

SKRIPSI

**PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT
UNTUK PEMBANGKIT TERMAL DENGAN
MENGUNAKAN METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU
(UNIFIED UNIT DECOMMITMENT (UUD))
PADA PT. PLN REGION 4**



Disusun Oleh :

**DEWI PANCA WIDIYANTI
NIM: 01.12.142**



**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**

APRIL 2008

LEMBAR PERSETUJUAN

PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT UNTUK PEMBANGKIT TERMAL DENGAN MENGUNAKAN METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU (UNIFIED UNIT DECOMMITMENT (UUD)) PADA PT. PLN REGION 4

SKRIPSI

*Disusun Untuk Melengkapi dan Memenuhi Persyaratan
Guna Mencapai Gelar Sarjana Teknik Elektro Strata Satu (S-1)*

Disusun Oleh :

DEWI PANCA WIDIYANTI

NIM : 01.12.142

Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I



Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE

Nip. Y. 1039000208

Dosen Pembimbing II



Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT.

Nip. 132314400

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1



Ir. Yudi Limpraptono, MT

NIP. Y : 103 950 0274

**KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
2008**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

in the name of Allah, most Gracious, most Merciful

Say: He is Allah, the One and Only
Allah, the Eternal, Absolute
He begetteth not, nor is He begotten
And there is none like unto Him.

Allah turns over the night and the day; most surely there is a
lesson in this for those who have sight (24:44)

surely Allah sends whom He wills astray, and guides unto Himself
all who turn to him, who have believed and whose hearts have rest in
the remembrance of Him.

VERILY IN THE REMEMBRANCE OF ALLAH DO HEARTS FIND REST!

**THOSE WHO BELIEVE AND DO RIGHT: JOY
IS FOR THEM, AND BLISS THEIR JOURNEY'S
END.**



<http://www.AZYouth.com>

*Skripsi ini aku persembahkan
sebagai wujud syukurku
kepada ALLAH SWT dan
sebagai tanda baktiku kepada
orang tua & keluargaku*



IWED'S THANKS TO...



Alhamdulillahirobbil 'alamiin...
Terucap puji syukur atas segala karunia & ridho yang tak pernah putus mengalir dari-Mu YA ALLAH, meski salah & khilafku dalam hidup ini kian menumpuk. Subhanallah...
Juga tak lepas dari kesabaran dan hidayah yang Engkau berikan YA RAHMAN sehingga aku dapat menyelesaikan skripsi ini dan akhirnya memperoleh gelar seorang sarjana teknik seperti harapan orang tuaku. Sembah sujudku akan selalu tertuju pada-Mu, YA ILHAH!



Boeat Sodara2-Q:

My Elders Brother, Ms Dody ma kacih do'a & dukungannya yach, terutama suntrikan dananya. Thanks ya Mas dah biyar kuliahku beberapa bln ini. Moga Dewi bisa ngebalas semuanya...

Bwat Ms Yopi Mb Indah juga trima kasih banyak do'a & dukungan semangatnya. Ma kacih jg dah kasih kponakan pertama bwat aku. Selanjutnya bwatin kponakan cewek y, hee....

Mbak Deviiiiiiii.....!!! Ma kasih bwat smua bantuannya yg gak bs disebutin satu2 krn saking banyaknya, hee... Pokolnya jgn kapok denger omelan2ku dari A sampai Z hee n sering2 sharing lg ya. Be grow up, galz..!

Trima kacih yang banyak juga bwat Ms Deny yg dah maw sama2 saling bantu n berjuang selama ini dari awal kuliah sampai kelarin skripsi bareng. Akhirnya Ortu kita bisa bernapas lega ya Mang. Banyak juga ya yg dah kita lewatin selama kuliah. Sory aku dah sering marah2 n suka seenaknya sendiri. Wajar to, kan aku anak terakhir hee...

Alhamdulillah, akhirnya kita bisa lulus bareng jg ya. Mang. Abis ini ayo kita sama2 semangat & berjuang lg cari kerja!

KAGE BUNSHIN NINJUTSU!!!!

MATUR SEMBAH NUWUN.... :

Terima kasihku yang tulus kupersembahkan untuk kedua orang tuaku yang tak pernah berhenti berharap untuk menjadikanku seorang sarjana teknik. Kesabaran kalian selama 6,5 tahun ini menyiratkan besarnya pengorbanan kalian yang tak 'kan pernah bisa terbalas hingga akhir nyawaku.

Bapak, Ibu... maaf ya dah bwt kalian lama menunggu. Trima kasih jg bwt support & nasehat2 yg tak henti mengalir. Semoga yang kupersembahkan ini dapat menjadi salah satu kebahagiaan dalam hidup kalian.

I LoVE You, Bapak...

I LoVE You, Bunda...



Miss You



Boeat Cinta & Sayangku ENDRA:

Trima kasih banget ya YaNG atas cinta & kasih sayangmu selama ini yang senantiasa temanku dari awal kuliah hingga aku beranjak lulus. Juga atas do'a & support serta masukan2nya yg tak henti2nya dari A smp Z. Thanks juga bwt pjaman motornya (sory ya sempat tak jatuhin, hee...). Ma kacih kamu dah setia temanku & slalu menghiburku saat penat-lelahku kuliah (kapan2 maen monopoli lagi yach, hee...). Begitu besar arti dirimu di hatiku. Karena dirimu adalah KekASIHku. SaHABaTKu....

I LoVE You more than words can say...



Buat Keluarga Besarku :

Tante Ana, Om Utok, Ruri+Kurba (kalian jangan nakal lagi ya). Keluarga besar Mojokerto yang gak bisa disebutin satu2 krn saking banyaknya. hee...

Keluarga besar Surabaya (Mbah Lupi, Mbah Dan, Om Ludi n Om Cuit).

Keluarga besar Bondowoso (Mbah Uti, Lek Ninik, Lek Hasan sekeluarga n Lek Husin sekeluarga)

Keluarga Nganjuk (Pak Dhe Yoni sekeluarga & Om Gatot Sekeluarga)

Trima kasih atas do'a2 kalian ya.

Miss You All...



Boeat SaHaBaT2ku :

For my best friend, Ana, thanks girl for your prayers n supports. Trima kasih ya Ndak atas bantuan2 n bantuannya. Thanks ya dah maw trenger segala ketub kesabdo n jadi tempat curhat2 stana ini. Always be my best friend until the end, okay?

Buat Papah (Noven) & Phiyonx (Efi), ma kasih yach atas konsultasi & dukungannya selama ini. Aku kangen sant2 kita ngekos bareng, hiks...(2x). Keep still contact between us, okay girls!

Buat Felmy, matur nuwun mbak ya wes ngajak ngguya-ngguyu hua ha ha ha...

Toek Mb Santi thank you do'a n smangatnya ya. Tetep bagi2 ilmu trus ya Mbak...

Buat Nanda, Pipit n Kiri, meski persahabatan kita tidak kekal tapi aku bersyukur pernah punya sahabat seperti kalian.

Buat Nena thanks ya girl dah mau temeni wira-wiri n bantuin aku. Moga cepet nyusul ya...

Buat anak2 kos Sigura2 V/27 periode 2002-2008, ma kasih atas bantuan2 kalian ya. Ita & Intan ma kasih pinjaman printernya yach. Buat Vina trims pinjaman sepatunya. Buat temen2 barnku, Anik ma kasih jas hitamnya. Dinda n Rya ma kasih dah mau saling bantu sampai bisa lulus bareng.

Buat temen2 Elektro yang gak bisa disebutin satu per satu, smangat NaRuTo!!! Cepet lulus semuanya ya...

Pokoknya buat SEMUANYA ma kasihh ya!



Buat Keluarga Besar CAMERku :

Buat Bpk/Ibu Mashudi terima kasih banyak atas dukungan & do'anya selama ini. Juga ma kasih banyak buat Ms Yudi & Mb Ipeh sekeluarga di Balikpapan.

Terima kasih juga buat keluarga besar Pak Dhe & Bu Dhe, Om Prap & Bu Lek Munik, serta Kak Pung & Bu Lek Aris sekeluarga di Soko, Om Tono & Bu Lek Um sekeluarga di Parengan, Om Yayun & Bu Lek Mimah serta Om Wid & Bu Lek Yul sekeluarga di Bojonegoro.

Juga terima kasihku untuk keluarga besar di Tuhan : Om I & Bu Lek Nuk sekeluarga, Om Sugeng & Bu Lek Mi'ah sekeluarga, Om Di & Bu Lek Maryam sekeluarga, serta Om Imam & Bu Lek Nik sekeluarga.

Thank You for Everyone...



Please look in the camera!



My LoveLy CATs :

Aput n Li Sao Ran, tetep manja ke aku ya (jangan ke Bapak trus dong).

Galus, jangan suka teriak2 kalo ada orang lagi tidur. Berisik tauw!

Mimin, kalo pacaran jangan lupa pulang po'o, hee...

Tibel & Kuncrit, kalian pergi kemana sih kok gak pulang2. Semuanya kangen tho.

Chimot, gimana kabarnya kamu di Shy? Miss you so much!

I Love You All...!



ABSTRAKSI
PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT
UNTUK PEMBANGKIT TERMAL DENGAN
MENGGUNAKAN METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU
(UNIFIED UNIT DECOMMITMENT (UUD))
PADA PT. PLN REGION 4

(Dewi Panca Widiyanti, 0112142, Teknik Elektro S-1/Teknik Energi Listrik)
(Dosen Pembimbing I : Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE)
(Dosen Pembimbing II : Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT)

Kata Kunci : Metode Dekomitmen Unit Terpadu, Komitmen Unit, Penjadwalan Pembangkit

Suatu masalah yang harus sering diselesaikan dalam pemanfaatan daya yang secara umum lebih mengacu pada masalah Komitmen Unit (*Unit Commitment/UC*) yaitu untuk menentukan secara ekonomis sebuah jadwal dari unit-unit manakah yang akan digunakan untuk memenuhi permintaan dan batasan operasi sehingga diperoleh kinerja unit pembangkit yang paling optimal. Oleh karena itu, penentuan penjadwalan pengoperasian pembangkit yang tepat adalah faktor yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik sehingga dapat dicapai biaya operasional pembangkitan yang minimum.

Dalam skripsi ini metode Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment/UUD*) telah dipakai untuk memperoleh penjadwalan yang optimal dari unit-unit pembangkit termal pada PT. PLN Region 4. Metode ini dimulai dengan suatu solusi yang mempunyai semua unit yang ada yang online setiap jam dalam perencanaan horison dan menentukan suatu solusi yang optimal untuk mendekomitmen-kan unit satu per satu. Metode ini dapat dipandang sebagai implementasi dari pendekatan Lagrangian Relaksasi (LR) dimana jumlah iterasinya dibatasi oleh jumlah unit.

Analisa dilakukan dengan bantuan program komputer dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi 7, untuk tanggal 24 September 2007 s.d. 30 September 2007. Dapat disimpulkan bahwa metode Dekomitmen Unit Terpadu layak diterapkan, mengingat adanya pengurangan unit-unit pembangkit guna melayani beban selama seminggu yang disebabkan terjadinya pengoptimalan pembebanan menjadi rata-rata sebanyak 6 unit sampai 7 unit yang ON, penghematan biaya operasional PT. PJB sebesar Rp. 14.469.901.773,- dalam waktu seminggu atau dengan kata lain diperoleh penghematan sebesar 14,854 %. Dari proses eksekusi perhitungan komputer dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu didapatkan waktu eksekusi yang cepat yaitu 0 - 16 mdetik.

5. Ibu Irrine Budi S, ST, MT selaku Dosen Pembimbing II yang telah meluangkan waktunya untuk membimbing penulis.
6. Bapak Ir. H. Chusnul Hidayat selaku Manajer Pelatihan dan Pengembangan SDM PT. Pembangunan Jawa Bali (PT. PJB) beserta staf-staf yang telah membantu dalam memberikan data-data yang dibutuhkan untuk penyelesaian skripsi ini.
7. Seluruh Dosen dan Karyawan yang secara langsung maupun tidak langsung telah membantu terselesaikannya penyusunan skripsi ini.
8. Rekan-rekan Mahasiswa Teknik Elektro Energi Listrik yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini.
9. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Akhirnya, sebagai puncak dari tujuan penulisan skripsi ini adalah semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Malang, April 2008

Penulis

Buat Papi's

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERSETUJUAN	ii
ABSTRAKSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GRAFIK	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Pembahasan.....	3
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Metologi Pembahasan	4
1.6. Kontribusi	5
1.7. Sistematika Pembahasan	5
BAB II KOMITMEN UNIT DAN METODE DEKOMITMEN UNIT	7
2.1. Karakteristik Pembangkit Tenaga Listrik	7
2.1.1. Karakteristik Masukan - Keluaran	8
2.1.2. Karakteristik Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar	9

4.1. Pendahuluan	37
4.2. Program Komputer Metode Dekomitmen Unit Terpadu	37
4.3. Uji Validasi Program.....	38
4.4. Data Pembangkit Termal	43
4.5. Aplikasi Metode Dekomitmen Unit Terpadu Pada PT.PLN Region 4	45
4.6. Beban Sistem	46
4.7. Hasil Perhitungan dan Analisa Data.....	48
 BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	79
5.1. Kesimpulan.....	79
5.2. Saran-saran	80

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1 Unit Boiler – Turbin - Generator.....	7
2.2 Kurva Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal.....	9
2.3 Kurva Karakteristik Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar	10
2.4 N Unit Pembangkit Termal Melayani Beban P_D	15
3.1 Ilustrasi Metode <i>equal-lambda</i> Yang Dimodifikasi	27
3.2 Flowchart Algoritma Program.....	36
4.1 Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Untuk Validasi Dengan Menggunakan Metode EALR	42
4.2 Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Untuk Validasi Dengan Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu	42

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
4.1 Data Unit Termal Pada PT. PLN PJB Agustus 2002	39
4.2 Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PLN PJB Agustus 2002	40
4.3 Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB Pada 27 Juli 2005 s.d. 31 Juli 2005	41
4.4 Data Unit Termal Pada PT. PLN PJB September 2003	44
4.5 Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PLN PJB September 2003	45
4.6 Unit Pembangkit Yang Beroperasi Pada PT. PLN PJB	47
4.7 Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB 24 September 2007 s.d. 30 September 2007	47
4.8 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Senin, 24 September 2007	49
4.9 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Selasa, 25 September 2007	49
4.10 Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Rabu, 26 September 2007	50

4.11	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Kamis, 27 September 2007.....	50
4.12	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Jum'at, 28 September 2007.....	51
4.13	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Sabtu, 29 September 2007.....	51
4.14	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sebelum Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Minggu, 30 September 2007.....	52
4.15	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Senin, 24 September 2007.....	53
4.16	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Selasa, 25 September 2007.....	54
4.17	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Rabu, 26 September 2007.....	55
4.18	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Kamis, 27 September 2007.....	56

4.19	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Jum'at, 28 September 2007.....	57
4.20	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Sabtu, 29 September 2007.....	58
4.21	Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Minggu, 30 September 2007.....	59
4.22	Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Senin, 24 September 2007	60
4.23	Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Selasa, 25 September 2007	60
4.24	Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Rabu, 26 September 2007	61
4.25	Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Kamis, 27 September 2007	61
4.26	Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal Pada PT. PLN PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu Jum'at, 28 September 2007.....	62

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar belakang

Sistem pembangkitan tenaga listrik yang terdiri dari sejumlah unit pembangkit terhubung secara interkoneksi. Koordinasi antara unit-unit pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik sangat diperlukan untuk mencapai biaya operasional yang seekonomis mungkin. Oleh karena itu, penentuan penjadwalan pengoperasian pembangkit yang tepat adalah faktor yang sangat penting dalam sistem tenaga listrik. Suatu masalah yang harus sering diselesaikan oleh suatu pemanfaatan daya adalah untuk menentukan secara ekonomis sebuah jadwal dari unit-unit manakah yang akan digunakan untuk menghadapi permintaan penjadwalan dan batasan operasi sehingga diperoleh kinerja unit pembangkit yang paling optimal.^[3]

Masalah ini secara umum lebih mengacu pada masalah Komitmen Unit (*Unit Commitment /UC*) yaitu bagaimana mengoperasionalkan seperangkat N unit pembangkit yang tersedia agar sesuai dengan peramalan kebutuhan beban yang dipikul. Akan tetapi disini juga diharapkan adanya pengoptimalan pengoperasian unit – unit pembangkit secara seekonomis mungkin. Banyak metode optimisasi yang telah digunakan untuk menyelesaikan masalah UC. Beberapa metode memerlukan aturan-aturan heuristik yang banyak dan perhitungannya yang agak rumit, yang sangat mempengaruhi proses untuk mendapatkan pemecahan yang paling sesuai dengan kecepatan perhitungan yang masih belum optimal. Selanjutnya diharapkan adanya metode yang lebih dapat dipercaya, efisien dan

sempurna untuk mengatasi masalah UC, dimana metode tersebut memiliki hasil yang lebih ekonomis dan memiliki waktu perhitungan yang lebih cepat.^[1]

Dalam skripsi ini akan dibahas suatu metode Dekomitmen Unit (*Unit Decommitment/UD*) baru yang merupakan pengembangan dari metode UD terdahulu.^[2,6] Metode ini merupakan implementasi yang menirukan pendekatan LR^[2,7,8,9] dimana pengalinya diperoleh dari fase pembebanan ekonomis (*economic dispatch fase*), dan suatu metode UD yang dimanfaatkan sebagai suatu pengolahan lanjut untuk memperbaiki kualitas solusi dari algoritma UC. Dengan demikian metode ini pada hakekatnya merupakan suatu metode UD Terpadu (*Unified Unit Decommitment*). Diharapkan bahwa hasil yang diperoleh dari metode UD Terpadu ini akan lebih efisien dan sempurna daripada pendekatan LR atau metode UD terdahulu.^[1]

Dalam skripsi ini metode tersebut hanya akan digunakan untuk mengoptimasi total biaya pembangkitan dari pembangkit-pembangkit termal pada PT. PLN Region 4 karena skripsi ini dimaksudkan untuk melakukan optimasi secara parsial (tidak membahas tentang pembangkit-pembangkit hydro pada Region 4). Optimasi keseluruhan sistem sebenarnya dapat dilakukan, tetapi karena cakupannya yang luas dan memerlukan perhitungan yang terpisah atau menggunakan metode yang lain, maka dibatasi pada pembangkit-pembangkit termal PT. PLN Region 4 saja. sebagai pembanding digunakan hasil perhitungan tugas akhir Said Fitriansyah, "*Komitmen Unit Pembangkit Termal Dengan Menggunakan Metode Enhanced Adaptive Lagrange Relaxation Pada PT. Pembangkitan Jawa Bali*", Desember 2005.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan – permasalahan yang ada, pada akhirnya dirumuskan pada suatu pertanyaan apakah metode Dekomitmen Unit Terpadu dapat digunakan untuk menentukan secara ekonomis sebuah penjadwalan dari unit-unit pembangkit termal yang akan digunakan dalam rangka menentukan suatu penjadwalan operasi unit pembangkit yang paling optimal. Dan apakah metode ini dapat menghasilkan biaya operasional yang lebih ekonomis dibandingkan dengan biaya operasional pembangkit-pembangkit termal di PT. PLN Region 4 sendiri, sehingga metode ini lebih dapat dipercaya dan efisien.

1.3. Tujuan Pembahasan

Menganalisis dan mengevaluasi kelayakan penerapan metode Dekomitmen Unit Terpadu untuk menentukan suatu penjadwalan operasi unit pembangkit yang paling optimal, sehingga diperoleh biaya operasional yang lebih ekonomis daripada biaya operasional pembangkit-pembangkit termal di PT. PLN Region 4 saat ini.

1.4. Batasan Masalah

Dalam skripsi ini akan dilakukan penyelesaian/pemecahan masalah komitmen unit dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment*), yang dimulai dengan suatu solusi penjadwalan semua unit yang tersedia on-line pada setiap jam dalam suatu siklus waktu tertentu dan menentukan suatu strategi yang optimal untuk pelaksanaan “*decommitment*” unit-unit pada suatu saat tertentu, dengan mengambil sistem pembangkit tenaga listrik

termal yang dimiliki oleh PT. PLN Region 4 sebagai objek penelitian.

Pembahasan masalah dibatasi sebagai berikut :

1. Tidak membahas masalah rugi-rugi saluran transmisi.
2. Tidak membahas masalah teknis, karena dititikberatkan pada segi ekonomis.
3. Hanya membahas pembangkit-pembangkit termal milik PT. PJB di Region 4 saja sebagai objek utama penelitian dalam skripsi ini, sesuai dengan data-data yang tersedia, yaitu tanggal 24 September 2007 s.d. 30 September 2007 .
4. Untuk ST (*steam turbin*) pada *combined cycle*, diambil data parameter dari pola PLTGU CC-1.1.1 yang beroperasi. Artinya, suatu *combined cycle* yang terdiri dari 1 buah GT (*gas turbin*), 1 buah HRSG (*heat recovery steam generator*), dan 1 buah ST (*steam turbin*).
5. Tidak membahas unit hydro, karena memerlukan perhitungan yang terpisah atau menggunakan metode yang lain.

1.5. Metodologi Pembahasan

Metodologi yang digunakan dalam pembahasan dilaksanakan dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Studi kepustakaan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan pembahasan masalah.
2. Studi lapangan untuk mendapatkan data parameter unit thermal yang dibutuhkan dari objek penelitian yaitu pada PT. PJB Region 4 yang

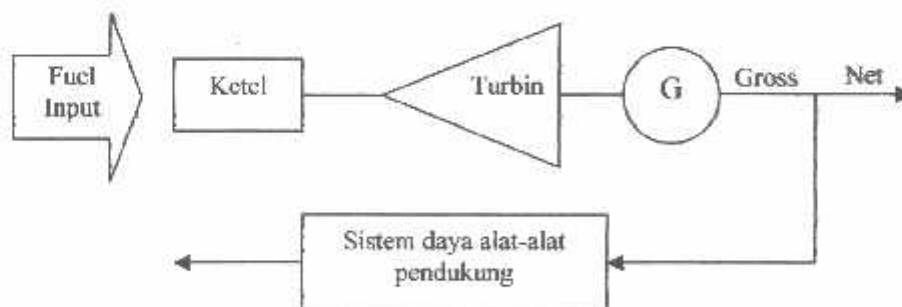
BAB II

KOMITMEN UNIT DAN METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU

2.1 Karakteristik Pembangkit Tenaga Listrik^[4]

Hal yang paling mendasar dalam optimasi ekonomi dari sebuah pembangkit listrik termal adalah dengan ditentukannya karakteristik masukan-keluaran (*input-output characteristic*) dari suatu pusat pembangkit tenaga listrik tersebut. Dalam mendefinisikan karakteristik masukan-keluaran, selanjutnya akan dibahas tentang masukan kotor (*gross input*) dan keluaran bersih (*net output*). Masukan kotor (*gross input*) pembangkit listrik termal menyatakan jumlah keseluruhan bahan bakar yang diperlukan, sedangkan keluaran bersih (*net output*) merupakan daya nyata (*real power*) yang dihasilkan generator.

Tipe sebuah pembangkit listrik termal dapat dilihat pada gambar 2.1 dibawah ini.



Gambar 2.1 Unit Boiler – Turbin – Generator^[4]

Bagan tersebut terdiri atas sebuah boiler/ketel yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin uap yang dikopel dengan sebuah generator listrik. Daya listrik yang dihasilkan tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tetapi

sebagian kecil dipakai untuk mengoperasikan peralatan-peralatan listrik yang terdapat pada pusat pembangkit tenaga listrik tersebut, seperti boiler/ketel, pompa, kompresor, serta mencatu peralatan kontrol, komunikasi, penerangan, komputer, dan sebagainya.

2.1.1 Karakteristik Masukan-Keluaran

Masukan sebuah pembangkit listrik termal umumnya dinyatakan sebagai banyaknya energi per satuan waktu dari bahan bakar yang diberikan ke boiler/ketel untuk menghasilkan daya listrik yang merupakan keluaran dari pusat pembangkit tenaga listrik tersebut. Hal tersebut diatas dapat dinyatakan sebagai:

$$F = H \times \$US/Btu \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana : H : jumlah energi per satuan waktu [*Btu/hour*]

F : jumlah harga bahan bakar per satuan waktu [*\$US/hour*]

\$US/Btu : harga bahan bakar per satuan energi yang dikandung bahan bakar

Sedangkan keluaran dari pembangkit listrik termal adalah daya nyata yang dihasilkan oleh generator listrik dikurangi dengan daya nyata yang dipakai oleh pusat listrik tersebut. Notasi yang umum dipakai adalah:

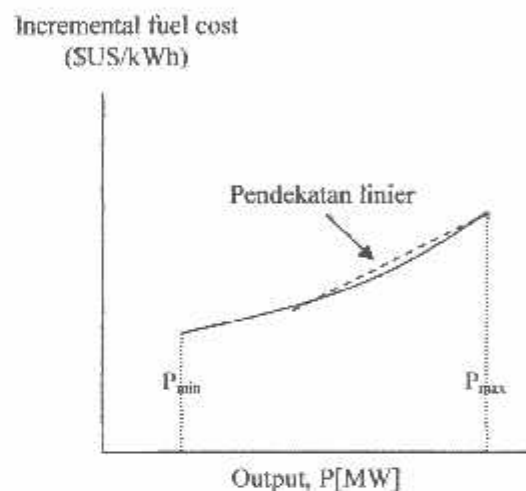
P dengan satuan [*MW*]

Jadi dapat disimpulkan bahwa masukan pusat listrik merupakan fungsi terhadap keluarannya, sehingga hubungan tersebut diatas dapat ditulis sebagai berikut:

$$H = f(P) [Btu/hour] \text{ atau } F = f(P) [\$US/hour] \dots\dots\dots (2.2)$$

yang bersangkutan. Fungsi ini menunjukkan tingkat besarnya kenaikan atau penurunan biaya bahan bakar untuk setiap tingkat perubahan beban.

Fungsi biaya bahan bakar secara luas digunakan untuk menentukan pembebanan ekonomis (*economic dispatch*) dari setiap pembangkit listrik termal. Kurva laju pertambahan biaya bahan bakar yang telah diidealkan dari sebuah pembangkit listrik termal dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



Gambar 2.3 Kurva Karakteristik Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar^[3]

2.2 Komitmen Unit

Dalam suatu siklus waktu, misalnya siklus harian yang terbagi dalam interval waktu 1 jam selama 24 jam, beban listrik dalam sistem tenaga listrik selalu berubah-ubah berdasarkan kebutuhan masyarakat. Agar mendapatkan suatu keseimbangan antara beban yang dibutuhkan konsumen dengan daya keluaran dari perusahaan listrik (dalam hal ini PT. PLN Region 4 sebagai produsen), diperlukan suatu penjadwalan operasi unit pembangkit, karena tidak mungkin untuk mencukupi beban puncak kurun waktu siang hingga sore

menimbulkan tegangan-tegangan termal (*thermal stresses*) yang dapat berakibat fatal. Hal ini diterjemahkan dalam periode waktu dalam jam, dimana dibutuhkan energi untuk membawa unit tersebut on line atau beroperasi. Beberapa kendala-kendala yang harus dipenuhi antara lain:

1. Minimum up time

Minimum up time adalah interval waktu minimum, dimana suatu unit yang dihidupkan tidak boleh segera dimatikan kembali sebelum melewati batas waktu minimum yang diijinkan.

2. Minimum down time

Minimum down time adalah interval waktu minimum, dimana suatu unit yang telah dimatikan tidak boleh dihidupkan kembali sebelum melewati batas waktu minimum yang diijinkan.

3. Status harus beroperasi

Beberapa unit pembangkit diberi status harus beropersi terus menerus atau beberapa kali dalam setahun yang tujuannya antara lain untuk menstabilkan tegangan pada jaringan transmisi atau sebagai suplai daya diluar pemakaian sendiri.

2.2.2 Biaya start up

Biaya start up adalah biaya yang diperlukan oleh pembangkit untuk start dari keadaan tidak beropersi sampai pembangkit beroperasi dan terhubung pada sistem tenaga listrik. Ada dua macam biaya start antara lain:

- a. Biaya start saat kondisi dingin

Biaya start saat kondisi dingin terjadi pada saat pembangkit dilepas dari sistem atau tidak beroperasi, sedangkan temperatur boiler dibiarkan turun dari temperatur kerjanya. Sehingga pada saat unit tersebut akan kembali beroperasi perlu dilakukan pemanasan ulang atau kembali sampai temperatur operasi sebelum unit dapat dijalankan kembali.

b. Biaya start saat kondisi panas

Biaya start saat kondisi panas terjadi bila suatu unit pembangkit dilepas dari sistem atau tidak beroperasi, tetapi temperatur boiler tetap dipertahankan pada temperatur kerja dan kemudian distart lagi.

2.2.3 Kendala bahan bakar

Kendala bahan bakar terjadi, apabila dalam sistem terdapat unit-unit pembangkit yang memiliki bahan bakar dalam jumlah terbatas atau memerlukan bahan bakar dalam jumlah besar, sehingga perlu diperhatikan dalam komitmen unit.

2.2.4 Biaya bahan bakar

Biaya bahan bakar merupakan unsur biaya yang paling besar dan terpenting dalam operasi unit pembangkit termal. Fungsi biaya bahan bakar untuk tiap unit pembangkit terhadap daya keluaran dinyatakan dalam bentuk fungsi kuadrat sebagai berikut:

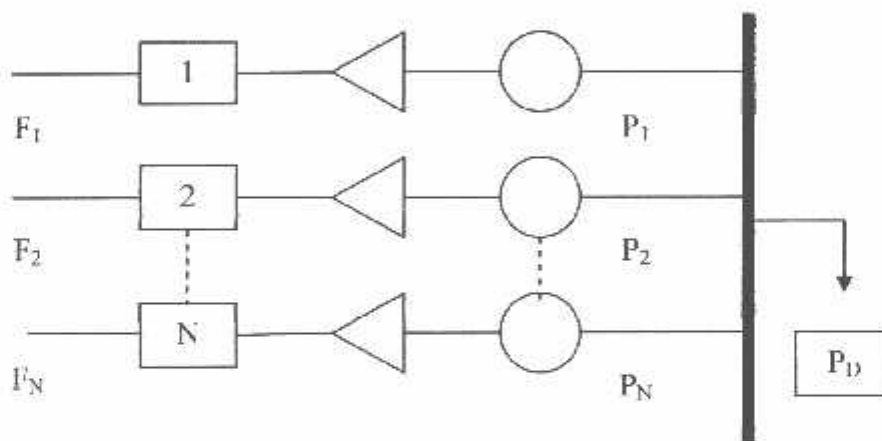
$$F_i(P_{it}) = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2 \dots\dots\dots (2.3)$$

Dimana : a_i, b_i, c_i = konstanta persamaan dari unit ke-i

P_{it} = daya keluaran dari unit ke-i pada jam t

2.3 Pembebanan Ekonomis Pembangkit Listrik

Pembebanan ekonomis atau *economic dispatch* adalah pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik, secara optimal dan ekonomis pada beban tertentu. Karena komponen terbesar dari biaya pembangkitan adalah biaya bahan bakar, maka pembebanan ekonomis dibatasi pada biaya bahan bakar. Oleh karena itu dengan dilakukannya *economic dispatch* berarti pula didapat biaya bahan bakar pembangkitan yang paling murah.



