68
3:00	3,5	2,35	—	1,15	1.618.483,91	—	1.075.820,64	2.694.304,55
4:00	3,5	2,23	—	1,27	1.536.990,56	—	1.188.051,11	2.725.041,66
5:00	3,6	2,36	—	1,24	1.625.278,26	—	1.159.989,99	2.785.268,25
Jumlah					41.061.066,31	—	27.727.668,16	68.788.823,78

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 17** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Jumat, 11 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	Masing-masing Unit (Rp./jam)			
					P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	
6:00	3,7	2,35	—	1,35	1.618.483,91	—	1.262.892,14	2.881.376,05
7:00	3,6	2,34	—	1,26	1.611.690,07	—	1.178.697,14	2.790.387,21
8:00	3,6	2,34	—	1,26	1.611.690,07	—	1.178.697,14	2.790.387,21
9:00	3,7	2,44	—	1,26	1.679.650,90	—	1.178.697,14	2.858.348,04
10:00	3,8	2,47	—	1,33	1.700.048,84	—	1.244.180,33	2.944.229,16
11:00	3,5	2,34	—	1,16	1.611.690,07	—	1.085.171,75	2.696.861,82
12:00	3,6	2,45	—	1,15	1.686.449,71	—	1.075.820,64	2.762.270,35
13:00	3,8	2,57	—	1,23	1.768.074,28	—	1.150.636,81	2.918.711,08
14:00	3,9	2,54	—	1,36	1.747.661,43	—	1.272.248,43	3.019.909,86
15:00	3,6	2,25	—	1,35	1.550.567,81	—	1.262.892,14	2.813.459,95
16:00	3,9	2,56	—	1,34	1.761.269,50	—	1.253.536,10	3.014.805,60
17:00	4,0	2,58	—	1,42	1.774.879,55	—	1.328.391,64	3.103.271,19
18:00	3,7	2,29	—	1,41	1.577.728,29	—	1.319.033,79	2.896.762,08
19:00	4,1	2,74	—	1,36	1.883.831,59	—	1.272.248,43	3.156.080,02
20:00	4,1	2,70	—	1,40	1.856.581,65	—	1.309.676,20	3.166.257,85
21:00	3,9	2,56	—	1,34	1.761.269,50	—	1.253.536,10	3.014.805,60
22:00	3,8	2,43	—	1,37	1.672.852,58	—	1.281.604,99	2.954.457,56
23:00	3,4	2,08	—	1,32	1.435.224,50	—	1.234.824,81	2.670.049,31
0:00	3,3	2,09	—	1,24	1.442.005,43	—	1.159.989,99	2.601.995,42
1:00	3,6	2,29	—	1,31	1.577.728,29	—	1.225.469,55	2.803.197,84
2:00	3,9	2,55	—	1,35	1.754.465,21	—	1.262.892,14	3.017.357,35
3:00	3,8	2,53	—	1,27	1.740.858,14	—	1.188.051,11	2.928.909,24
4:00	3,7	2,42	—	1,28	1.666.054,75	—	1.197.405,33	2.863.460,08
5:00	3,5	2,24	—	1,26	1.543.778,94	—	1.178.697,14	2.722.476,08
Jumlah					40.034.534,98	—	29.355.290,97	69.389.915,47

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 18** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Sabtu, 12 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	Masing-masing Unit (Rp./jam)			
		P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	F <sub>1</sub>	F <sub>2</sub>	F <sub>3</sub>	
6:00	3,9	2,63	—	1,27	1.808.913,40	—	1.188.051,11	2.996.964,50
7:00	4,0	2,65	—	1,35	1.822.530,41	—	1.262.892,14	3.085.422,55
8:00	3,8	2,55	—	1,25	1.754.465,21	—	1.169.343,44	2.923.808,65
9:00	3,7	2,56	—	1,14	1.761.269,50	—	1.066.469,78	2.827.739,28
10:00	4,0	2,64	—	1,36	1.815.721,66	—	1.272.248,43	3.087.970,09
11:00	4,1	2,76	—	1,34	1.897.459,54	—	1.253.536,10	3.150.995,64
12:00	4,2	2,78	—	1,42	1.911.089,47	—	1.328.391,64	3.239.481,11
13:00	4,1	2,76	—	1,34	1.897.459,54	—	1.253.536,10	3.150.995,64
14:00	4,0	2,67	—	1,33	1.836.149,42	—	1.244.180,33	3.080.329,74
15:00	3,8	2,46	—	1,34	1.693.249,03	—	1.253.536,10	2.946.785,13
16:00	3,6	2,36	—	1,24	1.625.278,26	—	1.159.989,99	2.785.268,25
17:00	3,8	2,47	—	1,33	1.700.048,84	—	1.244.180,33	2.944.229,16
18:00	3,7	2,39	—	1,41	1.645.664,27	—	1.319.033,79	2.964.698,06
19:00	3,7	2,44	—	1,26	1.679.650,90	—	1.178.697,14	2.858.348,04
20:00	3,8	2,41	—	1,39	1.659.257,43	—	1.300.318,87	2.959.576,30
21:00	3,7	2,39	—	1,31	1.645.664,27	—	1.225.469,55	2.871.133,82
22:00	3,9	2,67	—	1,23	1.836.149,42	—	1.150.636,81	2.986.786,22
23:00	3,7	2,39	—	1,31	1.645.664,27	—	1.225.469,55	2.871.133,82
0:00	3,2	1,84	—	1,36	1.272.631,42	—	1.272.248,43	2.544.879,85
1:00	3,4	2,19	—	1,21	1.509.842,01	—	1.131.931,21	2.641.773,22
2:00	3,6	2,35	—	1,25	1.618.483,91	—	1.169.343,44	2.787.827,35
3:00	3,8	2,57	—	1,23	1.768.074,28	—	1.150.636,81	2.918.711,08
4:00	3,8	2,49	—	1,31	1.713.649,95	—	1.225.469,55	2.939.119,50
5:00	3,9	2,58	—	1,32	1.774.879,55	—	1.234.824,81	3.009.704,36
Jumlah					41.293.245,92	—	29.280.435,43	70.573.772,65

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 19** Biaya Bahan Bakar Generator Sebelum Optimasi (Minggu, 13 September 2009)

Jam	Total Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Biaya Bahan Bakar			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp./jam)
		Gen I	Gen II	Gen III	Masing-masing Unit (Rp./jam)			
					P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	
6:00	3,7	2,46	—	1,24	1.693.249,03	—	1.159.989,99	2.853.239,02
7:00	3,7	2,40	—	1,30	1.652.460,60	—	1.216.114,55	2.868.575,15
8:00	3,8	2,45	—	1,35	1.686.449,71	—	1.262.892,14	2.949.341,85
9:00	4,3	2,49	1,38	1,43	1.713.649,95	1.349.367,08	1.337.749,75	4.400.766,78
10:00	3,6	2,32	—	1,28	1.598.103,86	—	1.197.405,33	2.795.509,19
11:00	3,6	2,34	—	1,26	1.611.690,07	—	1.178.697,14	2.790.387,21
12:00	3,8	2,53	—	1,27	1.740.858,14	—	1.188.051,11	2.928.909,24
13:00	3,8	2,49	—	1,31	1.713.649,95	—	1.225.469,55	2.939.119,50
14:00	3,5	2,30	—	1,20	1.584.519,65	—	1.122.578,80	2.707.098,45
15:00	3,0	1,85	—	1,15	1.279.400,41	—	1.075.820,64	2.355.221,05
16:00	3,7	2,52	—	1,18	1.734.055,34	—	1.103.874,76	2.837.930,10
17:00	3,4	2,17	—	1,23	1.496.270,72	—	1.150.636,81	2.646.907,52
18:00	3,5	2,29	—	1,21	1.577.728,29	—	1.131.931,21	2.709.659,50
19:00	3,3	2,06	—	1,24	1.421.664,15	—	1.159.989,99	2.581.654,14
20:00	2,8	2,10	—	0,70	1.448.786,85	—	655.288,55	2.104.075,40
21:00	2,5	1,85	—	0,65	1.279.400,41	—	608.595,14	1.887.995,55
22:00	2,5	1,85	—	0,65	1.279.400,41	—	608.595,14	1.887.995,55
23:00	2,5	1,89	—	0,61	1.306.481,37	—	571.245,07	1.877.726,44
0:00	2,5	1,79	—	0,71	1.238.793,89	—	664.628,01	1.903.421,90
1:00	2,5	1,78	—	0,72	1.232.027,87	—	673.967,73	1.905.995,60
2:00	3,4	2,46	—	0,94	1.693.249,03	—	879.507,06	2.572.756,09
3:00	3,4	2,40	—	1,00	1.652.460,60	—	935.585,00	2.588.045,60
4:00	3,4	2,41	—	0,99	1.659.257,43	—	926.238,03	2.585.495,46
5:00	3,4	2,39	—	1,01	1.645.664,27	—	944.932,23	2.590.596,50
Jumlah					36.939.271,99	1.349.367,08	23.979.783,71	62.268.422,78

Sumber: Hasil perhitungan

### 5.3.4. Optimasi Pembagian Daya Unit-Unit Pembangkit di PT. PG Krebet Baru I Bululawang Malang.

Saat ini ada 3 unit PLTU yang akan diotimalkan di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang. Adapun data mengenai daya terpasang dan daya mampu dari ketiga unit PLTU tersebut ditunjukkan pada tabel 5.20.

**Tabel 5. 20** Daya Unit-Unit PLTU dan PLTD di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang

No.	PLTU	Daya Terpasang (MW)	Daya Minimum (MW)	Daya Mampu (MW)
1	PLTU I	4	1	3,4
2	PLTU II	1,5	0,325	1,275
3	PLTU III	2,32	0,58	1,972
4	PLTD	0,64	0,32	0,544
Total		<b>8,46</b>	<b>2,225</b>	<b>7,191</b>

Sumber: PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang

Untuk melakukan optimasi pada unit-unit PLTU , dapat dilakukan dengan operasi pembangkitan ekonomis yang salah satunya menggunakan *Metode Lagrange*. Langkah selanjutnya dalam metode ini adalah dengan mendifferensialkan persamaan biaya bahan bakar terhadap daya keluaran masing-masing unit PLTU, dan hasil differensial persamaannya disebut dengan persamaan laju biaya bahan bakar tambahan. Persamaan laju biaya bahan bakar tambahan masing-masing unit PLTU adalah sebagai berikut :

- PLTU I :  $\frac{dF_1}{dP_1} = 4.970P_1 + 667.730 = \lambda$
- PLTU II :  $\frac{dF_2}{dP_2} = 26.810P_2 + 953.470 = \lambda$
- PLTU III :  $\frac{dF_3}{dP_3} = 19.320P_3 + 893.060 = \lambda$

Karena persamaan laju bahan bakar tambahan masing-masing unit PLTU sudah diketahui, maka persamaan-persamaan tersebut dapat digunakan untuk mencari besarnya daya yang diterima oleh masing-masing unit yang terkombinasi. Kombinasi dari unit-unit ini bekerja sesuai dengan perilaku beban yang ada, sehingga memungkinkan tidak semua kombinasi bisa dilakukan.



Langkah-langkah optimasi pembagian daya PLTU akan diwakilkan oleh perhitungan untuk beban hari Senin, 7 September 2009 pukul 06.00 dengan daya beban sebesar 3,8 MW. Kombinasi yang memungkinkan adalah dengan 2 atau 3 unit PLTU bekerja bersamaan.

- **Kombinasi 2 unit PLTU**

Dengan melihat daya mampu unit PLTU I dan PLTU II pada Tabel 5.20 terlihat bahwa kombinasi 2 unit PLTU (KI) mampu menanggung beban sebesar 4,675 MW, untuk kombinasi 2 unit PLTU (KII) mampu menanggung beban sebesar 5,372 MW, sedangkan kombinasi 2 unit PLTU (KIII) hanya mampu menanggung beban sebesar 3,247 MW. Oleh karena itu, kombinasi 2 unit PLTU yang mungkin untuk dilakukan adalah KI dan KII.

