ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 091399

ANALISA KEANDALAN SISTEM KELISTRIKAN JAWA BALI AKIBAT PROYEK PERCEPATAN 10.000 MW

Dadin
NRP 2211106065

Dosen Pembimbing
Dr. Rony seto Wibowo, ST., MT.
IGN Satriyadi Hernanda, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014

TUGAS AKHIR - TE 091399

ANALISA KEANDALAN SISTEM KELISTRIKAN JAWA BALI AKIBAT PROYEK PERCEPATAN 10.000 MW

Dadin
NRP 2211106065

Dosen Pembimbing
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
IGN Satriyadi Hernanda, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014

FINAL PROJECT – TE 091399

RELIABILITY ANALYSIS OF JAVA BALI POWER SYSTEM DUE TO 10.000 MW ACCELERATION PROJECT

Dadin
NRP 2211106065

Supervisors
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
IGN Satriyadi Hernanda, ST., MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty Of Industry Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014

ANALISA KEANDALAN SISTEM KELISTRIKAN JAWA BALI AKIBAT PROYEK PERCEPATAN 10.000 MW

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I	Dosen Pembimbing II
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.	IGN Satriyadi Hernanda, ST., MT.
NIP. 197411292000121001	NIP. 197301232002121001

SURABAYA
FEBRUARI, 2014

ABSTRAK

Penambahan kapasitas pembangkit yang disebut dengan proyek percepatan 10.000 MW sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV belum tentu handal, hal ini disebabkan adanya pengaruh dari nilai *Forced Outage Rated* (FOR) dan nilai dari daya mampu netto setiap pembangkitan [7]. *Loss of Load Probability* (LOLP) merupakan suatu metode untuk menghitung indeks keandalan pembangkit dan energi yang tidak dapat terpenuhi oleh sistem selama periode waktu tertentu dapat dihitung dengan *Expected Energy not Supplied* (EENS). Dengan masuknya daya dari proyek percepatan sebesar 3.942,2MW, total dari kapasitas daya mampu netto untuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sebesar 16.780,5MW. Berdasarkan hasil simulasi, dengan menggunakan skenario beban puncak pada tahun 2012 sebesar 13.309,035MW dan nilai dari daya mampu netto sebesar 12.838,3MW didapatkan nilai dari LOLP 10,83724695 hari/tahun. Jika skenario proyek percepatan digunakan, nilai dari LOLP yang dihasilkan pada tahun 2012 adalah sebesar 7,15984E-08 hari/tahun dan EENS sebesar 0,043561 MWh/tahun. Dengan skenario kenaikan beban 7,6% pertahun[1], pada tahun 2013 didapatkan nilai dari LOLP sebesar 6,56092E-05 hari/tahun dan EENS 46,3857 MWh/tahun, sedangkan untuk tahun 2014 didapatkan nilai dari LOLP 0,028811071 hari/tahun dan EENS 24.956,7793 MWh/tahun. Dengan menggunakan skenario kenaikan beban yang sama, pada tahun 2015 didapatkan nilai dari LOLP sebesar 4,075578638 hari/tahun dan EENS 4.846.600 MWh/tahun. Nilai dari LOLP sebesar 0,028811071 hari/tahun mengindikasikan bahwa pada tahun 2014 sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV tetap handal, hal ini dikarenakan nilai dari indeks keandalan pembangkit yang digunakan oleh PT.PLN sebesar 1 hari/tahun [1].

Kata Kunci — *Expected Energy not Supplied, Forced Outage Rated, Loss of Load Probability,* Proyek Percepatan 10.000 MW.

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

ABSTRACT

Addition of generation capacity that be called as 10000MW acceleration project of Java Bali power system 500kV is not certainly reliable yet, this is caused by Forced Outage Rated (FOR) value and capability power net effect for each generation [7]. Loss of Load Probability (LOLP) is a method to calculate reliability index of generation and unfulfilled energy by system for a certain period can be calculated by Expected Energy not Supplied (EENS). Caused of power addition from acceleration project by 3.942,2MW, total capacity of capability power net Java Bali power system is 16.780,5MW. Based on simulation results using peak load scenario at 2012 by 13.309,035MW and capability power net value is 12.838,3MW, resulting LOLP value is 10,83724695 day/year. If acceleration project scenario is used, LOLP value become 7,15984E-08 day/year and EENS is 0,043561 MWh/year. With 7,6% increase of load scenario per year, in 2013 LOLP value is 6,56092E-05 day/year and EENS is 46,3857 MWh/year , while in 2014 LOLP value is 0,028811071 day/year and EENS is 24.956,7793 MWh/year. With using the same scenario,in 2015 LOLP value is 4,075578638 day/year and EENS is 4.846.600 MWh/year. LOLP value 0,028811071 day/year indicate that in 2014 Java Bali power system is still reliable, it is caused by reliability index of generation value that used by PT.PLN is 1 day/year [1].

Keywords *— Expected Energy not Supplied, Forced Outage Rated, Loss of Load Probability, 10000MW Acceleration Project.*

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

KATA PENGANTAR

Assalammualaikum wr.wb.

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena dengan rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul ***"Analisa Keandalan Sistem Kelistrikan Jawa Bali Akibat Proyek Percepatan 10.000 MW".***

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang pendidikan Sarjana pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Dalam pelaksanaan tugas akhir ini penulis mendapatkan banyak bantun dari berbagai pihak baik secara moril maupun materil. Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT atas segala rahmat dan kasih sayang-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini.
2. Bapak, Ibu dan seluruh keluarga yang telah banyak memberikan motivasi kepada penulis.
3. Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, ST.,MT dan Bapak IGN Satriyadi Hernanda, ST.,MT selaku pembimbing pengerjaan tugas akhir yang telah banyak membantu dan tidak hentinya memberikan motivasi kepada penulis.
4. Bapak Ir. Teguh Yuwono selaku koordinator tugas akhir program studi Teknik Sistem Tenaga Listrik jurusan Teknik Elektro-ITS Surabaya.
5. Bapak Tresna Wikarsa selaku manager bidang operasi listrik PT.PLN P3B Jawa Bali, yang telah banyak membantu dalam pengerjaan tugas akhir.
6. Semua pihak yang telah berkontribusi dalam pengerjaan tugas akhir yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Besar harapan penulis agar buku laporan tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi pembaca. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Februari 2014

Penulis

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

DAFTAR ISI

ABSTRAK ..... **i**
ABSTRACT ..... **iii**
KATA PENGANTAR ..... **v**
DAFTAR ISI ..... **vii**
DAFTAR GAMBAR ..... **xi**
DAFTAR TABEL ..... **xiii**
BAB I PENDAHULUAN **1**
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Permasalahan 1
1.3 Batasan Masalah 2
1.4 Tujuan Penelitian 2
1.5 Metodologi 2
1.6 Sistematika Penulisan 4
1.7 Relevansi 4
BAB II KEANDALAN PEMBANGKIT **5**
2.1 Pengertian Umum Keandalan 5
2.2 Faktor-Faktor yang Menentukan Keandalan Pembangkit 7
2.3 Teori Umum Probabilitas 8
2.4 *Loss of Load Probability* (LOLP) 9
2.5 Pengaruh Kenaikan Beban Terhadap Nilai dari LOLP 11
2.6 *Expected Energy not Supplied* (EENS) 14
2.7 Regresi Linier 15
BAB III SISTEM KELISTRIKAN JAWA BALI 500kV **19**
3.1 Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500kV 19
3.2 Kondisi Sistem Kelistrikan Jawa Bali 20
3.3 Kondisi Kelistrikan Jawa Bali 500kV 23
3.4 Kondisi Beban Puncak 1997-2012 27

3.5 Beban Harian Tahun 2012 Kelistrikan Jawa Bali 500kV 30
3.6 Proyek Percepatan 10.000 MW 31
BAB IV PERANCANGAN *SOFTWARE* DAN ANALISA 39
4.1 Sekuensial Program 39
4.2 Perancangan Algoritma Program 40
4.3 Hasil Simulasi Program MATLAB 48
4.3.1 Subprogram *Generation* Data..... 50
4.3.2 Subprogram *Probability* 52
4.3.3 *Total Time* Untuk Skenario Beban Tahun 2012 56
4.3.4 LOLP Menggunakan Skenario Beban Tahun 2012..... 56
4.3.5 EENS Dengan Skenario Beban Tahun 2012 58
4.3.6 Pengaruh Peningkatan Beban Terhadap Nilai LOLP .. 58
4.3.7 Pengaruh Jumlah Pembangkit Terhadap LOLP 63
BAB V PENUTUP 65
5.1 Kesimpulan 65
5.2 Saran 65
DAFTAR PUSTAKA..... 67
LAMPIRAN 69
BIODATA PENULIS 71