Gambar. 2.4 N unit pembangkit thermal melayani beban P_D ^[3]

Sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.4. Sistem ini memperlihatkan pembangkitan termal yang terdiri atas N buah unit yang dihubungkan pada sebuah bus bar untuk melayani total beban sebesar P_D . Masukan untuk setiap unit ke- i adalah F_i yang menyatakan tingkat biaya bahan bakar dari masing-masing unit, dan daya keluaran dari masing-masing unit P_i adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh tiap-tiap unit.

Biaya total F_T yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari tiap-tiap unit pembangkit. Dan batasan yang paling penting dari pengoperasian pembangkit termal tersebut adalah daya listrik yang dihasilkan harus sama dengan besarnya beban konsumen. Oleh karena setiap pembangkit tenaga listrik memikul beban yang selalu berubah setiap periode waktu tertentu, maka perhitungan pembebanan ekonomis dilakukan pada setiap harga beban tertentu. Penyelesaian pembebanan ekonomis dapat dilakukan dengan beberapa metode yang akan dibahas pada sub bab dibawah ini.

2.3.1 Penyelesaian Pembebanan Ekonomis (*Economic Dispatch*) Dengan Metode Pengali Lagrange

Sistem tenaga listrik dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi dapat dilihat pada gambar 2.4. Sistem ini memperlihatkan pembangkitan termal yang terdiri atas N buah unit yang dihubungkan pada sebuah bus bar untuk melayani total beban sebesar P_D . Masukan untuk setiap unit ke- i adalah F_i yang menyatakan tingkat biaya bahan bakar dari masing-masing unit, dan daya keluaran dari masing-masing unit P_i adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh tiap-tiap unit. Biaya total F_T yang ditanggung sistem adalah jumlah biaya dari tiap-tiap unit pembangkit. Dan batasan yang paling penting dari pengoperasian pembangkit termal tersebut adalah daya listrik yang dihasilkan harus sama dengan besarnya beban konsumen.

Secara matematis pernyataan diatas dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_N$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \dots\dots\dots (2.3)$$

Dan daya listrik yang dihasilkan oleh setiap unit untuk melayani beban total adalah:

$$P_D = \sum_{i=1}^N P_i \dots\dots\dots (2.4)$$

$$P_D - \sum_{i=1}^N P_i - \phi = 0 \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana: P_D = kebutuhan beban

P_i = jumlah daya yang dihasilkan.

Penyelesaian masalah optimasi ini dapat diselesaikan dengan metode yang menggunakan fungsi pengali lagrange:

$$\mathcal{E} = F_i + \lambda \phi$$

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^N P_i) \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana : λ : pengali lagrange

Untuk mencari harga optimal dari fungsi lagrange terhadap P_i , dapat diperoleh dengan operasi gradien dari persamaan lagrange sama dengan nol.

$$\nabla \mathcal{E} = 0$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda(0 - 1) = 0$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \dots\dots\dots (2.7)$$

Persamaan diatas menunjukkan bahwa distribusi atau pembagian beban yang optimal terjadi apabila semua unit pembangkit beroperasi pada laju pertambahan bahan bakar atau *Incremental Fuel Cost Characteristic* yang sama, ternyata nilainya sama dengan nilai λ . Kondisi optimal ini memerlukan persamaan-persamaan pembatas (constraints) agar keluaran (output) setiap unit pembangkit listrik harus lebih besar atau sama dengan keluaran minimum, lebih kecil atau sama dengan keluaran maksimum yang diijinkan.

Dari banyaknya N buah unit pembangkit listrik yang telah dibahas, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{ada N buah persamaan}$$

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} \quad \text{ada 2N buah pertidaksamaan}$$

$$P_D = \sum_{i=1}^N P_i \quad \text{ada 1 buah pembatas}$$

Batasan-batasan kesimpulan diatas dapat diperluas menjadi:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad \text{untuk } P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \leq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i \max}$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} \geq \lambda \quad \text{untuk } P_i = P_{i \min}$$

2.3.2 Penyelesaian Pembebanan Ekonomis (*Economic Dispatch (ED)*)

Dengan Metode Iterasi Lamda

Pada metode iterasi lamda (λ), lamda ditentukan dahulu yang kemudian harga keluaran dihitung untuk tiap-tiap unit pembangkit. Bila jumlah dari daya

keluaran tiap-tiap unit pembangkit tidak sama dengan besarnya beban sistem, maka dilakukan perhitungan kembali harga lamda berikutnya(λ^{k+1}). Bila input untuk yang pertama yang ditentukan menghasilkan menghasilkan daya output yang lebih rendah dari besarnya daya beban sistem, maka dapat dilakukan interpolasi. Atau dapat dilakukan penambahan untuk mendapatkan lamda berikutnya yang mendekati penyelesaian atau solusi sebenarnya, setelah dilakukan perhitungan pada beberapa kali iterasi.

2.3.3 Penyelesaian Pembebanan Ekonomis (*Economic Dispatch (ED)*) Dengan Metode Base Point dan Faktor Partisipasi^[4]

Pada metode ini dimisalkan telah dilakukan penyelesaian Economic Dispatch untuk suatu beban tertentu, kemudian dilakukan perhitungan ulang untuk beban yang baru, dengan partisipasi perubahan output pembangkit pada kondisi optimal yang baru.

Keadaan optimal awal digunakan sebagai dasar (base point) untuk perhitungan keadaan optimal yang baru. Pada awalnya sistem dengan beban tertentu dicapai keadaan optimal dengan harga lamda λ^0 . Bila kemudian beban berubah, maka akan diperoleh harga lamda pada keadaan optimal yang baru adalah $\lambda^0 + \Delta\lambda$.

2.4 Metode Dekomitmen Unit (*Unit Decommitment (UD)*)^[6]

Unit Decommitment awalnya digunakan sebagai basis dalam UC untuk menyelesaikan masalah penjadwalan pembangkit dalam suatu sistem. Pada penjadwalan awal, penyelesaian UC biasanya terjadi kelebihan batas *spinning*

BAB III

METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU (*UNIFIED UNIT DECOMMITMENT/UUD*)

Dalam bab ini akan dibahas suatu metode Dekomitmen Unit baru yang merupakan pengembangan dari metode UD terdahulu. Metode ini merupakan implementasi yang menirukan pendekatan LR dimana pengalinya diperoleh dari fase pembebanan ekonomis (*economic dispatch fase*), dan suatu metode UD yang dimanfaatkan sebagai suatu pengolahan lanjut untuk memperbaiki kualitas solusi dari algoritma UC. Dengan demikian metode ini merupakan suatu metode UD Terpadu (*Unified Unit Decommitment /UUD*). Diharapkan bahwa metode UD Terpadu ini akan lebih efisien dan sempurna daripada pendekatan LR atau metode UD.

Di dalam sub bab ini notasi standar berikut akan digunakan. Penambahan simbol-simbol akan diperkenalkan jika diperlukan.

- i = indeks untuk jumlah unit-unit, $i = 1, \dots, I$;
- t = indeks untuk waktu, $t = 0, \dots, T$;
- k = indeks untuk iterasi decommitment;
- u_{it} = variabel keputusan 0 - 1 yang menandakan apakah unit i on atau off di dalam periode waktu t ;
- χ_{it} = variabel keadaan yang menandakan panjangnya waktu bahwa unit i telah on atau off dalam periode waktu t ;
- $t_i^{on} [t_i^{off}]$ = jumlah minimum periode unit i yang harus tetap on [off] setelah unit tersebut telah dinyalakan [dimatikan];

t_i^{cold} = jumlah periode yang diperlukan untuk mendinginkan *boiler* dari unit i ;

p_{it} = variabel keadaan yang menandakan banyaknya daya unit i yang dibangkitkan dalam periode waktu t ;

$p_i^{min} [p_i^{max}]$ = daya minimum [maksimum] yang diizinkan dari unit i ;

r_i^{max} = cadangan maksimum untuk unit i ;

$r_i(p_{it}) \equiv \min(r_i^{max}, p_i^{max} - p_{it})$ = cadangan yang tersedia dari unit i dalam waktu periode t ;

$C_i(p_{it})$ = biaya bahan bakar untuk mengoperasikan unit i pada level output p_{it} dalam periode waktu t ;

$S_i(\chi_{i,t-1}, u_{it}, u_{i,t-1})$ = biaya startup yang berhubungan dengan penyalaan unit i pada awal periode waktu t ;

D_t = ramalan permintaan beban dalam periode waktu t ;

R_t = kebutuhan cadangan berputar dalam periode waktu t ;

$\tilde{\Theta}_m^k$ = total biaya pembangkitan (meliputi biaya bahan bakar dan biaya start up) dari unit m pada iterasi ke- k dari jadwal yang layak $(\tilde{u}^k, \tilde{p}^k)$, $m = 1, \dots, I$;

Θ_m^k = nilai objektif yang optimal dari pemecahan (P_m^k) yang berhubungan dengan solusi yang layak $(\tilde{u}^k, \tilde{p}^k)$;

3.1 Pembebanan Ekonomi Cadangan Terbatas / *Reserve-Constrained Economic Dispatch (RCED)*^{[1],[2]}

Pembebanan ekonomis (ED) adalah suatu masalah mengalokasikan beban sistem diantara unit-unit pembangkit yang on-line dengan memenuhi kendala-kendala untuk menentukan $\tilde{p} = \{\tilde{p}_u\}$ yang sesuai (variabel-variabel ditandai dengan suatu superscript *tilde* (gelombang) yang menunjukkan perwujudan yang tetap dari variabel-variabel terkait). Jika batasan cadangan berputar tidak dipertimbangkan, pada setiap waktu t masalah ED merupakan suatu masalah alokasi sumber daya/*Resource Allocation (RA)* konvensional. Di dalam skripsi ini, akan digunakan “metode *equal-Lambda*” untuk mengacu pada suatu metode yang memecahkan masalah ED tipe-RA menggunakan pendekatan ganda. Dengan kehadiran dari batasan cadangan, masalahnya adalah suatu pembebanan ekonomis cadangan-terbatas (RCED). Masalah RCED dalam waktu t tersebut dinyatakan dengan

$$(RCED)rced(\tilde{J}_t, t) = \min \sum_{i \in \tilde{J}_t} C_i(p_u) \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

$$\sum_{i \in \tilde{J}_t} p_u = D_t \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

$$\sum_{i \in \tilde{J}_t} r_u(p_u) \geq R_t \}, \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}, \quad \forall i \in \tilde{J}_t \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

dimana J adalah indeks beberapa unit yang ditetapkan berdasarkan komitmen yang layak.

Juga menganggap $\tilde{p} = \{\tilde{p}_u\}$ menyelesaikan $rced(\tilde{J}_t, t)$, jika ada solusinya. Solusi dari $RCED$ ada, jika dan hanya jika, kondisi-kondisi berikut ini berlaku :

$$\sum_{i \in J_t} p_i^{\min} \leq D_t \leq \sum_{i \in J_t} p_i^{\max} - R_t, \dots\dots\dots (3.5a)$$

$$\sum_{i \in J_t} r_i^{\max} \geq R_t, \dots\dots\dots (3.5b)$$

Pada awalnya diberikan suatu komitmen $\tilde{u}$, selanjutnya diasumsikan $\{\tilde{p}_u\}$ adalah suatu solusi yang optimal dari $RCED$. Kemudian didalamnya terdapat $\tilde{\Omega}_t$ dan $\tilde{\Lambda}_t$, dua subset yang satu terhadap satu saling eksklusif dan melengkapi dari $\tilde{J}_t$:

$$\tilde{\Omega}_t \cup \tilde{\Lambda}_t = \tilde{J}_t \text{ dan } \tilde{\Omega}_t \cap \tilde{\Lambda}_t = \phi,$$

dan pengali *Lagrange* $\tilde{\lambda}_t, \tilde{\alpha}_t, \tilde{\mu}_t, t = 1, \dots, T$, sehingga, untuk $\forall i \in \tilde{\Omega}_t$:

$$C'_i(\tilde{p}_u) = \tilde{\alpha}_t, \text{ untuk } p_i^{\max} - r_i^{\max} < \tilde{p}_u < p_i^{\max} \dots\dots\dots (3.6a)$$

$$C'_i(\tilde{p}_u) \leq \tilde{\alpha}_t, \text{ untuk } \tilde{p}_u = p_i^{\max} \dots\dots\dots (3.6b)$$

dan untuk $\forall i \in \tilde{\Lambda}_t$:

$$C'_i(\tilde{p}_u) = \tilde{\lambda}_t, \text{ untuk } p_i^{\min} < \tilde{p}_u < p_i^{\max} - r_i^{\max} \dots\dots\dots (3.7a)$$

$$C'_i(\tilde{p}_u) \leq \tilde{\lambda}_t, \text{ untuk } \tilde{p}_u = p_i^{\max} - r_i^{\max} \dots\dots\dots (3.7b)$$

$$C'_i(\tilde{p}_u) \geq \tilde{\lambda}_t, \text{ untuk } \tilde{p}_u = p_i^{\min} \dots\dots\dots (3.7c)$$

dengan

$$\tilde{\mu}_t (\sum_{i \in J_t} \min(p_i^{\max} - \tilde{p}_u, r_i^{\max}) - R_t) = 0 \dots\dots\dots (3.8)$$

$$\tilde{\mu}_t = \tilde{\lambda}_t - \tilde{\alpha}_t \dots\dots\dots (3.9)$$

$$\tilde{\lambda}_i \geq 0; \tilde{\alpha}_i \geq 0; \tilde{\mu}_i \geq 0, \dots\dots\dots (3.10)$$

untuk $i = 1, \dots, T$.

Lagrangian dari RCED dapat dinyatakan sebagai :

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(p, \lambda, \mu, \xi, \zeta) = & \sum_{i \in J_t} C_i(p_{it}) + \lambda_t (D_t - \sum_{i \in J_t} p_{it}) + \mu_t \left[R_t - \sum_{i \in \tilde{\Omega}_t} (p_i^{\max} - p_{it}) - \sum_{i \in \tilde{\Lambda}_t} r_i^{\max} \right] \\ & + \xi_t (p_{it} - p_i^{\max}) + \zeta_t (p_i^{\min} - p_{it}) \dots\dots\dots (3.11) \end{aligned}$$

dimana :

$$\tilde{\Omega}_t = \{i \mid \tilde{p}_{it} > p_i^{\max} - r_i^{\max}\}$$

$$\tilde{\Lambda}_t = \{i \mid \tilde{p}_{it} \leq p_i^{\max} - r_i^{\max}\}$$

sehingga

$$\tilde{\Omega}_t \cup \tilde{\Lambda}_t = \tilde{J}_t.$$

Pada saat $\{\tilde{p}_{it}\}$ adalah solusi RCED yang optimal, keberadaannya dihubungkan

dengan pengali non-negatif $\tilde{\lambda}, \tilde{\mu}, \tilde{\xi}, \tilde{\zeta}$, sehingga :

$$0 = \partial \mathcal{L} / \partial p_{it}(\tilde{p}, \tilde{\lambda}, \tilde{\mu}, \tilde{\xi});$$

karenanya,

$$0 = \begin{cases} C'_i(\tilde{p}_{it}) - \tilde{\lambda}_t + \tilde{\mu}_t + \tilde{\xi}_t - \tilde{\zeta}_t, & \text{jika } i \in \tilde{\Omega}_t, \\ C'_i(\tilde{p}_{it}) - \tilde{\lambda}_t + \tilde{\xi}_t - \tilde{\zeta}_t, & \text{jika } i \in \tilde{\Lambda}_t, \end{cases} \dots\dots\dots (3.12)$$

Perhatikan bahwa sedikitnya salah satu dari $\tilde{\xi}_t$ dan $\tilde{\zeta}_t$ harus sama dengan

0, tergantung pada apakah $\tilde{p}_{it} \neq p_i^{\min}$ atau $\tilde{p}_{it} \neq p_i^{\max}$ yang terjadi lebih dulu,

secara berurutan. Biarkan :

$$\tilde{\alpha}_t = \tilde{\lambda}_t - \tilde{\mu}_t;$$

Suatu cara untuk menginterpretasikan sebuah kondisi yang optimal yaitu dengan membagi unit-unit menjadi dua kategori : $\tilde{\Lambda}_i$ adalah kelompok unit-unit pembangkit dengan cadangan yang murah tapi merupakan dengan biaya pembangkitan yang mahal, dan $\tilde{\Omega}_i$ adalah kelompok unit-unit pembangkit selebihnya (sisanya).

Kemudian diperoleh metode *equal-Lambda* yang selanjutnya dimodifikasi untuk menyelesaikan RCED. Pada awalnya, atur lamda sama dengan nol; semua unit membangkitkan tenaga listrik pada daya minimumnya dihitung,

$$\tilde{p}_i = p_i^{\min}, \quad i \in \tilde{J}_i.$$

Sistem akan memiliki cadangan yang berlebihan, tetapi yang dibangkitkan dibawah kebutuhan. Peningkatan lamda secara berangsur-angsur akan menaikkan pembangkitan dan menurunkan cadangan sistem secara bersamaan. Biarkan lamda bertambah secara berangsur-angsur sampai salah satu dari batasan permintaan atau batasan cadangan dipenuhi, yang mana saja yang terjadi lebih dulu. Dalam posisi ini, asumsikan bahwa $\{\tilde{p}_i\}$ adalah unit pembangkit yang sesuai. Ada dua kasus :

- Kasus 1: Batasan Permintaan yang dipenuhi lebih dulu. Hal ini sama dengan suatu sistem yang memiliki cadangan yang berlebihan. Biarkan :

$$\tilde{\Omega}_i = \{i \mid \tilde{p}_i > p_i^{\max} - r_i^{\max}\}, \quad \tilde{\Lambda}_i = \{i \mid \tilde{p}_i \leq p_i^{\max} - r_i^{\max}\}$$

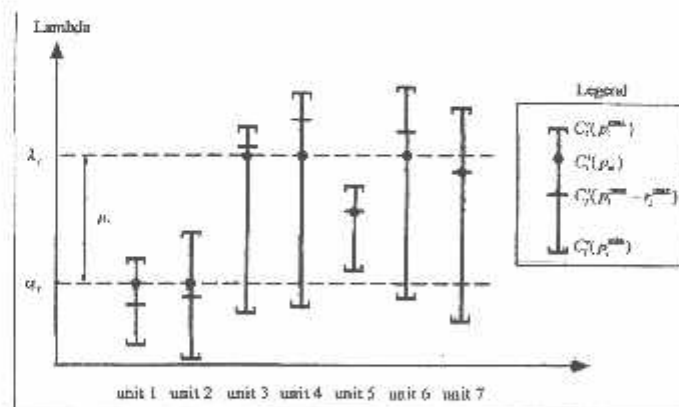
menandai harga lamda dengan $\tilde{\lambda}_i$. Dengan persamaan (3.8) maka $\tilde{\mu}_i = 0$,

dan $\tilde{\alpha}_i = \tilde{\lambda}_i$.

- Kasus 2: Persamaan Batasan Cadangan yang dipenuhi lebih dulu, menandai harga lamda dengan $\tilde{\alpha}_i$. Berlaku $\tilde{\Omega}_i$ dan $\tilde{\Lambda}_i$ seperti pada

Kasus 1. Untuk mempengaruhi beberapa pembangkit supaya memenuhi batasan permintaan bersamaan dengan pemeliharaan cadangannya, pembangkit-pembangkit dari unit-unit dalam kelompok $\tilde{\Omega}_i$, seharusnya tetap diperbaiki dan hanya pembangkit-pembangkit dari unit-unit dalam kelompok $\tilde{\Lambda}_i$, ditambah dengan kenaikan lamda, sampai batasan permintaan dipenuhi. Perhatikan bahwa selama iterasi lamda yang diterapkan pada unit-unit dalam kelompok $\tilde{\Lambda}_i$, daya unit-unit dalam kelompok $\tilde{\Lambda}_i$ dibatasi lebih lanjut oleh $p_i^{\max} - r_i^{\max}$ dalam rangka memelihara cadangan. Menandai harga akhir lamda dengan $\tilde{\lambda}_i$. Dengan definisi,

$$\tilde{\mu}_i = \tilde{\lambda}_i - \tilde{\alpha}_i \geq 0.$$



Gambar.3.1 Ilustrasi metode *equal-lambda* yang dimodifikasi¹¹⁾

Pada Gbr.3.1, suatu ilustrasi metode *equal-lambda* yang dimodifikasi (Kasus 2) diperlihatkan. Tujuh unit dipertimbangkan. Untuk masing-masing unit, poros p_{it} yang ditekan dan hanya poros $C''(p_{it})$ yang ditunjukkan, karena keduanya saling berkaitan satu terhadap satu. Apabila lamda dinaikkan secara berangsur-angsur dari 0 sampai α_i ,

persamaan batasan cadangan dipenuhi lebih dulu. Unit 1 dan 2 termasuk kelompok $\tilde{\Omega}_i$, dan unit-unit lainnya di dalam kelompok $\tilde{\Lambda}_i$. Untuk unit-unit dalam kelompok $\tilde{\Lambda}_i$, harga lamda dinaikkan terus sampai mencapai λ_i . Karena batas atas dari daya pembangkit unit $i \in \tilde{\Lambda}_i$ telah diturunkan menjadi $p_i^{\max} - r_i^{\max}$, meskipun $\lambda_i > C'_i(p_i^{\max} - r_i^{\max})$, unit 4 dan 7 masih membangkitkan di tingkatan $p_i^{\max} - r_i^{\max}$.

3.2 Metode Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment*)^[1]

Selanjutnya akan disertakan batasan fisik lainnya dan menghadirkan masalah peningkatan jadwal suatu unit yang optimal dengan *decommitment*. Hal ini pada periode waktu tersebut, ketika unit tersebut sudah *offline*, unit tersebut tetap *offline*. Unit tersebut bisa saja dimatikan dalam beberapa periode *online* hanya jika dengan melakukannya dapat menghasilkan penghematan biaya dan tidak menyebabkan ketidaklayakan masalah. Sementara dilakukan peningkatan jadwal suatu unit, sebut saja jadwal unit j , dengan *decommitment*, *commitment* unit-unit lainnya tetap dipertahankan. Perumusannya sebagai berikut:

$$(P_j) = \min \sum_{t=1}^T [C_j(\tilde{p}_j)u_j + (\tilde{\lambda}_j \tilde{p}_j + \tilde{\mu}_j r_j(\tilde{p}_j))(1 - u_j) + S_j(u, t)] \dots\dots (3.13)$$

dengan ketentuan :

$$u_j = \begin{cases} 0, & \text{jika } \tilde{u}_j = 0, \\ 1, & \text{jika } \tilde{u}_j = 1 \text{ dan perpindahan } j \text{ dari } \tilde{J}_j \text{ akan} \\ & \text{mengakibatkan pelanggaran dari batasan solusi} \\ & \text{RCED,} \\ 0 \text{ atau } 1, & \text{cara lainnya,} \end{cases}$$

dan tergantung pada *minimum uptime*, batasan *downtime* dan kondisi awal untuk unit j .

Perhatikan bahwa di dalam (3.13), u_{jt} dan $1-u_{jt}$ merupakan dua keputusan bersama yang eksklusif. Jika unit j siap *online* dalam waktu t ($u_{jt} = 1$), biaya pembangkitannya adalah $C_j(\tilde{p}_{jt})$; jika unit j di-dekomitmen-kan, peningkatan biaya unit-unit yang lainnya didekati oleh $\tilde{\lambda}_t \tilde{p}_{jt} + \tilde{\mu}_t r_j(\tilde{p}_{jt})$. Biaya *startup* dari unit j yang dikenakan kapan saja bisa diterapkan. (P_j) adalah masalah *integer programming* dan dapat diselesaikan menggunakan persamaan berulang *recursive dynamic programming* berikut ini:

$$F(u_{jT}, x_{jT}) = 0, \dots \dots \dots (3.14a)$$

$$F(u_{jt}, x_{jt}) = \min_{(u_{j,t+1}, x_{j,t+1}) \in W_j} [C_j(\tilde{p}_{jt})u_{jt} + (\tilde{\lambda}_t \tilde{p}_{jt} + \tilde{\mu}_t r_j(\tilde{p}_{jt}))(1-u_{jt}) + S_j(u, t) + F(u_{j,t+1}, x_{j,t+1})] \\ t = 0, \dots, T-1, \dots \dots \dots (3.14b)$$

dimana ruang keputusan W_j diberikan oleh

$$W_j = \{(1, x_+) | 1 \leq x_+ \leq t_j^{on}, x_+ \in Z\} \cup \{(0, x_-) | -1 \geq x_- \geq -t_j^{cold}, x_- \in Z\} \dots \dots \dots (3.15)$$

Solusi optimal (P_j) diperoleh dari tahap terakhir algoritma *dynamic programming* sebagai $F(\tilde{u}_{j0}, \tilde{x}_{j0})$. Pada hubungan keadaan yang berulang di atas, $F(u_{jt}, x_{jt})$ dikenal sebagai *cost-to-go* (biaya ke depan) dan menandai biaya optimal untuk sisa periode t , $t = 0, \dots, T-1$. Dalam skripsi ini, solusi dari (P_j) disebut komitmen sementara (*tentative commitment*) dari unit j .

Metode UD pada awalnya diusulkan untuk digunakan sebagai suatu pengolahan lanjut (*postprocessing*) untuk memperbaiki kualitas solusi dari metode-metode UC yang ada. Oleh karena itu, metode tersebut dimulai dengan

suatu solusi awal yang mungkin dari masalah UC. Pada awalnya sebanyak unit yang mungkin dinyalakan dalam setiap jam tanpa pelanggaran batasan minimum *uptime* dan *downtime*. Suatu algoritma secara skematik yang menguraikan pelaksanaan prosedur dikenal sebagai Algoritma UD Terpadu yang dicantumkan di bawah ini :

Algoritma UD Terpadu untuk Penyelesaian UC:

Data. $\tilde{u}_{i0}$ dan $\tilde{x}_{i0}$ diberikan untuk $\forall i$.

Langkah 0. Atur $i \leftarrow 1$.

Langkah 1. Jika $i > I$, menuju ke Langkah 4 dan $\tilde{u}$ adalah *commitment* awal. Jika tidak, atur $t \leftarrow 1$ dan pergi ke Langkah 2.

Langkah 2. Bila $t > T$, atur $i \leftarrow i+1$ dan pergi ke Langkah 1. Sebaliknya, atur

$$\tilde{u}_t = \begin{cases} 0, & \text{jika } -1 \geq \tilde{x}_{t,t-1} > -t_i^{off}, \\ 1, & \text{sebaliknya,} \end{cases}$$

$$\tilde{x}_t = \begin{cases} \min[t_i^{on}, \max(x_{t,t-1}, 0) + 1], & \text{jika } \tilde{u}_t = 1, \\ \max[-t_i^{cold}, \min(x_{t,t-1}, 0) - 1], & \text{jika } \tilde{u}_t = 0. \end{cases}$$

Langkah 3. Atur $t \leftarrow t + 1$, menuju ke Langkah 2.

Langkah 4. Terapkan prosedur RCED berkenaan dengan $\tilde{u}$ untuk memperoleh $\tilde{p}$.

Langkah 5. Terapkan algoritma UD berkenaan dengan $(\tilde{u}, \tilde{p})$.

Di dalam algoritma tersebut, kesimpulan antara Langkah 1 dan Langkah 3 adalah menjalankan unit sebanyak mungkin pada setiap jam. Namun, *commitment* yang demikian cenderung melanggar yang disebut kondisi beban minimum.

Dengan kata lain, fase RCED dalam Langkah 4 dari algoritma UD bisa jadi tidak layak. Karena RCED juga merupakan suatu sub-rutin yang diperlukan pada setiap iterasi algoritma UD yang dinyatakan dalam Langkah 5 dari algoritma tersebut, kita juga perlu memperluas sub-rutin RCED untuk menangani kasus-kasus dimana kondisi beban minimum tidak dipenuhi.

Suatu modifikasi yang mungkin adalah membebani generator yang *online* agar supaya menyamakan biaya marginal ke tingkatan yang mungkin, bahkan jika kondisi beban minimum tidak dipenuhi. Yaitu ketika

$$\sum_{i \in J_t} p_i^{\min} > D_t, \dots\dots\dots (3.16)$$

semua unit yang *online* dibebani pada daya minimum, masing-masing,

$$\tilde{p}_i \leftarrow p_i^{\min}, \quad \forall i, \dots\dots\dots (3.17a)$$

dan lamda yang sesuai adalah biaya marginal minimum dari pembebanan yang terkait dalam (2.24a),

$$\tilde{\lambda}_i = \tilde{\alpha}_i \leftarrow \min_{i \in J_t} C'(p_i^{\min}), \dots\dots\dots (3.17b)$$

$$\tilde{\mu}_i = \tilde{\lambda}_i - \tilde{\alpha}_i \leftarrow 0. \quad \dots\dots\dots (3.17c)$$

Hal ini dapat dipandang sebagai Kasus 1 didalam metode *equal-lambda* yang dimodifikasi. Meskipun demikian batasan permintaan persisnya tidak dipenuhi, tetapi batasan permintaan dipenuhi sedekat mungkin. Dalam kasus ini, $\tilde{\Omega}_t = 0$ dan $\tilde{\Lambda}_t = \{1, 2, \dots, I\}$.

Walaupun metode UD dimulai dengan suatu solusi awal yang layak dari masalah UC, algoritma UD Terpadu, yang menggunakan prosedur RCED yang dimodifikasi, tidak akan selalu menghasilkan suatu jadwal yang layak pada

mulanya. Modifikasi yang diberikan di (3.17) dalam fase RCED di atas berdasarkan pada harapan dengan berjalannya prosedur *decommitment*, *commitment* yang diperoleh pada akhirnya akan memenuhi kondisi beban minimum, dengan demikian menghasilkan suatu jadwal yang layak. Sementara itu didalam teori memperoleh suatu solusi yang layak dari masalah UC adalah suatu masalah yang sulit, yang merupakan tugas yang relatif mudah didalam kejadian dunia nyata dari masalah tersebut. Algoritma UD Terpadu, dengan modifikasi yang diberikan di (3.17) dalam fase RCED, berakhir dengan iterasi I , dimana I adalah jumlah unit.

3.3 Informasi Pendukung Perhitungan Biaya

Pada sub bab ini akan diberikan beberapa informasi pendukung mengenai perhitungan biaya pembangkitan yang meliputi biaya bahan bakar dan biaya Start Up (biaya hot start dan biaya cold start).

a. Biaya bahan bakar.