**Tabel 5. 21** Kombinasi 2 Unit PLTU

Unit Mandiri	KI	KII	KIII
PLTU I	√	√	—
PLTU II	√	—	—
PLTU III	—	√	—

Sumber: Hasil perhitungan

Maka solusi dengan *Metode Lagrange* kombinasi 2 unit PLTU (KI dan KII) adalah:

➤ **Untuk KI**

$$\text{PLTU I} : \frac{dF_1}{dP_1} = 4.970P_1 + 667.730 = \lambda$$

$$\text{PLTU II} : \frac{dF_2}{dP_2} = 26.810P_2 + 953.470 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 = 3,8 \text{ MW}$$

$$\begin{bmatrix} 4.970 & 0 & -1 \\ 0 & 26.810 & -1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -667.730 \\ -953.470 \\ 3,8 \end{bmatrix}$$

Sehingga didapat:

$$P_1 = 12,1969 \text{ dan } P_2 = -8,3969$$

Karena  $P_1 > P_{1\max}$  dan  $P_2 < P_{2\min}$ , maka diperlukan penyesuaian.  $P_1$  diset pada  $P_{1\max}$ , yaitu  $P_1 = 3,4$  MW. Kemudian  $P_2$  ditentukan dengan Metode Lagrange

$$P_1 + P_2 = 3,8$$

$$3,4 + P_2 = 3,8$$

$$P_2 = 3,8 - 3,4$$

$$P_2 = 0,4 \text{ MW}$$

Jadi solusi akhir dari persamaan di atas adalah  $P_1 = 3,4$  MW dan  $P_2 = 0,4$  MW.

Maka dengan menyubtitusikan besarnya beban dari kedua unit PLTU tersebut terhadap persamaan biaya bahan bakar masing-masing unit PLTU diperoleh:

$$F_1(P_1) = 2.485(3,4)^2 + 667.730(3,4) + 35.595$$

$$= \text{Rp. } 2.344.603,60$$

$$F_2(P_2) = 13.405(0,4)^2 + 953.470(0,4) + 8.050$$

$$= \text{Rp. } 391.582,80$$

Sehingga besarnya biaya bahan bakar untuk kedua unit tersebut adalah sebagai berikut:

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) = \text{Rp. } 2.726.186,40$$

### ➤ Untuk KII

$$\text{PLTU I} : \frac{dF_1}{dP_1} = 4.970P_1 + 667.730 = \lambda$$

$$\text{PLTU III} : \frac{dF_3}{dP_3} = 19.320P_3 + 893.060 = \lambda$$

$$P_1 + P_3 = 3,8 \text{ MW}$$

$$\begin{bmatrix} 4.970 & 0 & -1 \\ 0 & 19.320 & -1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -667.730 \\ -893.060 \\ 3,8 \end{bmatrix}$$

Sehingga didapat:

$$P_1 = 12,2991 \text{ dan } P_3 = -8,4991$$

Karena  $P_1 > P_{1\max}$  dan  $P_3 < P_{3\min}$ , maka diperlukan penyesuaian.  $P_1$  diset pada  $P_{1\max}$ , yaitu  $P_1 = 3,4$  MW. Kemudian  $P_3$  ditentukan dengan Metode Lagrange

$$\begin{aligned} P_1 + P_3 &= 3,8 \\ 3,4 + P_3 &= 3,8 \\ P_3 &= 3,8 - 3,4 \\ P_3 &= 0,4 \text{ MW} \end{aligned}$$

Karena  $P_3 < P_{3\min}$ , maka diperlukan penyesuaian lagi.  $P_3$  diset pada  $P_{3\min}$ , yaitu  $P_3 = 0,58$  MW. Kemudian  $P_1$  ditentukan dengan Metode Lagrange

$$\begin{aligned} P_1 + P_3 &= 3,8 \\ P_1 + 0,58 &= 3,8 \\ P_1 &= 3,8 - 0,58 \\ P_1 &= 3,22 \end{aligned}$$

Jadi solusi akhir dari persamaan di atas adalah  $P_1 = 3,22$  MW dan  $P_3 = 0,58$  MW.

Maka dengan menyubstitusikan besarnya beban dari kedua unit PLTU tersebut terhadap persamaan biaya bahan bakar masing-masing unit PLTU diperoleh:

$$\begin{aligned} F_1(P_1) &= 2.485(2,72)^2 + 667.730(2,72) + 35.595 \\ &= \text{Rp. } 2.211.451,07 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_3(P_3) &= 9.660(0,58)^2 + 893.060(0,58) + 15.680 \\ &= \text{Rp. } 536.904,42 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya biaya bahan bakar untuk kedua unit tersebut adalah sebagai berikut:

$$F_T = F_1(P_1) + F_3(P_3) = \text{Rp. } 2.748.355,50$$

- **Kombinasi 3 Unit PLTU**

Dengan melihat daya mampu unit PLTU I, PLTU II, dan PLTU III pada Tabel 5.20 terlihat bahwa kombinasi 3 unit PLTU (KI) tersebut mampu menanggung beban sebesar 6,647 MW



**Tabel 5. 22** Kombinasi 3 Unit PLTU

Unit Mandiri	KI
PLTU I	√
PLTU II	√
PLTU III	√

Sumber: Hasil perhitungan

Maka solusi dengan *Metode Lagrange* untuk kombinasi 3 unit PLTU (KI) adalah:

$$\text{PLTU I} : \frac{dF_1}{dP_1} = 4.970P_1 + 667.730 = \lambda$$

$$\text{PLTU II} : \frac{dF_2}{dP_2} = 26.810P_2 + 953.470 = \lambda$$

$$\text{PLTU III} : \frac{dF_3}{dP_3} = 19.320P_3 + 893.060 = \lambda$$

$$P_1 + P_2 + P_3 = 3,8 \text{ MW}$$

$$\begin{bmatrix} 4.970 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 26.810 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 19.320 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -667.730 \\ -953.470 \\ -893.060 \\ 3,8 \end{bmatrix}$$

Sehingga didapat:

$$P_1 = 37,5412, P_2 = -3,6986 \text{ dan } P_3 = -30,0426$$

Karena  $P_1 > P_{1\max}$ ,  $P_2 < P_{2\min}$  dan  $P_3 < P_{3\min}$ , maka diperlukan penyesuaian.  $P_1$  diset pada  $P_{1\max}$  yaitu  $P_1 = 3,4 \text{ MW}$  dan  $P_2$  pada  $P_{2\min}$  yaitu  $P_2 = 0,325 \text{ MW}$ . Kemudian  $P_3$  ditentukan dengan Metode Lagrange

$$P_1 + P_2 + P_3 = 3,8$$

$$3,4 + 0,325 + P_3 = 3,8$$

$$P_3 = 3,8 - 3,4 - 0,325$$

$$P_3 = 0,075 \text{ MW}$$

Karena  $P_3 < P_{3\min}$ , maka diperlukan penyesuaian lagi.  $P_3$  diset pada  $P_{3\min}$ , yaitu  $P_3 = 0,58 \text{ MW}$  dan  $P_2$  tetap pada  $0,325 \text{ MW}$  karena yang mungkin untuk dilakukan pengaturan tinggal  $P_1$  saja yang sebelumnya diset pada  $P_{1\max}$ .

Kemudian  $P_1$  yang baru ditentukan dengan Metode Lagrange

$$P_1 + P_2 + P_3 = 3,8$$

$$3,4 + 0,325 + 0,58 = 3,8$$

$$P_1 = 3,8 - 0,325 - 0,58$$

$$P_1 = 2,895 \text{ MW}$$

Jadi solusi akhir dari persamaan di atas adalah  $P_1 = 2,895 \text{ MW}$  dan  $P_2 = 0,325 \text{ MW}$  dan  $P_3 = 0,58 \text{ MW}$ .

Maka dengan menyubtitusikan besarnya beban dari kedua unit PLTU tersebut terhadap persamaan biaya bahan bakar masing-masing unit PLTU diperoleh:

$$\begin{aligned} F_1(P_1) &= 2.485(2,895)^2 + 667.730(2,895) + 35.595 \\ &= \text{Rp. } 1.989.200,20 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_2(P_2) &= 13.405(0,325)^2 + 953.470(0,325) + 8.050 \\ &= \text{Rp. } 319.343,65 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F_3(P_3) &= 9.660(0,58)^2 + 893.060(0,58) + 15.680 \\ &= \text{Rp. } 536.904,42 \end{aligned}$$

Sehingga besarnya biaya bahan bakar untuk kedua unit tersebut adalah sebagai berikut:

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) = \text{Rp. } 2.845.748,27$$

Dari hasil perhitungan di atas dapat dilihat bahwa kombinasi yang paling ekonomis adalah dengan menggunakan kombinasi 2 unit PLTU (KI) antara PLTU I dan PLTU II, yaitu sebesar Rp. 2.726.186,40.

Dengan menggunakan cara yang sama seperti di atas, maka didapatkan data operasi pembangkitan ekonomis pembagian daya PLTU dan biaya bahan bakarnya untuk masing-masing hari pada kelompok beban harian pertama seperti yang ditunjukkan pada Tabel 5.23 – Tabel 5.29.

**Tabel 5. 23** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Senin, 7 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
7:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
8:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
9:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
10:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
11:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
12:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
13:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
14:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
15:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
16:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
17:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
18:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
19:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
20:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
21:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
22:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
23:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
0:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
1:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
2:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
3:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
4:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
5:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 24** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Selasa, 8 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
7:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
8:00	3,3	2,9750	0,3250	2,7200	0,5800	—	—	2,3950	0,3250	0,5800	<b>2.363.429,21</b>	2.407.110,05	—	2.505.310,45	<b>2.363.429,21</b>
9:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
10:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
11:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
12:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
13:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
14:00	2,9	2,5750	0,3250	2,3200	0,5800	0,9280	1,9720	1,9950	0,3250	0,5800	<b>2.090.820,51</b>	2.135.008,29	2.718.774,30	2.233.854,79	<b>2.090.820,51</b>
15:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
16:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
17:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
18:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
19:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
20:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
21:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
22:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
23:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
0:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
1:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
2:00	3,3	2,9750	0,3250	2,7200	0,5800	—	—	2,3950	0,3250	0,5800	<b>2.363.429,21</b>	2.407.110,05	—	2.505.310,45	<b>2.363.429,21</b>
3:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
4:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
5:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 25** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Rabu, 9 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
7:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
8:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
9:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
10:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
11:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
12:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
13:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
14:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
15:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
16:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
17:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
18:00	3,2	2,8750	0,3250	2,6200	0,5800	1,2280	1,9720	2,2950	0,3250	0,5800	<b>2.295.202,48</b>	2.339.010,06	3.013.485,66	2.437.371,98	<b>2.295.202,48</b>
19:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
20:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
21:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
22:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
23:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
0:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
1:00	3,2	2,8750	0,3250	2,6200	0,5800	1,2280	1,9720	2,2950	0,3250	0,5800	<b>2.295.202,48</b>	2.339.010,06	3.013.485,66	2.437.371,98	<b>2.295.202,48</b>
2:00	3,2	2,8750	0,3250	2,6200	0,5800	1,2280	1,9720	2,2950	0,3250	0,5800	<b>2.295.202,48</b>	2.339.010,06	3.013.485,66	2.437.371,98	<b>2.295.202,48</b>
3:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
4:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
5:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 26** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Kamis, 10 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
7:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
8:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
9:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
10:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
11:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
12:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
13:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
14:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
15:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
16:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
17:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
18:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
19:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
20:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
21:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
22:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
23:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
0:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
1:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
2:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
3:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
4:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
5:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 27** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Jumat, 11 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
7:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
8:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
9:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
10:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
11:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
12:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
13:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
14:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
15:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
16:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
17:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
18:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
19:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
20:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
21:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
22:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
23:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
0:00	3,3	2,9750	0,3250	2,7200	0,5800	—	—	2,3950	0,3250	0,5800	<b>2.363.429,21</b>	2.407.110,05	—	2.505.310,45	<b>2.363.429,21</b>
1:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
2:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
3:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
4:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
5:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 28** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Sabtu, 12 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
7:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
8:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
9:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
10:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
11:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
12:00	4,2	3,4000	0,8000	3,4000	0,8000	—	—	3,2950	0,3250	0,5800	3.114.008,80	<b>3.070.914,00</b>	—	3.118.993,13	<b>3.070.914,00</b>
13:00	4,1	3,4000	0,7000	3,4000	0,7000	—	—	3,1950	0,3250	0,5800	3.016.651,05	<b>2.980.159,00</b>	—	3.050.607,37	<b>2.980.159,00</b>
14:00	4,0	3,4000	0,6000	3,4000	0,6000	—	—	3,0950	0,3250	0,5800	2.919.561,40	<b>2.889.597,20</b>	—	2.982.271,30	<b>2.889.597,20</b>
15:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
16:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
17:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
18:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
19:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
20:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
21:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
22:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>
23:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
0:00	3,2	2,8750	0,3250	2,6200	0,5800	1,2280	1,9720	2,2950	0,3250	0,5800	<b>2.295.202,48</b>	2.339.010,06	3.013.485,66	2.437.371,98	<b>2.295.202,48</b>
1:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
2:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
3:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
4:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
5:00	3,9	3,4000	0,5000	3,3200	0,5800	—	—	2,9950	0,3250	0,5800	2.822.739,85	<b>2.816.753,69</b>	—	2.913.984,94	<b>2.816.753,69</b>