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Hirarki Level Untuk Keandalan Sistem Kelistrikan 5
Gambar 2.2 Input Dan Output Dari Keandalan Pembangkit 9
Gambar 2.3 Kurva Beban, Kapasitas Dan Cadangan Yang Tersedia ... 11
Gambar 2.4 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap Nilai LOLP. 11
Gambar 2.5 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap Nilai LOLP. 13
Gambar 2.6 Pengaruh Penambahan Pembangkit Terhadap Nilai LOLP13
Gambar 2.7 Energi yang Terganggu Karena *Capacity Outage* 14
Gambar 2.8 Gradien Garis Lurus 16
Gambar 3.1 Konfigurasi Jaringan 500kV Sistem Jawa Bali 19
Gambar 3.2 Persentase DMN Per Perusahaan Tahun 2010 21
Gambar 3.3 Persentase DMN Per Perusahaan Tahun 2011 22
Gambar 4.1 Sekuensial Program 39
Gambar 4.2 *Flowchart* Program Utama 42
Gambar 4.3 Subprogram Grafik *User Interface* 44
Gambar 4.4 Subprogram *Probability* 44
Gambar 4.5 Subprogram Sortenx 45
Gambar 4.6 Subprogram *Generation* Data 46
Gambar 4.7 Subprogram Daily Load Datax 47
Gambar 4.8 Subprogram Getdatal 47
Gambar 4.9 Tampilan Awal Grafik *User Interface* 49
Gambar 4.10 Tampilan Grafik *User Interface* setelah di *running* 49
Gambar 4.11 Kurva Beban Harian Tahun 2012 Terhadap *Total time* ... 58
Gambar 4.12 Perbandingan Nilai dari LOLP 62
Gambar 4.13 Perbandingan Nilai dari EENS 62

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Kondisi Kapasitas Pembangkit Tahun 2007-2012 20
Tabel 3.2 Kapasitas Pembangkit Per Perusahaan Tahun 2010..... 21
Tabel 3.3 Kapasitas Pembangkit Per Perusahaan Tahun 2011..... 22
Tabel 3.4 DMN APB DKI Jakarta 23
Tabel 3.5 DMN APB Jawa Barat 24
Tabel 3.6 DMN APB Jawa Tengah..... 26
Tabel 3.7 DMN APB Jawa Timur..... 27
Tabel 3.8 Kondisi Beban Puncak Tahun 1997-2012..... 28
Tabel 3.9 Kondisi Beban Dari Tahun 1997-2012 29
Tabel 3.10 Data Beban (2012) dan Skenario Beban (2013-2017) 30
Tabel 3.11 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit..... 32
Tabel 3.12 Rekap Proyek Percepatan Pembangkit Tahap Dua 2011 ... 34
Tabel 3.13 Proyek Percepatan Pembangkit Status September 2012 ... 35
Tabel 3.14 Rekap Proyek Percepatan Pembangkit Tahap Dua 2012 ... 37
Tabel 3.15 Proyek Percepatan yang Telah Terealisasi 37
Tabel 4.1 *Group*ing Pembangkit Didalam Program..... 50
Tabel 4.2 *Group* 1 (Suralaya 1-4) 51
Tabel 4.3 *Group* 10 (Paiton 5-8)..... 51
Tabel 4.4 *Group* 23 (Adipala)..... 51
Tabel 4.5 *Probability* dan Daya Input *Group* 1..... 52
Tabel 4.6 *Probability* dan Daya Input *Group* 10..... 52
Tabel 4.7 *Probability* dan Daya Input *Group* 23..... 52
Tabel 4.8 *Probability*, DMN, Faktor Ketersediaan dan FOR..... 53
Tabel 4.9 *Probability* dan Daya Input total *Group* 1..... 53
Tabel 4.10 Hasil Penyederhanaan *Probability* dan Daya Input total ... 54
Tabel 4.11 Hasil Simulasi Proyek Percepatan..... 54
Tabel 4.12 Hasil Simulasi Tanpa Proyek Percepatan (2012) 55
Tabel 4.13 LOLP Untuk Skenario Beban Harian Tahun 2012..... 57
Tabel 4.14 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2012..... 59
Tabel 4.15 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2013..... 59
Tabel 4.16 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2014..... 59
Tabel 4.17 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2015..... 59
Tabel 4.18 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2016..... 59
Tabel 4.19 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2017..... 59
Tabel 4.20 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2012..... 61
Tabel 4.21 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2013..... 61
Tabel 4.22 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2014..... 61

Tabel 4.23 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2015.....61
Tabel 4.24 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2016.....61
Tabel 4.25 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2017.....61
Tabel 4.26 LOLP dan EENS Terhadap Penambahan Pembangkit 64

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pertumbuhan beban meningkat 7.6% terhadap beban puncak tahun 2011, sedangkan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir tumbuh dengan rata-rata 8.5% per tahun [1,2]. Peningkatan beban tersebut tidak sebanding dengan penambahan kapasitas pembangkit yang ada saat ini. Pemutusan listrik secara paksa yang tidak dapat dihindari, hal ini demi mempertahankan *performance* listrik yang stabil tetap terjaga. Usaha yang dilakukan PT.PLN untuk menekan hal tersebut ialah dengan mengadakan penambahan kapasitas pembangkitan yang disebut proyek percepatan 10.000 MW. Sistem kelistrikan Jawa-Bali, merupakan sistem transmisi yang menyalurkan daya yang sangat besar, oleh karena itu sistem kelistrikan Jawa-Bali memiliki peranan yang sangat penting didalam perekonomian Indonesia.

Dengan adanya proyek percepatan 10.000 MW, sistem kelistrikan Jawa-Bali belum tentu handal salah satu faktornya disebabkan karena pada saat interkoneksi awal (*Commercial Operation Date*) ke sistem transmisi Jawa-Bali [2] pembangkitan bisa mengalami *outage*, hal ini tergantung dari nilai FOR (*Forced Outage Rated). Outage* yang dimaksud yaitu unit pembangkitan dapat keluar paksa dari sistem operasi tenaga listrik, sehingga tidak dapat membangkitkan energi listrik [3,7]. Untuk mengatasi masalah tersebut, diperlukan analisa keandalan pembangkitan dari sistem kelistrikan Jawa-Bali akibat adanya proyek percepatan 10.000 MW, dengan menggunakan indeks keandalan LOLP (*Loss of Load Probability*). Perhitungan EENS (*Expected Energy not Supplied)* dimaksudkan untuk mengetahui energi yang terbuang dalam MWh selama kondisi beban tidak terpenuhi oleh kapasitas daya yang tersedia. Kriteria indeks keandalan *Loss of Load Probability* (LOLP) yang dipergunakan oleh PT.PLN yaitu lebih kecil dari 0,274%, artinya dalam satu tahun pembangkitan yang ada tidak dapat memenuhi kebutuhan dari beban puncak ekivalen dengan probabilitas selama satu hari pertahun [1].

1.2 Permasalahan

Berdasarkan latar belakang masalah yang telah dikemukakan di atas, maka dapat dirumuskan permasalahan sebagai berikut :

1. Mencari data yang dibutuhkan, menghitung nilai dari indeks keandalan pembangkitan LOLP *(Loss of Load Probability*) dan EENS (*Expected Energy not Supplied)*.
2. Menghitung nilai dari indeks keandalan LOLP *(Loss of Load Probability*) untuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV, tanpa proyek percepatan 10.000 MW dan dengan proyek percepatan 10.000 MW.
3. Merealisasikan program untuk menghitung nilai dari LOLP *(Loss of Load Probability*) dan EENS (*Expected Energy not Supplied)*.

1.3 Batasan Masalah

Pada Tugas Akhir ini ada beberapa batasan permasalahan yang akan dibahas, diantaranya:

1. Parameter keandalan pembangkitan yang digunakan untuk analisa tugas akhir ini adalah dengan menggunakan indeks keandalan LOLP *(Loss of Load Probability*).
2. Perhitungan keandalan pembangkitan yang dilakukan pada sistem kelistrikan Jawa-Bali 500kV.
3. Tidak membahas mengenai biaya pembangkitannya dan proses pembangkitan, sedangkan untuk rugi-rugi saluran transmisi diabaikan.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dari penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung nilai dari indeks keandalan LOLP *(Loss of Load Probability*) dan EENS (*Expected Energy not Supplied)* pada sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV.
2. Membandingkan nilai dari indeks keandalan pembangkitan untuk sistem kelistrikan Jawa Bali akibat proyek percepatan 10.000 MW dengan sistem kelistrikan Jawa-Bali tanpa proyek percepatan 10.000 MW.
3. Meramalkan jangka waktu keandalan proyek percepatan 10.000 MW untuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan oleh penulis dalam penyusunan tugas akhir ini diantaranya:

1. Studi Literatur

Dalam tahap penyelesaian Tugas Akhir ini, penulis melakukan studi litelatur dengan pengumpulan literatur yang berhubungan dengan topik tugas akhir. Diantaranya berasal dari jurnal, internet, buku dan data dari PT.PLN P3B Jawa Bali.

2. Pengumpulan Data

Dalam tahap penyelesian Tugas Akhir ini dilakukan pengumpulan data yang berhubungan dengan sistem pembangkit 500 kV Jawa Bali. Data-data yang diperlukan adalah data pembangkitan yang masuk proyek percepatan 10.000 MW dengan data pembangkitan tanpa proyek percepatan 10.000 MW, data beban harian dan *FOR (Forced Outage Rated)* masing-masing pembangkitan.

3. Pemodelan Sistem

Pemodelan sistem dalam penyelesaian tugas akhir ini menggunakan sistem pembangkitan 500kV yang terdiri dari 54 pembangkitan tanpa proyek percepatan 10.000 MW, 6 pembangkitan yang masuk proyek percepatan 10.000 MW sampai bulan Mei tahun 2013 dan 60 nilai dari FOR *(Forced Outage Rated)* masing-masing pembangkitan. Setelah mendapatkan semua data dan literatur yang diperlukan, maka tahap selanjutnya dilakukan pengolahan data dan dilakukan simulasi menggunakan program MATLAB.

4. Hasil simulasi

Pada tahap penyeleseaian tugas akhir ini akan didapatkan hasil dari simulasi program MATLAB, nilai-nilai tersebut akan diperlukan sebagai masukan pada tahap analisa data.