Koefisien biaya bahan bakar diperoleh dari hasil perhitungan dengan menggunakan data-data yang terdapat pada Lampiran I–III. Sedangkan besar daya keluaran per jam pada tiap unit pembangkit diperoleh dari data-data yang terdapat pada Lampiran IV–XVII. Harga bahan bakar per satuan diperoleh dari data-data pada Lampiran XXI.

b. Biaya start up, terdiri dari biaya hot start dan biaya cold start.

Biaya start up merupakan penjumlahan dari biaya listrik, biaya bahan bakar, biaya kimia dan air, serta biaya hot part (Lampiran XVIII). Sedangkan harga listrik per kWh diperoleh dari data pada Lampiran

XIX. Harga bahan bakar per satuan diperoleh dari data-data pada Lampiran XXI.

3.4 Algoritma Program

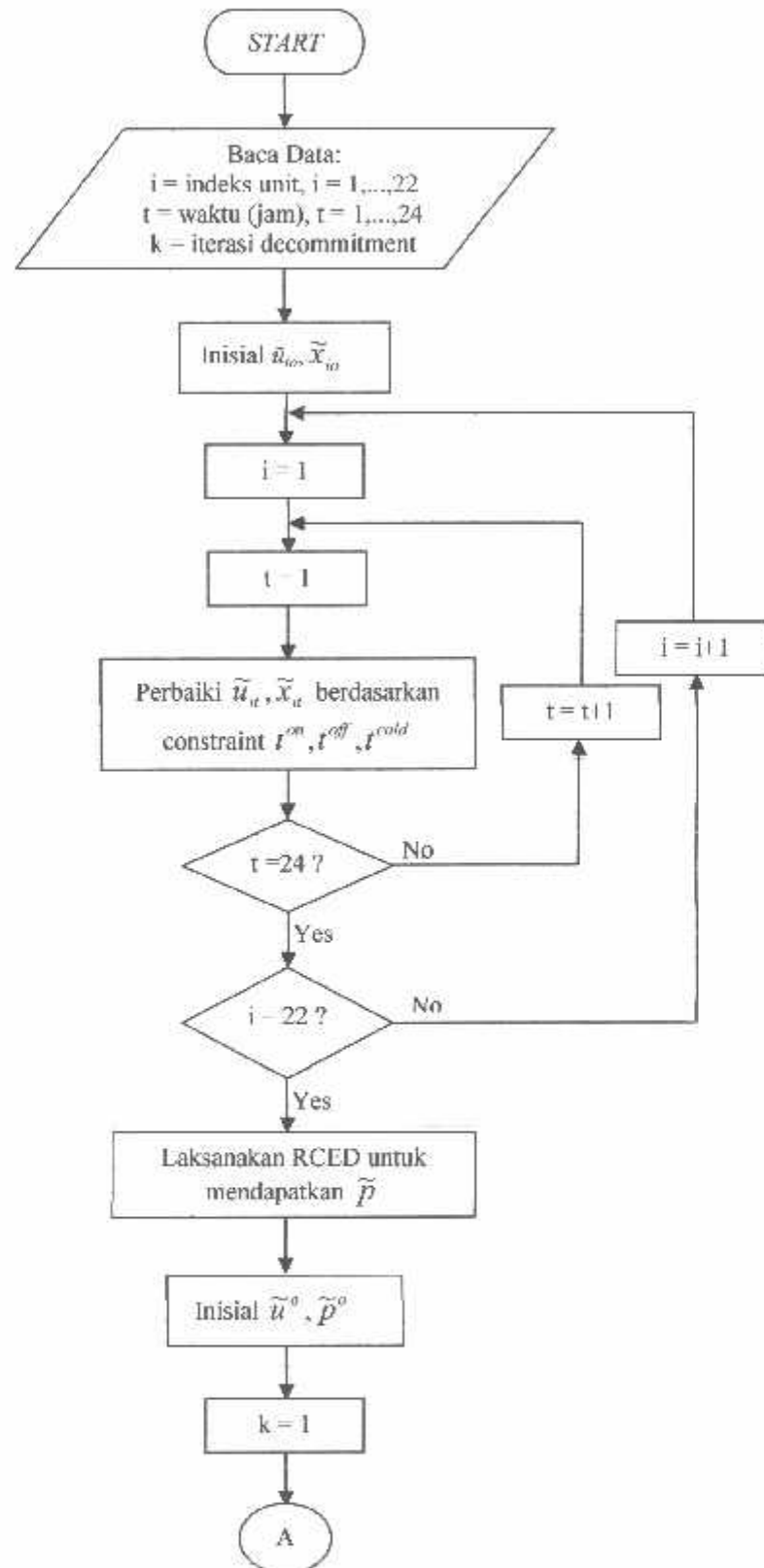
Urutan langkah-langkah dalam program komputer yang digunakan ini dapat dilihat pada algoritma program berikut :

Algoritma UD Terpadu untuk Penyelesaian UC:

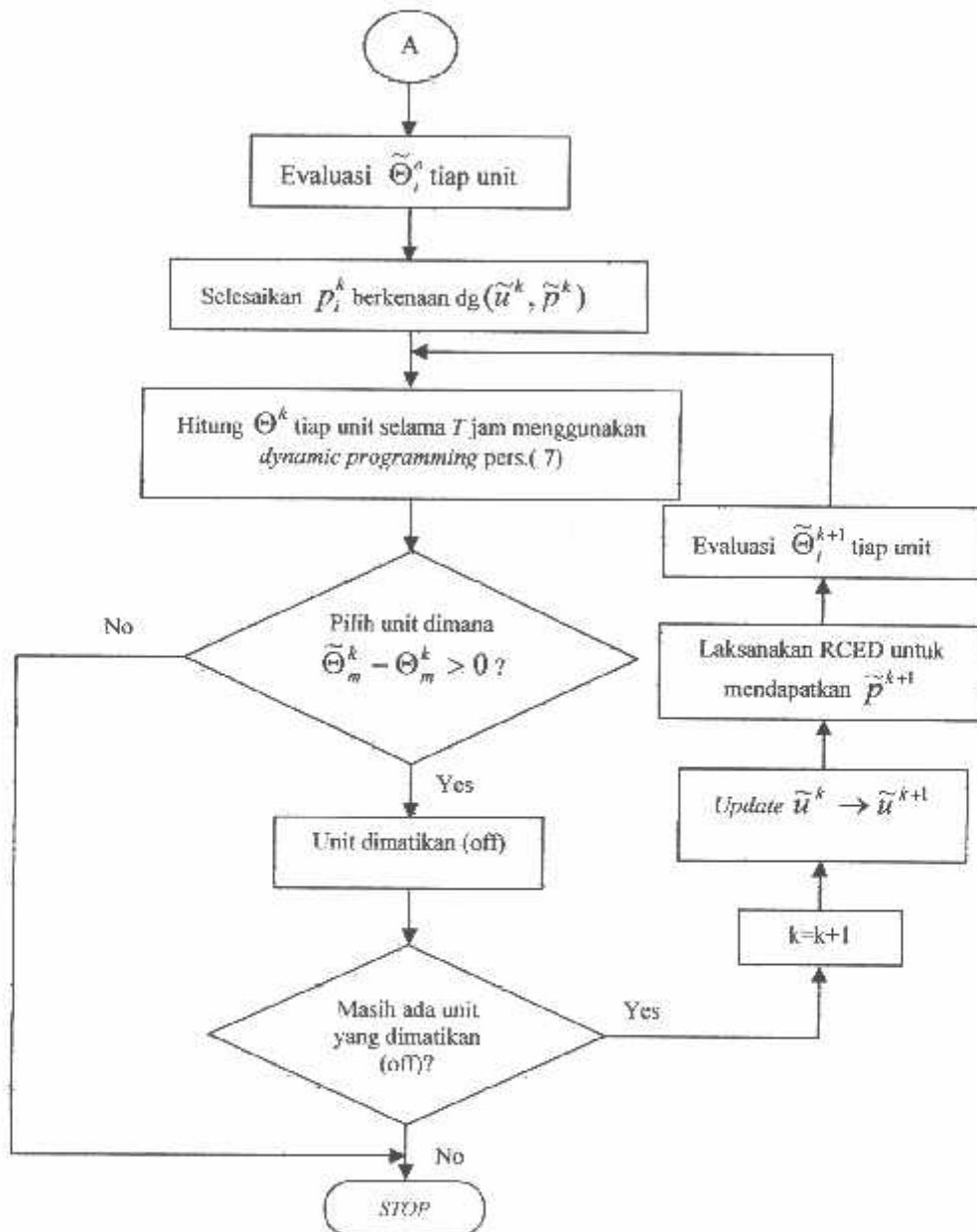
- Langkah 1. Baca data $\tilde{u}_{i0}$ dan $\tilde{x}_{i0}$ yang diberikan untuk $\forall i$.
- Langkah 2. Atur $i \rightarrow 1$, dimana unit yang dipilih awalnya adalah unit ke-1.
- Langkah 3. Atur $t \rightarrow 1$, dimana proses ini akan dimulai dari jam ke-1.
- Langkah 4. Perbaiki $\tilde{u}_{i0}$ dan $\tilde{x}_{i0}$ berdasarkan batasan – batasan t^{on} , t^{off} , t^{cold} .
- Langkah 5. Bila $t > T$, pergi ke Langkah 6. Sebaliknya, atur $t \rightarrow t + 1$ kemudian menuju ke Langkah 3 dan atur
- $$\tilde{u}_u = \begin{cases} 0, & \text{jika } -1 \geq \tilde{x}_{i,t-1} > -t_i^{off}, \\ 1, & \text{sebaliknya,} \end{cases}$$
- $$\tilde{x}_u = \begin{cases} \min[t_i^{on}, \max(x_{i,t-1}, 0) + 1], & \text{jika } \tilde{u}_u = 1, \\ \max[-t_i^{cold}, \min(x_{i,t-1}, 0) - 1], & \text{jika } \tilde{u}_u = 0. \end{cases}$$
- Langkah 6. Jika $i > I$, menuju ke Langkah 7 dan $\tilde{u}$ adalah *commitment* awal. Jika tidak, atur $i \rightarrow i + 1$ dan pergi ke Langkah 2.
- Langkah 7. Terapkan prosedur RCED berkenaan dengan $\tilde{u}$ untuk memperoleh $\tilde{p}$.
- Langkah 8. Terapkan algoritma UD berkenaan dengan $(\tilde{u}, \tilde{p})$.

Algoritma UD

- Langkah 1. Baca data berupa solusi yang mungkin $(\tilde{u}^0, \tilde{p}^0)$ diberikan.
- Langkah 2. Atur $k \rightarrow 1$, dimana proses iterasi dimulai.
- Langkah 3. Evaluasi $\tilde{\Theta}_i^k, i = 1, \dots, I$.
- Langkah 3. Selesaikan (P_i^k) berkenaan dengan $(\tilde{u}^k, \tilde{p}^k)$
- Langkah 4. Hitung Θ_i^k untuk semua unit $i = 1, \dots, I$ selama T jam.
- Langkah 5. Pilih sebuah unit m sehingga $\tilde{\Theta}_m^k - \Theta_m^k > 0$. Jika tidak ada unit seperti itu, berhenti; bila ada unit di-decommit.
- Langkah 6. Pilih unit dengan total biaya pembangkitan paling mahal. Jika tidak ada, berhenti; bila ada atur $k \rightarrow k + 1$.
- Langkah 7. Perbaharui *commitment* unit m di dalam $\tilde{u}^k$ dengan *tentative commitment* yang diperoleh didalam (P_m^k) . *Unit commitment* yang diperoleh tersebut ditetapkan menjadi $\tilde{u}^{k+1}$.
- Langkah 8. Laksanakan RCED pada $\tilde{u}^{k+1}$ untuk memperoleh $\tilde{p}^{k+1}$.
- Langkah 9. Evaluasi $\tilde{\Theta}_i^{k+1}$, total biaya pembangkitan dari unit $i, i = 1, \dots, I$. Kemudian menuju Langkah 3.



Gambar 3.2(a) Flowchart Algoritma Program



Gambar 3.2(b) Flowchart Algoritma Program

BAB IV
PENERAPAN METODE DEKOMITMEN UNIT TERPADU
PADA PT. PLN REGION 4

4.1. Pendahuluan

Dalam menjalankan tugasnya sebagai penyedia kebutuhan akan energi listrik bagi masyarakat luas, PT. PLN Region 4 dituntut untuk memberikan pelayanan yang memuaskan. Disamping itu juga harus memenuhi tujuan lainnya sebagai perusahaan yang bergerak di bidang jasa yaitu untuk mendapatkan keuntungan finansial.

PT. PLN Region 4 dalam usaha menyelenggarakan usaha ketenagalistrikan berdasarkan prinsip industri dalam perniagaan yang sehat, dituntut mampu bersaing dan mampu memanfaatkan sebesar-besarnya peluang pasar dalam bidang tenaga listrik. Dalam suasana kompetitif tersebut PT. PLN Region 4 harus menjaga efisiensi dan keandalan operasional penyediaan tenaga listrik dari pembangkit-pembangkit yang dimilikinya.

Dengan demikian merupakan suatu keharusan bagi seluruh jajaran PT. PLN Region 4 agar selalu berupaya untuk meningkatkan kondisi penyediaan tenaga listrik dari pembangkitan agar lebih ekonomis, bermutu dan didukung keandalan yang tinggi.

4.2. Program Komputer Metode Dekomitmen Unit Terpadu

Dalam pemecahan masalah komitmen unit digunakan bantuan program komputer yang bertujuan untuk mempercepat proses perhitungan dengan tingkat ketelitian yang tinggi dan sering melibatkan iterasi yang membutuhkan waktu

lama bila dikerjakan secara manual. Adapun program komputer yang digunakan adalah bahasa program *Borland Delphi 7.0*, yang merupakan bahasa pemrograman terstruktur yang relatif mudah untuk dipelajari dan mudah dalam penggunaannya.

4.3. Uji Validasi Program

Sebelum melakukan komputasi program, terlebih dahulu dilakukan pengujian validasi program dengan cara berpedoman pada jurnal *Tseng, C.-L., Li, C.-A., Oren, S. S., "Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommitment Method", Journal of Optimization Theory and Applications, Vol. 105, No. 3, pp. 707-730, 2000.*, yaitu dengan cara membandingkan hasil akhir dari dua program metode Lagrangian Relaksasi (LR) dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu (UUD). Metode LR sendiri dipilih sebagai bahan pembanding untuk memperoleh nilai validasi program karena pada dasarnya metode UUD dipandang sebagai implementasi dari pendekatan LR dimana jumlah iterasinya dibatasi oleh jumlah unit. Metode LR yang digunakan disini merupakan pengembangan metode LR yaitu metode *Enhanced Adaptive Lagrangian Relaxation (EALR)*. Adapun data yang digunakan untuk uji validasi merupakan data yang sama pada kedua program tersebut yaitu data parameter unit pembangkit termal pada bulan Agustus 2002 sebagai berikut :

Tabel 4.1
Data Unit Termal Pada PT. PLN PJB
Agustus 2002

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
				Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Paiton 1	Coal	400	225	370	72	48	17	4
2	PLTU Paiton 2	Coal	400	225	370	72	48	17	4
3	PLTGU Gresik GT. 1.1	Gas	112	53	102	36	10	1	0
4	PLTGU Gresik GT. 1.2	Gas	112	53	102	36	10	1	0
5	PLTGU Gresik GT. 1.3	Gas	112	53	102	36	10	1	0
6	PLTGU Gresik ST. 1.0	Gas	189	250	480	36	10	3	1
7	PLTGU Gresik GT. 2.1	Gas	112	53	102	36	10	1	0
8	PLTGU Gresik GT. 2.2	Gas	112	53	102	36	10	1	0
9	PLTGU Gresik GT. 2.3	Gas	112	53	102	36	10	1	0
10	PLTGU Gresik ST. 2.0	Gas	189	250	480	36	10	3	1
11	PLTGU Gresik GT. 3.1	Gas	112	53	102	36	10	1	0
12	PLTGU Gresik GT. 3.2	Gas	112	53	102	36	10	1	0
13	PLTGU Gresik GT. 3.3	Gas	112	53	102	36	10	1	0
14	PLTGU Gresik ST 3.0	Gas	189	250	480	36	10	3	1
15	PLTU Gresik 1	Gas	100	43	85	48	10	9	1
16	PLTU Gresik 2	Gas	100	43	85	48	10	9	1
17	PLTU Gresik 3	Gas	200	90	175	48	10	9	2
18	PLTU Gresik 4	Gas	200	90	175	48	10	9	2
19	PLTG Gresik 1	Gas	20	5	16	3	1	1	0
20	PLTG Gresik 2	Gas	20	5	16	3	1	1	0
21	PLTG Gilimuntur 1	HSD	20	5	16	3	1	1	0
22	PLTG Gilimuntur 2	HSD	20	5	16	3	1	1	0
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	Gas	107	50	95	36	10	1	0
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	Gas	107	50	95	36	10	1	0
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	Gas	107	50	95	36	10	1	0
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	Gas	187	300	465	36	10	3	1
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	HSD	140	72	138	36	10	0	0
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	HSD	140	72	138	36	10	0	0
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	HSD	140	72	138	36	10	0	0
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	HSD	140	72	138	36	10	0	0
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	HSD	140	72	138	36	10	0	0
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	HSD	188	162	202	36	10	3	1
33	PLTU M. Karang 1	MFO	100	44	85	48	10	6	1
34	PLTU M. Karang 2	MFO	100	44	85	48	10	6	1
35	PLTU M. Karang 3	MFO	100	44	85	48	10	6	1
36	PLTU M. Karang 4	Gas	200	90	165	48	10	10	2
37	PLTU M. Karang 5	Gas	200	90	165	48	10	10	2

Sumber : Power Plant Data Sheet, Agustus 2002 PT. PLN PJB, Jl. Ketintang Baru No. 11 Surabaya

Tabel 4.2
Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PLN PJB
Agustus 2002

No	Nama Pembangkit	Biaya Start Up (Juta Rp)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		Cold Start-Up	Hot Start-Up	A	B	C
1	PLTU Paiton 1	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.297
2	PLTU Paiton 2	682.98	149.68	3244978	111712.15	10.297
3	PLTGU Gresik GT. 1.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
4	PLTGU Gresik GT. 1.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
5	PLTGU Gresik GT. 1.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
6	PLTGU Gresik ST. 1.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
7	PLTGU Gresik GT. 2.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
8	PLTGU Gresik GT. 2.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
9	PLTGU Gresik GT. 2.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
10	PLTGU Gresik ST. 2.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
11	PLTGU Gresik GT. 3.1	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
12	PLTGU Gresik GT. 3.2	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
13	PLTGU Gresik GT. 3.3	7.82	0	5467532.4	217963.548	34.155
14	PLTGU Gresik ST 3.0	57.68	31.46	10936203.3	72527.004	368.875
15	PLTU Gresik 1	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
16	PLTU Gresik 2	143.74	40.59	1327126.68	217378.359	132.066
17	PLTU Gresik 3	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
18	PLTU Gresik 4	229.5	95.52	5017369.5	169242.579	193.545
19	PLTG Gresik 1	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
20	PLTG Gresik 2	6.13	0	352707.3	350680.77	903.969
21	PLTG Gilimuntur 1	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
22	PLTG Gilimuntur 2	6.13	0	687181.85	683240.965	1762.3893
23	PLTGU M. Karang GT 1.1	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
24	PLTGU M. Karang GT 1.2	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
25	PLTGU M. Karang GT 1.3	7.35	0	5730795	202052.97	108.045
26	PLTGU M. Karang ST 1.0	54.22	29.67	14706521.25	53685.135	460.845
27	PLTGU M. Tawar GT 1.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
28	PLTGU M. Tawar GT 1.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
29	PLTGU M. Tawar GT 1.3	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
30	PLTGU M. Tawar GT 2.1	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
31	PLTGU M. Tawar GT 2.2	0	0	14706521.25	433337.8	49.4605
32	PLTGU M. Tawar ST 1.0	118.08	64.4	672630	144191.717	519.1757
33	PLTU M. Karang 1	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
34	PLTU M. Karang 2	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
35	PLTU M. Karang 3	122.58	31.08	2417820.7	473895.41	120.77935
36	PLTU M. Karang 4	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79
37	PLTU M. Karang 5	215.34	89.29	2949187.5	205217.145	83.79

Sumber : Power Plant Data Sheet, Agustus 2002 PT. PLN PJB, Jl. Ketintang Baru No. 11 Surabaya

Catatan :	Harga Batubara	253	Rp/Kg
	Harga MFO	1595,5	Rp/Liter
	Harga HSD	1595,5	Rp/Liter
	Harga Gas UP. Gresik	2,53	US\$/MMBTU
	Harga Gas UP. M. Karang	2,45	US\$/MMBTU
	Nilai Tukar	9000	Rp/US\$

Tabel 4.3
Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB

Jam	Rabu 27 Juli 2005		Sabtu 30 Juli 2005		Minggu 31 Juli 2005	
	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)
1:00	2300	400	2525	400	2275	400
2:00	2175	400	2300	400	1755	400
3:00	2090	400	2170	400	1755	400
4:00	2090	400	2170	400	1740	400
5:00	2240	400	2470	400	1895	400
6:00	2215	400	2250	400	1970	400
7:00	1990	400	1940	400	1642	400
8:00	2250	400	2065	400	1565	400
9:00	2540	400	2190	400	1615	400
10:00	2590	400	2190	400	1675	400
11:00	2590	400	2210	400	1625	400
12:00	2340	400	2165	400	1575	400
13:00	2575	400	2140	400	1575	400
14:00	2575	400	2190	400	1575	400
15:00	2575	400	2265	400	1575	400
16:00	2475	400	2130	400	1575	400
17:00	2475	400	2197	400	1689	400
18:00	2951	400	2849	400	2689	400
19:00	2981	400	2989	400	2929	400
20:00	2981	400	2934	400	2924	400
21:00	2951	400	2914	400	2904	400
22:00	2664	400	2582	400	2632	400
23:00	2430	400	2375	400	2330	400
24:00	2405	400	2300	400	2215	400

Sumber : Power Plant Data Sheet, Juli 2005 PT. PLN PJB, Jl., Ketintang Baru No. 11 Surabaya

Data yang terdapat pada tabel 4.1, 4.2 dan tabel 4.3 jika dilakukan eksekusi program dengan menggunakan metode *Enhanced Adaptive Lagrange Relaxation (EALR)* dan metode Dekomitmen Unit Terpadu akan didapatkan hasil sebagai berikut :

7 Hasil Program

Parameter LTICA	Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel	
1	411,654,705	464,544,480	52	Total Biaya Program
2	395,648,046	445,152,537	49	10,583,609,829
3	385,550,774	429,890,280	44	Total Biaya PLN
4	385,550,774	429,890,280	44	12,935,923,415
5	403,736,550	454,392,306	50	Selish Biaya
6	400,559,145	450,703,396	50	2,352,313,585
7	373,766,877	418,029,154	44	Waktu Perhitungan
8	406,027,578	457,160,966	52	0 : 0 : 593
9	446,637,373	544,211,424	37	(jam : menit : detik : mndetik)
10	454,042,139	551,612,015	97	
11	454,042,139	551,612,015	97	
12	417,162,795	490,355,878	73	
13	451,819,912	543,875,979	92	
14	451,819,912	543,875,979	92	
15	451,819,912	543,875,979	92	

Hitung Data

Gambar 4.1
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Untuk Validasi
Dengan Menggunakan Metode EALR

7 Hasil Program

Status Gen | Daya Gen | Summary | Grafik Biaya

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
1	432,551,537	464,544,480	61
2	389,169,700	445,152,537	59
3	374,427,404	429,890,280	55
4	374,427,404	429,890,280	55
5	393,951,696	454,392,306	60
6	390,516,266	450,703,396	60
7	362,550,932	418,029,154	55
8	395,345,877	457,160,966	61
9	438,154,459	544,211,424	106
10	445,572,927	551,612,015	106
11	445,572,927	551,612,015	106
12	408,556,686	490,355,878	81
13	443,346,601	543,875,979	106
14	443,346,601	543,875,979	106
15	443,346,601	543,875,979	106

Total Biaya Program
10,424,701,778

Total Biaya PLN
12,935,923,415

Selish Biaya
2,511,221,635

Waktu Perhitungan
0 : 0 : 16
(jam : menit : detik : mndetik)

Hitung Data

Gambar 4.2
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Untuk Validasi
Dengan Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu

Dari hasil uji validasi di atas antara hasil metode EALR dan hasil metode Dekomitmen Unit Terpadu, dengan memasukkan parameter yang ada ternyata menunjukkan hasil total biaya yang sangat berbeda terutama pada biaya operasi. Pada metode EALR besar total biaya operasi pada hari Rabu, 27 Juli 2005 sebesar Rp 10.583.609.829,- sedangkan pada metode Dekomitmen Unit Terpadu besar total biaya operasi sebesar Rp 10.424.701.778,-. Dari hasil uji validasi tersebut tampak bahwa hasil yang diperoleh dari optimasi dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu lebih baik dari optimasi dengan menggunakan metode EALR. Hal ini berarti terdapat selisih sebesar Rp 158.908.050,- atau dengan kata lain memiliki prosentase selisih sebesar :

$$\begin{aligned}\text{Prosentase Selisih} &= \frac{EALR - UUD}{EALR} \times 100 \% \\ &= \frac{10.583.609.829 - 10.424.701.778}{10.583.609.829} \times 100 \% \\ &= 1,502 \%\end{aligned}$$

4.4. Data Pembangkit Termal

Pembangkit termal yang berada pada kawasan PT. PLN Region 4 berjumlah 34 unit. Sedangkan pembangkit-pembangkit termal yang dimiliki oleh PT. PJB pada kawasan Region 4 berjumlah 22 unit yang terdiri dari 6 unit Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU), 4 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG), dan 12 unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU) yang tersebar di seluruh kawasan Jawa Timur. Adapun data-data lebih lengkapnya dapat dilihat pada tabel 4.4 dan 4.5, untuk harga bahan bakar berdasarkan statistik PJB tahun 2003 dimana dipakai nilai tukar Rp 9000,00 per satuan dolar Amerika berdasarkan nilai tukar dolar Amerika terhadap rupiah pada saat itu.

Tabel 4.4
Data Unit Termal Pada PT. PLN PJB
September 2003

No	Nama Pembangkit	Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Kapasitas (MW)		Lama Waktu (Jam)			
				Min	Max	MUT	MDT	Cold Start	Hot Start
1	PLTU Palton 1	Coal	400	225	370	72	0,5	17	4
2	PLTU Palton 2	Coal	400	225	370	72	0,5	17	4
3	PLTGU Gresik GT. 1.1	Gas	112,45	99	150	3	2	13,6	3,9
4	PLTGU Gresik GT. 1.2	Gas	112,45	164	314	3	2	16,3	5,2
5	PLTGU Gresik GT. 1.3	Gas	112,45	250	480	3	2	18,9	6,4
6	PLTGU Gresik ST. 1.0	Gas	188,91	53	102	72	0,5	3	1
7	PLTGU Gresik GT. 2.1	Gas	112,45	99	150	3	2	13,6	3,9
8	PLTGU Gresik GT. 2.2	Gas	112,45	164	314	3	2	16,3	5,2
9	PLTGU Gresik GT. 2.3	Gas	112,45	250	480	3	2	18,9	6,4
10	PLTGU Gresik ST. 2.0	Gas	188,91	53	102	72	0,5	3	1
11	PLTGU Gresik GT. 3.1	Gas	112,45	99	150	3	2	13,6	3,9
12	PLTGU Gresik GT. 3.2	Gas	112,45	164	314	3	2	16,3	5,2
13	PLTGU Gresik GT. 3.3	Gas	112,45	250	480	3	2	18,9	6,4
14	PLTGU Gresik ST. 3.0	Gas	188,91	53	102	72	0,5	3	1
15	PLTU Gresik 1	Gas	100	43	85	72	0,5	9	2
16	PLTU Gresik 2	Gas	100	43	85	72	0,5	9	2
17	PLTU Gresik 3	Gas	400	90	175	72	0,5	9,5	1,5
18	PLTU Gresik 4	Gas	400	90	175	72	0,5	9,5	1,5
19	PLTG Gresik 1	Gas	20,1	5	16	3	2	0,4	0,4
20	PLTG Gresik 2	Gas	20,1	5	16	3	2	0,4	0,4
21	PLTG Gili Tmur 1	HSD	20,1	5	16	3	2	0,4	0,4
22	PLTG Gili Tmur 2	HSD	20,1	5	16	3	2	0,4	0,4

Sumber : Power Plant Data Sheet, September 2003 PT. PJB, JL. Ketintang Baru No. 11 Surabaya

Tabel 4.5
Data Biaya dan Parameter Unit Termal Pada PT. PLN PJB
September 2003

No	Nama Pembangkit	Biaya Start Up (Rp)		Koefisien Biaya Bahan Bakar		
		Cold Start-Up	Hot Start-Up	A	B	C
1	PLTU Paiton 1	467204987	241881051	4319641.021	152434.287	12.454896
2	PLTU Paiton 2	467204987	241881051	4319641.021	152434.287	12.454896
3	PLTGU Gresik GT. 1.1	122173407.2	120268362.2	1745210.975	26283.1589	1760.572
4	PLTGU Gresik GT. 1.2	122173407.2	120268362.2	1745210.975	26283.1589	1760.572
5	PLTGU Gresik GT. 1.3	122173407.2	120268362.2	1745210.975	26283.1589	1760.572
6	PLTGU Gresik ST. 1.0	179185809	176327231	7329814.762	300162.711	28.681269
7	PLTGU Gresik GT. 2.1	131150337.2	124251708.2	16290576.73	206726.228	12.192547
8	PLTGU Gresik GT. 2.2	131150337.2	124251708.2	16290576.73	206726.228	12.192547
9	PLTGU Gresik GT. 2.3	131150337.2	124251708.2	16290576.73	206726.228	12.192547
10	PLTGU Gresik ST. 2.0	179185809	176327231	7329814.762	300162.711	28.681269
11	PLTGU Gresik GT. 3.1	217030573.2	149738739.2	23560137.96	196986.503	8.1713725
12	PLTGU Gresik GT. 3.2	217030573.2	149738739.2	23560137.96	196986.503	8.1713725
13	PLTGU Gresik GT. 3.3	217030573.2	149738739.2	23560137.96	196986.503	8.1713725
14	PLTGU Gresik ST. 3.0	179185809	176327231	7329814.762	300162.711	28.681269
15	PLTU Gresik 1	172189635.2	127763740.2	1777573.318	297424.301	174.32664
16	PLTU Gresik 2	172189635.2	127763740.2	1777573.318	297424.301	174.32664
17	PLTU Gresik 3	233224849.2	142054415.2	8173498.445	206188.679	373.19493
18	PLTU Gresik 4	233224849.2	142054415.2	8173498.445	206188.679	373.19493
19	PLTG Gresik 1	118113065.2	117551487.2	479755.849	478490.225	1217.7717
20	PLTG Gresik 2	118113065.2	117551487.2	479755.849	478490.225	1217.7717
21	PLTG Gilitimur 1	176888809	176327231	2588463.111	2581636.73	6570.3693
22	PLTG Gilitimur 2	176888809	176327231	2588463.111	2581636.73	6570.3693

Sumber : Power Plant Data Sheet, September 2003 PT. PJB, Jl. Ketintang Baru No. 11 Surabaya

Catatan :	Harga Batubara	345	Rp/Kg
	Harga MFO	4236,4	Rp/Liter
	Harga HSD	6025	Rp/Liter
	Harga Gas UP. Gresik	3,45	US\$/MMBTU
	Nilai Tukar	9000	Rp/US\$

4.5. Aplikasi Metode Dekomitmen Unit yang Terpadu Pada PT.PLN PJB

Perhitungan dan analisa ini akan dilakukan pada kebutuhan daya yang ditanggung PT. Pembangkitan Jawa Bali (PT. PJB) tanggal 24, 25, 26, 27, 28, 29 dan 30 September 2007. Analisa data dilakukan untuk ketujuh hari tersebut mewakili karakteristik kurva beban yang berlainan dengan keterangan sebagai berikut :

- Tanggal 24-28 September 2007 adalah beban pada hari kerja penuh.
- Tanggal 29 September 2007 adalah beban pada hari setengah penuh.