Sumber: Hasil Perhitungan

**Tabel 5. 29** Biaya Bahan Bakar Masing-Masing Kombinasi PLTU untuk Beban Hari Minggu, 13 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Daya Pembangkit Mandiri (MW)									Total Biaya (Rp.)				Total Biaya Setelah Optimasi (Rp.)
		2 Unit						3 Unit			2 Unit			3 Unit	
		K I		K II		K III		K I			K I	K II	K III	K I	
		P1	P2	P1	P3	P2	P3	P1	P2	P3					
6:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
7:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
8:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
9:00	4,3	3,4000	0,9000	3,4000	0,9000	—	—	3,9500	0,3250	0,5800	3.211.634,65	<b>3.161.862,20</b>	—	3.568.148,79	<b>3.161.862,20</b>
10:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
11:00	3,6	3,2750	0,3250	3,0200	0,5800	—	—	2,6950	0,3250	0,5800	<b>2.568.407,58</b>	2.611.708,22	—	2.709.424,04	<b>2.568.407,58</b>
12:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
13:00	3,8	3,4000	0,4000	3,2200	0,5800	—	—	2,8950	0,3250	0,5800	<b>2.726.186,40</b>	2.748.355,50	—	2.845.748,27	<b>2.726.186,40</b>
14:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
15:00	3,0	2,6750	0,3250	2,4200	0,5800	1,0280	1,9720	2,0950	0,3250	0,5800	<b>2.158.898,13</b>	2.202.959,18	2.816.743,32	2.301.644,15	<b>2.158.898,13</b>
16:00	3,7	3,3750	0,3250	3,1200	0,5800	—	—	2,7950	0,3250	0,5800	<b>2.636.833,11</b>	2.680.007,01	—	2.777.561,31	<b>2.636.833,11</b>
17:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
18:00	3,5	3,1750	0,3250	2,9200	0,5800	—	—	2,5950	0,3250	0,5800	<b>2.500.031,76</b>	2.543.459,13	—	2.641.336,48	<b>2.500.031,76</b>
19:00	3,3	2,9750	0,3250	2,7200	0,5800	—	—	2,3950	0,3250	0,5800	<b>2.363.429,21</b>	2.407.110,05	—	2.505.310,45	<b>2.363.429,21</b>
20:00	2,8	2,4750	0,3250	2,2200	0,5800	0,8280	1,9720	1,8950	0,3250	0,5800	<b>2.022.792,58</b>	2.067.107,10	2.621.073,39	2.166.115,12	<b>2.022.792,58</b>
21:00	2,5	2,1750	0,3250	1,9200	0,5800	0,5280	1,9720	1,5950	0,3250	0,5800	<b>1.819.007,01</b>	1.863.701,73	2.329.579,23	1.963.194,33	<b>1.819.007,01</b>
22:00	2,5	2,1750	0,3250	1,9200	0,5800	0,5280	1,9720	1,5950	0,3250	0,5800	<b>1.819.007,01</b>	1.863.701,73	2.329.579,23	1.963.194,33	<b>1.819.007,01</b>
23:00	2,5	2,1750	0,3250	1,9200	0,5800	0,5280	1,9720	1,5950	0,3250	0,5800	<b>1.819.007,01</b>	1.863.701,73	2.329.579,23	1.963.194,33	<b>1.819.007,01</b>
0:00	2,5	2,1750	0,3250	1,9200	0,5800	0,5280	1,9720	1,5950	0,3250	0,5800	<b>1.819.007,01</b>	1.863.701,73	2.329.579,23	1.963.194,33	<b>1.819.007,01</b>
1:00	2,5	2,1750	0,3250	1,9200	0,5800	0,5280	1,9720	1,5950	0,3250	0,5800	<b>1.819.007,01</b>	1.863.701,73	2.329.579,23	1.963.194,33	<b>1.819.007,01</b>
2:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
3:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
4:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>
5:00	3,4	3,0750	0,3250	2,8200	0,5800	—	—	2,4950	0,3250	0,5800	<b>2.431.705,63</b>	2.475.259,74	—	2.573.298,61	<b>2.431.705,63</b>

Sumber: Hasil Perhitungan



Berdasarkan Tabel 5.23 – Tabel 5.29 terlihat bahwa pada daya beban  $< 3,9$  MW, kombinasi yang paling ekonomis adalah dengan menggunakan kombinasi unit PLTU I dan unit PLTU II. Sedangkan untuk daya beban  $\geq 3,9$  MW, kombinasi yang paling ekonomis adalah dengan menggunakan unit PLTU I dan unit PLTU III.

Penghematan ternyata bisa dilakukan pada tiap-tiap jam kerja. Apabila dibandingkan hasilnya secara keseluruhan dengan biaya bahan bakar sebelum optimasi, maka dapat dilihat pada Tabel 5.30 – Tabel 5.36 berikut:

**Tabel 5.30** Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Senin, 7 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	3,8	2,52	—	1,28	3,4000	0,4000	—	2.908.679,09	2.726.186,40	182.492,69
7:00	3,8	2,55	—	1,25	3,4000	0,4000	—	2.901.563,96	2.726.186,40	175.377,56
8:00	3,8	2,53	—	1,27	3,4000	0,4000	—	2.906.304,95	2.726.186,40	180.118,55
9:00	3,9	2,52	0,16	1,23	3,3200	—	0,5800	3.023.762,13	2.816.753,69	207.008,44
10:00	3,7	2,29	0,16	1,25	3,3750	0,3250	—	2.885.775,41	2.636.833,11	248.942,30
11:00	3,7	2,26	0,16	1,28	3,3750	0,3250	—	2.892.929,30	2.636.833,11	256.096,19
12:00	3,7	2,33	0,16	1,21	3,3750	0,3250	—	2.876.270,89	2.636.833,11	239.437,78
13:00	3,7	2,31	0,16	1,23	3,3750	0,3250	—	2.881.018,29	2.636.833,11	244.185,18
14:00	3,6	2,34	0,18	1,08	3,2750	0,3250	—	2.783.251,21	2.568.407,58	214.843,63
15:00	3,9	2,54	0,17	1,19	3,3200	—	0,5800	3.010.289,66	2.816.753,69	193.535,97
16:00	3,8	2,47	0,18	1,15	3,4000	0,4000	—	2.935.632,11	2.726.186,40	209.445,71
17:00	3,6	2,37	0,11	1,12	3,2750	0,3250	—	2.773.191,70	2.568.407,58	204.784,12
18:00	3,5	2,30	—	1,20	3,1750	0,3250	—	2.685.782,05	2.500.031,76	185.750,29
19:00	3,6	2,47	—	1,13	3,2750	0,3250	—	2.737.221,49	2.568.407,58	168.813,91
20:00	3,9	2,74	—	1,16	3,3200	—	0,5800	2.948.459,68	2.816.753,69	131.705,99
21:00	3,7	2,58	—	1,12	3,3750	0,3250	—	2.802.904,26	2.636.833,11	166.071,15
22:00	4,0	2,70	—	1,30	3,4000	—	0,6000	3.049.565,05	2.889.597,20	159.967,85
23:00	4,1	2,88	—	1,22	3,6000	—	0,7000	3.098.860,13	2.980.159,00	118.701,13
0:00	3,7	2,31	—	1,39	3,3750	0,3250	—	2.867.008,99	2.636.833,11	230.175,89
1:00	3,5	2,13	—	1,47	3,1750	0,3250	—	2.818.486,59	2.500.031,76	318.454,83
2:00	3,7	2,55	—	1,15	3,3750	0,3250	—	2.809.939,56	2.636.833,11	173.106,46
3:00	3,8	2,61	—	1,19	3,4000	0,4000	—	2.887.399,29	2.726.186,40	161.212,89
4:00	3,6	2,37	—	1,23	3,2750	0,3250	—	2.760.831,51	2.568.407,58	192.423,93
5:00	3,9	2,76	—	1,14	3,3200	—	0,5800	2.943.782,07	2.816.753,69	127.028,38
JUMLAH								69.188.999,48	64.499.228,53	4.689.680,84

Sumber: Hasil perhitungan

**Tabel 5. 31** Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Selasa, 8 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	3,9	2,64	—	1,26	3,3200	—	0,5800	2.971.993,47	2.816.753,69	155.239,78
7:00	3,8	2,50	—	1,30	3,4000	0,4000	—	2.913.434,65	2.726.186,40	187.248,25
8:00	3,3	2,00	—	1,30	2,9750	0,3250	—	2.573.978,40	2.363.429,21	210.549,19
9:00	3,6	2,36	—	1,24	3,2750	0,3250	—	2.763.205,87	2.568.407,58	194.798,29
10:00	3,5	2,32	—	1,18	3,1750	0,3250	—	2.681.045,25	2.500.031,76	181.013,49
11:00	3,8	2,66	—	1,14	3,4000	0,4000	—	2.875.662,20	2.726.186,40	149.475,80
12:00	3,8	2,70	—	1,10	3,4000	0,4000	—	2.866.316,25	2.726.186,40	140.129,85
13:00	3,9	2,78	—	1,12	3,3200	—	0,5800	2.939.114,18	2.816.753,69	122.360,49
14:00	2,9	1,96	—	0,94	2,5750	0,3250	—	2.217.584,15	2.090.820,51	126.763,65
15:00	4,0	2,72	—	1,28	3,4000	—	0,6000	3.044.829,37	2.889.597,20	155.232,17
16:00	3,8	2,72	—	1,08	3,4000	0,4000	—	2.861.657,85	2.726.186,40	135.471,45
17:00	3,7	2,61	—	1,09	3,3750	0,3250	—	2.795.890,81	2.636.833,11	159.057,71
18:00	3,6	2,52	—	1,08	3,2750	0,3250	—	2.725.507,57	2.568.407,58	157.099,99
19:00	3,5	2,34	—	1,16	3,1750	0,3250	—	2.676.318,16	2.500.031,76	176.286,41
20:00	3,4	2,34	—	1,06	3,0750	0,3250	—	2.584.867,64	2.431.705,63	153.162,01
21:00	3,7	2,70	—	1,00	3,3750	0,3250	—	2.774.981,65	2.636.833,11	138.148,54
22:00	3,7	2,60	—	1,10	3,3750	0,3250	—	2.798.226,20	2.636.833,11	161.393,09
23:00	3,8	2,69	—	1,11	3,4000	0,4000	—	2.868.649,09	2.726.186,40	142.462,69
0:00	3,4	2,31	—	1,09	3,0750	0,3250	—	2.591.903,95	2.431.705,63	160.198,32
1:00	3,7	2,61	—	1,09	3,3750	0,3250	—	2.795.890,81	2.636.833,11	159.057,71
2:00	3,3	2,21	—	1,09	2,9750	0,3250	—	2.524.007,73	2.363.429,21	160.578,53
3:00	3,7	2,52	—	1,18	3,3750	0,3250	—	2.816.996,73	2.636.833,11	180.163,62
4:00	3,8	2,70	—	1,10	3,4000	0,4000	—	2.866.316,25	2.726.186,40	140.129,85
5:00	4,1	2,93	—	1,17	3,4000	—	0,7000	3.087.161,15	2.980.159,00	107.002,15
JUMLAH								66.615.627,10	62.862.516,36	3.753.023,04