5. Analisa data

Analisa data dari hasil simulasi program MATLAB digunakan untuk mengetahui solusi dari permasalahan yang dibahas pada tugas akhir .

6. Penyusunan dan penulisan buku Tugas Akhir

Pada tahap penyusunan dan penulisan buku tugas akhir ini, meliputi pendahuluan, keandalan pembangkit, sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV, perancangan *software* simulasi dan analisa, kesimpulan, saran atau rekomendasi yang berkaitan dengan apa yang harus dilakukan selanjutnya.

1.6 Sistematika Penulisan

Tugas akhir ini disusun dengan sistematika sebagai berikut :

Bab 1 Pendahuluan

Bab ini membahas tentang tentang latar belakang masalah, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penulisan, metodologi, sistematika penulisan, relevansi.

Bab 2 Keandalan pembangkit

Bab ini membahas mengengenai pengertian umum keandalan, faktor-faktoryang menentukan keandalan pembangkit, teori umum probabilitas,, LOLP (*Loss of Load Probability*), pengaruh kenaikan beban terhadap nilai dari LOLP (*Loss of Load Probability*), EENS (*Expected Energy not Supplied*), FOR (*Forced Outage Rated*), Regresi Linier.

Bab 3 Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500kV

Bab tiga membahas mengenai sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV, kondisi kelistrikan Jawa Bali, Kondisi kelistrikan Jawa Bali 500kV, kondisi beban puncak, proyek percepatan 10.000 MW.

Bab 4 Perancangan *Software* dan Analisa

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai perancangan program menggunakan MATLAB, hasil simulasi, analisa data.

Bab 5 Penutup

Bab lima akan membahas tentang kesimpulan dari pembahasan yang telah dilakukan, selanjutnya akan didapatkan saran untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

1.7 Relevansi

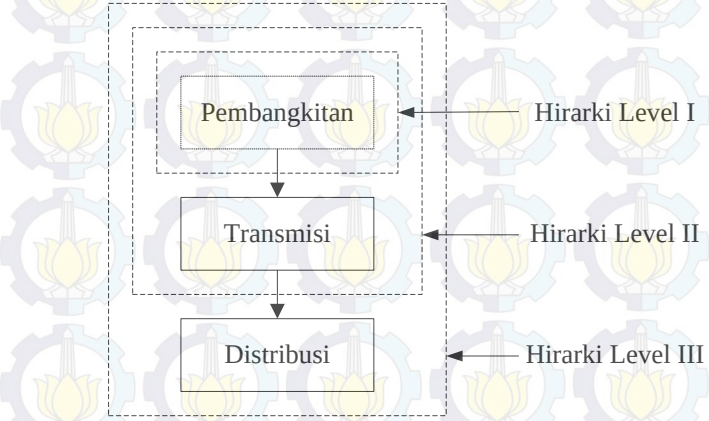
Penulisan Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan beberapa manfaat, diantaranya:

1 Menjadi referensi bagi PT.PLN P3B (selaku operator perencanaan) untuk melakukan perencanaan pembangunan pembangkit kedepannya.
2 Menjadi referensi untuk peneliti berikutnya dengan tujuan untuk pengembangan dan penyempurnaan tugas akhir, pengambilan topik yang baru tetapi konteksnya masih berhubungan dengan pembahasan tugas akhir ini.

BAB II
KEANDALAN PEMBANGKIT

2.1 Pengertian Umum Keandalan

Untuk memudahkan didalam analisa, keandalan sistem tenaga listrik dibagi kedalam tiga level hirarki seperti pada gambar 2.1 [5-6]. Untuk hirarki level (HL) I yaitu bagian dari keandalan pembangkit. Pada hirarki ini akan didapatkan indeks keandalan pembangkit, yang nantinya akan dianalisa dengan suatu metode tertentu sehingga akan didapatkan nilai dari indeks keandalan pembangkitan yang terkoneksi pada sistem tersebut. Setelah mengetahui indeks keandalan pembangkit, pada hirarki level II akan mengetahui nilai dari indeks keandalan transmisi dengan memperhitungkan pengaruh dari hirarki level I. Indeks keandalan pembangkit, transmisi belum cukup mewakili untuk sistem kelistrikan yang dinamakan handal. Hal ini disebabkan pada sistem kelistrikan ada bagian yang berfungsi untuk mendistribusikan daya listrik kepada konsumen [5-6]. Akibat adanya sistem distribusi listrik, pada hirarki level III akan dibahas indeks keandalan dari ketiga komponen tersebut. Sehingga kepuasan dan permintaan daya listrik dari konsumen merupakan tujuan dari hirarki ini. Pada penelitian ini akan dijelaskan hanya hirarki level I yaitu keandalan pada pembangkitan.



Gambar 2.1 Hirarki Level Untuk Keandalan Sistem Kelistrikan

Keandalan adalah kemungkinan sebuah peralatan atau sistem akan menghasilkan *performance* yang memuaskan ketika digunakan selama periode waktu dan kondisi tertentu [9].

Ada lima faktor penting dalam melakukan analisa keandalan [5,9]:

1. MTTF (*Mean Time to Failure*)
   Waktu rata-rata suatu sistem beroperasi sampai terjadi kegagalan

   $$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{(2.1)}$$

   λ = perkiraan dari laju kegagalan

2. MTTR (*Mean Time to Repair*)
   Waktu rata-rata yang dibutuhkan untuk memperbaiki suatu kegagalan.

   $$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad \text{(2.2)}$$

   μ = perkiraan dari laju perbaikan

3. Ketersediaan (*Availability*) dan ketidak tersediaan (*Unavailability*)

   $$\text{Ketersediaan (A)} = \frac{MTTF}{MTTF+MTTR} \quad \text{(2.3)}$$

   $$\text{Ketidak tersediaan (FOR)} = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} \quad \text{(2.4)}$$

4. Keandalan

   $$R(t) = e^{-\lambda t} \quad \text{(2.5)}$$

   λ = perkiraan dari laju kegagalan
   t = waktu

5. Waktu
   Menyatakan tolak ukur dari periode waktu yang digunakan untuk pengukuran probabilitas.

2.2 Faktor-Faktor yang Menentukan Keandalan Pembangkit

Cadangan daya yang sangat besar pada setiap pembangkitan akan menjadikan tolak ukur dari keandalan sistem pembangkitan yang baik, tetapi hal itu tidak menjamin keandalan dari sistem tersebut. Hal ini disebabkan karena ada dua faktor yang mempengaruhinya [7]:

1. Besarnya cadangan daya yang tersedia
2. Besarnya nilai dari FOR *(Forced Outage Rated)*

Besarnya cadangan daya yang tersedia merupakan ukuran secara kwantitatif dan *Forced Outage Rated* merupakan ukuran secara kwalitatif. Secara kwalitatif besarnya cadangan daya tidak menjamin terhadap keandalan suatu sistem, dikarenakan harus diteliti lebih lanjut. Apakah unit pembangkitan yang menyediakan daya yang sangat besar lebih sering mengalami gangguan atau tidak. Maka dari itu ukuran kwalitatif digunakan untuk menentukan seberapa sering pembangkitan yang tersedia mengalami gangguan. Pada persamaan 2.6 merupakan cara untuk menentukan nilai dari *Forced Outage Rated* (FOR), FOR merupakan ukuran yang digunakan untuk menentukan sering tidaknya unit pembangkitan mengalami gangguan.

$$FOR = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} \quad \text{.....(2.6)}$$

Apabila suatu unit pembangkit mempunyai nilai dari FOR yang sangat besar maka sistem pembangkitan tersebut akan sering mengalami gangguan, sebaliknya untuk nilai FOR yang kecil maka sistem pembangkitan akan sedikit sekali mengalami gangguan. Hal ini di ekspresikan dengan persamaan 2.7 berikut ini.

$$\text{Ketersediaan} = 1 - FOR \quad \text{.....(2.7)}$$

Setelah mengetahui nilai dari FOR dan faktor ketersediaan, maka dapat diketahui besarnya nilai dari probabilitas setiap unit pembangkit yang tidak mampu melayani beban. Angka ini menggambarkan *Loss of Load Probability* (LOLP), nilai dari LOLP biasanya dinyatakan dalam hari per tahun [7]. Indeks untuk mengukur tingkat keandalan pembangkit yang digunakan oleh PT.PLN yaitu indeks keandalan LOLP. Nilai dari indeks keandalan LOLP yang diharapkan untuk sistem kelistrikan Jawa Bali lebih kecil dari 0,274% yang artinya setara satu hari/tahun [1].

Outage adalah keadaan dimana suatu peralatan atau sistem tidak dapat bekerja sesuai dengan fungsi yang telah ditentukan. Dalam hal ini *outage*/pelepasan diartikan suatu unit pembangkitan dapat keluar dari sistem operasi tenaga listrik yang mengakibatkan sistem tersebut tidak dapat menghasilkan energi listrik untuk mensuplai sistem [7,8].

Seperti yang dikatakan Prasetyo, sistem mempunyai dua tipe *outage* yaitu :

1. Pelepasan paksaan (*Forced Outage*)

   Pelepasan paksaan (*Forced Outage*) adalah pelepasan yang diakibat oleh keadaan darurat yang mana komponennya terhubung secara langsung dengan komponen lain. Untuk mengamankan sistem yang lain, perlu dikeluarkan atau dilepas dengan segera, baik secara otomatis melalui kontrol elektronika maupun secara manual.
2. Pelepasan Berjadwal (S*chedule Outage*)

   Pelepasan yang disebabkan oleh salah satu komponen atau lebih mengalami *out of service*, pada waktu yang telah direncanakan untuk keperluan *maintenance* atau perbaikan dinamakan pelepasan berjadwal (S*chedule Outage*).