- Tanggal 30 September 2007 adalah beban pada hari libur.

Berdasarkan data yang terdapat dalam PT. PJB pada sistem tenaga pada tabel 4.4, ternyata pada saat dilakukan pengambilan data, semua unit pembangkit dalam kondisi siap beroperasi. Maka dapat disusun input data pembangkit termal yang siap beroperasi pada tanggal 24 September 2007 sampai dengan 30 September 2007, yaitu 22 unit pembangkit.

4.6. Beban Sistem

Dalam wilayah Jawa-Bali, pembangkit-pembangkit tenaga listrik yang ada dikoordinasi oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali (PT. PJB). Proses Komitmen Unit dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment*) bertujuan untuk menentukan secara ekonomis sebuah jadwal dari unit-unit pembangkit termal manakah yang akan digunakan untuk menghadapi permintaan penjadwalan unit pembangkit termal, dan batasan operasi seperti kebutuhan cadangan berputar dalam horison waktu yang pendek.

Untuk mengetahui seberapa besar efisiensi dari metode ini, maka dilakukan evaluasi dengan mengambil data unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung oleh PT. Pembangkitan Jawa Bali (PT. PJB) sebagai bahan perbandingan. Sedangkan kombinasi jadwal dan daya output pembangkitan tenaga listrik dalam sistem PT. Pembangkitan Jawa Bali (PT. PJB) tanggal 24, 25, 26, 27, 28, 29 dan 30 September 2007 terdapat pada lampiran. Untuk beban sistem terdapat pada tabel 4.7 (beban sistem yang ditanggung oleh pembangkit termal saja).

Tabel 4.6
Unit Pembangkit Yang Beroperasi Pada PT. PLN PJB

Unit	Nama Unit
Unit 1	PLTU Paiton 1
Unit 2	PLTU Paiton 2
Unit 3	PLTGU Gresik GT. 1.1
Unit 4	PLTGU Gresik GT. 1.2
Unit 5	PLTGU Gresik GT. 1.3
Unit 6	PLTGU Gresik ST. 1.0
Unit 7	PLTGU Gresik GT. 2.1
Unit 8	PLTGU Gresik GT. 2.2
Unit 9	PLTGU Gresik GT. 2.3
Unit 10	PLTGU Gresik ST. 2.0
Unit 11	PLTGU Gresik GT. 3.1
Unit 12	PLTGU Gresik GT. 3.2
Unit 13	PLTGU Gresik GT. 3.3
Unit 14	PLTGU Gresik ST 3.0
Unit 15	PLTU Gresik 1
Unit 16	PLTU Gresik 2
Unit 17	PLTU Gresik 3
Unit 18	PLTU Gresik 4
Unit 19	PLTG Gresik 1
Unit 20	PLTG Gresik 2
Unit 21	PLTG Gilitimur 1
Unit 22	PLTG Gilitimur 2

Tabel 4.7
Data Beban Unit Termal Pada PT. PLN PJB

Jam	Senin 24-Sep-07		Selasa 25-Sep-07		Rabu 26-Sep-07		Kamis 27-Sep-07		Jumat 28-Sep-07		Sabtu 29-Sep-07		Minggu 30-Sep-07	
	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)	Beban Sistem (MW)	Cadangan Putar (MW)
1.00	1889	258	2000	230	2000	230	1950	200	1914	240	2050	141	1785	134
2.00	1889	258	2000	240	1945	259	1864	238	1914	287	1903	197	1785	134
3.00	2032	208	2061	217	2020	232	1934	214	1968	226	2014	155	1859	107
4.00	2032	208	2136	188	2061	217	1934	214	1992	214	2174	89	1859	107
5.00	1934	243	2061	217	2000	240	1914	222	1914	241	1914	192	1785	134
6.00	1859	291	1990	327	1940	319	1899	372	1914	336	1810	233	1740	275
7.00	1859	313	1970	334	1910	304	1819	410	1884	356	1826	312	1595	477
8.00	1974	291	2000	238	1961	245	1895	250	1954	301	1871	236	1740	265
9.00	2118	201	2118	195	2036	225	1984	195	2193	215	1981	193	1740	264
10.00	2193	124	2204	161	2249	152	2129	140	2218	136	2001	185	1740	240
11.00	2218	94	2224	153	2249	152	2219	100	2218	115	2075	155	1740	240
12.00	2084	174	2075	210	2100	210	2045	172	1895	260	1981	193	1740	240
13.00	2154	163	2204	169	2254	159	2088	157	1950	230	1826	214	1730	243
14.00	2304	87	2274	141	2329	127	2118	153	2193	121	1981	192	1770	230
15.00	2254	123	2224	186	2304	154	2143	168	2193	123	1981	192	1740	240
16.00	2164	159	2144	241	2219	213	2098	209	2118	152	2061	250	1800	260
17.00	2014	210	2107	260	2145	243	2057	265	2058	216	2078	266	2005	303
18.00	2369	38	2345	98	2345	94	2320	106	2344	79	2345	56	2294	80
19.00	2394	20	2395	40	2395	42	2419	18	2419	26	2419	6	2419	21
20.00	2394	27	2395	53	2395	50	2419	18	2419	26	2419	25	2419	21
21.00	2394	33	2395	53	2395	54	2419	35	2419	56	2418	23	2394	41
22.00	2344	76	2269	154	2179	173	2269	131	2404	90	2239	104	2234	122
23.00	2168	182	2163	223	2154	210	2128	211	2354	110	2059	138	2004	168
24.00	2118	245	2118	228	2118	216	1950	227	2150	166	1823	122	1765	141

Sumber : Power Plant Data Sheet, September 2007 PT. PJB, JL. Ketintang Baru No. 11 Surabaya

4.7. Hasil Perhitungan dan Analisa Data

Proses optimalisasi pembebanan unit pembangkit termal pada sistem PT. PLN Region 4 dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu, terdiri dari tiga tahap yang kesemuanya harus dilakukan secara berurutan :

1. Tahap input data dengan inisialisasi masukan data karakteristik tiap jam.
2. Memperbaiki variabel keputusan ($\tilde{u}_{i0}$) dan keadaan ($\tilde{x}_{i0}$) pada setiap unit pembangkit selama 24 jam berdasarkan variabel batasan-batasan. Selanjutnya mencari nilai lamda dengan RCED dan melakukan penjadwalan awal, dilanjutkan dengan menghitung total biaya pembangkitan tiap unit dan nilai obyektif yang optimal dari setiap unit pembangkit selama 24 jam menggunakan program dinamik.
3. Memilih unit pembangkit yang memiliki nilai fungsi biaya bahan bakar terbesar untuk dimatikan, dengan catatan bahwa jika unit tersebut dimatikan maka beban yang sebelumnya dipikul oleh unit tersebut dapat digantikan oleh unit-unit yang lainnya. Selanjutnya proses “*decommitment*” ini dilakukan dengan proses iterasi, dimana proses iterasi ini akan berakhir sampai dengan jumlah unit pembangkit yang ada.

Kombinasi penjadwalan dan pembagian beban masing-masing unit pembangkit tiap jamnya sebelum dan sesudah eksekusi program adalah sebagai berikut :

Tabel 4.8
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sebelum Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Senin, 24 September 2007

[illegible]

Tabel 4.9
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sebelum Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Selasa, 25 September 2007

[illegible]

Tabel 4.12
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sebelum Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Jum'at, 28 September 2007

[illegible]

Tabel 4.13
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sebelum Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Sabtu, 29 September 2007

[illegible]

Tabel 4.14
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sebelum Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Minggu, 30 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1785	1785	1859	1859	1785	1740	1595	1740	1740	1740	1740	1740	1730	1770	1740	1800	2005	2294	2419	2419	2394	2234	2004	1755
Total Unit ON	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

Setelah semua input data tentang karakteristik seluruh unit dan kebutuhan daya untuk mencatu beban selesai dimasukkan, dilakukan proses RCED untuk memperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam sehingga diperoleh biaya-biaya pembangkitan tiap jam dengan menggunakan *dynamic programming*, untuk selanjutnya digunakan sebagai acuan untuk melakukan proses *decommitting*. Berikut ini merupakan hasil kombinasi penjadwalan yang dieksekusi menggunakan program *Unified Unit Decommitment* :

Tabel 4.15
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Senin, 24 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1889	1889	2032	2032	1934	1859	1859	1974	2118	2193	2218	2084	2154	2304	2254	2164	2014	2369	2394	2394	2394	2344	2168	2118
Total Unit ON	8	8	6	6	6	6	6	6	5	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.15 di atas, proses *decommitting* pada Senin, 24 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-13⁰⁰ dan pada jam 14⁰⁰-24⁰⁰ berubah menjadi 7 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.16
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Selasa, 25 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2000	2000	2052	2136	2062	1990	1970	2000	2118	2204	2224	2076	2204	2274	2224	2144	2107	2345	2365	2395	2395	2270	2163	2113
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.16 di atas, proses *decommitting* pada Selasa, 25 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-9⁰⁰ dan pada jam 10⁰⁰-24⁰⁰ berubah menjadi 7 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.17
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Rabu, 26 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2000	1945	2020	2062	2000	1940	1910	1981	2036	2248	2248	2103	2254	2329	2304	2218	2145	2345	2395	2385	2395	2179	2154	2113
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.17 di atas, proses *decommitting* pada Rabu, 26 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-9⁰⁰ dan pada jam 10⁰⁰-24⁰⁰ berubah menjadi 7 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.18
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Kamis, 27 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1950	1964	1934	1934	1914	1859	1819	1895	1964	2126	2219	2044	2068	2118	2144	2098	2056	2320	2419	2419	2419	2270	2126	1990
Total Unit ON	8	8	6	6	6	6	6	6	8	8	8	8	8	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	8

Berdasarkan tabel 4.18 di atas, proses *decommitting* pada Kamis, 27 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommittment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-17⁰⁰ dan pada jam 18⁰⁰-23⁰⁰ berubah menjadi 7 unit. Kemudian pada jam 24⁰⁰ kembali lagi menjadi 6 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.19
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Jum'at, 28 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1914	1914	1958	1962	1914	1914	1884	1954	2193	2218	2218	1893	1950	2193	2193	2118	2038	2344	2419	2419	2419	2404	2354	2150
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	6

Berdasarkan tabel 4.19 di atas, proses *decommitting* pada Jum'at, 28 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-17⁰⁰ dan pada jam 18⁰⁰-23⁰⁰ berubah menjadi 7 unit. Kemudian pada jam 24⁰⁰ kembali lagi menjadi 6 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.20
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Sabtu, 29 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2050	1903	2014	2174	1914	1810	1826	1871	1881	2001	2022	1981	1926	1981	1981	2062	2076	2349	2419	2419	2419	2240	2080	1923
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	6	6

Berdasarkan tabel 4.20 di atas, proses *decommitting* pada Sabtu, 29 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 6 unit pada jam 1⁰⁰-16⁰⁰ dan pada jam 17⁰⁰-22⁰⁰ berubah menjadi 7 unit. Kemudian pada jam 23⁰⁰-24⁰⁰ kembali lagi menjadi 6 unit pembangkit yang beroperasi.

Tabel 4.21
Kombinasi Penjadwalan Unit Termal pada PT. PJB Sesudah Menggunakan
Metode Dekomitmen Unit Terpadu pada Minggu, 30 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1784	1784	1859	1859	1784	1740	1595	1740	1740	1740	1740	1740	1730	1770	1740	1880	2084	2294	2512	2512	2462	2234	2034	1764
Total Unit ON	5	5	5	5	5	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	6	5

Berdasarkan tabel 4.21 di atas, proses *decommitting* pada Minggu, 30 September 2007 menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) menghasilkan kombinasi penjadwalan seperti tabel di atas, dimana jumlah unit pembangkit yang beroperasi sebelumnya berjumlah 9 unit, berubah menjadi 5 unit pada jam 1⁰⁰-5⁰⁰, pada jam 6⁰⁰-8⁰⁰ berubah menjadi 6 unit, pada jam 9⁰⁰-15⁰⁰ kembali berubah menjadi 5 unit, pada jam 16⁰⁰-18⁰⁰ berubah lagi menjadi 6 unit, pada jam 19⁰⁰-22⁰⁰ berubah menjadi 7 unit, pada jam 23⁰⁰ berubah menjadi 6 unit kembali, dan pada jam 24⁰⁰ akhirnya berubah menjadi 5 unit pembangkit yang beroperasi.

Selanjutnya, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam. Berikut ini merupakan hasil pengaturan pembebanan berdasarkan kombinasi penjadwalan setelah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu :

Tabel 4.22
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Senin, 24 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	164	164	248	248	164	164	164	180	282	314	314	275	310	303	278	218	164	314	314	314	314	314	220	170
9	250	250	250	250	250	250	250	250	292	345	370	275	310	303	278	250	250	357	382	382	382	332	250	250
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
13	421	421	480	460	486	391	391	400	400	480	480	480	480	480	480	480	382	480	480	480	480	480	480	480
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1889	1889	2032	2032	1634	1859	1859	1974	2118	2193	2218	2084	2154	2304	2254	2164	2014	2389	2394	2394	2394	2344	2168	2118
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.22 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.23
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Selasa, 25 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	214	218	264	301	264	208	186	218	282	253	263	184	253	288	263	198	164	314	314	314	314	288	215	170
9	250	250	264	301	264	250	250	250	292	283	263	250	253	288	263	250	250	333	383	383	383	288	250	250
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
13	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	443	480	480	480	480	475	480	480	480	480	480	480
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2000	2000	2062	2136	2062	1960	1970	2000	2118	2204	2224	2075	2204	2274	2224	2144	2107	2346	2385	2385	2385	2270	2163	2118
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.23 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.24
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Rabu, 26 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	216	164	236	264	216	164	184	187	251	275	275	164	278	314	303	260	197	314	314	314	314	231	206	170
9	250	250	250	264	250	250	250	250	251	275	275	250	278	317	303	260	250	333	383	383	383	250	250	250
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
13	480	477	480	480	480	472	442	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2000	1945	2020	2062	2000	1940	1910	1981	2030	2248	2248	2100	2254	2328	2394	2218	2145	2345	2395	2385	2395	2179	2154	2118
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Berdasarkan tabel 4.24 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.25
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Kamis, 27 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	166	164	164	164	164	164	164	164	200	297	314	255	277	292	305	292	281	311	314	314	314	295	180	166
9	250	250	250	250	250	250	250	250	250	297	371	255	277	292	305	292	281	311	401	401	401	295	250	250
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
13	480	395	485	485	445	391	351	427	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1950	1864	1834	1834	1814	1809	1819	1895	1984	2128	2219	2044	2088	2118	2144	2098	2058	2320	2419	2419	2419	2270	2128	1950
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	6

Berdasarkan tabel 4.25 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.26
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Jum'at, 28 September 2007

Unit	Jam																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	164	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	164	164	174	208	164	164	164	170	245	260	260	164	156	314	314	292	262	314	314	314	314	314	314	314	308
9	250	250	250	250	250	250	250	250	250	260	260	260	250	345	345	292	262	332	407	407	407	392	342	308	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	
13	446	446	480	480	446	446	416	480	480	480	480	427	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total Beban (MW)	1914	1914	1958	1992	1914	1914	1884	1954	2180	2218	2218	1895	1850	2180	2183	2118	2058	2344	2419	2418	2404	2354	2150	0	
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	6	6	

Berdasarkan tabel 4.26 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.27
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Sabtu, 29 September 2007

Unit	Jam																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	164	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	258	164	230	314	164	164	164	164	197	217	271	197	164	197	197	264	164	314	314	314	314	271	263	164
9	258	250	250	326	250	250	250	250	250	250	217	250	250	250	250	264	250	337	407	407	407	271	263	250
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314	314
13	480	435	480	480	446	342	358	405	480	480	480	480	458	480	480	480	444	480	480	480	480	480	480	455
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	2060	1903	2014	2174	1914	1810	1829	1871	1881	2001	2022	1881	1828	1881	1981	2062	2078	2348	2419	2418	2419	2240	2060	1923
Total Unit ON	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	6	6

Berdasarkan tabel 4.27 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Tabel 4.28
Hasil Pengaturan Pembebanan Berdasarkan Kombinasi Penjadwalan Unit Termal
Pada PT. PJB Sesudah Menggunakan Metode Dekomitmen Unit Terpadu
Pada Minggu, 30 September 2007

Unit	Jam																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	164	164	164	164	164	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	282	282	314	314	282	164	164	164	260	260	260	255	275	280	250	250	298	407	407	382	268	250	272		
9	282	282	325	325	282	250	250	250	260	260	260	260	255	275	280	250	250	298	407	407	382	268	250	272	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	293	191	293	0	0	0	0	0	0	0	314	314	314	314	314	314	314	314	0	0
13	480	480	480	480	480	293	250	293	480	480	480	480	480	480	480	332	480	480	480	480	480	480	480	480	480
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Beban (MW)	1784	1784	1859	1859	1784	1740	1595	1740	1740	1740	1740	1730	1770	1740	1886	2034	2294	2512	2512	2482	2234	2034	1764		
Total Unit ON	5	5	5	5	5	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	7	7	7	7	6	5	

Berdasarkan tabel 4.28 di atas, diperoleh daya yang sesuai dan data pengaturan pembebanan tiap jam, sebelum dan sesudah dieksekusi menggunakan program Dekomitmen Unit Terpadu adalah sama.

Unit-unit pembangkit yang mengalami “*decommitting*” untuk beban pada tanggal 24, 25, 26, 27, 28, 29 dan 30 September 2007 setelah menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu adalah sebagai berikut :

Tabel 4.29
Unit Pembangkit Termal Yang Mengalami Proses *Decommitting*

Unit	Waktu Periode	Lama (Jam)
24 s.d. 30 September 2007	6	01.00-24.00
	10	01.00-24.00
	14	01.00-24.00
	15	01.00-24.00
	16	01.00-24.00
	17	01.00-24.00
	18	01.00-24.00

Berdasarkan tabel 4.29 di atas, unit-unit pembangkit yang mengalami *decommitting* tiap harinya sama, yaitu unit 6, 10, 14, 15, 16, 17 dan 18. Sedangkan lama proses *decommitting*-nya juga sama yaitu rata-rata 24 jam.

Proses *decommitting* telah selesai dan dianggap sudah optimal karena sudah tidak ada lagi unit pembangkit yang memiliki biaya pembangkitan yang mahal dan juga tidak mungkin melanggar batasan-batasan yang lainnya dari unit pembangkit termal. Selanjutnya dilakukan perhitungan biaya total dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam. Hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Senin, 24 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

Tabel 4.30
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit Terpadu pada Senin, 24 September 2007

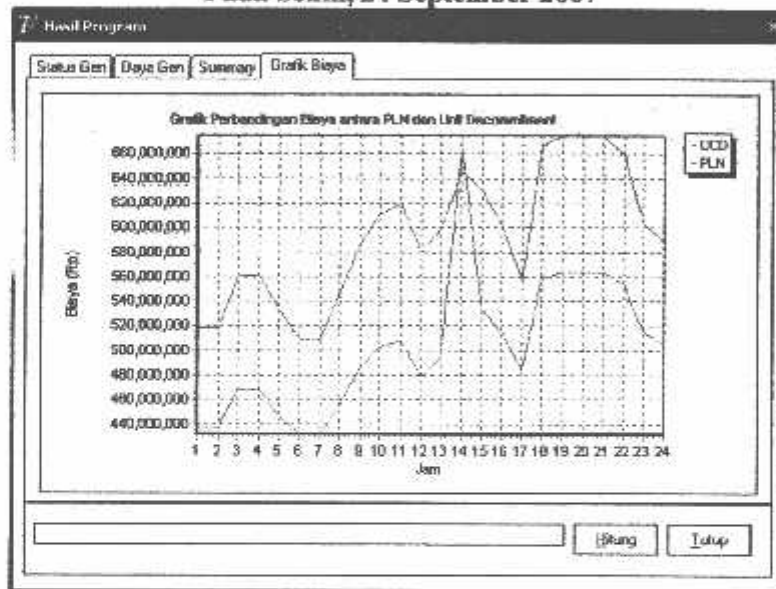
JAM	PT.PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	518,475,043	438,265,866	80,209,177
01.00-02.00	518,475,043	438,265,866	80,209,177
02.00-03.00	560,716,156	468,109,408	92,606,748
03.00-04.00	560,716,156	468,109,408	92,606,748
04.00-05.00	533,609,112	447,456,404	86,152,708
05.00-06.00	508,712,984	432,157,226	76,555,758
06.00-07.00	508,712,984	432,157,226	76,555,758
07.00-08.00	546,037,804	455,809,538	90,228,266
08.00-09.00	587,551,307	486,455,128	101,096,179
09.00-10.00	611,300,377	502,533,798	108,766,579
10.00-11.00	619,288,437	507,919,903	111,368,534
11.00-12.00	579,613,666	479,191,381	100,422,285
12.00-13.00	598,733,000	494,161,518	104,571,482
13.00-14.00	646,016,034	528,789,841	117,226,193
14.00-15.00	630,147,469	664,839,074	-34,691,605
15.00-16.00	601,880,900	533,880,195	68,000,705
16.00-17.00	556,857,221	514,721,128	42,136,093
17.00-18.00	666,949,904	483,735,502	183,214,402
18.00-19.00	675,009,666	558,525,227	116,484,439
19.00-20.00	675,009,666	563,918,648	111,091,018
20.00-21.00	675,009,666	563,918,648	111,091,018
21.00-22.00	659,284,506	553,147,047	106,137,459
22.00-23.00	603,348,169	515,569,298	87,778,871
23.00-24.00	587,551,307	504,995,224	82,556,083
Jumlah	14,229,006,577	12,071,761,309	2,157,245,266

Berdasarkan tabel 4.30 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Senin, 24 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 14.229.006.577,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp.

12.071.761.309,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 2.157.245.266,-.

Berdasarkan tabel 4.30 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.1 di bawah ini :

Grafik 4.1
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Senin, 24 September 2007



Pada tabel 4.30 dan grafik 4.1 di atas terlihat pada jam 14⁰⁰-15⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Selanjutnya hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Selasa, 25 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

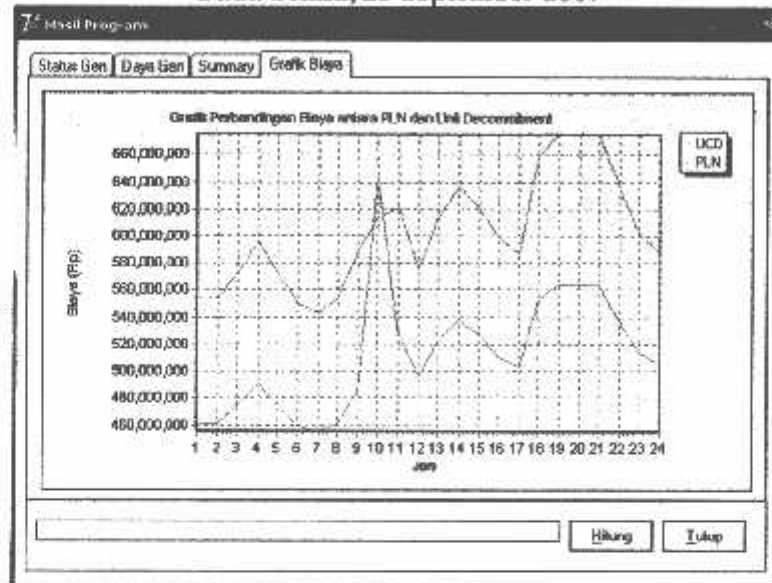
Tabel 4.31
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit
Terpadu pada Selasa, 25 September 2007

JAM	PT.PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	553,484,679	461,313,128	92,171,551
01.00-02.00	553,484,679	461,313,128	92,171,551
02.00-03.00	572,475,176	474,285,662	98,189,514
03.00-04.00	596,116,692	490,306,348	105,810,344
04.00-05.00	572,475,176	474,285,662	98,189,514
05.00-06.00	549,882,472	459,194,412	90,688,060
06.00-07.00	543,679,599	454,964,294	88,715,305
07.00-08.00	553,484,679	461,313,128	92,171,551
08.00-09.00	588,510,822	486,455,128	102,055,694
09.00-10.00	614,386,457	643,488,523	-29,102,066
10.00-11.00	620,687,994	527,480,516	93,207,478
11.00-12.00	575,847,717	496,162,884	79,684,833
12.00-13.00	614,386,457	523,220,161	91,166,296
13.00-14.00	636,484,856	538,152,744	98,332,112
14.00-15.00	620,687,994	527,480,516	93,207,478
15.00-16.00	599,104,214	510,486,134	88,618,080
16.00-17.00	586,842,535	502,706,483	84,136,052
17.00-18.00	659,241,959	553,361,882	105,880,077
18.00-19.00	675,325,632	564,134,701	111,190,931
19.00-20.00	675,325,632	564,134,701	111,190,931
20.00-21.00	675,325,632	564,134,701	111,190,931
21.00-22.00	635,392,030	537,084,149	98,307,881
22.00-23.00	601,634,686	514,509,147	87,125,539
23.00-24.00	587,551,307	504,995,224	82,556,083
Jumlah	14,461,819,076	12,294,963,359	2,166,855,718

Berdasarkan tabel 4.31 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Selasa, 25 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 14.461.819.076,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp. 12.294.963.359,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 2.166.855.718,-.

Berdasarkan tabel 4.31 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.2 di bawah ini :

Grafik 4.2
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Selasa, 25 September 2007



Pada tabel 4.31 dan grafik 4.2 di atas terlihat pada jam 09⁰⁰-10⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Selanjutnya hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Kamis, 27 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

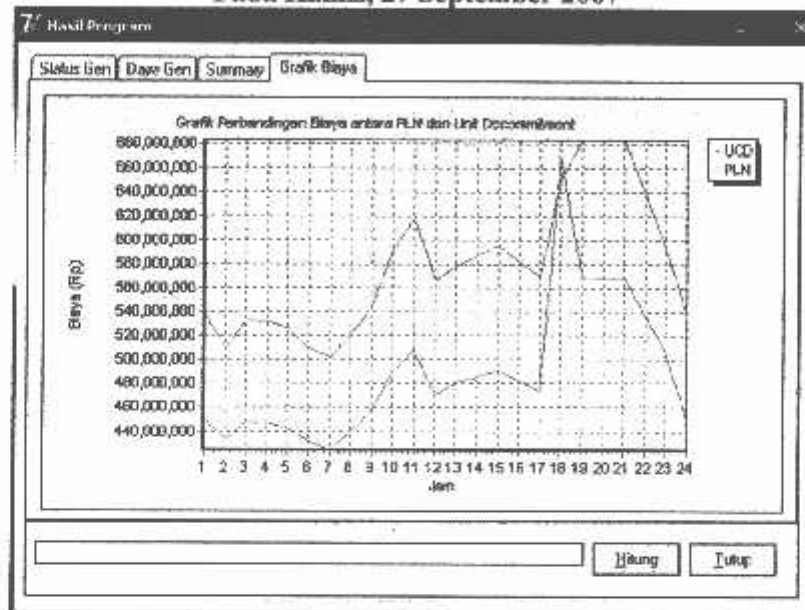
Tabel 4.33
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit
Terpadu pada Kamis, 27 September 2007

JAM	PT.PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	537,831,222	450,743,932	87,087,290
01.00-02.00	510,336,408	433,174,311	77,162,097
02.00-03.00	532,852,403	447,456,404	85,395,999
03.00-04.00	532,852,403	447,456,404	85,395,999
04.00-05.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
05.00-06.00	508,712,984	435,157,226	73,555,758
06.00-07.00	502,256,908	424,035,250	78,221,658
07.00-08.00	519,894,677	439,489,359	80,405,318
08.00-09.00	546,148,567	457,924,352	88,224,215
09.00-10.00	590,960,048	488,808,182	102,151,866
10.00-11.00	619,167,821	506,135,664	111,032,157
11.00-12.00	566,438,434	470,876,792	95,561,642
12.00-13.00	578,100,723	480,045,208	98,055,515
13.00-14.00	587,551,307	486,455,128	101,096,179
14.00-15.00	595,431,812	491,805,112	103,626,700
15.00-16.00	582,307,948	482,180,629	100,127,319
16.00-17.00	570,499,501	473,433,152	97,066,349
17.00-18.00	651,253,900	668,266,477	-17,012,577
18.00-19.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
19.00-20.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
20.00-21.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
21.00-22.00	638,650,148	537,084,149	101,565,999
22.00-23.00	594,136,726	507,105,162	87,031,564
23.00-24.00	537,831,222	450,743,932	87,087,290
Jumlah	13,878,642,756	11,728,726,390	2,149,916,367

Berdasarkan tabel 4.33 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Kamis, 27 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 13.878.642.756,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp. 11.728.726.390,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 2.149.916.367,-.