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 32** Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Rabu, 9 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	4,1	2,94	—	1,16	—	3,4000	0,7000	3.084.828,64	2.980.159,00	104.669,64
7:00	4,1	2,96	—	1,14	—	3,4000	0,7000	3.080.170,91	2.980.159,00	100.011,91
8:00	3,5	2,32	—	1,18	3,1750	0,3250	—	2.681.045,25	2.500.031,76	181.013,49
9:00	3,5	2,34	—	1,16	3,1750	0,3250	—	2.676.318,16	2.500.031,76	176.286,41
10:00	3,5	2,32	—	1,18	3,1750	0,3250	—	2.681.045,25	2.500.031,76	181.013,49
11:00	3,8	2,59	—	1,21	3,4000	0,4000	—	2.892.111,13	2.726.186,40	165.924,73
12:00	3,9	2,73	—	1,17	—	3,3200	0,5800	2.950.802,13	2.816.753,69	134.048,44
13:00	3,9	2,72	—	1,18	—	3,3200	0,5800	2.953.147,01	2.816.753,69	136.393,32
14:00	4,0	2,85	—	1,15	—	3,4000	0,6000	3.014.284,26	2.889.597,20	124.687,06
15:00	3,9	2,63	—	1,27	—	3,3200	0,5800	2.974.360,21	2.816.753,69	157.606,52
16:00	4,0	2,72	—	1,26	—	3,4000	0,6000	3.026.477,44	2.889.597,20	136.880,24
17:00	3,9	2,67	—	1,23	—	3,3200	0,5800	2.964.907,83	2.816.753,69	148.154,14
18:00	3,2	2,05	—	1,15	2,8750	0,3250	—	2.470.359,06	2.295.202,48	175.156,58
19:00	3,5	2,31	—	1,19	3,1750	0,3250	—	2.683.412,43	2.500.031,76	183.380,68
20:00	3,8	2,59	—	1,21	3,4000	0,4000	—	2.892.111,13	2.726.186,40	165.924,73
21:00	3,8	2,66	—	1,14	3,4000	0,4000	—	2.875.662,20	2.726.186,40	149.475,80
22:00	3,7	2,52	—	1,18	3,3750	0,3250	—	2.816.996,73	2.636.833,11	180.163,62
23:00	3,4	2,22	—	1,18	3,0750	0,3250	—	2.613.144,06	2.431.705,63	181.438,43
0:00	3,8	2,63	—	1,17	3,4000	0,4000	—	2.882.697,17	2.726.186,40	156.510,77
1:00	3,2	2,03	—	1,17	2,8750	0,3250	—	2.475.111,11	2.295.202,48	179.908,63
2:00	3,2	2,06	—	1,14	2,8750	0,3250	—	2.467.986,68	2.295.202,48	172.784,20
3:00	3,9	2,60	—	1,30	—	3,3200	0,5800	2.981.475,00	2.816.753,69	164.721,31
4:00	3,8	2,62	—	1,18	3,4000	0,4000	—	2.885.047,02	2.726.186,40	158.860,62
5:00	3,8	2,61	—	1,19	3,4000	0,4000	—	2.887.399,29	2.726.186,40	161.212,89
<b>JUMLAH</b>								<b>67.910.989,30</b>	<b>64.134.672,45</b>	<b>3.776.227,68</b>

Sumber: Hasil perhitungan



**Tabel 5. 33** Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Kamis, 10 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	3,7	2,52	—	1,18	3,3750	0,3250	—	2.816.996,73	2.636.833,11	180.163,62
7:00	3,8	2,53	—	1,27	3,4000	0,4000	—	2.906.304,95	2.726.186,40	180.118,55
8:00	3,7	2,53	—	1,17	3,3750	0,3250	—	2.814.641,91	2.636.833,11	177.808,80
9:00	3,7	2,45	—	1,25	3,3750	0,3250	—	2.833.548,46	2.636.833,11	196.715,36
10:00	3,8	2,59	—	1,21	3,4000	0,4000	—	2.892.111,13	2.726.186,40	165.924,73
11:00	3,8	2,57	—	1,23	3,4000	0,4000	—	2.896.832,69	2.726.186,40	170.646,29
12:00	3,9	2,65	—	1,25	—	3,3200	0,5800	2.969.629,16	2.816.753,69	152.875,47
13:00	3,9	2,64	—	1,26	—	3,3200	0,5800	2.971.993,47	2.816.753,69	155.239,78
14:00	4,0	2,79	—	1,21	—	3,4000	0,6000	3.028.330,99	2.889.597,20	138.733,79
15:00	3,8	2,67	—	1,13	3,4000	0,4000	—	2.873.322,07	2.726.186,40	147.135,67
16:00	3,5	2,42	—	1,08	3,1750	0,3250	—	2.657.506,98	2.500.031,76	157.475,22
17:00	3,9	2,65	—	1,25	—	3,3200	0,5800	2.969.629,16	2.816.753,69	152.875,47
18:00	3,6	2,26	—	1,34	3,2750	0,3250	—	2.787.083,08	2.568.407,58	218.675,50
19:00	3,9	2,56	—	1,34	—	3,3200	0,5800	2.990.995,39	2.816.753,69	174.241,70
20:00	3,7	2,47	—	1,23	3,3750	0,3250	—	2.828.807,25	2.636.833,11	191.974,14
21:00	3,8	2,60	—	1,20	3,4000	0,4000	—	2.889.754,00	2.726.186,40	163.567,60
22:00	3,8	2,52	—	1,28	3,4000	0,4000	—	2.908.679,09	2.726.186,40	182.492,69
23:00	3,7	2,31	—	1,39	3,3750	0,3250	—	2.867.008,99	2.636.833,11	230.175,89
0:00	3,8	2,57	—	1,23	3,4000	0,4000	—	2.896.832,69	2.726.186,40	170.646,29
1:00	3,5	2,19	—	1,31	3,1750	0,3250	—	2.712.008,13	2.500.031,76	211.976,38
2:00	3,4	2,23	—	1,17	3,0750	0,3250	—	2.610.774,33	2.431.705,63	179.068,70
3:00	3,5	2,35	—	1,15	3,1750	0,3250	—	2.673.958,26	2.500.031,76	173.926,51
4:00	3,5	2,23	—	1,27	3,1750	0,3250	—	2.702.437,37	2.500.031,76	202.405,61
5:00	3,6	2,36	—	1,24	3,2750	0,3250	—	2.763.205,87	2.568.407,58	194.798,29
<b>JUMLAH</b>								<b>68.262.481,48</b>	<b>63.992.730,10</b>	<b>4.269.662,08</b>

Sumber: Hasil perhitungan

Tabel 5. 34 Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Jumat, 11 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	F <sub>1</sub>	F <sub>2</sub>	F <sub>3</sub>			
6:00	3,7	2,35	—	1,35	3,3750	0,3250	—	2.857.400,26	2.636.833,11	220.567,16
7:00	3,6	2,34	—	1,26	3,2750	0,3250	—	2.767.961,88	2.568.407,58	199.554,30
8:00	3,6	2,34	—	1,26	3,2750	0,3250	—	2.767.961,88	2.568.407,58	199.554,30
9:00	3,7	2,44	—	1,26	3,3750	0,3250	—	2.835.922,71	2.636.833,11	199.089,61
10:00	3,8	2,47	—	1,33	3,4000	0,4000	—	2.920.586,21	2.726.186,40	194.399,81
11:00	3,5	2,34	—	1,16	3,1750	0,3250	—	2.676.318,16	2.500.031,76	176.286,41
12:00	3,6	2,45	—	1,15	3,2750	0,3250	—	2.741.924,06	2.568.407,58	173.516,48
13:00	3,8	2,57	—	1,23	3,4000	0,4000	—	2.896.832,69	2.726.186,40	170.646,29
14:00	3,9	2,54	—	1,36	—	3,3200	0,5800	2.995.770,16	2.816.753,69	179.016,47
15:00	3,6	2,25	—	1,35	3,2750	0,3250	—	2.789.484,16	2.568.407,58	221.076,58
16:00	3,9	2,56	—	1,34	—	3,3200	0,5800	2.990.995,39	2.816.753,69	174.241,70
17:00	4,0	2,58	—	1,42	—	3,4000	0,6000	3.078.183,18	2.889.597,20	188.585,98
18:00	3,7	2,29	—	1,41	3,3750	0,3250	—	2.871.827,93	2.636.833,11	234.994,83
19:00	4,1	2,74	—	1,36	—	3,4000	0,7000	3.131.940,32	2.980.159,00	151.781,32
20:00	4,1	2,70	—	1,40	—	3,4000	0,7000	3.141.479,25	2.980.159,00	161.320,25
21:00	3,9	2,56	—	1,34	—	3,3200	0,5800	2.990.995,39	2.816.753,69	174.241,70
22:00	3,8	2,43	—	1,37	3,4000	0,4000	—	2.930.155,63	2.726.186,40	203.969,23
23:00	3,4	2,08	—	1,32	3,0750	0,3250	—	2.646.575,29	2.431.705,63	214.869,66
0:00	3,3	2,09	—	1,24	2,9750	0,3250	—	2.579.933,04	2.363.429,21	216.503,84
1:00	3,6	2,29	—	1,31	3,2750	0,3250	—	2.779.894,41	2.568.407,58	211.486,83
2:00	3,9	2,55	—	1,35	—	3,3200	0,5800	2.993.381,56	2.816.753,69	176.627,87
3:00	3,8	2,53	—	1,27	3,4000	0,4000	—	2.906.304,95	2.726.186,40	180.118,55
4:00	3,7	2,42	—	1,28	3,3750	0,3250	—	2.840.678,50	2.636.833,11	203.845,39
5:00	3,5	2,24	—	1,26	3,1750	0,3250	—	2.700.050,75	2.500.031,76	200.019,00
JUMLAH								68.832.647,33	64.206.244,23	4.626.313,56

(Sumber: Hasil Perhitungan)