2.3 Teori Umum Probabilitas

Untuk memahami pengertian dari probabilitas seperti yang dikutip dari [11], "kita asumsikan peristiwa (E) dapat terjadi sebanyak (h) cara dari total (n) cara yang sama-sama mungkin, maka probabilitas kemunculan peristiwa tersebut disebut keberhasilan atau kesuksesan" dinyatakan pada persamaan 2.8. Kejadian yang berhubungan dengan keluaran dari suatu percobaan yang terus berulang-ulang dalam teori probabilitas dinamakan konsep kejadian yang dinotasikan dengan (E) dimana, probabilitas adalah suatu nilai kebolehjadian yang diberikan pada suatu kejadian.

$$P = P_r[E] = \frac{h}{n} \quad \text{.....(2.8)}$$

Sementara untuk nilai dari probabilitas dari ketidak munculan peristiwa disebut sebagai kegagalan yang dinyatakan seperti pada persamaan 2.9.

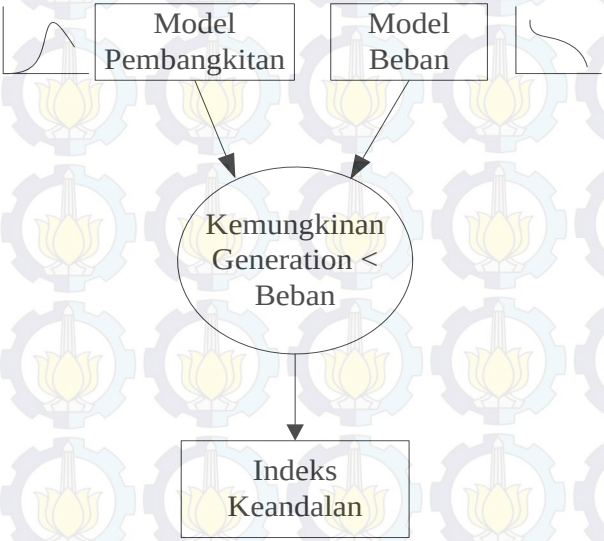
$$q = P_r[\text{bukan } E] = \frac{(n-h)}{n} = 1\text{-}P \quad \text{.....(2.9)}$$

Jadi $p+q=1$ atau $P_r[E] + P_r[\text{bukan } E]=1$.

2.4 *Loss of Load Probability* (LOLP)

Indeks keandalan *Loss of Load Probability* (LOLP) adalah suatu kondisi dimana beban puncak melebihi kapasitas dari daya yang tersedia.[4] Metode perhitungan indeks kendalan LOLP dapat digunakan untuk mengevaluasi keperluan dari cadangan daya yang diperlukan pada industri listrik. Untuk *system single area case, two area case, three area case* dapat dihitung nilai dari keandalannya dengan menggunakan metode ini.[3] Tidak hanya itu perhitungan dengan metode LOLP memiliki keunggulan lain, diantaranya sistem kelistrikan dari semua interkoneksi dapat dihitung nilai dari indeks keandalan pembangkitnya. Sebagai contoh sistem kelistrikan Jawa Bali yang terinterkoneksi dari ujung barat Pulau Jawa sampai dengan Pulau Bali memiliki banyak pembangkitan, dengan bantuan *software* simulasi dan *hardware* yang mendukung nilai dari indeks keandalan LOLP dapat diketahui.

Seperti yang ditunjukan pada gambar 2.2 [5] komponen-komponen yang diperlukan untuk mendapatkan indeks dari keandalan LOLP seperti : model beban, model pembangkitan yang telah memperhitungkan nilai dari FOR *(Forced Outage Rated)*, kapasitas daya terpasang [5,6].



Gambar 2.2 Input Dan Output Dari Keandalan Pembangkit

Setelah mendapatkan data-data yang diperlukan, langkah selanjutnya membandingkan model beban dengan model pembangkitan sehingga akan didapatkan nilai dari indeks keandalan LOLP. Untuk mencari nilai dari indeks keandalan LOLP dapat dicari dengan menggunakan persamaan 2.10 dengan satuan hari/periode.

$$LOLP = \sum_{i=1}^{n} P_i \, (C_i - L_i) \text{ Hari/Periode} \quad (2.10)$$

Dimana :

C_i = Kapasitas yang tersedia pada hari ke i.

L_i = Perkiraan beban puncak pada hari ke i.

$P_i(C_i-L_i)$ = Probabililtas *loss of load* pada hari ke i.

Dengan menggunakan $(t_k - t_{k-1})$ waktu *loss of load* kumulatif dan probabilitas *outage* kumulatif (P_k) nilai dari LOLP juga dapat di ketahui. Seperti ditunjukan pada persamaan 2.11.

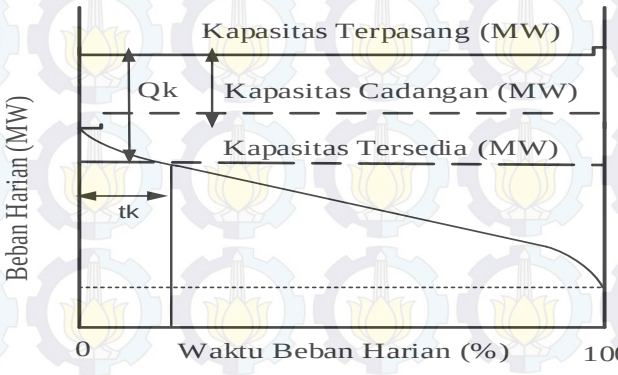
$$LOLP = \sum_{k=1}^{n} (t_k - t_{k-1}) P_k \text{ Satuan waktu} \quad (2.11)$$

Seperti yang terlihat pada gambar 2.3 kapasitas yang tersedia adalah kapasitas daya terpasang dikurangi dari Q_k. Terlihat bahwa kapasitas daya tersedia memotong dari kurva beban, sehingga akan terjadi *loss of load* selama kurun waktu t_k [7]. Selain dari persamaan 2.10 dan 2.11 nilai dari indeks keandalan LOLP juga dapat dihitung dengan menggunakan hubungan waktu *loss of load* akan terjadi dikalikan dengan probabilitas dari *capacity outage* masing-masing. Seperti yang ditunjukan pada persamaan 2.12. P_k merepresentasikan nilai dari probabilitas *individual capacity outage* dan t_k adalah waktu dimana *loss of load* akan terjadi.

$$LOLP = \sum_{k=1}^{n} P_k \, . t_k \text{ Satuan waktu} \quad (2.12)$$

Outage capacity akan mempengaruhi terhadap nilai dari LOLP, pada gambar 2.3[5,7] menunjukkan hubungan dari karakteristik beban sistem, kapasitas yang terpasang dan cadangan yang tersedia. Semakin besar nilai dari t_k maka semakin besar juga nilai dari LOLP, artinya waktu pemadaman akan semakin besar. Hal ini disebabkan oleh kapasitas daya yang terpasang lebih kecil dari pada beban yang terinstal pada sistem. Dari pernyataan diatas dapat ditarik sebuah kesimpulan semakin kecil nilai dari LOLP maka semakin baik nilai dari keandalan sistem tersebut,

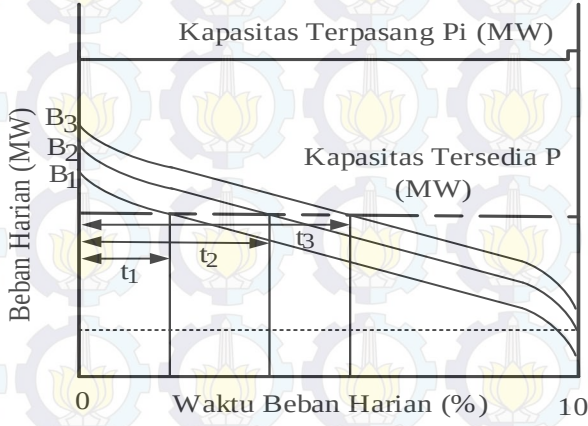
sebaliknya jika semakin besar nilai dari indeks keandalan LOLP maka semakin kurang keandalan dari sistem tersebut.



Gambar 2.3 Kurva Beban, Kapasitas Dan Cadangan Yang Tersedia

2.5 Pengaruh Kenaikan Beban Terhadap Nilai dari LOLP

Kenaikan beban akan mempengaruhi nilai dari LOLP, apabila tidak menambah kapasitas dari pembangkitan. Hal ini ditunjukan pada gambar 2.4 yang mana pada saat nilai dari beban B_1 waktunya sebesar t_1,



Gambar 2.4 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap Nilai LOLP

Ketika beban puncak B_2 waktunya sebesar t_2 untuk beban B_3 waktu yang dibutuhkan juga akan ikut naik sebesar t_3. Dengan menggunakan formulasi awal pada persamaan 2.12, maka didapatkan persamaan sebagai berikut :

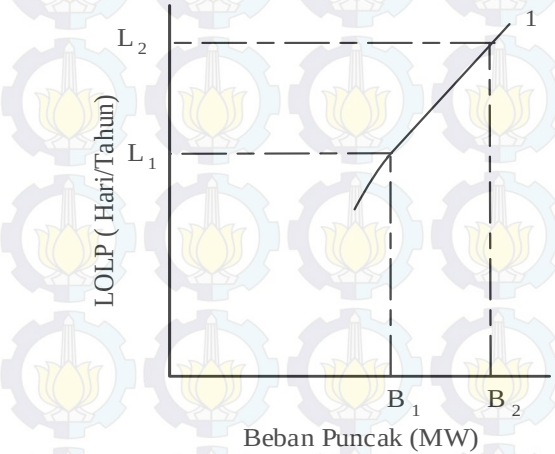
$LOLP_1$=p x t_1 Satuan waktu……..…….(2.13)
$LOLP_2$=p x t_2 Satuan waktu……..…….(2.14)
$LOLP_3$=p x t_3 Satuan waktu……..…….(2.15)

Persamaan 2.13 digunakan untuk mencari nilai dari LOLP untuk beban puncak B_1, sedangkan untuk persamaan 2.14 dan 2.15 digunakan untuk mencari nilai dari LOLP untuk beban puncak B_2 dan B_3. Penambahan nilai dari waktu (t) tergantung dengan bentuk kurva kenaikan beban, seperti yang ditunjukan oleh gambar 2.4 [7]. dari persamaan 2.13-2.15 dapat digambarkan hubungan beban puncak terhadap nilai dari LOLP.