Berdasarkan tabel 4.33 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.4 di bawah ini :

Grafik 4.4
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Kamis, 27 September 2007



Pada tabel 4.33 dan grafik 4.4 di atas terlihat pada jam 17⁰⁰-18⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Selanjutnya hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Jum'at, 28 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

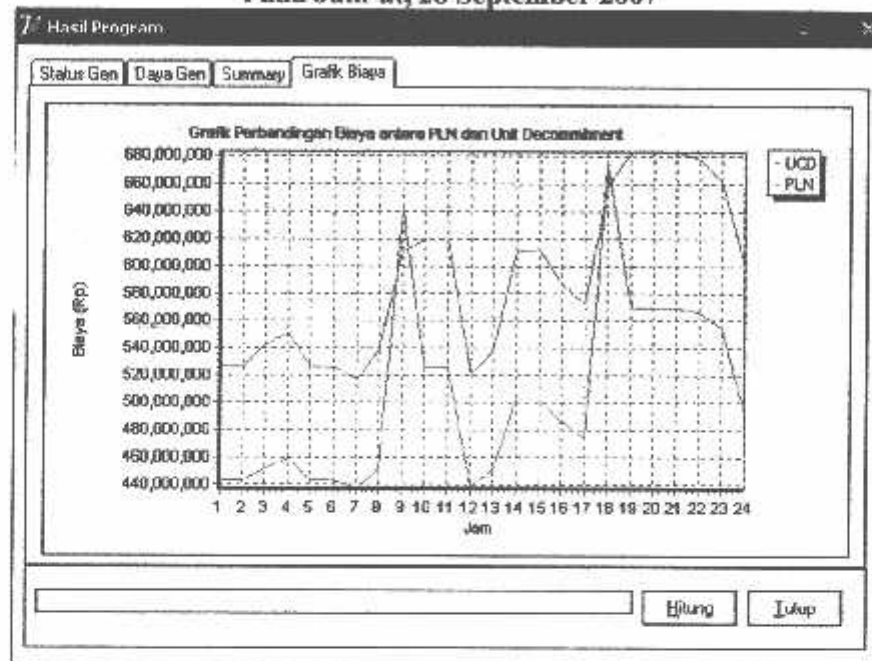
Tabel 4.34
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit
Terpadu pada Jum'at, 28 September 2007

JAM	PT.PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
01.00-02.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
02.00-03.00	542,061,372	452,430,906	89,630,466
03.00-04.00	550,378,716	459,617,906	90,760,810
04.00-05.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
05.00-06.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
06.00-07.00	516,844,448	437,246,738	79,597,710
07.00-08.00	539,078,221	451,587,224	87,490,997
08.00-09.00	611,300,377	641,147,558	-29,847,181
09.00-10.00	619,288,437	526,201,898	93,086,539
10.00-11.00	619,288,437	526,201,898	93,086,539
11.00-12.00	519,894,677	439,489,359	80,405,318
12.00-13.00	537,831,222	450,743,932	87,087,290
13.00-14.00	611,300,377	502,533,798	108,766,579
14.00-15.00	611,300,377	502,533,798	108,766,579
15.00-16.00	587,551,307	486,455,128	101,096,179
16.00-17.00	572,269,064	473,646,261	98,622,803
17.00-18.00	659,069,398	673,415,409	-14,346,011
18.00-19.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
19.00-20.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
20.00-21.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
21.00-22.00	678,004,122	566,080,283	111,923,839
22.00-23.00	661,920,450	555,296,490	106,623,960
23.00-24.00	599,489,234	493,304,472	106,184,762
Jumlah	14,192,246,421	12,119,385,584	2,072,860,836

Berdasarkan tabel 4.34 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Jum'at, 28 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 14.192.246.421,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp. 12.119.385.584,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 2.072.860.836,-.

Berdasarkan tabel 4.34 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.5 di bawah ini :

Grafik 4.5
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Jum'at, 28 September 2007



Pada tabel 4.34 dan grafik 4.5 di atas terlihat pada jam 08⁰⁰-09⁰⁰ dan 17⁰⁰-18⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Selanjutnya hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Sabtu, 29 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

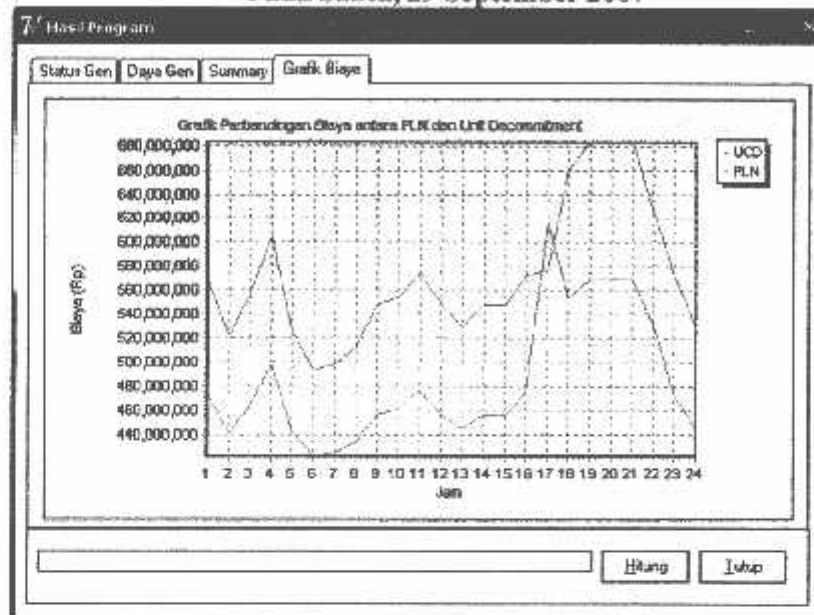
Tabel 4.35
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit
Terpadu pada Sabtu, 29 September 2007

JAM	PT. PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	568,038,914	471,941,729	96,097,185
01.00-02.00	521,847,585	441,121,599	80,725,986
02.00-03.00	556,857,221	464,283,428	92,573,793
03.00-04.00	604,977,174	498,450,552	106,526,622
04.00-05.00	526,649,529	443,367,635	83,281,894
05.00-06.00	493,612,913	422,211,409	71,401,504
06.00-07.00	498,573,377	425,454,709	73,118,668
07.00-08.00	512,603,410	434,598,917	78,004,493
08.00-09.00	547,845,518	457,289,652	90,555,866
09.00-10.00	554,805,101	461,525,134	93,279,967
10.00-11.00	573,459,885	477,270,984	96,188,901
11.00-12.00	547,845,518	457,289,652	90,555,866
12.00-13.00	529,908,973	445,820,112	84,088,861
13.00-14.00	547,845,518	457,289,652	90,555,866
14.00-15.00	547,845,518	457,289,652	90,555,866
15.00-16.00	572,569,823	474,285,662	98,284,161
16.00-17.00	576,718,770	616,635,480	-39,916,710
17.00-18.00	660,506,396	554,221,464	106,284,932
18.00-19.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
19.00-20.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
20.00-21.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
21.00-22.00	626,513,194	530,678,984	95,834,210
22.00-23.00	572,478,279	473,859,383	98,618,896
23.00-24.00	530,333,843	445,206,772	85,127,071
Jumlah	13,720,614,527	11,618,074,488	2,102,540,040

Berdasarkan tabel 4.35 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Sabtu, 29 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 13.720.614.527,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp. 11.618.704.488,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 2.102.540.040,-.

Berdasarkan tabel 4.35 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.6 di bawah ini :

Grafik 4.6
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Sabtu, 29 September 2007



Pada tabel 4.35 dan grafik 4.6 di atas terlihat pada jam 16⁰⁰-17⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Selanjutnya hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam pada hari Minggu, 30 September 2007 dapat dilihat sebagai berikut :

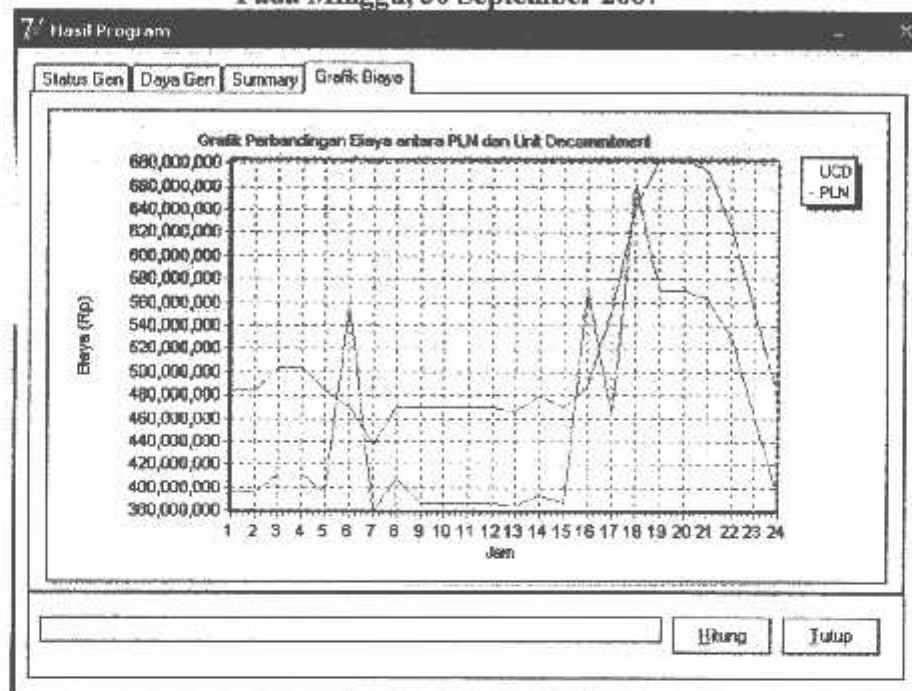
Tabel 4.36
Perbandingan Biaya Tiap Satu Jam Pada PT. PLN PJB dan Dekomitmen Unit
Terpadu pada Minggu, 30 September 2007

JAM	PT.PLN PJB	UD TERPADU	SELISIH
00.00-01.00	484,408,436	396,174,711	88,233,725
01.00-02.00	484,408,436	396,174,711	88,233,725
02.00-03.00	503,063,221	412,016,361	91,046,860
03.00-04.00	503,063,221	412,016,361	91,046,860
04.00-05.00	484,408,436	396,174,711	88,233,725
05.00-06.00	469,623,022	557,802,697	-88,179,675
06.00-07.00	437,267,202	378,906,745	58,360,457
07.00-08.00	469,623,022	408,063,958	61,559,064
08.00-09.00	469,623,022	386,574,370	83,048,652
09.00-10.00	469,623,022	386,574,370	83,048,652
10.00-11.00	469,623,022	386,574,370	83,048,652
11.00-12.00	469,623,022	386,574,370	83,048,652
12.00-13.00	466,363,266	384,444,315	81,918,951
13.00-14.00	478,935,937	392,971,854	85,964,083
14.00-15.00	469,623,022	386,574,370	83,048,652
15.00-16.00	488,142,158	569,925,211	-81,783,053
16.00-17.00	554,615,075	462,373,401	92,241,674
17.00-18.00	643,057,428	662,698,532	-19,641,104
18.00-19.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
19.00-20.00	682,926,023	569,327,310	113,598,713
20.00-21.00	675,009,666	563,918,648	111,091,018
21.00-22.00	625,047,515	529,612,523	95,434,992
22.00-23.00	553,108,149	462,161,297	90,946,852
23.00-24.00	477,797,508	391,904,845	85,892,663
Jumlah	12,511,908,852	10,848,867,352	1,663,041,500

Berdasarkan tabel 4.36 di atas, hasil perhitungan biaya total dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu dalam tiap jam pada Minggu, 30 September 2007 dapat dilihat pada tabel di atas. Pada PT. PJB diperoleh biaya total pembangkitan sebesar Rp. 12.511.908.852,-. Sedangkan setelah dilakukan proses *decommitting*, diperoleh total biaya pembangkitan sebesar Rp. 10.848.867.352,-. Sehingga didapatkan penghematan biaya operasional sebesar Rp. 1.663.041.500,-.

Berdasarkan tabel 4.36 di atas, hasil perbandingan biaya-biaya tersebut untuk periode satu jam dapat dilihat dalam bentuk grafik seperti yang terlihat dalam grafik 4.7 di bawah ini :

Grafik 4.7
Tampilan Hasil Grafik Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Minggu, 30 September 2007



Pada tabel 4.36 dan grafik 4.7 di atas terlihat pada jam 05⁰⁰-06⁰⁰, 15⁰⁰-16⁰⁰ dan 17⁰⁰-18⁰⁰, total biaya pembangkitan yang diperoleh setelah melakukan proses *decommitting* relatif lebih besar dibandingkan total biaya pembangkitan pada PT. PJB. Hal ini sebagai konsekuensi adanya penambahan biaya Start Up pada saat salah satu unit pembangkit pertama kali dioperasikan.

Bila biaya total setiap satu hari dibandingkan yaitu pada PT. PLN PJB dan UD Terpadu dapat kita lihat pada tabel 4.37 berikut ini :

Tabel 4.37
Perbandingan Total Biaya dari PT. PJB dan Metode Dekomitmen Unit Terpadu

Periode Waktu	Total Biaya PT. PJB (Rupiah)	Total Biaya dengan UD Terpadu (Rupiah)	Selisih (Rupiah)
Senin, 24 September 2007	14,229,006,577	12,071,761,309	2,157,245,266
Selasa, 25 September 2007	14,461,819,076	12,294,963,359	2,166,855,718
Rabu, 26 September 2007	14,421,031,181	12,263,589,135	2,157,442,046
Kamis, 27 September 2007	13,878,642,756	11,728,726,390	2,149,916,367
Jum'at, 28 September 2007	14,192,246,421	12,119,385,584	2,072,860,836
Sabtu, 29 September 2007	13,720,614,527	11,618,074,488	2,102,540,040
Minggu, 30 September 2007	12,511,908,852	10,848,867,352	1,663,041,500
Jumlah	97,416,269,390	82,945,367,617	14,469,901,773

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari analisa program dan hasil perhitungan terhadap penggunaan metode Dekomitmen Unit Terpadu pada komitmen unit tenaga terhadap beban yang ditanggung PT. PLN PJB pada tanggal 24 September 2007 sampai dengan 30 September 2007, maka dapat disimpulkan bahwa metode Dekomitmen Unit Terpadu layak diterapkan, mengingat :

1. Terjadi pengurangan unit-unit pembangkit guna melayani beban selama seminggu yang disebabkan terjadinya pengoptimalan pembebanan.
2. Proses metode Dekomitmen Unit Terpadu memberikan sebuah solusi penyelesaian yang cukup efektif dalam mengoptimalkan pembebanan dan sekaligus penghematan biaya operasional PT. PJB sebesar Rp. 14.469.901.773,- dalam waktu seminggu atau dengan kata lain diperoleh penghematan sebesar 14,854 %.
3. Dari proses eksekusi perhitungan komputer dengan metode Dekomitmen Unit Terpadu didapatkan waktu eksekusi yang cepat, rata-rata 0-16 mdetik. Hal ini berarti bahwa metode Dekomitmen Unit Terpadu lebih dapat dipercaya dan efisien karena jika suatu saat terjadi gangguan, maka akan teratasi dengan cepat melalui suatu penjadwalan baru operasi unit pembangkit yang paling optimal.

5.2 Saran.

- Seyogyanya metode Dekomitmen Unit Terpadu dapat diterapkan pada PT. PJB karena biaya yang dihasilkan lebih ekonomis dan perhitungannya cepat.
- Diharapkan adanya pengujian kelayakan penerapan metode Dekomitmen Unit Terpadu pada sistem tenaga listrik dengan skala yang lebih besar sehingga dapat diketahui keandalan metode ini.
- Diharapkan adanya penerapan metode Dekomitmen Unit Terpadu pada sistem tenaga listrik dengan memperhitungkan aliran daya, rugi-rugi saluran transmisi dan mobilisasi personal.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Tseng, C.-L., Li, C.-A., Oren, S. S. 2000. "*Solving the Unit Commitment Problem by a Unit Decommitment Method*": Journal of Optimization Theory and Applications, vol.105, no.3, pp.707-730.
- [2]. Tseng, C.-L., Li, C.-A., Oren, S. S. October 14, 1997. "*Solving Unit Commitment by A Unit Decommitment Method*": Journal of Optimization Theory and Applications.
- [3]. Marsudi, Djiteng, Ir. 1990. "Operasional Sistem Tenaga Listrik": Balai Penerbit dan Humas, ISTN.
- [4]. Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F. 1996. "*Power Generation, Operation, And Control*". United States of America: John Wiley & Sons, INC.
- [5]. Fitriansyah, Said. 2005. "Komitmen Unit Pembangkit Termal Dengan Metode *Enhanced Adaptive Lagrange Relaxation* Pada PT. Pembangkitan Jawa Bali". Malang.
- [6]. Wijayanti, Rahma, Evi. 2001. "Analisa Penjadwalan Pembangkit dalam Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Metode *Unit Decommitment* Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa-Bali II". Malang.
- [7]. S. Virmani, K. Imhof, and S.M. Tee. Oct. 1989. "Implementation of a Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment Problem": IEEE Transactions On Power System, Vol. 4, pp.1373-1379.
- [8]. S. Dekrajangpetch, G.B. Sheble, and A.J. Conejo. February 1999. "Auction Implementation Problems Using Lagrangian Leraxation": IEEE Transactions On Power System, Vol. 14, pp.82-88.
- [9]. Weerakorn, Ongsakul. And Nit, Petcharaks. February 2004. "Unit Commitment by Enhanced Adaptive Lagrange Relaxation": IEEE Transactions On Power System, Vol. 19, No.1.
- [10]. Cohen, A. and Sherhat, U. 1987. "Optimization Based Method for Operation Scheduling": Proceedings of the IEEE, 75 (12), 1574-1591.
- [11]. Pang, C.K. and Shebe. 1981. "Evaluation of Dynamic Programming Based Method": IEEE Trans on PAS, PAS-100 (3), 1212-1218.

LAM RAN



PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : DEWI PANCA WIDYANTI
NIM : 01.12.142
Semester :
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
Alamat : 31 SIGURA-GURA 9/23 MALANG

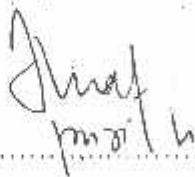
Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat *SKRIPSI Tingkat Sarjana*. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan *SKRIPSI* adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (.....)
2. Telah lulus dan menyerahkan Laporan Praktek Kerja (.....)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (.....)
4. Telah menempuh mata kuliah ≥ 134 sks dengan IPK ≥ 2 dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terimakasih

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas
Recording Teknik Elektro


(.....)

Malang, ...2006

Pemohon

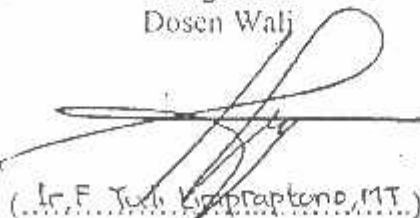


(.....DEWI PANCA W.....)

Disetujui
Ketua Jurusan Teknik Elektro


Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500274

Mengetahui
Dosen Wali


(.....Ir. F. Yudi Limpraptono, MT.....)

Catatan :

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Jurusan/Sekretaris Jurusan T. Elektro S-1

1. IPK 4.36/138 = 3.16
2.
3. - 7. praktikum benar

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2

MALANG

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Bapak Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 01.12.142
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Elektronika/Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping dari 1 (satu) dosen pembimbing *), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposals terlampir) :

**PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT UNTUK
PEMBANGKIT THERMAL DENGAN MENGGUNAKAN
METODE UNIT DECOMMITMENT (UD) PADA PT. PLN
PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)**

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.

Demikian permohonan kami atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1


Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
Nip. 1039500274

*) Coret yang tidak perlu

Malang,

Hormat kami,


Dewi Panca W.

Form. S - 3a

INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL

Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2

MALANG

Lampiran : 1 (satu) berkas
Pembimbing Skripsi

Kepada : Yth. Ibu Iirine Budi S, ST, MT,
Dosen Institut Teknologi Nasional
MALANG

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 01.12.142
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Elektronika/Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama / Pendamping dari (2) dosen pembimbing *), untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) :

**PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT UNTUK
PEMBANGKIT TERMAL DENGAN MENGGUNAKAN
METODE UNIT DECOMMITMENT (UD) PADA PT. PLN
PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)**

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.

Demikian permohonan kami atas kesediaan Bapak/Ibu kami ucapkan terima kasih.

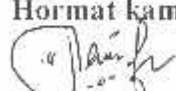
Ketua
Jurusan Teknik Elektro S-1


Ir. F. Yudi Lampiraptono, MT
Nip. 1839500274

*) Coret yang tidak perlu

Malang.

Hormat kami,


Dewi Panca W.

Form. S - 3a

PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa/i :

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI

Nim : 01.12.142

Semester : 11

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Teknik Elektronika/Energi Listrik

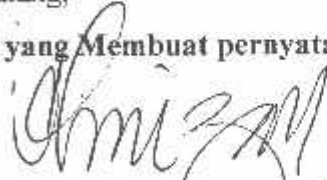
Dengan ini Menyatakan bersedia / ~~tidak bersedia~~ *) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

**PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT UNTUK PEMBANGKIT
TERMAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *UNIT DECOMMITMENT* (UD)
PADA PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI (PJB)**

Demikian surat Pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang,

Kami yang Membuat pernyataan,



Ir. H. ALMIZAN ABDULLATIF, MSEE

NIP. Y. 1039000208

Catatan :

Setelah disetujui agar formulir ini diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.

*) Coret yang tidak perlu



BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika*)

1.	Nama Mahasiswa: DEWI PANCA WIDIYANTI	Nim: 01.12.142						
2.	Keterangan Pelaksanaan	Tanggal 23 JUNI 2007	Waktu	Tempat Ruang:				
3.	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)							
	a. Sistem Tenaga Elektrik	e. Elektronika & Komponen						
	b. Energi & Konversi Energi	f. Elektronika Digital & Komputer						
	c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	g. Elektronika Komunikasi						
	d. Sistem Kendali Industri	h. lainnya						
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT UNTUK ... PEMBANGKIT TERMAL DENGAN MENGGUNAKAN METODE ... UNIT DECOMMITMENT (UD) PADA PT. PLN PEMBANGKITAN JAWA BALI (PTJB)						
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian							
6.	Catatan:							
7.	Persetujuan Judul Skripsi <table border="1"><tr><td>Disetujui, Dosen Keahlian I Ir. H. Taufik H., MT</td><td>Disetujui, Dosen Keahlian II Ir. Widodo Pudji H., MT</td></tr><tr><td>Mengetahui, Ketua Jurusan Ir. F. Yudi Limpraptono, MT NIP. P. 1039500274</td><td>Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs IRIHE BUDI S., ST, MT</td></tr></table>				Disetujui, Dosen Keahlian I Ir. H. Taufik H., MT	Disetujui, Dosen Keahlian II Ir. Widodo Pudji H., MT	Mengetahui, Ketua Jurusan Ir. F. Yudi Limpraptono, MT NIP. P. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs IRIHE BUDI S., ST, MT
Disetujui, Dosen Keahlian I Ir. H. Taufik H., MT	Disetujui, Dosen Keahlian II Ir. Widodo Pudji H., MT							
Mengetahui, Ketua Jurusan Ir. F. Yudi Limpraptono, MT NIP. P. 1039500274	Disetujui, Calon Dosen Pembimbing ybs IRIHE BUDI S., ST, MT							

Perhatian:

1. Keterangan: *) Coret yang tidak perlu

**) dilingkari a, b, c, ... atau g sesuai bidang keahlian



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 12 Juni 2007

Nomor : ITN-365/I.TA/2/2007
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 0112142
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

23 Juni 2007 s/d 23 Desember 2007

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form. S4a



PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 19 Februari 2008

Nomor : ITN-153/I.TA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE *)

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal Skripsi untuk
Mahasiswa:

Nama : DEWI PANCA W
Nim : 0112142
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan Skripsi tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai tanggal

23 Desember 2007 s/d 23 Juni 2008

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Teknik, Jurusan Elektro apabila lewat dari batas waktu tsb. Maka,
Skripsinya akan digugurkan.

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya kami ucapkan terima kasih



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. *) Perpanjangan
2. Mahasiswa Yang Bersangkutan
3. Arsip

Form S4a



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK**

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunling), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 12 Juni 2007

Nomor : ITN-366/I.TA/2/2007
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **IRRINE BUDI S, ST, MT**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposai Skripsi
untuk Mahasiswa:

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 0112142
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai
tanggal:

23 Juni 2007 s/d 23 Desember 2007

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan
terima kasih.



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form. S4a



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

PT. BNI (PERSERO) MALANG
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 19 Februari 2008

Nomor : ITN-153/1.TA/2/2008
Lampiran : -
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**

Kepada : Yth. Sdr. **IRRINE BUDI S, ST, MT *)**

Dosen Pembimbing
Jurusan Teknik Elektro S-1
di
Malang

Dengan Hormat,
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam proposal Skripsi untuk Mahasiswa:

Nama : DEWI PANCA W
Nim : 0112142
Fakultas : Teknologi Industri
Jurusan : Teknik Elektro S-1
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan Skripsi tersebut kami serahkan sepenuhnya kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai tanggal

23 Desember 2007 s/d 23 Juni 2008

Adapun tugas tersebut merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Elektro apabila lewat dari batas waktu tsb. Maka, Skripsinya akan digugurkan.

Demikian atas perhatian serta kerjasannya, kami ucapkan terima kasih



Ketua Jurusan
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT *84*
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. *) Perpanjangan
2. Mahasiswa Yang Bersangkutan
3. Arsip

Form S4a



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 01. 12. 142
Masa Bimbingan : 23 Juni 2007 s.d. 23 Desember 2007
Judul Skripsi : Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit Termal dengan Menggunakan Metode Unit Decommitment (UD) Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali (PJB).

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	26-07-07	Bab I : Judul diubah dengan menggunakan istilah : Dekomitmen Unit Termal	
2.	07-08-07	Bab I : 1. Ada bagian-bagian dari teori yg tidak boleh dihilangkan yg berkaitan kaitannya dgn 2. Pengertian SL dan X penting	
3.		3. Penjelasan penulisan Algoritma, boleh-boleh saja agar dijelaskan di mana diambarnya	
4.	05-09-07	Bab I : 4. menggunakan kritikan PJB sebaiknya di tambahkan uraian kenapa kita mengoptimasi menggunakan unit-unit pembangkit termal.	
5.	26-09-07	Bab I : Bab ini sudah selesai untuk lebih memperjelas kekhususan sifat Metode Dekomitmen ini	
6.	07-02-08	Bab II : Jelaskan Ditin apa? Bab I : Jelaskan bahwa metode ini akan dibandingkan d. metode lain.	
7.	15-02-08	Bab IV : Pokok dikaji kembali prosedur biaya hasil uji validasi yang tampaknya benar	
8.	20-02-08	Bapak menyiapkan Naskah Seminar hasil	
9.	12-03-08	Bab IV : 1. Sempurnakan perhitungan Biaya Start up 2. Sempurnakan Tabel Daya Pembangkit keit setelah optimasi	
10.			

Malang,
Dosen Pembimbing

Ir. H. ALMIZAN ABDULLAH, MSEE
NIP. Y. 1639000208



FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
Nim : 01. 12. 142
Masa Bimbingan : 23 Juni 2007 s.d. 23 Desember 2007
Judul Skripsi : Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit Termal dengan Menggunakan Metode Unit Decommitment (UD) Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali (PJB).

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	4 Agustus 2007	Bab I : babaran masalah C.1.1.1 Eperjilas Reduksi masalah	
2.	2 Agustus 2007	ACC Bab I	
3.	14 Agustus 2007	Revisi penulisan gbr (kont dll -)	
4.	19 Feb 2008	Flowchart diuraikan dgn data yg ada untuk N pembangkit	
5.		Algoritma untuk masalah minimasi Hb awal & perbaikan	
6.		Cek kembali untuk error / keliru val dari program kalau bisa diperbaiki	
7.	10 Maret 08	Bab I : babaran masalah & penugasan data keluaran data yg diambil untuk dgn survey yg dilakukan	
8.		Bab II : algoritma kerangjelas, uraian dgn Flowchartnya Bab III : untuk data yg diambil & PLTU se-	
9.		belanya & perjelas data & ambil pd saat kondisi combined cyclenya spt apr!	
10.			

Malang, 14 Maret 2008
Dosen Pembimbing

IRRINE BUDI S. ST. MT.
NIP. Y. 132314400



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI

1. Nama : DEWI PANCA WIDIYANTI
2. NIM : 0112142
3. Jurusan : TEKNIK ELEKTRO S-1
4. Konsentrasi : TEKNIK ENERGI LISTRIK
5. Judul Skripsi : PENYELESAIAN MASALAH KOMITMEN UNIT
UNTUK PEMBANGKIT TERMAL DENGAN
MENGUNAKAN METODE DEKOMITMEN UNIT
TERPADU (*UNIFIED UNIT DECOMMITMENT*
(*UUD*)) PADA PT. PLN REGION 4

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1) pada :

Hari : SENIN
Tanggal : 17 MARET 2008
Dengan Nilai : 81.245 (A) *Buf*

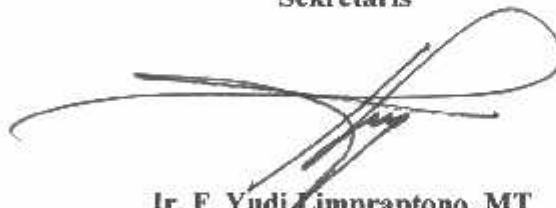


Ir. Mochtar Asroni, MSME
NIP. Y. 101 810 0036

Panitia Ujian Skripsi

Ketua

Sekretaris



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT
NIP. Y. 103 950 0274

Anggota Penguji

Penguji I

Penguji II



Ir. I Made Wartana, MT
NIP. 131 991 182



Bambang Prio Hartono, ST, MT
NIP. Y. 102 840 0082



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentasi T. Energi Listrik / T. Elektronika, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA

NIM

Perbaikan meliputi

01.12.142

1. Pada latar belakang literatur yg dicu. si
Nus
2. Perlu ada tambahan meta ke. (Emi literatur)
yg terkait dg meta ke yg diusulkan. (UUD).
3. Tufun lebih d. diperjelas kpd. aspek yg
d. pahami sign.
4. Bab III dan Bab IV disarankan digabung sign
shg aplikasi meta ke yg diusulkan pd. DT, PLN.
5. Saran: sebaiknya menguraikan kelemahan?
metode penempatan meta ke yg dikembalangi / diusul
uta jika ben kajan pd. penelitian. sebelum selanjut.

Malang,

()



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

Formulir Perbaikan Ujian Skripsi

Dalam pelaksanaan Ujian Skripsi Janjang Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Konsentrasi T. Energi Listrik / T. Elektronika, maka perlu adanya perbaikan skripsi untuk mahasiswa :

NAMA

NIM

Perbaikan meliputi

1. Latar belakang diperhatikan. (isi permasalahan tidak kelibatan)
2. Rumusan masalah diganti
3. Tujuan di sempatkan.
4. Batasan masalah di sempatkan 1.2.3.
5. Metodologi di angka 1.2.3.
6. Pustaka diperhatikan.
7. Setiap data hasil harus ada analisa pembahasannya?

Malang, 17 Maret 2008

(_____)



PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1)
yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin

Tanggal : 17 Maret 2008

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Dewi Panca Widiyanti

2. NIM : 01.12.142

3. Jurusan : Teknik Elektro

4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

5. Judul Skripsi : Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit
Termal Dengan Menggunakan Metode Dekomitmen Unit
Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) Pada PT.
PLN region 4

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Pd latar belakang literature-literatur yang diacu ditulis.	
2.	Perlu ada tambahan metode (dari literatur) yang terkait dengan metode yang diusulkan (UUD).	
3.	Tujuan lebih dipertajam kepada aspek-aspek yang dipecahkan saja.	
4.	Bab III dan Bab IV disarankan digabung saja sebagai aplikasi metode yang diusulkan pada PT. PLN Region 4.	
5.	Saran-saran sebaiknya menguraikan kelemahan-kelemahan penerapan metode yang dikembangkan/diusulkan untuk dijadikan kajian pada penelitian-penelitian selanjutnya.	