Tabel 5. 35 Perbandingan Biaya Bahan Bakar untuk Hari Sabtu, 12 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	3,9	2,63	—	1,27	—	3,3200	0,5800	2.974.360,21	2.816.753,69	157.606,52
7:00	4,0	2,65	—	1,35	—	3,4000	0,6000	3.061.446,76	2.889.597,20	171.849,56
8:00	3,8	2,55	—	1,25	3,4000	0,4000	—	2.901.563,96	2.726.186,40	175.377,56
9:00	3,7	2,56	—	1,14	3,3750	0,3250	—	2.807.592,03	2.636.833,11	170.758,93
10:00	4,0	2,64	—	1,36	—	3,4000	0,6000	3.063.830,39	2.889.597,20	174.233,19
11:00	4,1	2,76	—	1,34	—	3,4000	0,7000	3.127.185,43	2.980.159,00	147.026,43
12:00	4,2	2,78	—	1,42	—	3,4000	0,8000	3.214.393,10	3.070.914,00	143.479,10
13:00	4,1	2,76	—	1,34	—	3,4000	0,7000	3.127.185,43	2.980.159,00	147.026,43
14:00	4,0	2,67	—	1,33	—	3,4000	0,6000	3.056.686,79	2.889.597,20	167.089,59
15:00	3,8	2,46	—	1,34	3,4000	0,4000	—	2.922.974,92	2.726.186,40	196.788,52
16:00	3,6	2,36	—	1,24	3,2750	0,3250	—	2.763.205,87	2.568.407,58	194.798,29
17:00	3,8	2,47	—	1,33	3,4000	0,4000	—	2.920.586,21	2.726.186,40	194.399,81
18:00	3,7	2,39	—	1,41	3,3750	0,3250	—	2.939.763,91	2.636.833,11	302.930,81
19:00	3,7	2,44	—	1,26	3,3750	0,3250	—	2.835.922,71	2.636.833,11	199.089,61
20:00	3,8	2,41	—	1,39	3,4000	0,4000	—	2.934.954,91	2.726.186,40	208.768,51
21:00	3,7	2,39	—	1,31	3,3750	0,3250	—	2.847.830,39	2.636.833,11	210.997,29
22:00	3,9	2,67	—	1,23	—	3,3200	0,5800	2.964.907,83	2.816.753,69	148.154,14
23:00	3,7	2,39	—	1,31	3,3750	0,3250	—	2.847.830,39	2.636.833,11	210.997,29
0:00	3,2	1,84	—	1,36	2,8750	0,3250	—	2.520.740,15	2.295.202,48	225.537,67
1:00	3,4	2,19	—	1,21	3,0750	0,3250	—	2.620.267,81	2.431.705,63	188.562,18
2:00	3,6	2,35	—	1,25	3,2750	0,3250	—	2.765.582,66	2.568.407,58	197.175,08
3:00	3,8	2,57	—	1,23	3,4000	0,4000	—	2.896.832,69	2.726.186,40	170.646,29
4:00	3,8	2,49	—	1,31	3,4000	0,4000	—	2.915.816,07	2.726.186,40	189.629,67
5:00	3,9	2,58	—	1,32	—	3,3200	0,5800	2.986.230,34	2.816.753,69	169.476,65
JUMLAH								70.017.782,31	65.555.291,87	4.462.399,14

Sumber: Hasil Perhitungan



**Tabel 5. 36** Perbandingan Biaya Bahan Bakar Hari Minggu, 13 September 2009

Jam	Daya Beban (MW)	Kombinasi Sebelum Optimasi (MW)			Kombinasi Sesudah Optimasi (MW)			Total Biaya Sebelum Optimasi (Rp.)	Total Biaya Sesudah Optimasi (Rp.)	Penghematan (Rp.)
		P1	P2	P3	F1	F2	F3			
6:00	3,7	2,46	—	1,24	3,3750	0,3250	—	2.831.176,64	2.636.833,11	194.343,54
7:00	3,7	2,40	—	1,30	3,3750	0,3250	—	2.845.444,00	2.636.833,11	208.610,89
8:00	3,8	2,45	—	1,35	3,4000	0,4000	—	2.925.366,06	2.726.186,40	199.179,66
9:00	4,3	2,49	1,38	1,43	—	3,4000	0,9000	4.375.526,56	3.161.862,20	1.213.664,36
10:00	3,6	2,32	—	1,28	3,2750	0,3250	—	2.772.727,61	2.568.407,58	204.320,03
11:00	3,6	2,34	—	1,26	3,2750	0,3250	—	2.767.961,88	2.568.407,58	199.554,30
12:00	3,8	2,53	—	1,27	3,4000	0,4000	—	2.906.304,95	2.726.186,40	180.118,55
13:00	3,8	2,49	—	1,31	3,4000	0,4000	—	2.915.816,07	2.726.186,40	189.629,67
14:00	3,5	2,30	—	1,20	3,1750	0,3250	—	2.685.782,05	2.500.031,76	185.750,29
15:00	3,0	1,85	—	1,15	2,6750	0,3250	—	2.334.874,76	2.158.898,13	175.976,63
16:00	3,7	2,52	—	1,18	3,3750	0,3250	—	2.816.996,73	2.636.833,11	180.163,62
17:00	3,4	2,17	—	1,23	3,0750	0,3250	—	2.625.029,13	2.431.705,63	193.323,50
18:00	3,5	2,29	—	1,21	3,1750	0,3250	—	2.688.154,09	2.500.031,76	188.122,34
19:00	3,3	2,06	—	1,24	2,9750	0,3250	—	2.559.591,76	2.363.429,21	196.162,56
20:00	2,8	2,10	—	0,70	2,4750	0,3250	—	2.094.342,25	2.022.792,58	71.549,67
21:00	2,5	1,85	—	0,65	2,1750	0,3250	—	1.879.650,76	1.819.007,01	60.643,76
22:00	2,5	1,85	—	0,65	2,1750	0,3250	—	1.879.650,76	1.819.007,01	60.643,76
23:00	2,5	1,89	—	0,61	2,1750	0,3250	—	1.870.522,45	1.819.007,01	51.515,45
0:00	2,5	1,79	—	0,71	2,1750	0,3250	—	1.893.416,09	1.819.007,01	74.409,09
1:00	2,5	1,78	—	0,72	2,1750	0,3250	—	1.895.718,82	1.819.007,01	76.711,81
2:00	3,4	2,46	—	0,94	3,0750	0,3250	—	2.556.941,00	2.431.705,63	125.235,37
3:00	3,4	2,40	—	1,00	3,0750	0,3250	—	2.570.860,60	2.431.705,63	139.154,97
4:00	3,4	2,41	—	0,99	3,0750	0,3250	—	2.568.534,59	2.431.705,63	136.828,96
5:00	3,4	2,39	—	1,01	3,0750	0,3250	—	2.573.189,03	2.431.705,63	141.483,40
JUMLAH								61.833.578,68	57.186.482,50	4.647.096,18

Sumber: Hasil Perhitungan

Dari Tabel 5.30 – Tabel 5.36 dapat terlihat bahwa dari hari Senin hingga Minggu bisa didapatkan penghematan antara Rp. 3.753.023,24 – Rp. 4.689.680,84 per harinya setelah dilakukan optimasi dengan operasi pembangkitan ekonomis.

## BAB VI

### PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan dan saran penerapan operasi pembangkitan ekonomis pada Pabrik Gula Krebet Baru I Bululawang Malang.

#### 6.1. Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisa penerapan operasi pembangkitan ekonomis pada Pabrik Gula Krebet Baru I Bululawang Malang, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Karakteristik dari lengkung masukan dan keluaran dari unit-unit pembangkit di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang memenuhi persamaan kuadratik. Persamaan tersebut bisa ditentukan dengan menggunakan metode kuadrat terkecil pada data masukan bahan bakar terhadap keluaran daya masing-masing unit pembangkit.
2. Besarnya biaya penggunaan bahan bakar untuk pembangkitan di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang sebelum optimasi adalah sebagai berikut:

- Pada hari Senin sebesar Rp. 69.188.999,48
- Pada hari Selasa sebesar Rp. 66.615.627,10
- Pada hari Rabu sebesar Rp. 67.910.989,30
- Pada hari Kamis sebesar Rp. 68.262.481,48
- Pada hari Jumat sebesar Rp. 68.832.647,33
- Pada hari Sabtu sebesar Rp. 70.017.782,31
- Pada hari Minggu sebesar Rp. 61.833.578,68

dan untuk kondisi sesudah optimasi, biaya penggunaan bahan bakar untuk pembangkitan di PT. PG. Krebet Baru I Bululawang Malang adalah sebagai berikut:

- Pada hari Senin sebesar Rp. 64.499.228,53
- Pada hari Selasa sebesar Rp. 62.682.516,36
- Pada hari Rabu sebesar Rp. 64.164.672,45
- Pada hari Kamis sebesar Rp. 63.992.730,10
- Pada hari Jumat sebesar Rp. 64.206.244,23
- Pada hari Sabtu sebesar Rp. 65.555.291,87

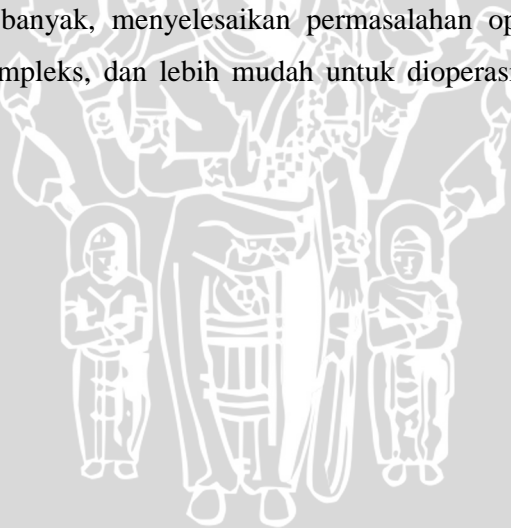
- Pada hari Minggu sebesar Rp. 57.186.482,50

3. Kombinasi unit-unit pembangkit yang paling ekonomis adalah dengan menggunakan kombinasi unit PLTU I dan PLTU II jika daya  $< 3,9$  MW dan kombinasi PLTU II dengan PLTU III jika daya beban  $\geq 3,9$  MW.

## 6.2. Saran

Dengan melihat kondisi pembebanan unit-unit pembangkit yang sekarang diterapkan oleh PT. PG. Kribet Baru I Bululawang Malang, hendaknya mulai menggunakan kombinasi unit-unit pembangkit yang lebih ekonomis untuk menghemat biaya bahan bakar untuk pembangkitan.

Selain itu dalam membantu penyelesaian perhitungan operasi pembangkitan ekonomis ini, hendaknya dibuat program atau perangkat lunak yang lebih baik dan lebih sempurna dengan menggunakan bahasa pemrograman yang lebih baik sehingga dapat menampung data lebih banyak, menyelesaikan permasalahan operasi pembangkitan ekonomis yang lebih kompleks, dan lebih mudah untuk dioperasikan oleh pengguna.





## DAFTAR PUSTAKA

- Faroq, Aslam Muhammad. 2004. *Thesis: An Expert System for Optimal Economic Operation of Mixed Hydro Thermal Power Systems*. Lahore : University of Engineering and Technology Lahore.
- Kadir, A.. 1996. *Pembangkit Tenaga Listrik*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Kichmayer, Leon K.. 1958. *Economic Operation of Power System*. New Delhi : Wisley Eastern Limited.
- Marsudi, Djiteng. 2006. *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Miller, Robert H dan Malinowski, James H..1993. *Power System Operation Third Edition*. New Delhi : McGraw-Hill, inc.
- Shidiq, Mahfudz. 2004. *Diktat Kuliah Operasi Sistem Daya Elektrik*. Malang : Universitas Brawijaya.
- Siregar, Ali Basyah dan Samadhi, Ari TMA. 1987. *Manajemen*. Bandung : Institut Teknologi Bandung.
- Sommerville, Ian. 2007. *Software Engineering, Eighth Edition*. Hong Kong : Addison-Wesley Publishers Limited.
- Stevenson, D W Jr. 1994. *Analisis Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta : Erlangga.
- Sudjana. 1992. *Metoda Statistika Edisi Kelima*. Bandung : Tarsito.
- Wood, Allen J. dan Bruce, F Wollenberg. 1984. *Power Generation Operation and Control*. Canada: John Willey and Sons.