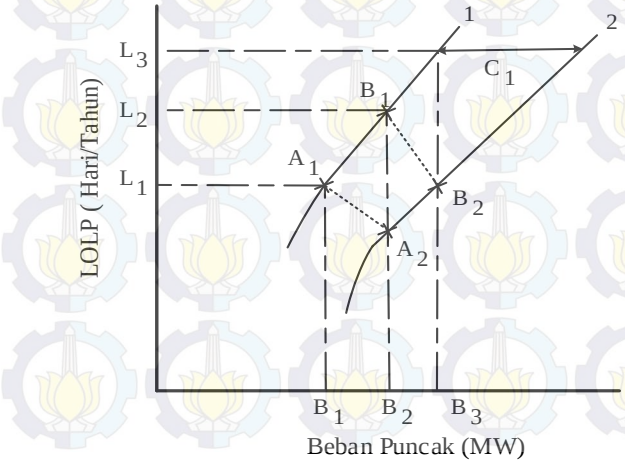
Seperti yang terlihat pada gambar 2.5 [5,7], kurva 1 didefinisikan sebagai kapasitas daya terinstal dari suatu unit pembangkitan untuk mensuplai beban puncak. Pada saat beban B_1 nilai dari LOLP sebesar L_1 untuk beban B_2 nilai dari LOLP sebesar L_2 akibatnya nilai dari LOLP akan semakin meningkat seiring dengan kenaikan beban. Sehingga apabila nilai LOLP yang dikehendaki sebesar L_1 tidak akan terpenuhi. Hal ini dikarenakan nilai dari LOLP tergantung kepada kapasitas daya yang terpasang dari suatu unit pembangkitan setelah memperhitungkan nilai FOR dengan nilai beban yang terinstal .

Dengan kapasitas daya terpasang nilainya tetap, pada gambar 2.5 ditunjukan adanya pengaruh dari kenaikan beban terhadap nilai LOLP. Untuk mempertahankan nilai dari LOLP yang dikehendaki, pada gambar 2.6[7] diperlihatkan pengaruh dari penambahan kapasitas pembangkit terhadap nilai dari LOLP. Untuk nilai beban puncak sebesar B_1 dan daya terpasang seperti kurva 1, akan didapatkan nilai dari LOLP sebesar L_1 dengan titik potong berada pada titik A_1. Apabila beban puncak mengalami kenaikan sebesar B_2 dengan kapasitas daya yang terpasang tetap, maka akan didapatkan nilai dari LOLP sebesar L_2. . Apabila terjadi penambahan kapasitas pembangkit sebesar C_1 maka kurvanya akan berubah menjadi kurva 2, sehingga titik potong D_1 akan turun menuju ke titik potong D_2. Hal ini menunjukan nilai dari LOLP yang semula sebesar L_2 menjadi L_1. Dari gambar 2.6 terlihat bahwa adanya pengaruh dari penambahan kapasitas pembangkitan, kapasitas pembangkitan yang

dimaksud disini setelah memperhitungkan nilai dari FOR. Dengan adanya penambahan kapasitas pembangkitan nilai dari LOLP akan mengecil, sehingga apabila standar nilai dari LOLP sebesar L_1 akan terpenuhi meskipun beban puncak mengalami kenaikan.



Gambar 2.5 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap Nilai LOLP



Gambar 2.6 Pengaruh Penambahan Pembangkit Terhadap Nilai LOLP

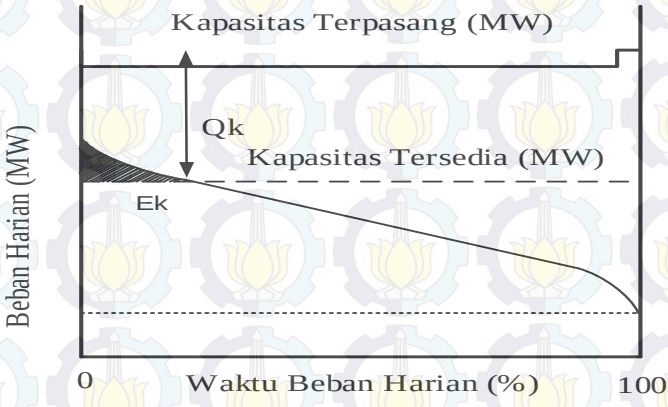
2.6 *Expected Energy not Supplied* (EENS)

Pada gambar 2.7 [4,5], area yang terletak dibawah kurva beban mewakili energi yang digunakan selama periode tertentu. Sedangkan untuk menghitung nilai dari *Expected Energy not Supplied* (EENS) didapatkan dari luas daerah yang diarsir (Ek).[5] Dimana Ek merupakan besarnya energi yang tidak dapat terpenuhi oleh sistem pembangkitan. Hal ini disebabkan nilai dari kapasitas pembangkitan yang tersedia lebih kecil dari pada beban terpasang. Jika T_k menyatakan probabilitas dari kapasitas gangguan sebesar Q_k, hasil perkalian antara E_k dan T_k merupakan kehilangan energi yang disebabkan oleh gangguan sebesar Q_k. Sehingga untuk mencari nilai dari *Expected Energy not Supplied* (EENS) adalah sebagai berikut :

$$EENS = \sum_{k=1}^{n} E_k . T_k \text{ Satuan waktu} \quad \text{.....(2.16)}$$

Pada persamaan 2.17 ditunjukan bagaimana mencari nilai dari $EENS_{pu}$ dengan cara dinormalisasi, yaitu membaginya dengan seluruh total energi di bawah kurva *load duration curve* (E). Sedangkan indeks lain yang dapat dihitung dari nilai $EENS_{pu}$ yaitu *Energy Indeks of Reliability* (EIR).

$$EENS_{pu} = \sum_{k=1}^{n} \frac{E_k . T_k}{E} \quad \text{.....(2.17)}$$



Gambar 2.7 Energi yang Terganggu Karena *Capacity Outage*

Persamaan 2.18 merupakan rumus untuk mencari nilai dari EIR. Dari persamaan 2.18 terlihat bahwa nilai dari EIR tidak akan melebihi dari satu, jika dalam perhitungan nilainya melebihi nilai tersebut maka harus dilakukan pengecekan ulang.

$$EIR = 1 - EENS_{pu} \quad \text{(2.18)}$$

2.7 Regresi Linier

Analisa regresi merupakan alat statistika untuk mengevalusi hubungan antara satu peubah dengan satu peubah atau satu peubah dengan peubah lainnya. Untuk menganalisa pola hubungan yang modelnya belum diketahui [10]. Untuk menelusuri pola hubungan yang modelnya belum diketahui secara sempurna dalam penerapannya lebih bersifat eksploratif maksudnya mengakar pada pendekatan empiris yaitu berdasarkan pada data yang telah ada. Persamaan garis regresi linier sederhana orde satu dapat diekspresikan berdasarkan persamaan sebagai berikut :

$$y = mx+b \quad \text{(2.19)}$$

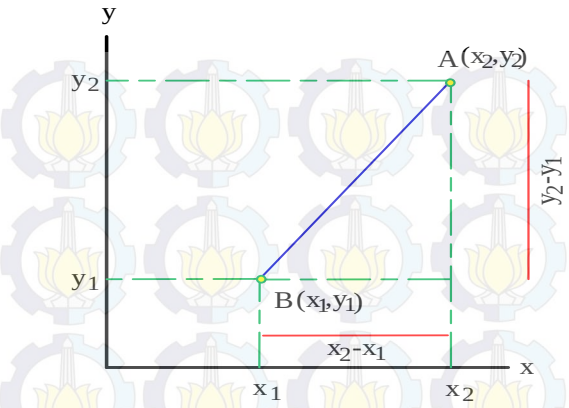
dimana : m : koefisien *variable* x
x : *variable* independen
b : konstanta
y : *variable* dependen

Pada gambar 2.8 [10,11] terlihat gahwa ada garis dari B ke A biasanya garis tersebut dinamakan dengan gradien (m). dalam hal ini untuk mencari nilai dari m dapat di gunakan rumus pada persamaan 2.20.