Anggota Penguji I

Ir. I Made Wartana, MT
NIP. 131 991 182

Dosen Pembimbing

Dosen Pembimbing I

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.

Nip. Y. 1039009208

Dosen Pembimbing II

Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT.

Nip. 132314400



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1)
yang diselenggarakan pada :

Hari : Senin

Tanggal : 17 Maret 2008

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : Dewi Panca Widiyanti

2. NIM : 01.12.142

3. Jurusan : Teknik Elektro

4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik

5. Judul Skripsi : Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit
Termal Dengan Menggunakan Metode Dekomitmen Unit
Terpadu (*Unified Unit Decommitment (UUD)*) Pada PT.
PLN region 4

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Pd latar belakang diperhatikan (Isi permasalahan tidak kelihatan).	
2.	Rumusan masalah diganti.	
3.	Tujuan disesuaikan.	
4.	Batasan masalah dengan angka 1, 2, 3,.....	
5.	Metodologi dengan angka 1, 2, 3, ...	
6.	Pustaka diperhatikan.	
7.	Setiap data hasil harus ada analisa pembahasannya.	

Anggota Penguji II

Bambang Prio Hartono, ST, MT
NIP. Y. 102 840 0082

Dosen Pembimbing

Dosen Pembimbing I

Ir. H. Almizan Abdullah, MSEE.
Nip. Y. 1039000208

Dosen Pembimbing II

Irrine Budi Sulistiawati, ST, MT.
Nip. 132314400



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG

FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK

INI (PERSERO) MALANG
UNIK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : IIN- 1378 /III.TA-2/2/07
Lampiran : -
Perihal : Survey

Malang, 4 Juli 2007

Kepada : Yth. Pimpinan
PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali (PJB)
Jl. Ketintang Baru No. 11
Di - Surabaya

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data - data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit Termal Dengan Menggunakan Metode Unit Decommitment (UD) Pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali (PJB)

Mahasiswa tersebut Adalah :

Dewi Panca Widiyanti Nim. 01.12.142

Adapun lamanya Survey adalah : 3 Hari

Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami ucapkan terima kasih.



DEKAN
Fakultas Teknologi Industri

Ir. Mochtar Asroni, MSME

Nip. Y.1018100036



Nomor : E2307335
Sifat : Biasa
Lampiran : -

Surabaya, 30 November 2007

Kepada
Yth. DEKAN FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL (ITN) MALANG
JL. BENDUNGAN SIGURA-GURA NO. 2,
MALANG - 65145

Perihal : **Pengambilan Data**

Menunjuk surat Saudara Nomor : ITN-1378/III.TA-2/2/07 tanggal 4 Juli 2007, perihal : Survey; untuk menyusun skripsi, maka perlu kami sampaikan hal-hal sebagai berikut :

1. Pada prinsipnya kami memberikan ijin kepada mahasiswa Saudara yang bernama :
 - o DEWI PANCA WIDIYANTI - Nim. 01.12.142
Jurusan Teknik Elektro, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri,
Institut Teknologi Nasional (ITN) Malang, untuk melaksanakan Pengambilan Data di PT
Pembangkitan Jawa Bali - Kantor Pusat.
Judul Skripsi : " Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit Termal Dengan
Menggunakan Metode Unit Decommitment (UD) pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali
(PJB) "
2. Kegiatan diatas akan dilaksanakan di PT Pembangkitan Jawa Bali Kantor Pusat - Jl. Ketintang Baru
No. 11 Surabaya 60231, pada Subdit. Manajemen Energi, Direktorat Pengembangan dan Niaga, PT
PJB Kantor Pusat, terhitung mulai tanggal 1 Agustus 2007 sampai dengan tanggal 31 Oktober 2007.
3. Kepada yang bersangkutan diberlakukan ketentuan bahwa :
 - a. Tidak diperkenankan memanfaatkan data dan informasi untuk kepentingan di luar PT PJB
sebelum mendapat persetujuan dari Pejabat yang berwenang.
 - b. Setelah selesai kegiatan harus membuat laporan kegiatan yang telah disahkan oleh pejabat PT PJB
yang berwenang.
 - c. Selama melaksanakan kegiatan wajib mengikuti ketentuan dan aturan yang berlaku bagi
Karyawan / Tamu di lingkungan PT PJB.
 - d. Semua biaya, penginapan, transport dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT PJB
Kantor Pusat.

Atas perhatian Saudara, kami sampaikan terima kasih



PT PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Jl. Ketintang Baru 11 Surabaya 60231 - Indonesia, ☎ : 62-31-8283180 (hunting) Fax : 62-31-8283183 E-mail : pjb@pjb2.com



Halaman : 2
Surel No : E2307335
Tanggal : 30 November 2007

Tembusan :

1. Manajer Manajemen Energi
2. Manajer Umum
3. Sdr. Dewi Panca Widiyanti



Nomor : E2307335
Sifat : Biasa
Lampiran : -

Surabaya, 30 November 2007

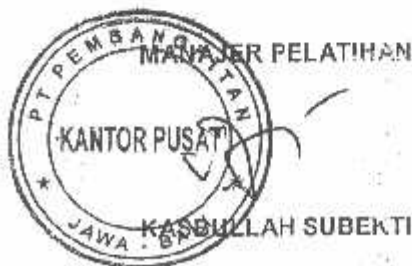
Kepada
Yth. DEKAN FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL (ITN) MALANG
JL. BENDUNGAN SIGURA-GURA NO. 2,
MALANG - 65145

Perihal : Pengambilan Data

Menunjuk surat Saudara Nomor : ITN-1378/III.TA-2/2/07 tanggal 4 Juli 2007, perihal : Survey; untuk menyusun skripsi, maka perlu kami sampaikan hal-hal sebagai berikut :

1. Pada prinsipnya kami memberikan ijin kepada mahasiswa Saudara yang bernama :
 - o DEWI PANCA WIDIYANTI - Nim. 01.12.142
Jurusan Teknik Elektro, Konsentrasi Teknik Energi Listrik, Fakultas Teknologi Industri,
Institut Teknologi Nasional (ITN) Malang, untuk melaksanakan Pengambilan Data di PT
Pembangkitan Jawa Bali - Kantor Pusat
Judul Skripsi : " Penyelesaian Masalah Komitmen Unit Untuk Pembangkit Termal Dengan
Menggunakan Metode Unit Decommitment (UD) pada PT. PLN Pembangkitan Jawa Bali
(PJB)
2. Kegiatan diatas akan dilaksanakan di PT Pembangkitan Jawa Bali Kantor Pusat - Jl. Ketintang Baru
No. 11 Surabaya 60231, pada Subdit. Manajemen Energi, Direktorat Pengembangan dan Niaga, PT
PJB Kantor Pusat, terhitung mulai tanggal 1 Agustus 2007 sampai dengan tanggal 31 Oktober 2007.
3. Kepada yang bersangkutan diberlakukan ketentuan bahwa :
 - a. Tidak diperkenankan memanfaatkan data dan informasi untuk kepentingan di luar PT PJB
sebelum mendapat persetujuan dari Pejabat yang berwenang.
 - b. Setelah selesai kegiatan harus membuat laporan kegiatan yang telah disahkan oleh pejabat PT PJB
yang berwenang.
 - c. Selama melaksanakan kegiatan wajib mengikuti ketentuan dan aluran yang berlaku bagi
Karyawan, Tamu di lingkungan PT PJB.
 - d. Semua biaya, penginapan, transport dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT PJB
Kantor Pusat.

Atas perhatian Saudara, kami sampaikan terima kasih



PT PEMBANGKITAN JAWA - BALI

Jl. Ketintang Baru 11 Surabaya 60231 - Indonesia, ☎ : 62-31-8283180 (hunting) Fax : 62-31-8233183 E-mail : pjb@pjb2.com

Tembusan :

1. Manajer Manajemen Energi
2. Manajer Umum
3. Sdr. Dewi Panca Widiyanti

PEMBANGKIT DI REGION 4 (JAWA TIMUR)

PT Pembangkitan Jawa Bali

PLTU PAITON 400 MW (Unit #1 & #2)

@HPS.PITON	[V4]	225	260	300	370
@HR.PITON	[V4]	2579.00	2546.00	2522.00	2494.00

PLTU GRSIK 100 MW (Unit #1 & #2)

@HPS.GRSIK100	[V4]	43	50	65	85
@HR.GRSIK100	[V4]	2809.00	2775.00	2727.00	2704.00

PLTU GRSIK 200 MW (Unit #3 & #4)

@HPS.GRSIK200	[V4]	90	110	135	175
@HR.GRSIK200	[V4]	2686.00	2604.00	2577.00	2582.00

PLTGU GRSIK Blok 1

Operasi 3.3.1

@HPS.GRSIK.13CC	[V4]	250	325	400	480
@HR.GRSIK.13CC	[V4]	2380.00	2209.00	2103.00	2029.00

Operasi 2.2.1

@HPS.GRSIK.12CC	[V4]	164	213	262	314
@HR.GRSIK.12CC	[V4]	2500.00	2320.00	2208.00	2130.00

Operasi 1.1.1

@HPS.GRSIK.11CC	[V4]	99.00	107.00	116.00	150.00
@HR.GRSIK.11CC	[V4]	2324.00	2284.00	2254.00	2232.00

Operasi Open Cycle

@HPS.GRSIK.110C	[V4]	53	69	85	102
@HR.GRSIK.110C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00

@HPS.GRSIK.120C	[V4]	106	138	170	204
@HR.GRSIK.120C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00

@HPS.GRSIK.130C	[V4]	159	207	255	306
@HR.GRSIK.130C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00

PLTGU GRSIK Blok 2

Operasi 3.3.1

@HPS.GRSIK.23CC	[V4]	250	325	400	480
@HR.GRSIK.23CC	[V4]	2380.00	2209.00	2103.00	2029.00

Operasi 2.2.1

@HPS.GRSIK.22CC	[V4]	164	213	262	314
@HR.GRSIK.22CC	[V4]	2500.00	2320.00	2208.00	2130.00

Operasi 1.1.1

@HPS.GRSIK.21CC	[V4]	99	107	116	150
@HR.GRSIK.21CC	[V4]	2324.00	2284.00	2254.00	2232.00

Operasi Open Cycle

@HPS.GRSIK.210C	[V4]	53	69	85	102
@HR.GRSIK.210C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00
@HPS.GRSIK.220C	[V4]	106	138	170	204
@HR.GRSIK.220C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00
@HPS.GRSIK.230C	[V4]	159	207	255	306
@HR.GRSIK.230C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00

PLTGU GRSIK Blok 3

Operasi 3.3.1

@HPS.GRSIK.33CC	[V4]	250	325	400	480
@HR.GRSIK.33CC	[V4]	2380.00	2209.00	2103.00	2029.00

Operasi 2.2.1

@HPS.GRSIK.32CC	[V4]	164	213	262	314
@HR.GRSIK.32CC	[V4]	2500.00	2320.00	2208.00	2130.00

Operasi 1.1.1

@HPS.GRSIK.31CC	[V4]	99	107	116	150
@HR.GRSIK.31CC	[V4]	2324.00	2284.00	2254.00	2232.00

Operasi Open Cycle

@HPS.GRSIK.310C	[V4]	53	69	85	102
@HR.GRSIK.310C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00
@HPS.GRSIK.320C	[V4]	106	138	170	204
@HR.GRSIK.320C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00
@HPS.GRSIK.330C	[V4]	159	207	255	306
@HR.GRSIK.330C	[V4]	3571.00	3314.00	3156.00	3043.00

PLTG GRSIK (Unit #1 & #2)

@HPS.GRSIKG	[V4]	5	8	12	16
@HB.GRSIKG	[V4]	4711.00	4450.00	4326.00	4285.00

PLTG GILITIMUR (Unit #1 & #2)

@HPS.GLTMR	[V4]	5	8	12	16
@HB.GLTMR	[V4]	4711.00	4450.00	4326.00	4285.00

PT Indonesia Power

PLTGU GRATI BLOK 1

Operasi 3.3.1

@HPS.GRATI.13CC	[V4]	270	300	345	462
@HB.GRATI.13CC	[V4]	2481	2232	2136	2088

Operasi 2.2.1

@HPS.GRATI.12CC	[V4]	180.00	195.00	210.00	300.00
@HB.GRATI.12CC	[V4]	2731	2662	2626	2537

Operasi 1.1.1

@HPS.GRATI.11CC	[V4]	90.00	98.00	105.00	150.00
@HB.GRATI.11CC	[V4]	3176	3125	3087	3042

Operasi Open Cycle

@HPS.GRATI.110C	[V4]	40.00	50.00	70.00	99.00
@HB.GRATI.110C	[V4]	3376	3312	3288	3355
@HPS.GRATI.120C	[V4]	80.00	100.00	140.00	198.00
@HB.GRATI.120C	[V4]	3376	3312	3288	3355
@HPS.GRATI.130C	[V4]	120	150	210	297
@HB.GRATI.130C	[V4]	3376	3312	3288	3355

PLTG GRATI BLOK 2

Operasi Open Cycle

@HPS.GRATI.210C	[V4]	40.00	50.00	70.00	100.00
@HB.GRATI.210C	[V4]	4439	4232	3999	3996
@HPS.GRATI.220C	[V4]	40	50	70	100
@HB.GRATI.220C	[V4]	4439	4232	3999	3996
@HPS.GRATI.230C	[V4]	40	50	70	100
@HB.GRATI.230C	[V4]	4439	4232	3999	3996

PLTU PERAK (UNIT #3 & #4)

@HPS.PERAK	[V4]	25	30	35	46
@HB.PERAK	[V4]	4323	4123	4002	3856

SWASTA

PLTU PEC BATUBARA 615 MW (Unit #7 & #8)

@Aheatpoint	[v4]	307.5	399.75	522.75	615
@aHEATRATe	[v4]	2771.83	2674.38	2544.45	2447

PLTU JAWA POWER BATUBARA 610 MW (Unit #5 & #6)

@HEATpoin_P2	[v4]	305	396.5	518.5	610
@HEATRATe_P2	[v4]	2700	2622	2516	2440

Keterangan :

Data diatas adalah Heatpoint (MW) dan HeatRate (kcal/kWh)

RENCANA:

HARI/TANGGAL: SENIN, 24 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

00.30 01.00 01.30 02.00 02.30 03.00 03.30 04.00 04.30 05.00 05.30 06.00 06.30 07.00 07.30 08.00 08.30 09.00 09.30 10.00 10.30

PLTU PERAK #3	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PERAK #4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTGU ORATI #B.1	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
ORATI #B.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD PSRAN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTG PSRAN	21	19	18	25	31	41	38	29	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
GLMNK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
#2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
SUTAMI	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTA BRANTAS	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PLTU PITON #1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRESIK #D1	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRESIK #B2	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRESIK #B3	480	455	455	455	455	480	480	480	480	455	425	400	425	425	480	480	480	480	480	480
PLTU GRESIK #3	50	43	43	43	43	80	80	80	80	43	43	43	43	43	43	80	80	80	80	80
PLTU GRESIK #4	50	43	43	43	43	80	80	80	80	43	43	43	43	43	43	80	80	80	80	80
GRESIK #1	187	140	140	140	140	167	167	167	167	150	140	140	140	140	150	167	167	167	167	167
GRESIK #2	157	140	140	140	140	157	157	157	157	150	140	140	140	140	150	157	157	157	157	157
PLTG GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRESIK #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRESIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIJ.P #5	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIJ.P #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PII.PEC #7	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PII.PEC #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625

(*) Pembangkitan Area-4

(**) Beban Area-4

Selisih (*) - (**) :

Cadangan Seketika

Cadangan Pulut

SYSTEM

12131 11965 11071 11830 12132 12301 12689 12547 12271 11631 11382 10723 10806 10816 11409 12007 12899 13091 13260 13457 13872

Lampiran V

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rate-2	
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
425	425	350	350	300	350	350	385	350	350	350	350	350	350	350	425	425	425	425	425	425	425	375	450	278	184	184	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	38	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	36	30	30	30	0	
86	86	86	86	58	58	60	66	85	86	65	80	37	45	96	106	106	106	106	106	103	45	40	32	45	32	28	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	25	34	20	20	20	20	25	20	22	20	20	20	20	20	20	23	31	22	20	20	20	20	20	20	20	20	0	
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	40	40	80	80	80	80	80	80	80	60	40	20	20	20	20	0	
6	6	6	5	11	11	11	11	11	11	11	11	26	26	61	61	61	61	61	61	56	36	36	21	21	21	21	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
184	164	184	164	164	200	275	275	275	275	275	200	184	164	225	275	275	275	275	275	275	275	225	184	184	164	164	0	
350	350	300	300	250	250	325	325	300	275	275	280	250	250	300	375	400	400	400	400	400	400	400	375	300	250	250	0	
480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	0	
80	80	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	
80	80	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	
157	167	150	150	167	167	167	167	167	167	167	167	140	140	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	0	
157	157	150	150	157	157	157	157	157	157	157	157	140	140	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
5330	5329	5124	5007	5202	5354	5400	5334	5334	5312	5309	5214	5085	5098	5509	5857	5692	5691	5883	5899	5661	5563	5458	5401	5121	4964	4960	0	
2943	2955	2795	2853	2592	3015	3057	3004	2983	2983	2987	3041	3084	3049	3308	3607	3617	3617	3623	3598	3555	3498	3428	3250	3221	3112	3021	2955	0
2388	2374	2329	2154	2210	2339	2343	2330	2329	2329	2322	2173	2001	2049	2201	2050	2075	2083	2088	2086	2114	2163	2135	2208	2180	2009	1943	2005	0
35	35	62	57	50	57	59	56	55	55	55	50	59	58	36	43	23	23	23	24	24	24	24	40	38	46	38	39	0
237	238	427	341	393	243	203	268	268	291	293	383	532	532	278	91	56	48	57	65	74	78	78	178	184	431	574	574	0
13710	13083	13070	13016	13555	14017	14118	14087	14077	14054	14054	14104	14083	14125	14548	15318	15456	15475	15446	15405	15384	15233	14883	14403	14239	13863	13603	13328	

RENCANA:
HARUTANGGAL : SELASA 25 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30
PLTU PERAK #3	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PERAK #4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTGU GRATI #B.1	125	100	90	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
GRATI #B.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD PSRAN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTG PSRAN	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
GLMINK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
SUTAMI	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTA BRANTAS	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PLTU PITON #1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRSIK #B1	184	184	184	225	225	225	225	250	250	250	200	184	184	164	164	164	174	184	250	250	270
GRSIK #B2	250	250	250	250	250	250	250	300	300	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
GRSIK #B3	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	450	450	425	450	480	480	480	480	480	480
PLTU GRSIK #3	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	70	80	80	80
PLTU GRSIK #4	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	70	80	80	80
GRSIK #1	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	167	167	167	167
GRSIK #2	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	157	157	157	157
PLTG GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIT.J.P #5	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.J.P #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.PEX #7	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PIT.PEX #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PLTA Area-4	4763	4736	4716	4715	4777	4783	4872	4866	4780	4777	4752	4536	4391	4516	4715	4739	4762	4870	4859	4924	4885
Beban Area-4	2887	2850	2850	2839	2877	2881	2989	2990	2938	2853	2833	2445	2364	2381	2513	2660	2765	2812	2845	2887	2903
Selalih (*) - (**) Cadangan Sekeloa	1876	1887	1866	1878	1901	1893	1883	1878	1842	1925	2119	2092	2028	2135	2204	2079	1998	2058	2114	2077	2082
Cadangan Pulat	670	545	565	565	504	504	429	429	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504	504

SYSTEM

13029	12005	12784	12770	12902	13044	13366	13362	13279	12862	11886	11345	11100	11252	11886	12369	12793	13040	13282	13454	13807
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

RENCANA :
HARUTANGGAL : RABU, 26 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

		00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30
PLTU PERAK #3	PERAK #4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTGU GRATI # B.1	GRATI # B.2	125	100	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
PLTD PSRAN	PLTG PSRAN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
GLMKN	PEMARON #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4.	SUTAMI	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
PLTA BRANTAS		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTU PITON #1	PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRSIK #B1	GRSIK #B2	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRSIK #B3		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
PLTU GRSIK #3	GRSIK #4	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
GRSIK #1	GRSIK #2	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
PLTG GLTMR #1	GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #3	GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIT.J.P #5	PIT.J.P #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.PEC #7	PIT.PEC #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PLTA Area-4		4763	4736	4888	4861	4888	4743	4797	4794	4719	4716	4598	4536	4406	4556	4702	4720	4782	4788	4911	4989	4991
Selalih (*) - (**)		2887	2850	2850	2839	2877	2891	2989	2988	2938	2859	2633	2445	2384	2381	2513	2650	2765	2812	2845	2887	2903
Cadangan Seketika		1876	1887	1836	1823	1810	1858	1808	1806	1781	1864	1963	2092	2043	2175	2190	2060	2017	1976	2066	2182	2088
Cadangan P u i a r		46	45	67	65	67	44	47	47	44	14	66	65	101	101	67	67	46	46	44	40	40
		670	545	593	630	595	545	504	504	565	565	635	745	875	735	579	584	529	410	337	336	336

SYSTEM

	13029	12984	12764	12771	12903	13048	13356	13368	13678	12502	11803	11345	11087	11252	11063	12388	12760	13040	13282	13474	13507
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Lampiran IX

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Page-2
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0
80	80	80	80	80	80	80	80	80	120	160	160	160	216	226	300	375	425	425	425	425	425	350	350	275	225	175	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	38	44	44	44	44	44	44	44	44	44	36	30	30	30	0
62	62	65	46	58	61	61	61	61	57	48	43	32	33	76	110	110	110	110	103	82	68	45	32	32	32	16	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	20	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25	40	40	30	20	20	20	20	20	20	20	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	28	20	20	20	20	20	20	0	0	0	0
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	0
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	40	40	50	60	60	60	60	60	40	40	20	20	20	20	0
6	6	6	6	11	11	11	11	11	11	11	11	28	28	61	61	61	61	61	56	56	36	35	21	21	21	21	0
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0
220	220	200	200	200	275	275	275	275	275	250	250	250	300	300	350	480	480	480	480	480	225	200	200	184	164	0	0
325	325	300	300	350	350	350	350	350	325	325	325	300	300	350	480	480	480	480	480	480	350	275	250	250	250	250	0
480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	0
80	80	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0
80	80	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0
167	167	140	140	167	167	167	167	167	167	167	167	167	140	140	150	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	0
157	157	140	140	157	157	157	157	157	157	157	157	157	140	140	150	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	0
810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	0
815	815	815	815	815	815	815	815	815	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	0
815	815	815	815	815	815	815	815	815	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	825	0
486	486	486	486	486	5090	5110	5110	5110	5121	5067	5067	5067	5067	5092	5381	5579	5698	5698	5698	5641	5477	5273	5192	5091	5025	4938	0
2902	2854	2757	2744	2849	2984	2961	2961	2961	2952	2895	2911	2968	3035	3035	3488	3614	3587	3587	3587	3448	3284	3200	3182	3059	3028	2964	0
2084	2132	2081	2095	2164	2106	2147	2159	2189	2189	2172	2151	2095	2057	1813	1965	2101	2139	2139	2139	2192	2183	2073	2009	2032	1997	1975	0
40	40	40	40	40	45	45	45	45	46	52	52	52	84	84	68	60	23	23	24	24	39	51	50	45	42	36	0
337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	0
13535	13465	13055	12962	13470	13682	13813	13841	13841	13820	13752	13832	13882	13884	14060	15226	15548	15576	15585	15416	15471	15267	14798	14443	14313	13872	13386	0

RENCANA:

HARI/TANGGAL : KAMIS, 27 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

PLTU PERAK #3	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	28
PERAK #4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	28
PLTGU GRATI # B.1	125	100	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
GRATI # B.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD PERAN	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
PLTG PERAN	18	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
GLMUK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21
#2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
SUTAMI	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTA BRANTAS	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PLTU PITON #1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRSIK #B1	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRSIK #B2	250	200	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRSIK #B3	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
PLTU GRSIK #3	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
PLTU GRSIK #4	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
GRSIK #1	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
GRSIK #2	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
PLTG GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIT.J.P #5	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.J.P #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.PEC #7	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PIT.PEC #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625

4763	4686	4630	4580	4630	4653	4711	4667	4633	4630	4560	4305	4180	4215	4511	4584	4696	4736	4734	4889	4931
2888	2850	2845	2828	2957	2933	2846	2893	2953	2892	2669	2393	2304	2319	2526	2819	2827	2811	2851	2919	2951
1875	1836	1786	1752	1673	1730	1765	1674	1680	1738	1891	1912	1887	1896	1985	1965	1869	1925	1863	1970	1980
46	43	40	41	40	41	43	41	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
655	480	536	586	536	516	473	516	536	536	606	861	976	931	653	605	500	460	466	322	281

SYSTEM

12090	12787	12883	12857	12866	12908	13265	13178	12807	12487	11937	11206	10868	10671	11940	12113	12727	12917	13090	13440	13900
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Lampiran XI

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	18.59	19.00	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rate
28	28	28	25	25	25	26	28	28	28	28	28	25	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0
28	28	28	25	25	25	26	28	28	28	28	28	25	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0
80	80	80	80	80	80	80	80	80	120	160	160	215	225	300	350	425	425	425	425	425	425	350	350	275	225	175	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	38	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	36	30	30	0	
62	62	66	66	48	48	61	61	61	57	57	43	32	33	33	76	110	110	110	110	103	92	59	32	32	16	16	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	20	20	22	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	25	30	40	40	40	40	20	20	20	20	20	20	20	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	40	40	40	20	20	20	20	0	0	0	0	
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	40	40	60	60	60	60	60	60	40	40	20	20	20	20	0	
6	6	6	6	11	11	11	11	11	11	11	11	11	26	61	61	61	61	61	61	56	56	36	21	21	21	21	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
290	290	220	200	200	250	250	250	275	275	275	280	200	250	275	278	300	300	300	300	300	300	300	300	275	230	164	0	
225	225	225	184	184	184	184	184	184	164	164	184	217	217	250	325	400	400	400	400	400	400	375	325	300	250	200	0	
480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	425	450	485	495	495	495	495	495	495	495	495	480	480	480	480	0	
80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	70	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	50	43	43	43	0	
80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	70	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	50	43	43	43	0	
167	167	140	140	167	167	167	167	167	167	167	167	150	150	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	140	140	140	0	
157	157	140	140	157	157	157	157	157	157	157	157	150	150	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	140	140	140	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
4978	4978	4803	4837	4830	4899	4899	4899	4944	4860	5000	4841	4872	4898	5370	5529	5738	5738	5888	5676	5577	5351	5282	5066	4858	4772	0		
3004	2963	2848	2819	2873	3032	2964	3034	3025	3025	2927	2935	2879	2989	3175	3582	3662	3627	3622	3590	3517	3403	3214	3208	3043	3008	2945	0	
1972	2013	1935	1878	1857	1867	1935	1910	1935	2074	2074	2006	1993	2009	2185	1937	2105	2087	2112	2117	2098	2158	2174	2137	2074	2023	1850	1827	0
16	16	46	66	24	27	27	29	30	32	32	38	37	72	44	50	3	0	0	2	2	21	41	40	52	51	46	0	
232	232	403	496	303	354	354	309	388	388	447	492	702	543	377	253	73	43	43	63	83	108	308	333	503	594	555	0	
13700	13681	13246	12981	13362	13778	13728	13608	13612	14019	13521	13687	14408	14926	15288	15600	15405	15386	15172	14487	14486	14192	14206	13969	13754	13078			

Lampiran XIII

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2	
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
28	28	28	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
425	425	350	300	375	425	425	425	425	425	425	350	350	350	350	400	425	425	425	375	375	325	300	225	175	150	100	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	60	80	80	50	50	50	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28	51	52	52	52	52	52	52	33	13	0	0	0	0	0	0	0	
65	86	58	43	68	66	66	66	66	55	40	36	48	103	103	103	103	103	103	104	104	88	68	68	65	43	66	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	22	20	20	22	24	27	21	23	20	20	20	20	30	30	40	40	40	40	40	40	40	30	30	30	20	20	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	30	30	40	40	40	40	40	40	40	20	20	20	20	20	0	
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	50	50	50	75	75	75	75	75	75	50	50	50	20	20	20	0	
6	6	6	6	6	11	11	11	11	11	11	11	26	26	51	61	61	61	61	56	56	36	36	36	21	21	21	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
164	164	184	184	184	164	164	164	164	164	164	164	164	184	225	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	0	
350	275	200	200	200	325	325	325	325	325	250	250	250	250	325	400	400	400	400	400	400	400	400	400	350	325	250	0	
480	480	425	400	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	495	485	485	495	485	485	495	485	480	480	480	480	480	0	
80	80	43	43	43	80	80	80	80	80	80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	
80	80	43	43	43	80	80	80	80	80	80	80	50	50	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	0	
167	167	140	140	140	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	140	0	
157	157	140	140	140	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	181	187	167	167	157	157	157	157	157	157	140	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	0	
5313	5241	4903	4813	5004	5223	5301	5295	5297	5294	5294	5221	5167	5222	5650	5695	5820	5825	5825	5741	5712	5588	5446	5371	5225	5103	4937	0	
2861	2827	2806	2596	2821	2994	3005	2884	2981	2947	2947	2933	2968	3068	3446	3603	3587	3580	3581	3574	3451	3304	3170	3192	3085	3018	2937	0	
2352	2414	2390	2217	2183	2229	2298	2311	2316	2347	2268	2201	2156	2156	2104	2081	2233	2235	2234	2251	2261	2284	2276	2178	2130	2085	2000	0	
36	32	77	74	57	31	35	34	34	34	34	31	55	56	58	61	11	3	3	3	21	28	27	25	22	37	32	39	0
275	348	672	747	590	371	283	298	297	300	375	569	549	549	338	193	68	63	63	123	133	183	204	279	244	193	382	0	
13812	13340	12348	12286	13330	13828	14135	13066	14036	14006	13936	13880	14007	14586	15182	15504	15504	15575	15882	15543	15408	15276	14340	14304	14367	13985	13626	13203	