LAMPIRAN



## LAMPIRAN 1

## PROGRAM OPERASI PEMBANGKITAN EKONOMIS

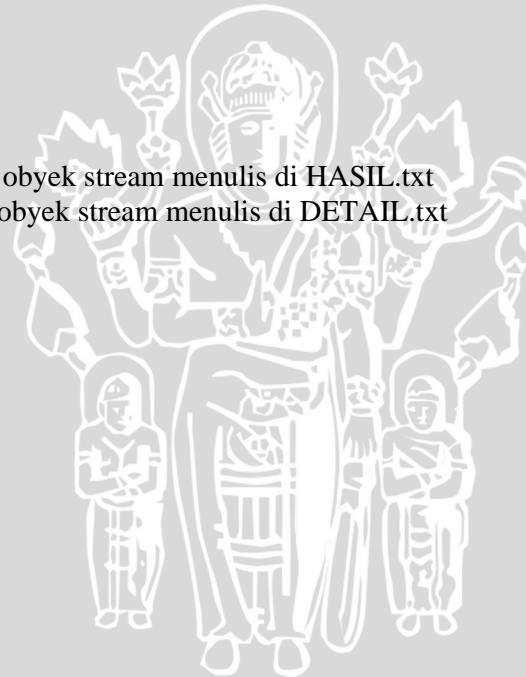
```
#include<iostream.h>
#include<fstream.h>
#include<conio.h>
#include <windows.h>
#include<math.h>
#include<iomanip.h>
#include<stdio.h>
#include<stdlib.h>
```

```
ofstream tulis_notepad;
ofstream tulis_detail;
```

```
FILE *GRID;
```

```
void garis_1();
void garis_2();
void garis_3();
void cek_gen_beban();
void cek_jar_daya();
void cek_detail();
void ambil_gen_beban();
void ambil_jar_daya();
void pencabangan();
void lagrange();
void tabel_hasil();
```

```
//membuat obyek stream menulis di HASIL.txt
//membuat obyek stream menulis di DETAIL.txt
```





```
void tabel_biaya();
void tabel_detail();
void isi_detail();

/**variable Umum
char pil;
int ITERASI, hit, h, i, j=0, k=0, l=0, m=0, e, f, N, GEN, NOGEN, NOLOAD, tlh, CEK, PIL_1, DETAIL, x, ROLL, SAVE2, SAVE3, VER, r;
float BATAS_MIN=0.0001, bag, kli, TOTAL, DELTA, SAVE1, dLoad, dP, LAMDA, Ptes, p, q;
int *TEMP;
float *BEBAN, *PMIN, *PMAX, *a_gen, *b_gen, *c_gen, *CoLOSS, *b, *dPloss, *Ploss, *BIAYA;
float ** a, **c, **P;

void main()
{
cout<< "-----" << endl;
cout<< "Program Operasi Pembangkitan Ekonomis dengan Metode Lagrange" << endl;
cout<< "          oleh:" << endl;
cout<< "          Erick Togamulya P." << endl;
cout<< "          0510630038          " << endl;
cout<< "-----" << endl;

cek_gen_beban();

pencabangan();
ambil_gen_beban();

if (PIL_1==2)
{
    ambil_jar_daya();
```

```

    }

    lagrange();
    tabel_hasil();
    tabel_biaya();

    //penghapusan array
    delete [] PMIN;
    delete [] PMAX;
    delete [] a_gen;
    delete [] b_gen;
    delete [] c_gen;
    delete [] BEBAN;

    fclose(GRID);
    delete [] CoLOSS;

    }

    /**DAFTAR FUNGSI YANG DIGUNAKAN**/
    /*******//

void garis_1()
{
    if(PIL_1==1)
    {
        for(i=1;i<=(48+(NOGEN*20));i++)
            tulis_notepad<<"-";
    }
}

```



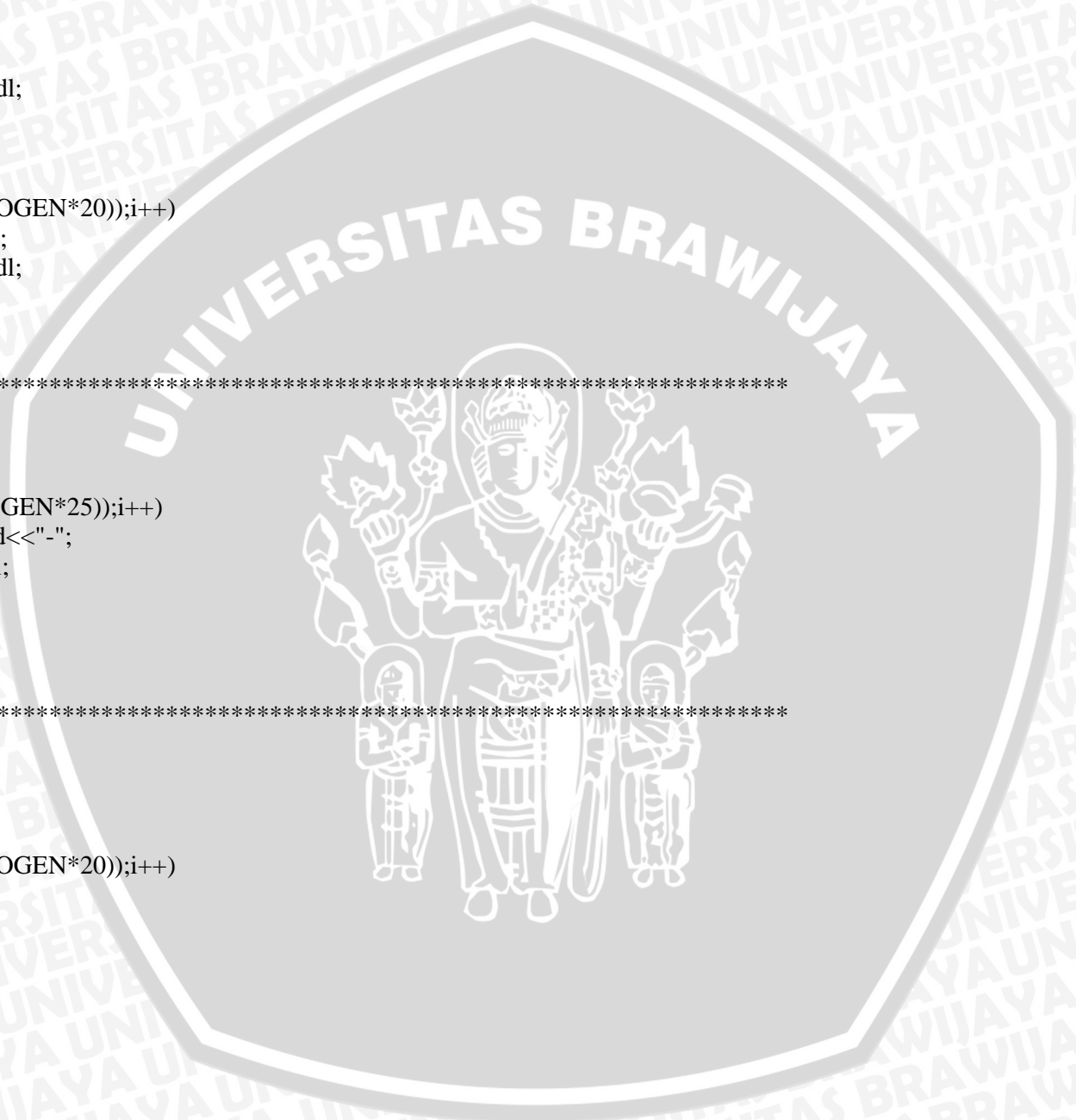
```

    tulis_notepad<<endl;
}
if(PIL_1==2)
{
    for(i=1;i<=(65+(NOGEN*20));i++)
        tulis_notepad<<"-";
        tulis_notepad<<endl;
}
}

//*****
void garis_2()
{
    for(i=1;i<=(27+(NOGEN*25));i++)
        tulis_notepad<<"-";
        tulis_notepad<<endl;
}

//*****
void garis_3()
{
    if(PIL_1==1)
    {
        for(i=1;i<=(34+(NOGEN*20));i++)
            tulis_detail<<"-";
            tulis_detail<<endl;
    }
}

```





```
if(PIL_1==2)
{
    for(i=1;i<=(51+(NOGEN*20));i++)
        tulis_detail<<"-";
        tulis_detail<<endl;
    }
}

/*****
void cek_gen_beban() //mengecek apakah data di DATA_GEN_BEBAN.TXT
sudah dibuat
{
while(1)
{
    cout<<"\nMasukkan data generator dan beban pada DATA_GEN_BEBAN.TXT";
    cout<<"\nJika sudah dibuat tekan <y> :";
    pil=getch();cout<<endl;
    if((pil=='y')||(pil=='Y'))
        {
            break;
        }
    }
}

/*****
void cek_jar_daya() //mengecek apakah data di DATA_JAR.TXT sudah
dibuat
{
```

```
while(1)
{
    cout<<"\nMasukkan data rugi jaringan pada GRID.TXT";
    cout<<"\nJika sudah dibuat tekan <y> :";
    pil=getch();cout<<endl;
    if((pil=='y')||(pil=='Y'))
    {
        break;
    }
}

//*****
void cek_daya() //mengecek apakah data di DATA_DAYA.TXT sudah dibuat
{
    while(1)
    {
        cout<<"\nMasukkan data daya awal pada DATA_DAYA.TXT";
        cout<<"\nJika sudah dibuat tekan <y> :";
        pil=getch();cout<<endl;
        if((pil=='y')||(pil=='Y'))
        {
            break;
        }
    }
}

//*****
```

```
void cek_detail() //mengecek apakah menginginkan detail iterasi
{
while(1)
{
    cout<<"\nApakah anda ingin detail tiap iterasi? <y/t> ";
    pil=getch();cout<<endl;
    if((pil=='y')||(pil=='Y'))
    {
        DETAIL=1;
        clrscr();
        tulis_detail.open("DETAIL.TXT");
        tulis_detail<<"TABEL DETAIL TIAP ITERASI:";
        break;
    }
    if((pil=='t')||(pil=='T'))
    {
        DETAIL=0;
        clrscr();
        tulis_detail.open("DETAIL.TXT");
        break;
    }
}
}

//*****
void ambil_gen_beban()
{
    FILE *INPUT;
    INPUT = fopen("INPUT.txt","r+");
    fscanf(INPUT,"%d %d",&NOGEN, &NOLOAD);
}
```



```
PMIN = new float [NOGEN];  
PMAX = new float [NOGEN];  
a_gen = new float [NOGEN];  
b_gen = new float [NOGEN];  
c_gen = new float [NOGEN];  
BEBAN = new float [NOLOAD];
```

```
for (i =0; i<NOGEN;i++){  
    fscanf(INPUT,"%f %f %f %f %f",&PMIN[i],&PMAX[i],&a_gen[i],&b_gen[i],&c_gen[i]);  
}  
for (i =0; i<NOLOAD;i++){  
    fscanf(INPUT,"%f",&BEBAN[i]);  
}
```

```
cout<<"\nDATA TELAH DIAMBIL DARI INPUT.TXT\n";  
cout<<"-----\n";
```

```
printf("jumlah generator = %d dan jumlah beban = %d\n", NOGEN, NOLOAD);
```

```
for (i =0; i<NOGEN;i++){  
    printf("%f %f %f %f %f\n",PMIN[i], PMAX[i],a_gen[i],b_gen[i],c_gen[i]);  
}  
for (i =0; i<NOLOAD;i++){  
    printf("%f\n",BEBAN[i]);  
}
```

```
fclose(INPUT);
```

```
}

//*****
void ambil_jar_daya()
{
    GRID = fopen("GRID.txt","r+");

    CoLOSS = new float [NOGEN];

    for (i =0; i<NOGEN;i++){
        fscanf(GRID,"%f",&CoLOSS[i]);
    }

    cout<<"\n\nDATA TELAH DIAMBIL DARI GRID.TXT\n";
    cout<<"-----\n";
    cout<<"Persamaan rugi-rugi jaringan sederhana:"<<endl;
    cout<<"Ploss= ";
    for(i=0;i<NOGEN;i++)
    {
        cout<<CoLOSS[i]<<"P"<<(i+1)<<"^2 + ";
        if (i==(NOGEN-1))
        {
            cout<<CoLOSS[i]<<"P"<<(i+1)<<"^2";
        }
    }
    cout<<endl<<endl;
}
```

}

//\*\*\*\*\*

void pencabangan()