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad \text{(2.20)}$$

Jika nilai data dari x nya melebihi dari satu maka rumus untuk mencari nilai y=mx+b dapat ditulis seperti pada persamaan 2.21.

$$y = m_1 x_1 + m_2 x_2 + \ldots\ldots + m_n x_n + b \quad \text{(2.21)}$$



Gambar 2.8 Gradien Garis Lurus

Regresi linier digunakan untuk menentukan fungsi linier yang bertujuan untuk melakukan pendekatan paling sesuai dengan kumpulan dari titik data (x_n,y_n) yang telah diketahui.

$$m = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})(y_i-\bar{y})}{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})^2} \quad \text{(2.22)}$$

$$b = \bar{y} - m\bar{x} \quad \text{(2.23)}$$

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i+x_n)}{n} \quad \text{(2.24)}$$

$$\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i+y_n)}{n} \quad \text{(2.25)}$$

$$x = \frac{y-b}{m} \quad \text{(2.26)}$$

$$R = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})(y_i-\bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i-\bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n}(y_i-\bar{y})^2}} \quad \text{(2.27)}$$

Persamaan 2.27 [19] bertujuan untuk mencari nilai dari hubungan antara *variable* x dan y, ketepatan dari garis regresi dapat dilihat apabila semua sebaran titik mendekati garis regresi. Penyimpangan titik-titik

tersebut dari garis regresi dapat dicari dengan menghitung nilai dari R kuadrat. Untuk nilai dari R kuadrat *range* nilainya dari 0-1, artinya jika nilai R sama dengan satu maka hubungan antara x dan y sempurna (sama dengan nilai aslinya) jika bernilai nol menunjukan tidak ada hubungan antara variable x dan y. untuk nilai dari y_{data} pada persamaan 2.27 didapat dari nilai y_1 sampai y_n dengan nilai dari data yang telah diketahui, sedangkan untuk nilai $\bar{y}$ didapatkan dari hasil penjumlahan nilai dari komponen y dibagi dengan jumlah banyaknya data y. Untuk nilai dari $\bar{x}$ didapatkan dari nilai rata-rata x.

Pada persamaan 2.22 sampai dengan persamaan 2.26 merupakan rumus untuk mencari fungsi y=mx+b. Algoritma singkat regresi linier :

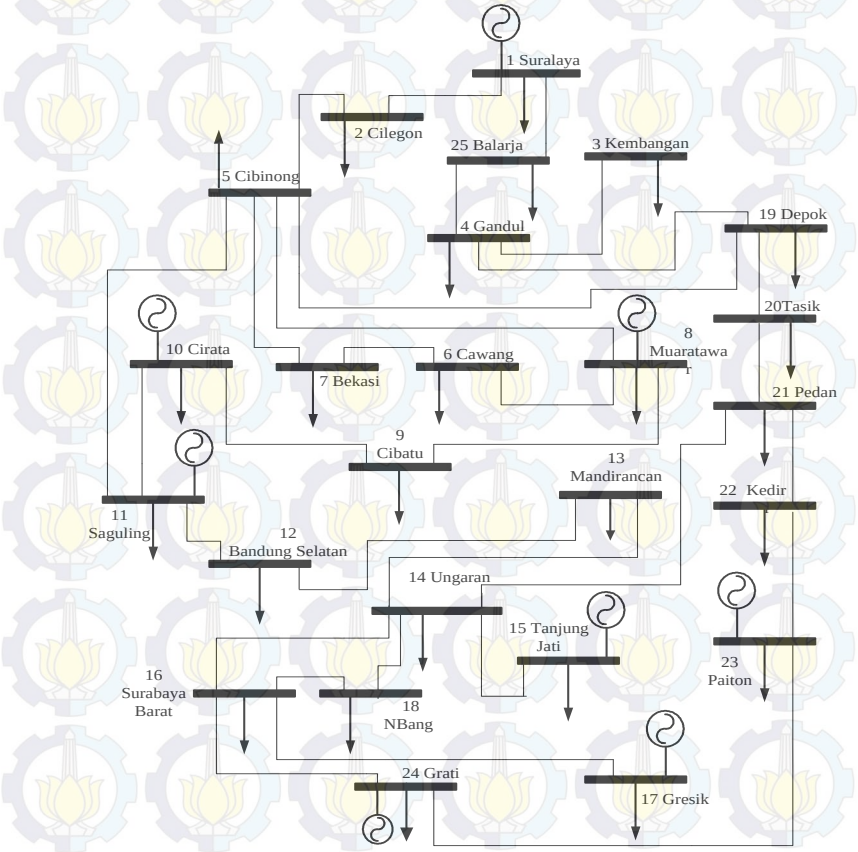
1. Langkah awal tentukan n titik data yang telah diketahui dalam (x_i,y_i) untuk nilai i dari 1 sampai n.
2. Hitunglah nilai dari m dan b dengan menggunakan formulasi dari regresi linier, seperti yang ditunjukan dengan persamaan 2.22 dan 2.23.
3. Dapatkan nilai dari setiap titik sampling data.
4. Dapatkan nilai dari hubungan antara *variable* x dan y dengan menggunakan persamaan 2.27.

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

BAB III
SISTEM KELISTRIKAN JAWA BALI 500kV

3.1 Sistem Kelistrikan Jawa Bali 500kV

Gambar 3.1 menunjukan *single line* diagram sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV per 18 juli 2013 [13]. Terdapat 25 bus 30 saluran dan 8 pembangkitan. Pada sistem ini Cirata dan Saguling yaitu pembangkit listrik tenaga air, sedangkan yang lainnya pembangkit listrik tenaga uap.



Gambar 3.1 Konfigurasi Jaringan 500kV Sistem Jawa Bali

Sebenarnya dari 8 pembangkit tersebut apabila digambarkan secara rinci terdapat sekitar 60 generator yang mampu membangkitkan daya listrik dengan beragam jenis pembangkit listrik. Tujuannya untuk membagi suplai beban yang berubah terhadap waktu. Untuk gambar lengkap dari konfigurasi jaringan sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV dapat dilihat pada lampiran 1. Untuk penjelasan dari masing-masing pembangkitan akan dibahas pada subab kondisi sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV.

3.2 Kondisi Sistem Kelistrikan Jawa Bali

Kapasitas terpasang adalah kapasitas suatu unit pembangkit sebagaimana tertera pada papan nama dari generator atau mesin penggerak utama. Daya mampu netto (DMN) adalah daya yang mampu disalurkan kesistem setelah dipotong pemakain sendiri [15]. Tabel 3.1 menunjukan kapasitas daya pembangkitan yang tersedia selama periode 2007-2012, dari periode 2007 sampai dengan periode 2012 kapasitas daya pembangkitan semakin meningkat dengan rata-rata 7,611% pertahun. Pada periode tahun 2010 sampai dengan tahun 2012 terlihat kapasitas pembangkit semakin meningkat, hal ini dikarenakan banyak pembangkit dari proyek percepatan 10.000 MW yang telah masuk kepada sistem kelistrikan Jawa Bali. Kapasitas pembangkitan yang telah masuk dari tahun 2011-2012 sebesar 5.325MW [2].

Dengan penambahan pasokan daya sebesar itu cukup membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem kelistrikan Jawa Bali, namun pertumbuhan beban dari konsumen terus meningkat diatas pertumbuhan pasokan daya dari pembangkit, sehingga kondisi sistem kelistrikan Jawa Bali masih cukup rawan terhadap pemadaman beban.

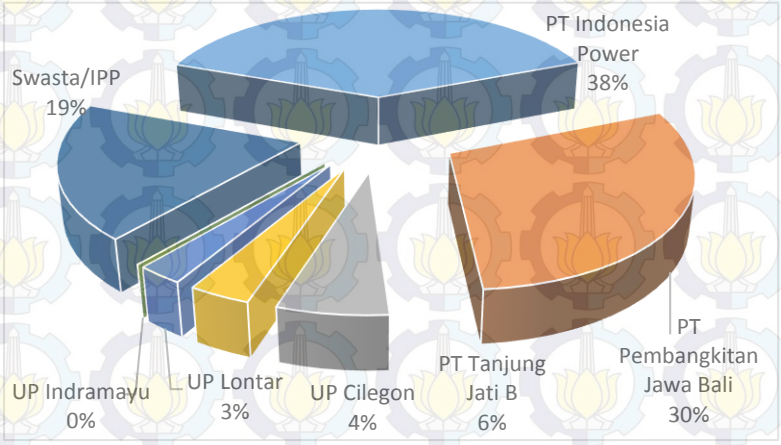
Tabel 3.1 Kondisi Kapasitas Pembangkit Tahun 2007-2012

Tahun	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (MW)	Kenaikan Daya Mampu Netto (%)
2007	22.236	20.309	-
2008	22.296	20.369	0,295
2009	22.906	21.784	6,947
2010	23.206	21.596	-0,863
2011	26.664	23.865	10,507
2012	31.989	28.917	21,169

Pada tahun 2010 kapasitas dari daya mampu netto (DMN) sebesar 21.596MW seperti terlihat pada tabel 3.2, dengan komposisi seperti pada gambar 3.2 [12]. Pada gambar 3.2 PT.Indonesia Power (IP) memiliki kapasitas daya mampu netto sebesar 38%, disusul oleh PT.Pembangkit Jawa Bali (PJB) 30%, pembangkit swasta 19%, Tanjung Jati B 6%, Cilegon 4% dan UP Lontar. Karena UP Indramayu belum masuk sistem kelistrikan Jawa Bali maka persentasenya 0%.