RENCANA:
HARI/TANGGAL : SABTU, 29 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	06.00	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30
PLTU PERAK #3	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PERAK #4	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
PLTGU GRATI # B.1	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRATI # B.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD PSRAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG PERAN	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
GLMKNK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
#2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
SUTAMI	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTA BRANTAS	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PLTU PITON #1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRSIK #B1	250	250	225	184	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
GRSIK #B2	250	200	184	164	164	164	220	220	164	164	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
GRSIK #B3	480	480	480	455	480	480	480	480	480	480	455	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425
PLTU GRSIK #3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
PLTU GRSIK #4	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
GRSIK #1	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
GRSIK #2	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
PLTG GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRESIK #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRESIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIT. J. P. #5	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT. J. P. #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT. PEC #7	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PIT. PEC #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
(*) Penangkitan Area-4	4782	4582	4621	4529	4596	4649	4662	4656	4611	4555	4466	4286	4116	4132	4252	4297	4419	4435	4426	4448	4523	4523
(**) Boban Area-4	2875	2910	2923	2897	2956	3009	3053	3080	3014	2962	2850	2422	2260	2308	2386	2493	2572	2818	2893	2722	2774	2774
Selisih (*) - (**) (**) Cadangan Seketika	1807	1772	1698	1632	1640	1640	1799	1776	1597	1593	1816	1864	1856	1824	1866	1804	1847	1817	1732	1726	1749	1749
Cadangan Putar	40	44	40	60	39	42	33	33	39	37	57	56	56	56	56	56	40	40	40	41	37	37
	421	322	383	469	408	358	198	198	408	458	372	532	722	706	586	581	431	431	431	431	431	337

SYSTEM

13078	12876	12825	12974	12642	13024	13297	13123	12870	12565	41711	11100	10504	10823	10804	11255	11804	12204	12405	12596
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Lampiran XV

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.00	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rela.2	
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
48	43	53	42	53	54	53	55	53	48	29	48	74	88	99	103	103	52	52	33	13	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	14	0	
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0	
6	6	6	6	11	11	11	11	11	11	11	28	25	61	61	61	61	61	61	56	56	36	21	21	21	21	21	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0	
280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	300	300	300	300	300	300	255	255	215	184	164	0	
115	115	115	115	115	115	115	115	115	155	195	204	250	325	350	400	400	400	400	400	400	375	300	250	200	184	115	0	
480	480	480	425	425	480	480	480	480	480	480	480	480	440	495	495	495	495	495	495	495	495	480	480	480	480	480	0	
80	80	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	80	80	80	80	80	80	80	70	70	50	50	50	0	
80	80	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	80	80	80	80	80	80	80	70	70	50	50	50	0	
150	150	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	0		
150	150	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	0		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0	
525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	0	
525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	0	
4523	4518	4434	4373	4384	4440	4439	4441	4439	4486	4523	4818	4851	4958	4958	5215	5235	5330	5302	5277	5281	5250	5128	4830	4880	4895	4828	4538	0
2787	2742	2670	2625	2730	2731	2684	2729	2729	2684	2712	2754	2870	3241	3241	3503	3498	3507	3508	3487	3449	3420	3254	3093	3072	2970	2938	2887	0
1736	1776	1764	1748	1654	1708	1745	1712	1728	1802	1811	1862	1781	1717	1713	1797	1823	1793	1790	1812	1830	1874	1837	1808	1725	1688	1672	0	
37	37	40	61	61	40	40	40	40	42	44	45	69	51	51	41	10	8	10	10	10	43	45	42	36	32	29	0	
337	337	431	436	486	431	431	431	431	490	549	601	596	368	368	124	49	14	42	54	54	51	97	228	279	314	381	290	0
12570	12562	12136	11690	12266	12404	12404	12404	12370	12412	12332	12559	12578	12744	13827	14358	14879	14800	14787	14883	14806	14509	14088	13378	13829	13103	12924	12705	0

Lampiran XVI

RENCANA:
HARI/TANGGAL : MINGGU, 30 SEPTEMBER 2007

PT INDONESIA POWER

	00.30	01.00	01.30	02.00	02.30	03.00	03.30	04.00	04.30	05.00	05.30	06.00	06.30	07.00	07.30	08.00	08.30	09.00	09.30	10.00	10.30
PLTU PERAK #3	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PERAK #4	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PLTGU GRATI # B.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRATI # B.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD PSRAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTG PSRAN	16	16	16	16	16	16	16	21	24	21	16	16	16	16	16	16	27	35	38	45	44
GLMKN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEMARON #1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
#2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

PT PLN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK JAWA-BALI

PLTA Area 4.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
SUTAMI	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
PLTA BRANTAS	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
PLTU PITON #1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PITON #2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
PLTGU GRSIK #B1	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164	164
GRSIK #B2	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
GRSIK #B3	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480
PLTU GRSIK #3	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
PLTU GRSIK #4	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
GRSIK #1	135	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
GRSIK #2	135	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
PLTGU GLTMR #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLTMR #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRSIK #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PEMBELIAN DARI LUAR PLN

PLTU PIT.J.P #5	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.J.P #6	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
PIT.PEC #7	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625
PIT.PEC #8	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625	625

(*) Pembangkitan Area-4

(**) Beban Area-4

Salah (*), (**)

Cadangan Seketika

Cadangan P u l a r

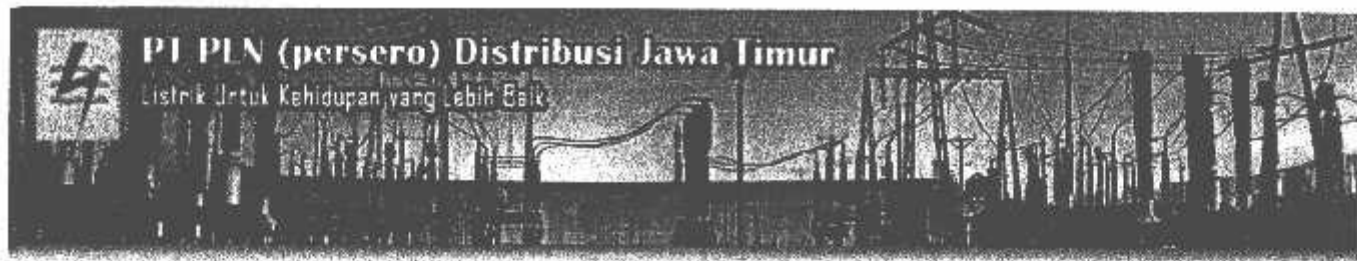
SYSTEM

12009	12311	12402	12004	12307	12567	12830	12718	12285	11832	11169	10435	9810	9802	8010	10110	10255	10385	10023	10762	10890
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Lampiran XVII

	11.00	11.30	12.00	12.30	13.00	13.30	14.00	14.30	15.00	15.30	16.00	16.30	17.00	17.30	18.00	18.30	19.30	20.00	20.30	21.00	21.30	22.00	22.30	23.00	23.30	24.00	Rata-2
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	0
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	42	41	37	43	46	40	48	43	40	39	54	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0
14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0
370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	0
164	164	164	164	164	164	194	194	194	164	184	184	184	225	250	250	300	300	300	300	275	250	225	200	164	164	164	0
115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	125	155	195	204	250	325	400	400	400	400	400	400	325	250	200	184	115	0
455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	455	480	480	480	485	485	485	485	485	485	480	480	480	480	480	0
43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	0
43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	0
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	150	167	167	167	167	167	167	167	167	150	135	90	0	0
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	135	150	157	157	157	157	157	157	157	157	150	135	90	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0
610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	0
525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	0
525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	0
4182	4182	4181	4152	4178	4221	4215	4223	4215	4188	4230	4259	4309	4572	4873	5176	5301	5311	5312	5307	5252	5123	4951	4805	4578	4557	4405	0
2403	2420	2377	2364	2402	2450	2463	2474	2482	2492	2526	2524	2620	2816	3223	3473	3483	3466	3444	3413	3381	3222	3127	3039	2970	2803	2840	0
1779	1762	1804	1788	1776	1768	1752	1749	1696	1704	1735	1699	1756	1650	1703	1819	1845	1846	1867	1894	1871	1901	1824	1767	1708	1654	1565	0
32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	0
579	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	0
10858	10818	10718	10588	10748	10898	10854	11061	11183	11437	11440	11584	11684	12028	13045	13988	14337	14350	14329	14306	14187	13820	13519	13247	13056	12732	12370	0

Lampiran XIX



Minggu, 16 Mar 2008 Pkl : 3:32:05 PM

[Home](#) [Internal](#) [Mail](#) [Flash version](#) [PLN Wiki \[!\]](#) [SiteMap \[!\]](#) [search](#)

[Tarif Rumah Tangga](#) | [Tarif Bisnis](#) | [Tarif Sosial](#) | [Tarif Industri](#) | [Tarif Pemerintah & PJU](#)

[Tarif Curah](#) | [Tarif Traksi](#) | [Tarif Multiguna](#) | [KVArh](#)

BEA PEMAKAIAN (Rp / Kwh) TARIF MULTIGUNA

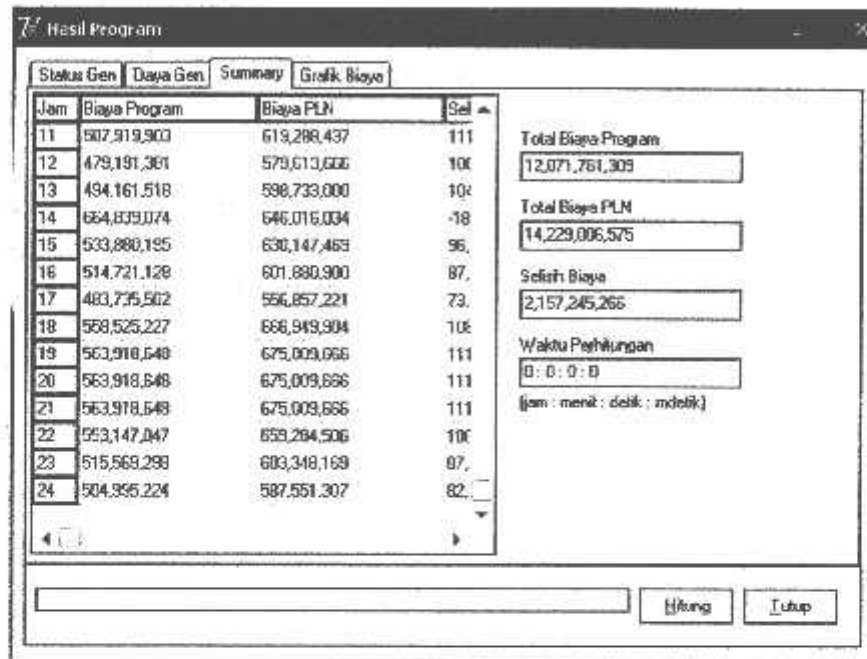
NO	TARIF	DAYA	BIAYA PEMAKAIAN (Rp / Kwh)					
			BLOK	BATAS KWH	THP I 1 Jan s/d 31 Mar 03	THP II 1 April s/d 30 Jun 03	THP III 1 Jul s/d 30 Sep 03	
1	M/TR/TM/TT	-	-	-	1300*)	1340*)	1380*)	31

© 2002-2007, All Right Reserved
PT PLN (Persero) Distribusi Jawa Timur

[Home](#) | [Internal](#) | [Mail](#)
Email Pengelola Web : webmasterjatim@pln.co.id

ENTITAS PEMBAKANG	Kapasitas (MW)	DAM msk (MW)	DAM mlt (MW)	Emergency capacity	Reaktansi (Ω)	PF Loading	PF Leading	START WP		RANKING RATE (MW/MH)	Regulasi Primer	REGULASI SEKUNDER	MIN UP TIME	MIN DOWN TIME	BLACK START	Heat Load
								Call	Wave							
PATON																
PTU PATON6	2 x 400	2 x 370	2 x 720	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 75 jam works start up 1000 mlt total 17 h	mod 15 - 22 jam works start up 810 mlt total 30 h	4	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
GARUT																
PTU 1 - 2 GRK	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	1	Gov. Reg. speed drop 5%	Not Available	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU 3 - 4 GRK	2 x 400	2 x 370	2 x 720	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	3	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU GRK	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	2	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU 1 - 2	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	8	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU GUMR	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	8	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
ALUAS KAWANG																
PTU 1 - 3 MMR	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	2	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU 4 - 5 MMR	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	3	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available
PTU MMR	2 x 100	2 x 95	2 x 400	Not Available	47.5 - 51.5	0.85	0.93	mod > 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	mod 8 - 48 jam works start up 360 mlt total 10 h	2	Gov. Reg. speed drop 5%	LC 2-5 MW	72 jam	30 mnt	Not Available	Available

Data yang terdapat pada tabel 4.4, 4.5, 4.6 dan tabel 4.7 jika dilakukan eksekusi program dengan menggunakan metode Dekomitmen Unit Terpadu akan didapatkan tampilan hasil sebagai berikut :



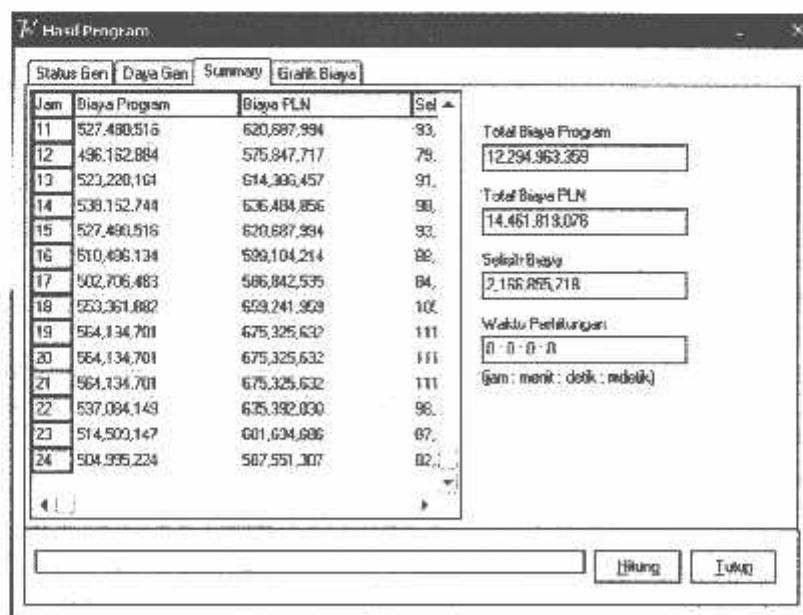
The screenshot shows a window titled 'Hasil Program' with four tabs: 'Status Gen', 'Daya Gen', 'Summary', and 'Grafik Biaya'. The 'Summary' tab is active, displaying a table with four columns: 'Jam', 'Biaya Program', 'Biaya PLN', and 'Sel'. The table lists data for 14 hours (11 to 24). To the right of the table, there are four summary fields: 'Total Biaya Program' (12,071,761,309), 'Total Biaya PLN' (14,229,006,575), 'Selisih Biaya' (2,157,245,266), and 'Waktu Perhitungan' (0 : 0 : 0). At the bottom right, there are 'Hitung' and 'Tutup' buttons.

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
11	507,919,903	619,288,437	111
12	479,191,381	579,613,606	100
13	494,161,518	598,733,000	100
14	664,839,074	646,016,034	-18
15	533,880,195	630,147,469	96
16	514,721,128	601,880,900	87
17	483,735,502	556,857,221	73
18	558,525,227	666,949,904	108
19	563,918,548	675,009,666	111
20	563,918,548	675,009,666	111
21	563,918,548	675,009,666	111
22	553,147,047	659,264,506	100
23	515,569,298	603,348,169	87
24	504,995,224	587,551,307	82

Summary Statistics:

- Total Biaya Program: 12,071,761,309
- Total Biaya PLN: 14,229,006,575
- Selisih Biaya: 2,157,245,266
- Waktu Perhitungan: 0 : 0 : 0

Gambar 4.3
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Senin, 24 September 2007



The screenshot shows a window titled 'Hasil Program' with four tabs: 'Status Gen', 'Daya Gen', 'Summary', and 'Grafik Biaya'. The 'Summary' tab is active, displaying a table with four columns: 'Jam', 'Biaya Program', 'Biaya PLN', and 'Sel'. The table lists data for 14 hours (11 to 24). To the right of the table, there are four summary fields: 'Total Biaya Program' (12,294,963,369), 'Total Biaya PLN' (14,461,813,076), 'Selisih Biaya' (2,166,850,718), and 'Waktu Perhitungan' (0 : 0 : 0). At the bottom right, there are 'Hitung' and 'Tutup' buttons.

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
11	527,480,516	620,887,994	93
12	496,162,884	575,847,717	79
13	523,220,104	614,393,457	91
14	538,152,744	636,484,856	98
15	527,480,516	620,887,994	93
16	510,406,134	599,104,214	88
17	502,706,483	586,842,535	84
18	553,361,882	659,241,969	100
19	564,134,701	675,325,632	111
20	564,134,701	675,325,632	111
21	564,134,701	675,325,632	111
22	537,094,149	635,392,000	96
23	514,500,147	601,634,686	87
24	504,995,224	587,551,307	82

Summary Statistics:

- Total Biaya Program: 12,294,963,369
- Total Biaya PLN: 14,461,813,076
- Selisih Biaya: 2,166,850,718
- Waktu Perhitungan: 0 : 0 : 0

Gambar 4.4
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Selasa, 25 September 2007

7 Hasil Program

Status Gen	Days Gen	Summary	Grafik Biaya
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
11	532,812,820	628,726,245	95,
12	501,273,641	583,835,777	82,
13	633,880,195	630,470,130	96,
14	549,927,456	654,004,093	104,
15	544,570,712	646,016,034	101
16	526,414,970	622,863,285	96,
17	510,697,652	597,664,659	86,
18	553,961,882	659,241,959	105,
19	564,134,701	675,325,632	111
20	564,134,701	675,325,632	111
21	564,134,701	675,325,632	111
22	517,903,775	606,613,506	88,
23	512,602,412	598,733,800	86,
24	504,995,224	587,551,307	82,

Total Biaya Program

12,263,583,135

Total Biaya PLN

14,421,031,181

Selisih Biaya

2,157,442,046

Waktu Perhitungan

0 : 0 : 0

Jam : menit : detik : m detik

Hitung

Tutup

Gambar 4.5
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Rabu, 26 September 2007

7. Hasil Program

Status Gen	Days Gen	Summary	Grafik Biaya		
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel		
11	500,135,664	619,167,821	111		
12	470,875,732	566,438,434	95,		
13	480,545,208	578,100,723	99,		
14	486,455,128	587,551,367	101		
15	491,905,112	595,431,812	101		
16	482,180,629	582,307,948	100		
17	473,438,152	570,499,561	97,		
18	688,266,477	651,253,900	117		
19	569,327,310	682,926,023	111		
20	569,327,310	682,926,023	111		
21	569,327,310	682,926,023	111		
22	537,084,148	638,650,148	101		
23	507,105,162	594,136,726	87,		
24	458,743,932	537,831,222	87,		
Total Biaya Program					
		11,728,725,390			
Total Biaya PLN					
		13,878,542,756			
Selisih Biaya					
		2,149,816,367			
Waktu Perhitungan					
		0 : 0 : 0			
(jam : menit : detik : m detik)					
Hitung Tutup					

Gambar 4.6
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Kamis, 27 September 2007

7 Hasil Program

Status Gen Daya Gen Summary Grafik Biaya

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
11	526,201,898	619,288,437	93
12	439,489,359	519,894,677	80
13	450,743,932	537,831,222	87
14	502,533,798	611,300,377	106
15	502,533,798	611,300,377	106
16	486,455,128	587,581,307	101
17	473,646,261	572,269,064	98
18	673,415,409	659,069,398	-14
19	569,327,310	682,926,023	111
20	569,327,310	682,926,023	111
21	569,327,310	682,926,023	111
22	566,080,283	678,004,122	111
23	555,296,490	661,920,450	106
24	493,304,472	599,489,234	106

Total Biaya Program
12,119,395,584

Total Biaya PLN
14,192,246,421

Selish Biaya
2,072,850,836

Waktu Perhitungan
0 : 0 : 0
(jam : menit : detik)

Hitung Tutup

Gambar 4.7
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Jum'at, 28 September 2007

7 Hasil Program

Status Gen Daya Gen Summary Grafik Biaya

Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
1	471,941,729	568,038,914	96
2	441,121,599	521,847,585	80
3	464,203,420	556,057,221	92
4	498,450,552	604,977,174	106
5	443,967,635	526,649,529	83
6	422,211,409	493,612,913	71
7	425,454,709	498,573,377	73
8	434,598,917	512,603,410	79
9	457,289,652	547,845,518	90
10	461,525,134	554,806,101	93
11	477,270,984	573,459,885	96
12	457,289,652	547,845,518	90
13	445,820,112	529,908,973	84
14	457,289,652	547,845,518	90
15	457,289,652	547,845,518	90

Total Biaya Program
11,618,074,488

Total Biaya PLN
13,720,614,527

Selish Biaya
2,102,540,040

Waktu Perhitungan
0 : 0 : 0
(jam : menit : detik)

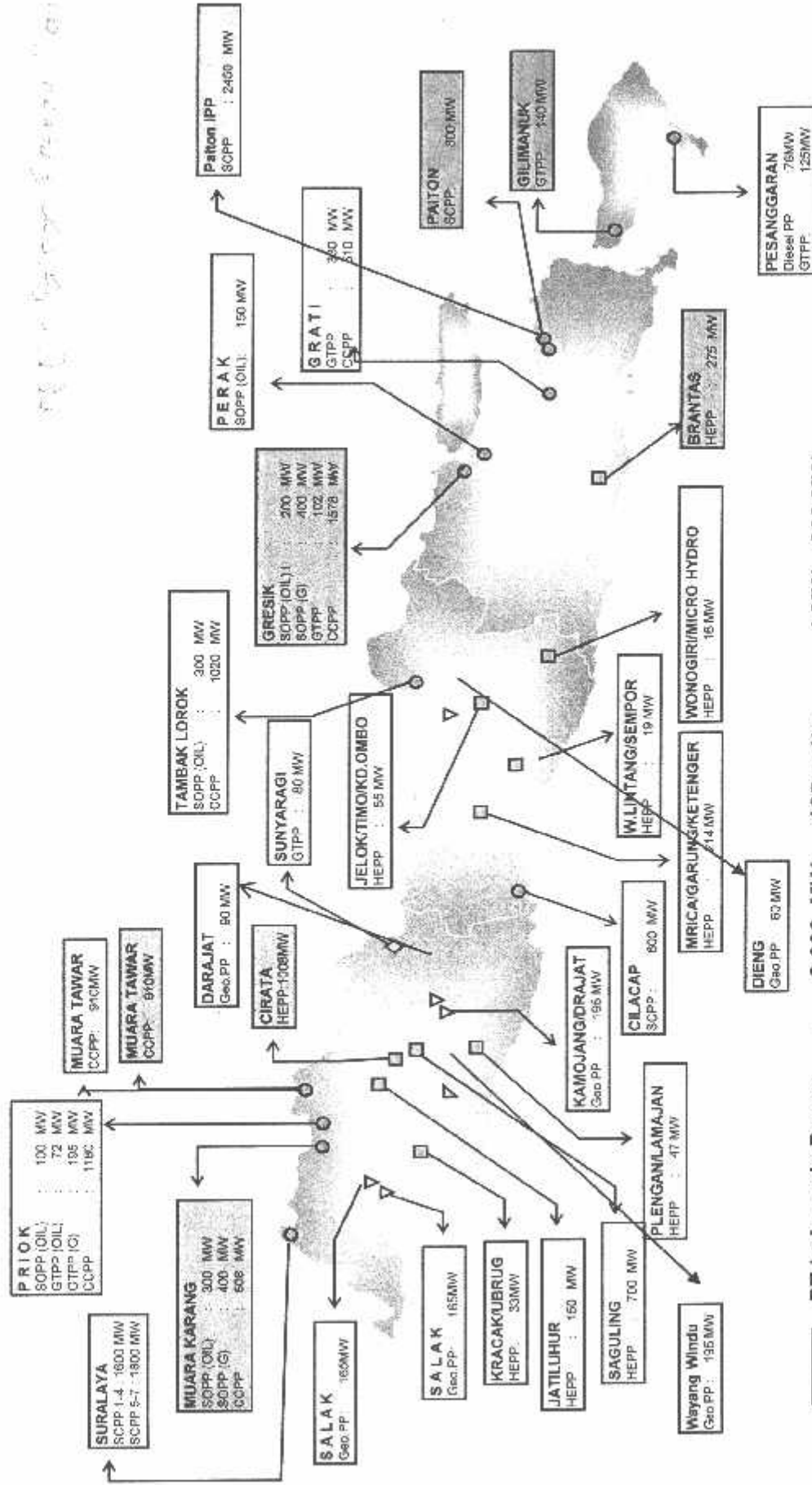
Hitung Tutup

Gambar 4.8
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Sabtu, 29 September 2007

7 Hasil Program			
Status Gen	Daya Gen	Summary	Grafik Biaya
Jam	Biaya Program	Biaya PLN	Sel
1	396,174,711	484,408,436	88
2	396,174,711	484,408,436	88
3	412,016,361	503,063,221	91
4	412,016,361	503,063,221	91
5	396,174,711	484,408,436	88
6	557,802,697	469,623,022	88
7	378,906,745	437,267,202	58
8	408,063,958	469,623,022	61
9	386,574,370	469,623,022	83
10	386,574,370	469,623,022	83
11	386,574,370	469,623,022	83
12	386,574,370	469,623,022	83
13	384,444,315	466,363,266	81
14	392,971,854	478,935,997	85
15	386,574,370	469,623,022	83
4			
Total Biaya Program 10,848,867,352 Total Biaya PLN 12,511,908,852 Selish Biaya 1,663,041,500 Waktu Perhitungan 0 : 0 : 0 (jam : menit : detik : mdetik)			
Hitung Isi			

Gambar 4.9
Tampilan Hasil Perhitungan Biaya Sesudah Proses *Decommitting*
Pada Minggu, 30 September 2007

GEOGRAPHICAL MAP OF GENCO'S POWER PLANTS

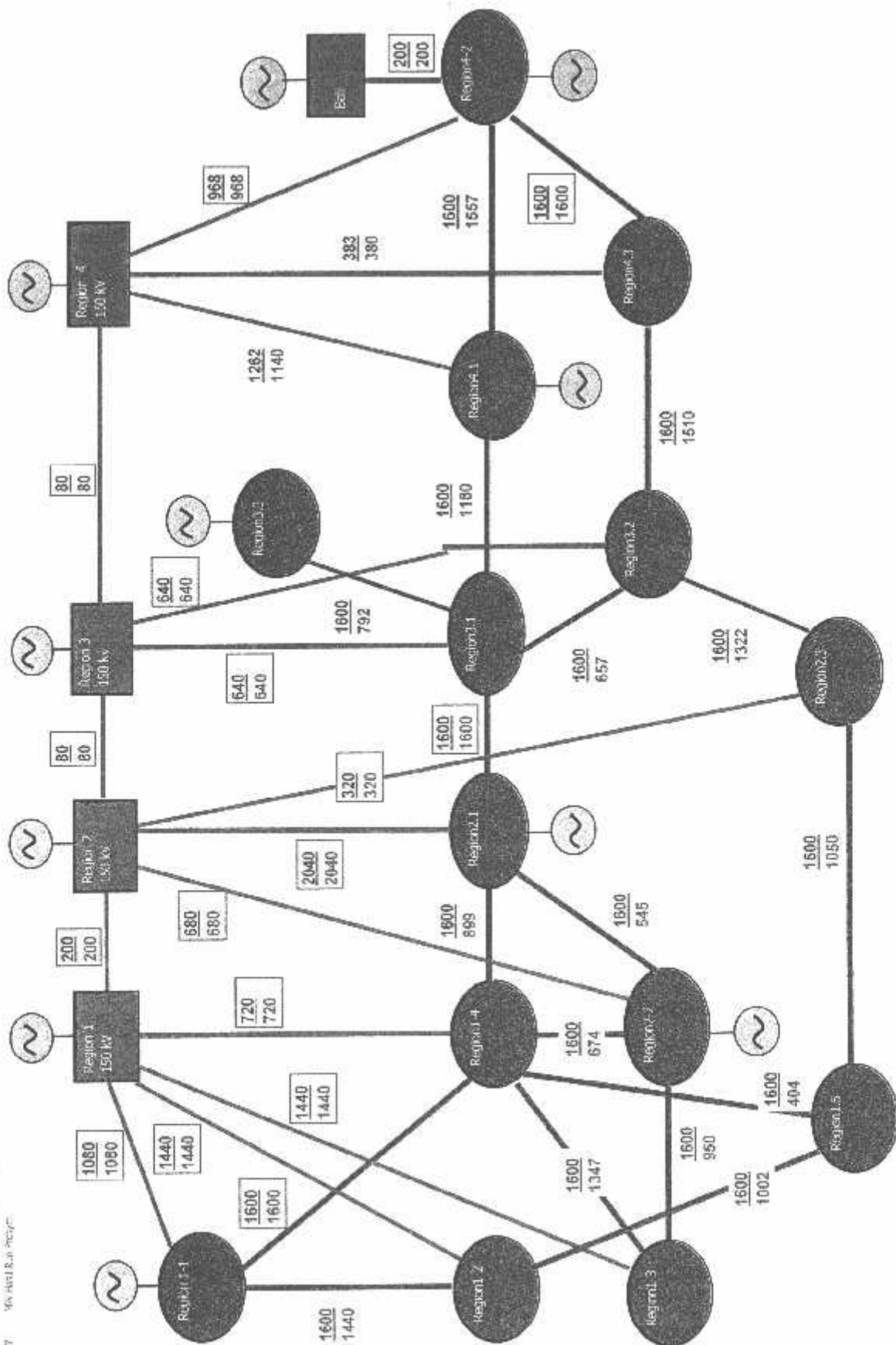


PT Indonesia Power	:	8 998 MW	125 units	1 MW – 600 MW
PT PJB	:	6,492 MW	71 units	1 MW – 600 MW
IPP	:	3,192 MW	18 units	30 MW – 615 MW
PLN	:	840 MW	6 units	140 MW
Installed	:	19,522 MW	220 units	1 MW – 615 MW