{

```
cout<<"\nKondisi sistem?";
cout<<"\n1. Tanpa rugi-rugi jaringan";
cout<<"\n2. Dengan Rugi-rugi jaringan";
cout<<"\nMasukkan pilihan anda: ";
```

```
cin>>PIL_1;
```

```
if (PIL_1==1)
```

```
{
    cek_detail();
}
```

```
else if (PIL_1==2)
```

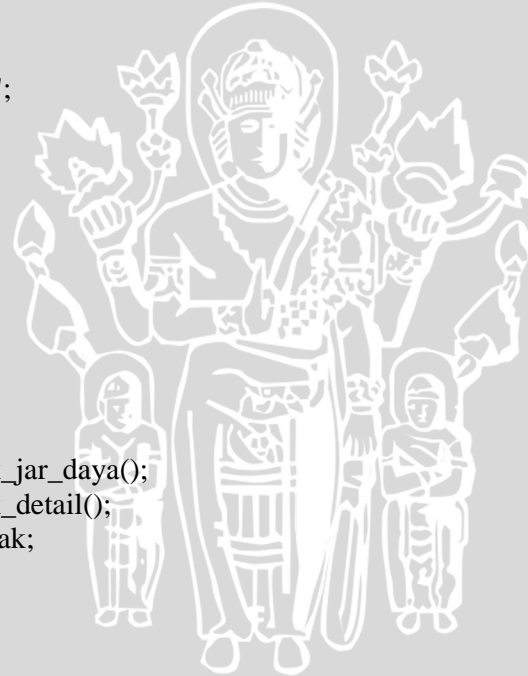
```
{
    while (1)
```

```
{
```

```
    cek_jar_daya();
    cek_detail();
    break;
```

```
}
```

```
}
```





```
else pencabangan();
```

```
}
```

```
/**  
*****  
***/
```

```
void lagrange()
```

```
{
```

```
float iStartTime = GetTickCount();
```

```
N=NOGEN+1;
```

```
//pengalokasikan dynamic array a, c, P
```

```
  a = new float*[N];
```

```
  c = new float*[N];
```

```
  for(i = 0; i < N; i++)
```

```
  {
```

```
    a[i] = new float[N];
```

```
    c[i] = new float[N];
```

```
  }
```

```
  P = new float*[NOLOAD];
```

```
  for(i = 0; i < NOLOAD; i++)
```

```
  {
```

```
    P[i] = new float[N];
```

```
  }
```

```
if (PIL_1==2)
```

```
{
```

```
  for (i=0; i<NOLOAD;i++)
```

```
  {
```



```

cout<<"Beban-"<<(i+1)<<" ("<<BEBAN[i]<<" MW)= ";
for (j =0; j<NOGEN;j++)
{
    fscanf(GRID,"%f",&P[i][j]);
    cout<<"Pgen-"<<(j+1)<<" = "<<P[i][j]<<" MW ";
}
cout<<endl;
}
}

```

```

// pengalokasian dynamic array b,dPloss, Ploss, BIAYA
b = new float[N];
dPloss = new float[NOGEN];
Ploss = new float[NOLOAD];
BIAYA = new float[NOGEN];

```

```

//pengalokasian dynamic array TEMP
TEMP = new int[NOGEN];
for (i=0;i<NOGEN;i++) TEMP[i]='\0';

```

```

for (hit=0;hit<NOLOAD;hit++)
{
    DELTA=0;
    CEK=0;
    GEN=NOGEN;
    SAVE1=0;
    ROLL=0;
    VER=0;

```

```

    tabel_detail();

```



```
for (ITERASI=1;CEK<1;ITERASI++)
{
    Ploss[hit]=0;
    if (PIL_1==2)
    {
        for (m=0;m<GEN;m++)
        {
            Ploss[hit]=Ploss[hit]+CoLOSS[m]*(P[hit][m]*P[hit][m]);
        }
    }
    //matriks utama
    for (i=0;i<GEN;i++)
    {
        if (PIL_1==1)
        {
            dPloss[i]=0;
        }
        if (PIL_1==2)
        {
            dPloss[i]=2*CoLOSS[i]*P[hit][i];
        }
        for (j=0;j<=GEN;j++)
        {
            if (ROLL==0)
            {
                if (i==j) a[i][j]=2*a_gen[i];
            }
        }
    }
}
```



```

else if (j==GEN) a[i][j]=-(1-dPloss[i]);
else a[i][j]=0;
}
else
{
SAVE2=TEMP[i];
if (i==j) a[i][j]=2*a_gen[SAVE2];
else if (j==GEN) a[i][j]=-(1-dPloss[i]);
else a[i][j]=0;
}
}

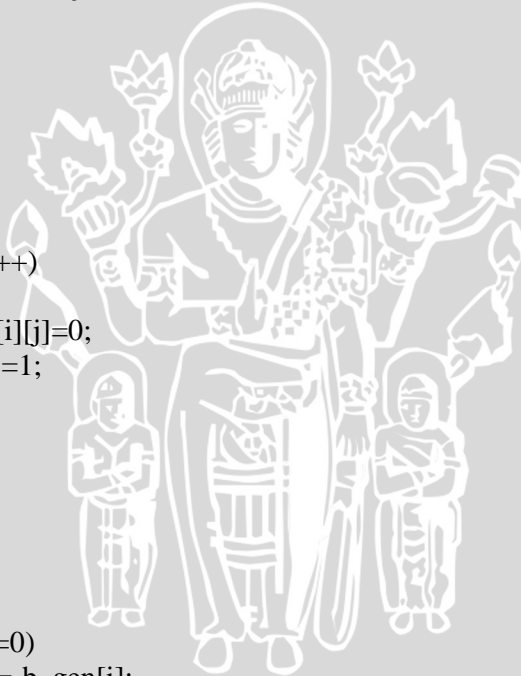
```

```

for (i=GEN;i<=GEN;i++)
{
for (j=0;j<=GEN;j++)
{
if (i==j) a[i][j]=0;
else a[i][j]=1;
}
}

//matriks b
for (i=0;i<GEN;i++)
{
if (ROLL==0)
b[i]=-b_gen[i];
}
}

```



```
else
{
    SAVE2=TEMP[i];
    b[i]=-b_gen[SAVE2];
}
}
b[GEN]=BEBAN[hit]+Ploss[hit]-dLoad;
```

```
//Matriks sisi kanan
for(i=0;i<=GEN;i++)
```

```
{
    for(j=0;j<=GEN;j++)
    {
        if(i==j)
            c[i][j]=1;
        else
            c[i][j]=0;
    }
}
```

```
//Proses menginversan
for(tlh=0;tlh<=GEN;tlh++)
```

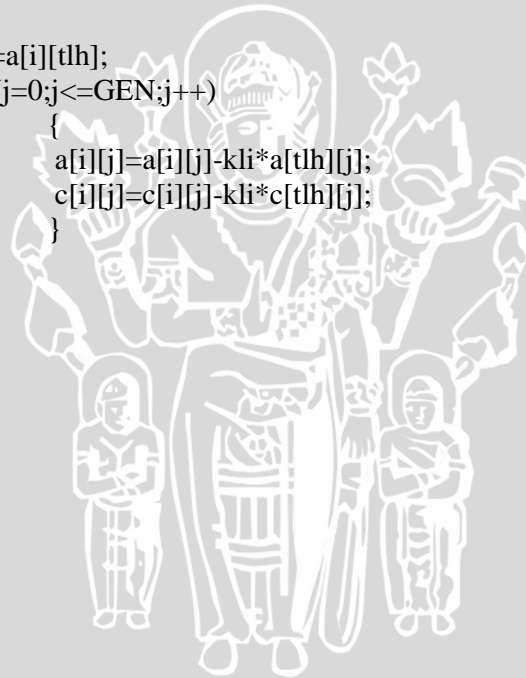
```
{
    for(j=0;j<=GEN;j++)
    {
        if(tlh==j)
        {
            bag=a[tlh][j];
            for(j=0;j<=GEN;j++)
```



```
        {
            a[tlh][j]=a[tlh][j]/bag;
            c[tlh][j]=c[tlh][j]/bag;
        }
    }
}
for(i=0;i<=GEN;i++)
{
    if(i!=tlh)
    {
        kli=a[i][tlh];
        for(j=0;j<=GEN;j++)
        {
            a[i][j]=a[i][j]-kli*a[tlh][j];
            c[i][j]=c[i][j]-kli*c[tlh][j];
        }
    }
}
```

```
//perkalian matriks
for (i=0;i<=GEN;i++)
{
    if (ROLL==0)
    { P[hit][i]=0;}

    if (ROLL==1)
    {
        if(i<GEN)
```