Tabel 3.2 Kapasitas Pembangkit Per Perusahaan Tahun 2010

Perusahaan	DMN (MW)
PT Indonesia Power	8.074
PT Pembangkitan Jawa Bali	6.230
PT Pembangkitan Muara Tawar	630
PT Tanjung Jati B	1.322
UP Cilegon	739
UP Lontar	560
UP Indramayu	-
Swasta/IPP	4.041
Total	**21.596**

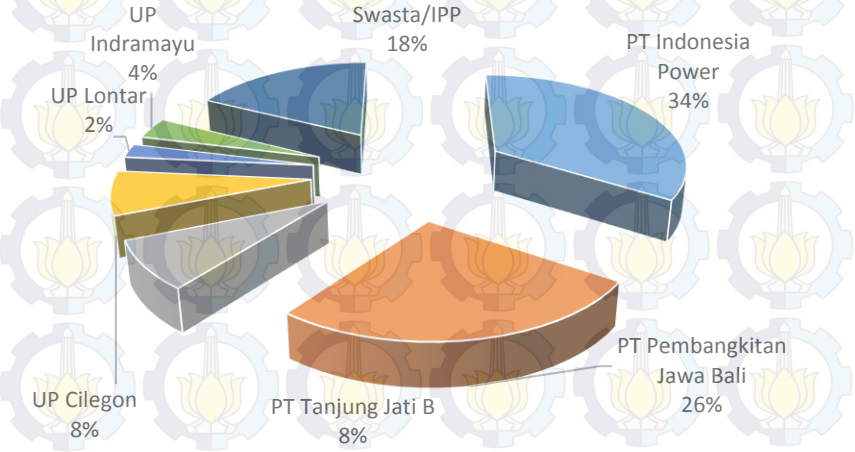


Gambar 3.2 Persentase DMN Per Perusahaan Tahun 2010

Untuk kapasitas pembangkitan per perusahaan pada tahun 2011 dapat dilihat pada tabel 3.3 dibawah ini. Total daya mampu netto pembangkitan mengalami kenaikan dari tahun 2010 sebesar 2.268MW atau 10,51%. Seperti yang terlihat pada tabel 3.3 hampir semua perusahaan mengalami kenaikan kapasitas dayanya, hal ini disebabkan banyak pembangkitan dari proyek percepatan 10.000 MW yang telah COD (*Commercial Operation Date*) seperti Suralaya 8 milik PT.Indonesia Power, Tanjung Jati 3, PLTU Indramayu 1,2,3 dan lain sebagainya. Pada gambar 3.3 memperlihatkan komposisi dari kapasitas pembangkitan per perusahaan.

Tabel 3.3 Kapasitas Pembangkit Per Perusahaan Tahun 2011

Perusahaan	DMN (MW)
PT Indonesia Power	8.127
PT Pembangkitan Jawa Bali	6.324
PT Tanjung Jati B	1.983
UP Cilegon	1.809
UP Lontar	560
UP Indramayu	870
Swasta/IPP	4.191
Total	**23.864**



Gambar 3.3 Persentase DMN Per Perusahaan Tahun 2011

PT.Indonesia Power (IP) 34%, PT. Pembangkitan Jawa Bali (PJB) 26%, IPP 18%, Tanjung Jati 8%, UP Cilegon 8%, UP Indramayu 4%, dan UP Lontar 2%. IP, PJB, IPP mengalami penurunan hal ini dikarenakan TJ.Jati, UP Cilegon, UP Indramayu, UP Lontar mengalami kenaikan.

3.3 Kondisi Kelistrikan Jawa Bali 500kV

Pada tabel 3.4-3.7 diperlihatkan kemampuan daya mampu netto dari setiap APB yang mensuplai jaringan sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV. Untuk APB DKI Jakarta terdapat 8 pembangkitan yang masuk ke jaringan sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV dengan total daya mampu netto sebesar 3.801,6 MW. Setelah APB DKI Jakarta mendapat pasokan daya dari unit pembangkit PLTU Suralaya 8. Unit ini termasuk kedalam pembangkit yang masuk kedalam proyek percepatan 10.000 MW yang mulai beroperasi (COD) 22 Agustus 2011[2].

Tabel 3.5 merupakan daya mampu netto (DMN) dari APB *region* Jawa Barat dengan total DMN sebesar 3.750,4MW. Berbeda dengan APB lain, Jawa Barat memiliki dua belas PLTA. Delapan dari PLTA Cirata dan empat dari PLTA saguling. Biasanya PLTA ini digunakan untuk mensuplai beban puncak dan beban dasar[13], hal ini disebabkan karena karakteristik dari PLTA mudah untuk menghidupkan dan mematikan sesuai dengan lagam beban harian yang terjadi.

Tabel 3.4 DMN APB DKI Jakarta

DKI JAKARTA					
No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit listrik	Kepemilikan	Daya Mampu Netto (MW)	FOR (%)
1	Suralaya 1	PLTU	IP	371,5	7,09
2	Suralaya 2	PLTU	IP	371,5	2,22
3	Suralaya 3	PLTU	IP	371,5	3,22
4	Suralaya 4	PLTU	IP	371,5	1,38
5	Suralaya 5	PLTU	IP	575,2	0,30
6	Suralaya 6	PLTU	IP	575,2	1,11
7	Suralaya 7	PLTU	IP	575,2	0,49
8	Suralaya 8	PLTU	IP	590	3,46
Total				3.801,6	

Berbeda dengan pembangkitan lain dengan mayoritas pembangkitan *thermal* yang notabennya memerlukan *start up* yang lama sehingga untuk mengikuti pola beban harian cukup sulit. Tetapi ada juga pembangkitan *thermal* yang tidak membutuhkan waktu *start up* lama seperti pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP), PLTG. Pada APB Jawa Barat terjadi penambahan kapasitas pembangkit yaitu Muaratawar 5.0 dan Muaratawar 5.1 yang mulai *Commercial Operation Date* (COD) 11 Juni 2012.

Tabel 3.5 DMN APB Jawa Barat

JAWA BARAT					
No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit listrik	Kepemilikan	Daya Mampu Netto (MW)	FOR (%)
1	Saguling 1	PLTA	IP	174,6	0,34
2	Saguling 2	PLTA	IP	174,6	3,24
3	Saguling 3	PLTA	IP	174,6	0,19
4	Saguling 4	PLTA	IP	174,6	0,31
Subtotal				698,4	
5	Cirata 1	PLTA	PJB	118,5	0,72
6	Cirata 2	PLTA	PJB	118,5	1,19
7	Cirata 3	PLTA	PJB	118,5	0,00
8	Cirata 4	PLTA	PJB	118,5	1,10
9	Cirata 5	PLTA	PJB	118,5	0,02
10	Cirata 6	PLTA	PJB	118,5	0,00
11	Cirata 7	PLTA	PJB	118,5	0,22
12	Cirata 8	PLTA	PJB	118,5	0,00
Subtotal				948	
13	Muara Tawar 1.0	PLTGU	PJB	204	0,45
14	Muara tawar 1.1	PLTGU	PJB	137	0,25

Tabel 3.5 DMN APB Jawa Barat (Lanjutan)

JAWA BARAT					
No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit listrik	Kepemilikan	Daya Mampu Netto (MW)	FOR (%)
15	Muara Tawar 1.2	PLTGU	PJB	137	0,59
16	Muara Tawar 1.3	PLTGU	PJB	137	0,24
17	Muara Tawar 2.1	PLTGU	PJB	145	91,53
18	Muara Tawar 2.2	PLTGU	PJB	145	1,37
19	Muara Tawar 2.3	PLTGU	PJB	145	1,37
20	Muara Tawar 3.1	PLTG	PJB	140	8,00
21	Muara Tawar 3.2	PLTG	PJB	140	0,00
22	Muara Tawar 3.3	PLTG	PJB	140	0,03
23	Muara Tawar 4.1	PLTG	PJB	140	3,25
24	Muara Tawar 4.2	PLTG	PJB	140	0,46
25	Muara Tawar 4.3	PLTG	PJB	140	0,78
26	Muara Tawar 5.0	PLTGU	UPJB	71	0,53
27	Muara Tawar 5.1	PLTGU	UPJB	143	0,44
Subtotal				2.104	

APB Jawa Tengah memiliki daya mampu netto untuk suplai sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV paling sedikit setelah APB Jawa Barat dan DKI Jakarta. Hal ini dikarenakan pada UPB ini hanya memiliki 5

pembangkitan, meskipun nilai dari DMN tiap pembangkitnya besar tetapi APB Jawa Tengah memberikan kontribusi suplai yang paling sedikit dibandingkan dengan APB lain.

Untuk pembangkitan PLTU TJ Jati 3, TJ Jati 4 dan PLTU Adipala Cilacap merupakan pembangkitan yang masuk kedalam proyek percepatan, untuk TJ Jati 3 COD pada tanggal 13 Oktober 2011, TJ Jati 4 mulai beroperasi pada tanggal 1 Januari 2012 sedangkan PLTU Adipala Cilacap *Commercial Operation Date* Mei 2013 [2,15]. Dengan penambahan instalasi TJ Jati 3, 4 dan PLTU Adipala, APB Jawa Tengah mendapat tambahan pasokan daya yang cukup besar seperti yang terlihat pada tabel 3.6 dengan nominal daya mampu netto (DMN) 3.243,8MW.

Tabel 3.6 DMN APB Jawa Tengah

JAWA TENGAH					
No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit listrik	Kepemilikan	Daya Mampu Neto (MW)	FOR (%)
1	TJ Jati 1	PLTU	TJB	660,8	1,12
2	TJ Jati 2	PLTU	TJB	660,8	0,12
3	TJ Jati 3	PLTU	TJB	661,1	0,00
4	TJ Jati 4	PLTU	TJB	661,1	0,27
5	Adipala	PLTU	-	600	0,30
Total				3.243,8	

Pada tabel 3.7 APB Jawa Timur memiliki 20 Unit Pembangkitan dengan total DMN 5.984,7MW, APB Jawa Timur mensuplai daya untuk sistem kelistrikan Jawa Bali paling tinggi di bandingkan dengan APB lain. Pada APB ini proyek percepatan yang baru masuk yaitu Paiton 3 COD 18 Maret 2012 dengan PLTU Paiton 9, 5 September 2012.