Model Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali April 2007

2007 Model System

Model System



```

unit uObjFunc;

interface

uses uUtils, uGenerator, SysUtils;

type
  TObjFunc = class
  private
    FNgen, FNjam: integer;
    function GetBeban: dArr1;
    function GetRes: dArr1;
    function GetPLN: dArr2;
    function GetGen: TGenArr;
    procedure SetGen(const rGen: TGenArr);
    procedure SetBeban(const rBeban: dArr1);
    procedure SetRes(const rRes: dArr1);
    procedure SetPLN(const rPLN: dArr2);
    function isON(const rFlip: double): boolean;
    function isRampRate(const rJam: integer; const rPL: dArr2): boolean;
    function GetSortAFLC(const rXs: iArr1): iArr1;
    function CalcAFLC(const rXs: integer;
      const rNo: integer): double;
    procedure RepairAFLC(var rChrom: bArr2);
    procedure UpdateXs(const rChrom: bArr1;
      var rXs: iArr1);
    function CreateChromBase: bArr2;
    function CreateChromONOFF: bArr2;
    function GetSortChrom(const rXs: iArr1;
      const rRank: integer): bArr1;
    function HitungCostGen(const rPL: dArr2): dArr2;
    procedure GetSwap(var rChrom: bArr2);
    function doCariGreyZone(const rChrom: bArr2): bArr2;
    procedure UpdateChrom(var rChrom: bArr2);
  protected
    FBeban, FRes: dArr1;
    FPLN: dArr2;
    FGen: TGenArr;
    function isServe(const rJam: integer; const rChrom: bArr1): boolean;
    function HitungEcoDis(const rJam: integer;
      const rChrom1: bArr1): dArr1; overload;
    function HitungEcoDis(const rJam: integer;
      const rChrom1: bArr1;
      var rLmd: double): dArr1; overload;
    function HitungCostSUC(const rPL: dArr2): dArr2; overload;
    function HitungCostSUC(const rChrom: bArr2): dArr2; overload;
  public
    constructor Create; overload;
    constructor Create(const rBeban, rRes: dArr1;
      const rPLN: dArr2;
      const rGen: TGenArr); overload;
    function getSortAFLCGen: iArr1;
    function getRandomChrom(const rFlip: double): bArr2;
    function getChromFromAnother(const rChrom: bArr2;
      const rPflip: double): bArr2;
    function getConstructSolution(const rFlip: double): bArr2;
    function getNeighborSolution(const rChrom: bArr2): bArr2;
  end;

```

```

procedure setLocalSearch(var rChrom:bArr2);
procedure doHitungChrom(var rChrom:bArr2;
    var rCostTotal:double);overload;
procedure doHitungChrom(var rChrom:bArr2;
    var rPL:dArr2;
    var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);overload;
procedure doHitungPLN(
    var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);
procedure doExecute(var rChrom:bArr2;
    var rPL:dArr2;
    var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);
function getPmax(const rNo:integer):double;
function getCostMax:double;
destructor Destroy;override;
property Ngen:integer read FNgen write FNgen;
property Njam:integer read FNjam write FNjam;
property Gen:TGenArr read GetGen write SetGen;
property Beban:dArr1 read GetBeban write SetBeban;
property PLN:dArr2 read GetPLN write SetPLN;
property Res:dArr1 read GetRes write SetRes;
end;

var gObjFunc:TObjFunc;

implementation

//constructor
constructor TObjFunc.Create;
begin
    inherited Create;
    FNgen:=0;
    FNjam:=0;
end;

constructor TObjFunc.Create(const rBeban,rRes:dArr1;
    const rPLN:dArr2;
    const rGen:TGenArr);
var i,j,Ncek:integer;
begin
    inherited Create;
    FNgen:=high(rGen);
    FNjam:=high(rBeban);
    Ncek:=high(rRes);
    if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
    SetLength(FGen,FNgen+1);
    SetLength(FBeban,FNjam+1);
    SetLength(FRes,FNjam+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
    end;
    for i:=1 to FNjam do
    begin

```

```

        FBeban[i]:=rBeban[i];
        FRes[i]:=rRes[i];
    end;
    SetLength(FPLN, FNgen+1, FNjam+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            FPLN[i,j]:=rPLN[i,j];
        end;
    end;
end;

//data accessing
function TObjFunc.GetBeban:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result, FNjam+1);
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        result[i]:=FBeban[i];
    end;
end;

function TObjFunc.GetRes:dArr1;
var i:integer;
begin
    SetLength(result, FNjam+1);
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        result[i]:=FRes[i];
    end;
end;

function TObjFunc.GetPLN:dArr2;
var i,j:integer;
begin
    SetLength(result, FNgen+1, FNjam+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            result[i,j]:=FPLN[i,j];
        end;
    end;
end;

function TObjFunc.GetGen:TGenArr;
var i:integer;
begin
    SetLength(result, FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        result[i]:=TPembangkit.Create(FGen[i]);
    end;
end;

```

```

procedure TObjFunc.SetGen(const rGen:TGenArr);
var i:integer;
begin
    FNgen:=high(rGen);
    SetLength(FGen,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
        begin
            FGen[i]:=TPembangkit.Create(rGen[i]);
        end;
    end;

procedure TObjFunc.SetBeban(const rBeban:dArr1);
var i,Ncek:integer;
begin
    if FNjam>0 then
        begin
            Ncek:=high(rBeban);
            if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
        end
    else
        begin
            FNjam:=high(rBeban);
        end;
    SetLength(FBeban,FNjam+1);
    for i:=1 to FNjam do
        begin
            FBeban[i]:=rBeban[i];
        end;
    end;

procedure TObjFunc.SetRes(const rRes:dArr1);
var i,Ncek:integer;
begin
    if FNjam>0 then
        begin
            Ncek:=high(rRes);
            if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak sama!');
        end
    else
        begin
            FNjam:=high(rRes);
        end;
    SetLength(FRes,FNjam+1);
    for i:=1 to FNjam do
        begin
            FRes[i]:=rRes[i];
        end;
    end;

procedure TObjFunc.SetPLN(const rPLN:dArr2);
var i,j,Ncek:integer;
begin
    if FNgen>0 then
        begin
            Ncek:=high(rPLN);

```

```

    if FNgen<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak
sama!');
    end
    else
    begin
        FNgen:=high(rPLN);
    end;
    if FNjam>0 then
    begin
        Ncek:=high(rPLN[0]);
        if FNjam<>Ncek then raise Exception.Create('Dimensi matrik tidak
sama!');
        end
        else
        begin
            FNjam:=high(rPLN[0]);
        end;
        SetLength(FPLN,FNgen+1,FNjam+1);
        for i:=1 to FNgen do
        begin
            for j:=1 to FNjam do
            begin
                FPLN[i,j]:=rPLN[i,j];
            end;
        end;
    end;
end;

```

```

//data processing
function TObjFunc.isON(const rFlip:double):boolean;
begin
    result:=false;
    if random<=rFlip then result:=true;
end;

```

```

function TObjFunc.isServe(const rJam:integer;const
rChrom:hArr1):boolean;
var i:integer;
    load,sBebanMin,sBebanMax:double;
begin
    result:=true;
    sBebanMin:=0;
    sBebanMax:=0;
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        if rChrom[i]=true then
        begin
            sBebanMin:=sBebanMin+FGen[i].Pmin;
            sBebanMax:=sBebanMax+FGen[i].Pmax;
        end;
    end;
    load:=FBeban[rJam]+FRes[rJam];
    if load<sBebanMin then result:=false;
    if load>sBebanMax then result:=false;
end;

```

```

function TObjFunc.isRampRate(const rJam:integer;const
rPL:dArr2):boolean;

```

```

var i:integer;
    delta:double;
begin
    result:=true;
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        if rJam>1 then
        begin
            delta:=rPL[i,rJam]-rPL[i,rJam-1];
            if delta>0 then
            begin
                if delta>FGen[i].Ramp then
                begin
                    result:=false;
                    break;
                end;
            end;
        end;
    end;
end;

function TObjFunc.CalcAFLC(const rXs:integer;
    const rNo:integer):double;
var SUC:double;
begin
    SUC:=0;
    if rXs<0 then
    begin
        if abs(rXs)>=FGen[rNo].Tdown then
        begin
            if abs(rXs)>(FGen[rNo].Tdown+FGen[rNo].Tcold) then
            begin
                SUC:=FGen[rNo].Sc;
            end
            else
            begin
                SUC:=FGen[rNo].Sh;
            end;
        end;
    end;
    result:=(FGen[rNo].GetBiaya(FGen[rNo].Pmax)+SUC)/FGen[rNo].Pmax;
end;

function TObjFunc.GetSortAFLC(const rXs:iArr1):iArr1;
var i,j:integer;
    AFLC:dArr1;
begin
    SetLength(result,FNgen+1);
    SetLength(AFLC,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        result[i]:=i;
        AFLC[i]:=CalcAFLC(rXs[i],1);
    end;
    for i:=1 to FNgen-1 do
    begin
        for j:=i to FNgen do

```

```

begin
  if AFLC[i]>AFLC[j] then
    begin
      Swap(AFLC[i],AFLC[j]);
      Swap(result[i],result[j]);
    end;
  end;
end;
end;
end;

function TObjFunc.GetSortChrom(const rXs:iArr1;
  const rRank:integer):bArr1;
var i:integer;
    SortAFLC:iArr1;
begin
  SetLength(result,FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      result[i]:=false;
    end;
  SortAFLC:=GetSortAFLC(rXs);
  for i:=1 to rRank do
    begin
      result[SortAFLC[i]]:=true;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.UpdateXs(const rChrom:bArr1;
  var rXs:iArr1);
var i:integer;
begin
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      if rChrom[i]=true then
        begin
          if rXs[i]<0 then
            begin
              rXs[i]:=1;
            end
          else
            begin
              rXs[i]:=rXs[i]+1;
            end;
        end
      else
        begin
          if rXs[i]<0 then
            begin
              rXs[i]:=rXs[i]-1;
            end
          else
            begin
              rXs[i]:=-1;
            end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.CreateChromBase:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
    Xs:iArr1;
    serve:boolean;
begin
    SetLength(result,FNgen+1,FNjam-1);
    SetLength(chrom1,FNgen+1);
    SetLength(Xs,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        Xs[i]:=FGen[i].InitSt;
    end;
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            chrom1:=GetSortChrom(Xs,j);
            serve:=isServe(i,chrom1);
            if serve=true then
            begin
                for k:=1 to FNgen do
                begin
                    result[k,i]:=chrom1[k];
                end;
                UpdateXs(chrom1,Xs);
                break;
            end;
        end;
    end;
end;

```

```

function TObjFunc.CreateChromONOFF:bArr2;
var i,j,k:integer;
    chrom1:bArr1;
    Xs:iArr1;
    serve:boolean;
begin
    SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
    SetLength(chrom1,FNgen+1);
    SetLength(Xs,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        Xs[i]:=FGen[i].InitSt;
    end;
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        for j:=FNgen downto 1 do
        begin
            chrom1:=GetSortChrom(Xs,j);
            serve:=isServe(i,chrom1);
            if serve=true then
            begin
                for k:=1 to FNgen do
                begin
                    result[k,i]:=chrom1[k];
                end;
            end;
        end;
    end;
end;

```

```

        end;
        UpdateXs(chrom1,Xs);
        break;
    end;
end;
end;
end;

```

```

procedure TObjFunc.RepairAFLC(var rChrom:bArr2);
var i,j,NUnitON:integer;
    Xs,SortAFLC:iArr1;
    Chrom1:bArr1;

```

```

begin
    SetLength(Xs,FNgen+1);
    SetLength(Chrom1,FNgen+1);
    SetLength(SortAFLC,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        Xs[i]:=FGen[i].InitSt;
    end;
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        NUnitON:=0;
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            if rChrom[j,i]=true then
            begin
                inc(NUnitON);
            end;
        end;
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            rChrom[j,i]:=false;
            Chrom1[j]:=false;
        end;
        SortAFLC:=GetSortAFLC(Xs);
        for j:=1 to NUnitON do
        begin
            rChrom[SortAFLC[j],i]:=true;
            Chrom1[SortAFLC[j]]:=true;
        end;
        UpdateXs(Chrom1,Xs);
    end;
end;

```

```

function TObjFunc.getSortAFLCGen:iArr1;
var i,j:integer;
    AFLC:dArr1;

```

```

begin
    SetLength(AFLC,Ngen+1);
    SetLength(result,Ngen+1);
    for i:=1 to Ngen do
    begin
        AFLC[i]:=FGen[i].AFLC;
        result[i]:=i;
    end;
    for i:=1 to Ngen-1 do

```

```

begin
  for j:=1 to Ngen do
    begin
      if AFLC[i]>AFLC[j] then
        begin
          Swap(AFLC[i],AFLC[j]);
          Swap(result[i],result[j]);
        end;
      end;
    end;
  end;

function TOBJFunc.getRandomChrom(const rFlip:double):bArr2;
var i,j:integer;
    chromBase,chromONOFF:bArr2;
begin
  chromBase:=CreateChromBase;
  chromONOFF:=CreateChromONOFF;
  SetLength(result,Ngen-1,Njam-1);
  for i:=1 to Ngen do
    begin
      for j:=1 to Njam do
        begin
          if chromBase[i,j]=true then
            begin
              result[i,j]:=-true;
            end
          else
            begin
              if chromONOFF[i,j]=true then
                begin
                  if rFlip=true then
                    begin
                      result[i,j]:=true;
                    end
                  else
                    begin
                      result[i,j]:=false;
                    end;
                end;
              end;
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  RepairAFLC(result);
  GetSwap(result);
end;

function TOBJFunc.getChromFromAnother(const rChrom:bArr2;
    const rFlip:double):bArr2;
var i,j:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      for j:=1 to FNjam do
        begin
          result[i,j]:=rChrom[i,j];
        end;
      end;
    end;
  end;

```

```

    end;
end;
for i:=1 to FNgen do
begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
        if isON(rPFlip)=true then
        begin
            result[i,j]:=not result[i,j];
        end;
    end;
end;
RepairAPLC(result);
GetSwap(result);
end;

function TObjFunc.getNeighborSolution(const rChrom:bArr2):bArr2;
var di,dj,j,Ton,Toff,L,tl:integer;
    chrom1:bArr1;
begin
    SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
    for di:=1 to FNgen do
    begin
        for dj:=1 to FNjam do
        begin
            result[di,dj]:=rChrom[di,dj];
        end;
    end;
    repeat
        di:=round(1+random*(FNgen-1));
        dj:=round(1+random*(FNjam-1));
        if result[di,dj]=true then
        begin
            //move backward in time to find length of the ON period
            Ton:=1;
            for j:=dj-1 downto 1 do
            begin
                tl:=j;
                if result[di,j]=true then
                begin
                    inc(Ton);
                end
                else
                begin
                    tl:=j-1;
                    break;
                end;
            end;
            //move forward in time to find length of the CN period
            for j:=dj+1 to FNjam do
            begin
                if result[di,j]=true then
                begin
                    inc(Ton);
                end
                else
                begin

```

```

        break;
    end;
end;
if Ton=FGen[di].Tup then
begin
    //turn the unit OFF in all hours comprising Ton
    result[di,dj]:=false;
    for j:=dj-1 downto 1 do
    begin
        if result[di,j]=true then
        begin
            result[di,j]:=false;
        end
        else
        begin
            break;
        end;
    end;
end;
for j:=dj+1 to FNjam do
begin
    if result[di,j]=true then
    begin
        result[di,j]:=false;
    end
    else
    begin
        break;
    end;
end;
end
else
begin
    L:=round(1+random*(Ton-FGen[di].Tup));
    if t1+L>FNjam then
    begin
        L:=FNjam-t1;
    end;
    //turn the unit OFF for t1 to t1+L
    for j:=t1 to t1+L do
    begin
        result[di,j]:=false;
    end;
end;
end
end
else
begin
    //move backward in time to find length of the ON period
    Toff:=1;
    for j:=dj-1 downto 1 do
    begin
        t1:=j;
        if result[di,j]=false then
        begin
            inc(Toff);
        end
        else
        begin
            break;
        end;
    end;
end;
end

```

```

        t1:=j+1;
        break;
    end;
end;
//move forward in time to find length of the ON period
for j:=dj+1 to FNjam do
begin
    if result[di,j]=false then
    begin
        inc(Toff);
    end
    else
    begin
        break;
    end;
end;
if Toff=FGen[di].Tdown then
begin
    //turn the unit ON in all hours comprising Toff
    result[di,dj]:=true;
    for j:=dj-1 downto 1 do
    begin
        if result[di,j]=false then
        begin
            result[di,j]:=true;
        end
        else
        begin
            break;
        end;
    end;
    for j:=dj+1 to FNjam do
    begin
        if result[di,j]=false then
        begin
            result[di,j]:=true;
        end
        else
        begin
            break;
        end;
    end;
end
else
begin
    L:=round(1+random*(Toff-FGen[di].Tdown));
    if t1+L>FNjam then
    begin
        L:=FNjam-t1;
    end;
    //turn the unit ON for t1 to t1+L
    for j:=t1 to t1+L do
    begin
        result[di,j]:=true;
    end;
end;
end;
end;

```

```

    SetLength(chrom1, FNgen+1);
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        chrom1[j]:=result[j,dj];
    end;
    until isServe(dj,chrom1)=true;
end;

function TObjFunc.getConstructSolution(const rFlip:double):bArr2;
var i,j:integer;
    chromBase,chromONOFF:bArr2;
begin
    chromBase:=CreateChromBase;
    chromONOFF:=CreateChromONOFF;
    SetLength(result,Ngen+1,Njam+1);
    for i:=1 to Ngen do
    begin
        for j:=1 to Njam do
        begin
            if chromBase[i,j]=true then
            begin
                result[i,j]:=true;
            end
            else
            begin
                if chromONOFF[i,j]=true then
                begin
                    if isON(rFlip)=true then
                    begin
                        result[i,j]:=true;
                    end
                    else
                    begin
                        result[i,j]:=false;
                    end;
                end;
            end;
        end;
    end;
    RepairAPLC(result);
    GetSwap(result);
end;

procedure TObjFunc.setLocalSearch(var rChrom:bArr2);
var i,j:integer;
    CostBest,CostCek:double;
    greyChrom:bArr2;
begin
    doHitungChrom(rChrom,CostBest);
    greyChrom:=doCariGreyZone(rChrom);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            if greyChrom[i,j]=true then
            begin
                rChrom[i,j-1]:=true;
            end;
        end;
    end;
end;

```

```

doHitungChrom(rChrom, CostCek);
if CostBest > CostCek then
begin
    CostBest := CostCek;
end
else
begin
    rChrom[i, j-1] := false;
end;
end;
end;
end;
end;

procedure TObjFunc.GetSwap(var rChrom: bArr2);
var i, j, k, init, pos: integer;
begin
    for i := 1 to FNgen do
    begin
        init := FGen[i].InitSt;
        for j := 1 to FNjam do
        begin
            if rChrom[i, j] = true then
            begin
                if init < 0 then
                begin
                    if abs(init) > FGen[i].Tdown then
                    begin
                        init := 1;
                    end
                    else
                    begin
                        pos := j + init;
                        if pos < 1 then
                        begin
                            pos := 1;
                        end;
                        for k := pos to j-1 do
                        begin
                            rChrom[i, k] := true;
                        end;
                    end;
                end
                else if init > 0 then
                begin
                    init := init + 1;
                end;
            end
            else if rChrom[i, j] = false then
            begin
                if init < 0 then
                begin
                    init := -init - 1;
                end
                else if init > 0 then
                begin
                    if init >= FGen[i].Tup then

```

```

        begin
            init:=-1;
        end
        else
        begin
            rChrom[i,j]:=true;
            init:=init+1;
        end;
    end;
end;
end;
end;
end;
end;

procedure TObjFunc.UpdateChrom(var rChrom:bArr2);
var i,j:integer;
    chromBase:bArr2;
begin
    chromBase:=CreateChromBase;
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            if (rChrom[i,j]=false) and (chromBase[i,j]=true) then
            begin
                rChrom[i,j]:=true;
            end;
        end;
    end;
    RepairAFLC(rChrom);
    SetSwap(rChrom);
end;

//destructor
destructor TObjFunc.Destroy;
var i:integer;
begin
    try
        for i:=1 to FNgen do
        begin
            FGen[i].Free;
        end;
    finally
        inherited Destroy;
    end;
end;

function TObjFunc.HitungEcoDis(const rJam:integer;
    const rChrom1:bArr1):dArr1;
var i,j:integer;
    Status:bArr1;
    LoadCek,Pa,Pb,Lmd,LoadSplit:double;
    aBeban,diffa2,diffa1,Cek,tes:double;
begin
    SetLength(Status,FNgen+1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin

```

```

    Status[i]:=rChrom1[i];
    FGen[i].Daya:=0;
end;
aBeban:=FBeban[rJam];
LoadCek:=aBeban;
LoadSplit:=aBeban;
for i:=1 to 15 do
begin
    Pa:=0;
    Pb:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if Status[j] then
        begin
            diffa2:=FGen[j].a2*2;
            diffa1:=FGen[j].a1;
            Pa:=Pa+1/diffa2;
            Pb:=Pb+diffa1/diffa2;
        end;
    end;
    if Pa<>0 then
    begin
        Lmd:=(LoadSplit+Pb)/Pa;
    end
    else
    begin
        Lmd:=LoadSplit+Pb;
    end;
    Cek:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if Status[j] then
        begin
            diffa2:=2*FGen[j].a2;
            diffa1:=FGen[j].a1;
            FGen[j].Daya:=(Lmd-diffa1)/diffa2;
            if FGen[j].Daya<FGen[j].Pmin then
            begin
                FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmin;
            end;
            if FGen[j].Daya>FGen[j].Pmax then
            begin
                FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmax;
            end;
        end;
        Cek:=Cek+FGen[j].Daya;
    end;
    tes:=LoadCek-Cek;
    if (tes<0.0001) and (tes>-0.0001) then
    begin
        break;
    end
    else if tes>0 then
    begin
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            if Status[j] then

```

```

begin
  if FGen[j].Daya-FGen[j].PMax then
    begin
      Status[j]:=false;
      LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
      if LoadSplit<0 then
        begin
          LoadSplit:=LoadSplit+FGen[j].Daya;
          Status[j]:=true;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;
else if tes<0 then
begin
  for j:=1 to FNgen do
    begin
      if Status[j] then
        begin
          if FGen[j].Daya-FGen[j].Pmin then
            begin
              Status[j]:=false;
              LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
              if LoadSplit<0 then
                begin
                  LoadSplit:=LoadSplit+FGen[j].Daya;
                  Status[j]:=true;
                end;
              end;
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
  SetLength(result, FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      result[i]:=0;
      if rChrom1[i] then
        begin
          result[i]:=FGen[i].Daya;
        end;
      end;
    end;
  end;

function TOBJFunc.HitungEcoDis(const rJam:integer;
  const rChrom1:bArr1;
  var rLmd:double):dArr1;
var i,j:integer;
  Status:bArr1;
  LoadCek, Pa, Pb, LoadSplit:double;
  aBeban, diffa2, diffa1, Cek, tes:double;
begin
  SetLength(Status, FNgen+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      Status[i]:=rChrom1[i];
    end;
  end;

```

```

    FGen[i].Daya:=0;
end;
aBeban:=FBeban[rJam];
LoadCek:=aBeban;
LoadSplit:=aBeban;
for i:=1 to 15 do
begin
    Pa:=0;
    Pb:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if Status[j] then
        begin
            diffa2:=FGen[j].a2*2;
            diffal:=FGen[j].a1;
            Pa:=Pa+1/diffa2;
            Pb:=Pb+diffal/diffa2;
        end;
    end;
    if Pa<>0 then
    begin
        rLmd:=(LoadSplit+Pb)/Pa;
    end
    else
    begin
        rLmd:=LoadSplit+Pb;
    end;
    Cek:=0;
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if Status[j] then
        begin
            diffa2:=2*FGen[j].a2;
            diffal:=FGen[j].a1;
            FGen[j].Daya:=(rLmd-diffal)/diffa2;
            if FGen[j].Daya<FGen[j].Pmin then
            begin
                FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmin;
            end;
            if FGen[j].Daya>FGen[j].Pmax then
            begin
                FGen[j].Daya:=FGen[j].Pmax;
            end;
        end;
        Cek:=Cek+FGen[j].Daya;
    end;
    tes:=LoadCek-Cek;
    if (tes<0.0001) and (tes>-0.0001) then
    begin
        break;
    end
    else if tes>0 then
    begin
        for j:=1 to fNgen do
        begin
            if Status[j] then
            begin

```

```

        if FGen[j].Daya=FGen[j].PMax then
        begin
            Status[j]:=false;
            LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
            if LoadSplit<0 then
            begin
                LoadSplit:=LoadSplit+fGen[j].Daya;
                Status[j]:=true;
            end;
        end;
    end;
end;
end
else if tes<0 then
begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        if Status[j] then
        begin
            if FGen[j].Daya=FGen[j].Pmin then
            begin
                Status[j]:=false;
                LoadSplit:=LoadSplit-FGen[j].Daya;
                if LoadSplit<0 then
                begin
                    LoadSplit:=LoadSplit+FGen[j].Daya;
                    Status[j]:=true;
                end;
            end;
        end;
    end;
end;
end;
end;
SetLength(result, FNgen+1);
for i:=1 to FNgen do
begin
    result[i]:=0;
    if rChrom1[i] then
    begin
        result[i]:=FGen[i].Daya;
    end;
end;
end;
end;

function TObjFunc.HitungCostGen(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j:integer;
begin
    SetLength(result, FNgen+1, FNjam-1);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            result[i,j]:=FGen[i].GetBiaya(rPL[i,j]);
        end;
    end;
end;
end;
end;

```

```

function TObjFunc.HitungCostSUC(const rPL:dArr2):dArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      init:=FGen[i].TnitSt;
      tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
      for j:=1 to FNjam do
        begin
          result[i,j]:=0;
          if rPL[i,j]<>0 then
            begin
              if init>0 then
                begin
                  init:=init+1;
                end
              else if init<0 then
                begin
                  if abs(init)<=tcold then
                    begin
                      result[i,j]:=FGen[i].Sh;
                    end
                  else
                    begin
                      result[i,j]:=FGen[i].Sc;
                    end;
                  init:=-1;
                end;
            end
          else if rPL[i,j]=0 then
            begin
              if init>0 then
                begin
                  init:=-1;
                end
              else if init<0 then
                begin
                  init:=init-1;
                end;
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

function TObjFunc.HitungCostLSUC(const rChrom:bArr2):dArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
  SetLength(result,FNgen+1,FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
    begin
      init:=FGen[i].InitSt;
      tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
      for j:=1 to FNjam do
        begin
          result[i,j]:=0;
          if rChrom[i,j]=true then

```

```

begin
  if init>0 then
    begin
      init:=init+1;
    end
  else if init<0 then
    begin
      if abs(init)<=tcold then
        begin
          result[i,j]:=FGen[i].Sh;
        end
      else
        begin
          result[i,j]:=FGen[i].Sc;
        end;
      init:=-1;
    end;
  end
  else if rChrom[i,j]=false then
    begin
      if init>0 then
        begin
          init:=-1;
        end
      else if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungChrom(var rChrom:bArr2;
  var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    PL:dArr1;
    PL, CostGen, CostSUC:dArr2;
    chrom1:bArr1;
begin
  UpdateChrom(rChrom);
  SetLength(PL, FNgen+1, FNjam+1);
  SetLength(chrom1, FNgen+1);
  SetLength(PLa, FNgen+1);
  for i:=1 to FNjam do
    begin
      for j:=1 to FNgen do
        begin
          chrom1[j]:=rChrom[j,i];
        end;
      PLa:=HitungEcoDis(i, chrom1);
      for j:=1 to FNgen do
        begin
          PL[j,i]:=PLa[j];
        end;
      end;
    end;
  CostGen:=HitungCostGen(PL);

```

```

CostSUC:=HitungCostSUC(PL);
rCostTotal:=0;
for i:=1 to FNjam do
begin
    for j:=1 to FNgen do
    begin
        rCostTotal:=rCostTotal+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
    end;
end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungChrom(var rChrom:bArr2;
    var rPL:dArr2;
    var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    PLa:dArr1;
    CostGen, CostSUC:dArr2;
    chrom1:bArr1;
begin
    UpdateChrom(rChrom);
    SetLength(rPL, FNgen+1, FNjam+1);
    SetLength(rCostPerJam, FNjam+1);
    SetLength(chrom1, FNgen+1);
    SetLength(PLa, FNgen+1);
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            chrom1[j]:=rChrom[j,i];
        end;
        PLa:=HitungEcoDis(i, chrom1);
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            rPL[j,i]:=PLa[j];
        end;
    end;
    CostGen:=HitungCostGen(rPL);
    CostSUC:=HitungCostSUC(rPL);
    SetLength(rCostPerJam, FNjam+1);
    rCostTotal:=0;
    for i:=1 to FNjam do
    begin
        rCostPerJam[i]:=0;
        for j:=1 to FNgen do
        begin
            rCostPerJam[i]:=rCostPerJam[i]+CostGen[j,i]+CostSUC[j,i];
        end;
        rCostTotal:=rCostTotal+rCostPerJam[i];
    end;
end;

procedure TObjFunc.doHitungPLN(var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    CostGen, CostSUC:dArr2;
begin

```

```

SetLength(rCostPerJam, FNjam+1);
CostGen:=HitungCostGen(FPLN);
CostSUC:=HitungCostSUC(FPLN);
rCostTotal:=0;
for i:-1 to FNjam do
begin
  rCostPerJam[i]:=0;
  for j:=1 to FNgen do
  begin
    rCostPerJam[i]:=-rCostPerJam[i]+CostGen[j,i]*CostSUC[j,i];
  end;
  rCostTotal:=rCostTotal+rCostPerJam[i];
end;
end;

```

```

//data output
function TObjFunc.doCariGreyZone(const rChrom:bArr2):bArr2;
var i,j,init,tcold:integer;
begin
  SetLength(result, FNgen+1, FNjam+1);
  for i:=1 to FNgen do
  begin
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      result[i,j]:=false;
    end;
  end;
  for i:-1 to FNgen do
  begin
    init:=FGen[i].InitSt;
    tcold:=FGen[i].Tdown+FGen[i].Tcold;
    for j:=1 to FNjam do
    begin
      if rChrom[i,j]=true then
      begin
        if init<0 then
        begin
          if abs(init)=(tcold+1) then
          begin
            result[i,j]:=true;
          end;
          init:=1;
        end
        else if init>0 then
        begin
          init:=init+1;
        end;
      end
      else if rChrom[i,j]=false then
      begin
        if init<0 then
        begin
          init:=init-1;
        end
        else if init>0 then
        begin
          init:=--1;
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

        end;
    end;
end;
end;

procedure TObjFunc.doExecute(var rChrom:bArr2;
    var rPL:dArr2;
    var rCostPerJam:dArr1;
    var rCostTotal:double);
var i,j:integer;
    CostBest,CostCek:double;
    greyChrom:bArr2;
begin
    rChrom:=CreateChromBase;
    GetSwap(rChrom);
    doHitungChrom(rChrom,CostBest);
    greyChrom:=doCariGreyZone(rChrom);
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        for j:=1 to FNjam do
        begin
            if greyChrom[i,j]=true then
            begin
                rChrom[i,j-1]:=true;
                doHitungChrom(rChrom,CostCek);
                if CostBest>CostCek then
                begin
                    CostBest:=CostCek;
                end
            else
            begin
                rChrom[i,j-1]:=false;
            end;
            end;
        end;
    end;
    doHitungChrom(rChrom,rPL,rCostPerJam,rCostTotal);
end;

function TObjFunc.getPmax(const rNo:integer):double;
begin
    if (rNo<0) or (rNo>FNgen) then
    begin
        raise Exception.Create('Diluar batas index!');
    end;
    result:=FGen[rNo].Pmax;
end;

function TObjFunc.getCostMax:double;
var i:integer;
begin
    result:=0;
    for i:=1 to FNgen do
    begin
        result:=result+FGen[i].GetBiaya(FGen[i].Pmax);
    end;
end;

```