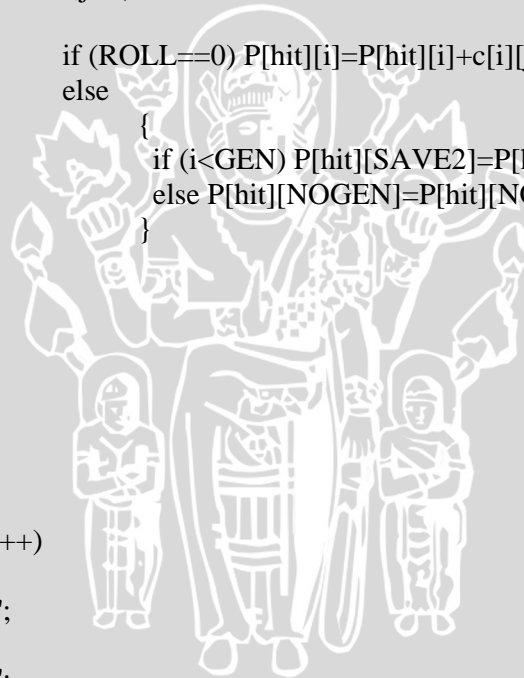


```
{
    SAVE2=TEMP[i];
    P[hit][SAVE2]=0;
}
if (i==GEN)
    {P[hit][NOGEN]=0;}
}

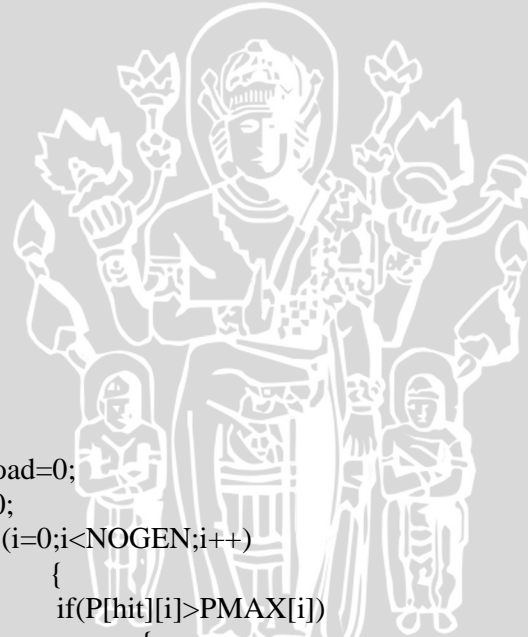
for (j=0;j<=GEN;j++)
{
    if (ROLL==0) P[hit][i]=P[hit][i]+c[i][j]*b[j];
    else
    {
        if (i<GEN) P[hit][SAVE2]=P[hit][SAVE2]+c[i][j]*b[j];
        else P[hit][NOGEN]=P[hit][NOGEN]+c[i][j]*b[j];
    }
}

}

// reseter array a,b,c
for (i=0;i<=GEN;i++)
{
    for (j=0;j<=GEN;j++)
    {
        a[i][j]='\0';
        b[i]='\0';
        c[i][j]='\0';
    }
}
```



```
}  
LAMDA=P[hit][NOGEN];  
if (PIL_1==2)  
{  
    DELTA=LAMDA-SAVE1;  
    SAVE1=LAMDA;  
}  
if (PIL_1==1)  
{  
    DELTA=BATAS_MIN;  
}  
  
if (DELTA<=BATAS_MIN)  
{ GEN=NOGEN;  
  CEK=1;  
  if (PIL_1==1)  
  {  
    dLoad=0;  
    x=0;  
    for (i=0;i<NOGEN;i++)  
    {  
      if(P[hit][i]>PMAX[i])  
      {  
        Ptes=PMAX[i];  
        dP=(2*a_gen[i]*Ptes)+b_gen[i];
```



```
if (dP<=LAMDA)
{
dLoad=dLoad+PMAX[i];
P[hit][i]=PMAX[i];
GEN--;
}
else
{
TEMP[x]=i;
x++;
}
CEK=0;
ROLL=1;
}
else if (P[hit][i]<PMIN[i])
{
Ptes=PMIN[i];
dP=(2*a_gen[i]*Ptes)+b_gen[i];
if (dP>=LAMDA)
{
dLoad=dLoad+PMIN[i];
P[hit][i]=PMIN[i];
GEN--;
}
else
{
TEMP[x]=i;
x++;
}
```



```
CEK=0;
ROLL=1;
}

else if (P[hit][i]==PMIN[i]||P[hit][i]==PMAX[i])
{
dLoad=dLoad+P[hit][i];
GEN--;
}

else
{
TEMP[x]=i;
x++;
}
}

if (GEN==1)
{
SAVE2=TEMP[0];
P[hit][SAVE2]=BEBAN[hit]-dLoad;
CEK=1;

if (P[hit][SAVE2]>PMAX[SAVE2])
{
dLoad=P[hit][SAVE2]-PMAX[SAVE2];
P[hit][SAVE2]=PMAX[SAVE2];
VER=1;
}
}
```

```
else if (P[hit][SAVE2]<PMIN[SAVE2])
{
    dLoad=PMIN[SAVE2]-P[hit][SAVE2];
    P[hit][SAVE2]=PMIN[SAVE2];
    VER=2;
}
}
if (GEN==0)
{
    CEK=1;
    if (dLoad<BEBAN[hit])
    {
        VER=1;
        dLoad=BEBAN[hit]-dLoad;
    }
    if (dLoad>BEBAN[hit])
    {
        VER=2;
        dLoad=dLoad-BEBAN[hit];
    }
}
if (VER==1)
{
    GEN=0;
    x=0;
    for (i=0;i<NOGEN;i++)
```

```
{
    if (P[hit][i]==PMIN[i])
    {
        TEMP[x]=i;
        x++;
        GEN++;
    }
}

for (i=0;i<GEN-1;i++)
{
    SAVE2=TEMP[i];
    SAVE3=TEMP[i+1];

p=(a_gen[SAVE2]*dLoad*dLoad)+(b_gen[SAVE2]*dLoad)+c_gen[SAVE2];
q=(a_gen[SAVE3]*dLoad*dLoad)+(b_gen[SAVE3]*dLoad)+c_gen[SAVE3];

    if (q<p)
    {
        r=TEMP[i];
        TEMP[i]=TEMP[i+1];
        TEMP[i+1]=r;
    }
}

j=0;
for (i=0;j==0;i++)
{
    SAVE2=TEMP[i];
```



```
P[hit][SAVE2]=P[hit][SAVE2]+dLoad;
j=1;

if(P[hit][SAVE2]>PMAX[SAVE2])
{
dLoad=P[hit][SAVE2]-PMAX[SAVE2];
P[hit][SAVE2]=PMAX[SAVE2];
j=0;
}
}

if (VER==2)
{
GEN=0;
x=0;
for (i=0;i<NOGEN;i++)
{
if (P[hit][i]==PMAX[i])
{
TEMP[x]=i;
x++;
GEN++;
}
}

for (i=0;i<GEN-1;i++)
{
SAVE2=TEMP[i];
SAVE3=TEMP[i+1];
```

```
p=((a_gen[SAVE2]*dLoad*dLoad)+(b_gen[SAVE2]*dLoad)+c_gen[SAVE2]);
q=((a_gen[SAVE3]*dLoad*dLoad)+(b_gen[SAVE3]*dLoad)+c_gen[SAVE3]);
    if (q<p)
    {
        r=TEMP[i];
        TEMP[i]=TEMP[i+1];
        TEMP[i+1]=r;
    }
j=0;
for (i=0;j==0;i++)
{
    SAVE2=TEMP[i];
    P[hit][SAVE2]=P[hit][SAVE2]-dLoad;
    j=1;
    if(P[hit][SAVE2]<PMIN[SAVE2])
    {
        dLoad=PMIN[SAVE2]-P[hit][SAVE2];
        P[hit][SAVE2]=PMIN[SAVE2];
        j=0;
    }
}
}
```

```

        }
        isi_detail();
    }
}
cout<<"\n\n    ---<<<    HASIL PERHITUNGAN DITULIS DI HASIL.TXT    >>>---";
if (DETAIL==1)
{
    cout<<"\n    ---<<<    DETAIL TIAP ITERASI DITULIS DI DETAIL.TXT    >>>---";
}
float iEndTime = GetTickCount();
float iDiff = iEndTime - iStartTime;
    cout<<"\n\n waktu eksekusi= "<<iDiff<<" milidetik \n\n";
}

/*****
void tabel_hasil()
{
//tulis hasil di notepad
tulis_notepad.open("HASIL.TXT");
tulis_notepad<<"--HASIL PERHITUNGAN-- \n\n";
tulis_notepad<<"Data Generator:\n";
tulis_notepad<<"-----\n";

//label tabel generator
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(8)<<"Gen ke- "
        <<"| "<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"P min (MW)"<<"| "
        <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"P max (MW)"<<"| "
        <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Koefisien a"<<"| "
        <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Koefisien b"<<"| "

```



```

        <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Koefisien c"<<"| ";
tulis_notepad<<"\n-----\n";

for (i=0;i<NOGEN;i++)
{
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(8)<<(i+1)
    <<"| "<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<PMIN[i]<<"| "
    <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<PMAX[i]<<"| "
    <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<a_gen[i]<<"| "
    <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<b_gen[i]<<"| "
    <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<c_gen[i]<<"| "<<endl;
}
tulis_notepad<<"-----\n";

//tabel hasil
tulis_notepad<<"\n\nTABEL PERHITUNGAN OPERASI EKONOMIS :\n";

garis_1();

//label tabel
tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<"No."
    <<"| "<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Daya Beban (MW)"<<"| ";
for(i=1;i<=NOGEN;i++)
{
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(9)<<"Pout Gen-";
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<i<<" (MW)"<<"| ";
}
if(PIL_1==2)
{
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Ploss (MW)"<<"| ";
}

```

```

    }
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(24)<<"Pengali Lagrange(Rp/MWh)"<<"| ";
tulis_notepad<<endl;
garis_1();

//isi tabel
for (hit=0;hit<NOLOAD;hit++)
{
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<(hit+1)
    <<"| " <<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<BEBAN[hit]<<"| ";
    for (j=0;j<NOGEN;j++)
    {
        tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(18)<<P[hit][j]<<"| ";
    }
    if(PIL_1==2)
    {
        tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<Ploss[hit]<<"| ";
    }
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(24)<<P[hit][NOGEN]<<"| " <<endl;
}

garis_1();

}

//*****
void tabel_biaya()
{
tulis_notepad<<"\n\nTABEL PERHITUNGAN BIAYA :\n";

```

```

garis_2());

//label tabel biaya
tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<"No."<<"|";
    for(i=1;i<=NOGEN;i++)
    {
        tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(10)<<"Biaya Gen-";
        tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<i<<" (Rp/jam)"<<"| ";
    }
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(12)<<"Total Biaya (Rp/jam)"<<"| ";

tulis_notepad<<endl;
garis_2());

//isi tabel biaya
for (hit=0;hit<NOLOAD;hit++)
{
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<(hit+1)<<"| ";
    for (j=0;j<NOGEN;j++)
    {
        BIAYA[j]=((P[hit][j]*P[hit][j]*a_gen[j])+(P[hit][j]*b_gen[j])+c_gen[j]);
        tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(23)<<BIAYA[j]<<"| ";
    }
    TOTAL=0;
    for (j=0;j<NOGEN;j++)
    {
        TOTAL=BIAYA[j]+TOTAL;
    }
    tulis_notepad<<setiosflags(ios::left)<<setw(20)<<TOTAL<<"| ";
tulis_notepad<<endl;

```



```
    }
    garis_2();
    tulis_notepad<<"\n\n    ---<<<    SELESAI    >>>---";
}

//*****
void tabel_detail()
{
    if (DETAIL==1)
    {
        tulis_detail<<"\n\nBeban-"<<(hit+1)<<(" "<<BEBAN[hit]<<" MW)"<<endl;
        garis_3();
        tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(7)<<"Iterasi"<<"| ";
        for(i=1;i<=NOGEN;i++)
        {
            tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(9)<<"Pout Gen-";
            tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(4)<<i<<" (MW)"<<"| ";
        }
        if(PIL_1==2)
        {
            tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<"Ploss (MW)"<<"| ";
        }
        tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(24)<<"Pengali Lagrange(Rp/MWh)"<<"| ";
    }
    tulis_detail<<endl;
    garis_3();
}
```

```
}

//*****
void isi_detail()
{
if (DETAIL==1)
{
    tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(7)<<ITERASI<<"| ";
    for (j=0;j<NOGEN;j++)
        {
            tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(18)<<P[hit][j]<<"| ";
        }
    if(PIL_1==2)
        {
            tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(15)<<Ploss[hit]<<"| ";
        }
    tulis_detail<<setiosflags(ios::left)<<setw(24)<<P[hit][NOGEN]<<"| " <<endl;
}

if (CEK==1)
{
    garis_3();
    tulis_detail<<endl<<endl;
}
}
```

**LAMPIRAN 2**  
**HASIL PERHITUNGAN DENGAN MENGGUNAKAN PROGRAM OPERASI**  
**EKONOMIS PADA DATA UJI (b)**





No.	Daya Beban	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	$\lambda$
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
1	5.649	1.620	270	295	101	69	135	1434	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,2304
2	5.749	1.620	270	295	101	69	135	1440	592	272	90	113	46	18	65	14	149	126	44	43	132	115	60,2654
3	5.891	1.620	270	531	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	61,7956
4	5.969	1.620	270	609	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	64,8849
5	5.681	1.620	270	295	101	69	135	1440	592	272	51	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,4732
6	5.255	1.620	263,18	295	92,7229	66,0329	135	1279,33	491,711	228,361	25	113	38,6246	18	51,4789	13,3752	125,713	106,058	44	14	119,416	115	56,3511
7	5.387	1.620	270	295	94,444	67,5113	135	1311,35	513,298	248,091	25	113	41,0848	18	59,3468	13,8923	139,388	117,595	44	14	132	115	56,9473
8	5.825	1.620	270	465	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	61,0843
9	6.027	1.620	270	667	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,414
10	6.090	1.620	270	730	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,6666
11	6.022	1.620	270	662	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,394
12	5.867	1.620	270	507	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	61,5369
13	6.006	1.620	270	646	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,3298
14	6.027	1.620	270	667	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,414
15	5.985	1.620	270	625	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,2456
16	6.101	1.620	270	741	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	59,7107
17	6.447	1.620	270	1062	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	39	132	115	61,0978
18	6.720	1.620	270	1062	101	69	135	1440	592	272	90	113	46	18	65	14	149	126	44	50	132	312	62,1922
19	6.790	1.620	270	1062	101	69	135	1440	592	272	90	113	46	18	65	14	149	126	44	50	132	382	62,4728
20	6.790	1.620	270	1062	101	69	135	1440	592	272	90	113	46	18	65	14	149	126	44	50	132	382	62,4728
21	6.610	1.620	270	1062	101	69	135	1440	592	272	90	113	46	18	65	14	149	126	44	50	132	202	61,7512
22	6.290	1.620	270	930	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	60,4684
23	5.922	1.620	270	562	101	69	135	1440	592	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	62,1296
24	5.607	1.620	270	295	99,605	69	135	1407,37	578,029	272	25	113	46	18	65	14	149	126	44	14	132	115	58,7352