Meskipun telah mendapatkan pasokan daya dari proyek percepatan 10.000 MW sebesar 3.942,2MW, sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV masih rawan dengan pemadaman apalagi jika pembangkitan besar mengalami gangguan, *maintenance* dan lain sebagainya.

Tabel 3.7 DMN APB Jawa Timur

JAWA TIMUR					
No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit listrik	Kepemilikan	Daya Mampu Neto (MW)	FOR (%)
1	Gresik 2.0	PLTGU	PJB	170	0,06
2	Gresik 2.1	PLTGU	PJB	90	2,11
3	Gresik 2.2	PLTGU	PJB	90	1,25
4	Gresik 2.3	PLTGU	PJB	90	0,54
5	Gresik 3.0	PLTGU	PJB	180	0,00
6	Gresik 3.1	PLTGU	PJB	100	7,00
7	Gresik 3.2	PLTGU	PJB	100	7,69
8	Gresik 3.3	PLTGU	PJB	100	6,98
Subtotal				920	
9	Grati 1.0	PLTGU	IP	153,8	2,33
10	Grati 1.1	PLTGU	IP	100,3	2,05
11	Grati 1.2	PLTGU	IP	100,3	1,88
12	Grati 1.3	PLTGU	IP	100,3	0,12
Subtotal				454,7	
13	Paiton 1	PLTU	PJB	370	3,19
14	Paiton 2	PLTU	PJB	370	1,60
15	Paiton 3	PLTU	IPP	815	0,50
16	PEC 1	PLTU	IPP	610	0,00
17	PEC 2	PLTU	IPP	610	1,19
18	Jawa Power 1	PLTU	IPP	610	0,34
19	Jawa Power 2	PLTU	IPP	610	3,46
20	Paiton 9	PLTU	PJB	615	0,6778
Subtotal				4.610	

3.4 Kondisi Beban Puncak 1997-2012

Pertumbuhan beban terus meningkat 7,6% terhadap beban puncak tahun 2011 dan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir tumbuh dengan rata-rata 8,5% per tahun [1,2]. Pada tabel 3.8 disajikan kondisi beban puncak dari tahun 1997-2012. Pada tabel 3.8 [2,12] terlihat kondisi

beban puncak setiap tahun yang cenderung meningkat, didalam penelitian ini penulis akan membahas sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV. Untuk keperluan analisis, penulis akan membagi nilai dari beban total menjadi beban 500kV dan 150kV. Cara yang dilakukan oleh penulis yaitu dengan cara beban total dikurangi dengan nilai maksimum pembeban pada setiap pembangkitan yang masuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV. Cara ini dilakukan karena keterbatasan data yang didapatkan oleh penulis.

Untuk mendapatkan pembebanan pada setiap pembangkit, digunakan data dari PT.PLN P3B Jawa Bali dengan menggunakan skenario data tahun 2012. Total daya yang ditanggung oleh pembangkitan 500kV sebesar 13.309,035MW. Beban puncak selama tahun 2012 sebesar 21.005,089MW [13], sedangkan menurut evalusi operasi tahunan 2012 PT.PLN P3B Jawa Bali sebesar 21.237MW. Didalam penelitian ini di gunakan data beban puncak 21.005,089MW, hal ini dikarenakan penulis mempunyai data beban harian selama satu tahun.

Tabel 3.8 Kondisi Beban Puncak Tahun 1997-2012

Tahun	Beban Total (MW)	Peningkatan (%)
1997	10.016	-
1998	9.876	-1,398
1999	11.032	11,705
2000	11.796	6,925
2001	12.577	6,621
2002	13.374	6,337
2003	13.682	2,303
2004	14.398	5,233
2005	14.821	2,938
2006	15.396	3,879
2007	16.251	5,553
2008	16.301	0,308
2009	17.211	5,582
2010	18.100	5,165
2011	19.739	9,055
2012	21.237	7,589

Berikut ini contoh perhitungan untuk memisahkan beban yang ditanggung sistem jaringan 500kV dengan 150kV.

Beban 150kV (MW) = 21.005,08984 – 13.309,035= 7.696,055

Persentase (%) = $\frac{7.696,055}{21.005,08984} x100$ = 36,639

Beban 500kV = beban harian – (beban harian x 36,639%)…….....(3.1)

Berdasarkan persamaan 3.1, maka akan didapatkan nilai dari beban yang di tanggung oleh jaringan sistem kelistrikan 500kV, seperti yang terlihat pada tabel 3.9.

Tabel 3.9 Kondisi Beban Dari Tahun 1997-2012

Tahun	Beban Total (MW)	Beban 500kV (MW)	Beban 150kV (MW)
1997	10.016	6.346,238	3.669,762
1998	9.876	6.257,532	3.618,468
1999	11.032	6.989,986	4.042,014
2000	11.796	7.474,064	4.321,936
2001	12.577	7.968,913	4.608,087
2002	13.374	8.473,900	4.900,099
2003	13.682	8.669,052	5.012,948
2004	14.398	9.122,717	5.275,283
2005	14.821	9.390,734	5.430,266
2006	15.396	9.755,060	5.640,940
2007	16.251	10.296,796	5.954,204
2008	16.301	10.328,477	5.972,523
2009	17.211	10.905,062	6.305,938
2010	18.100	11.468,341	6.631,659
2011	19.739	12.506,828	7.232,172
2012	21.005,08984	13.309,035	7.696,055

Persamaan 3.1, selain untuk menghitung data yang berada pada tabel 3.9 [2,12] perhitungan untuk pembagian beban harian selama satu tahun menggunakan cara dan persamaan yang sama. Pada tabel 3.9 diperlihatkan variasi beban puncak sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV dengan beban puncak sistem kelistrikan Jawa Bali 150kV dari tahun 1997 sampai dengan tahun 2012. Dimana pada tahun 1997 nilai dari beban puncak sebesar 6.346,238 MW sedangkan pada tahun 2012 didapatkan beban puncak sebesar 13.309,035 MW, dimana telah terjadi kenaikan beban sebesar 52,316% untuk periode tahun 1997-2012.

3.5 Beban Harian Tahun 2012 Kelistrikan Jawa Bali 500kV

Beban harian yang diambil pada penelitian ini dengan durasi *sample* pertiga puluh menit dalam satu hari. Sehingga untuk durasi waktu selama satu tahun terdapat data beban sebanyak 17.568 *sample*.

Tabel 3.10 Data Beban (2012) dan Skenario Beban (2013-2017)

Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4	Skenario 5	Skenario 6
Beban (MW)	Beban (MW)	Beban (MW)	Beban (MW)	Beban (MW)	Beban (MW)
13.309,035	14.320,521	15.408,881	16.579,955	17.840,031	19.195,873
13.290,565	14.300,648	15.387,498	16.556,947	17.815,275	19.169,236
13.283,222	14.292,746	15.378,995	16.547,799	17.805,432	19.158,645
13.278,007	14.287,136	15.372,958	16.541,303	17.798,441	19.151,123
13.274,098	14.282,929	15.368,432	16.536,432	17.793,201	19.145,484
13.264,314	14.272,402	15.357,104	16.524,244	17.780,086	19.131,373
13.262,636	14.270,596	15.355,161	16.522,154	17.777,838	19.128,953
13.254,520	14.261,863	15.345,765	16.512,043	17.766,959	19.117,248
13.245,782	14.252,462	15.335,649	16.501,158	17.755,246	19.104,645
13.244,445	14.251,023	15.334,102	16.499,494	17.753,455	19.102,717
13.241,378	14.247,723	15.330,550	16.495,672	17.749,344	19.098,293
13.238,153	14.244,253	15.326,816	16.491,654	17.745,020	19.093,641
13.230,930	14.236,480	15.318,453	16.482,656	17.735,338	19.083,223
13.229,105	14.234,518	15.316,341	16.480,383	17.732,893	19.080,592
13.228,554	14.233,924	15.315,702	16.479,695	17.732,152	19.079,797
13.227,496	14.232,786	15.314,478	16.478,377	17.730,734	19.078,270
13.225,443	14.230,577	15.312,101	16.475,820	17.727,982	19.075,309

Jika data beban tersebut diurutkan dari data yang terbesar sampai dengan yang terkecil maka akan didapatkan seperti tabel 3.10. Tabel 3.10 menunjukan data beban harian tahun 2012 dan proyeksi beban dari tahun 2013 sampai dengan tahun 2017, yang diwakilkan dengan nama skenario 1 sampai dengan skenario 6. Peningkatan beban setiap tahun 7,6% sesuai dengan RUPTL PLN 2012-2021 halaman 972. Data beban pada tabel 3.10 hanya diambil 20 *sample* data teratas dari 17.568 *sample* yang ada.

3.6 Proyek Percepatan 10.000 MW

Proyek percepatan 10.000 MW bertujuan untuk memenuhi kebutuhan listrik akibat kondisi beban yang terus meningkat, yang tidak dibarengi oleh pertumbuhan dari kapasitas pembangkit. Selain hal itu yag menjadi alasan keluarnya peraturan persiden RI No.71 tahun 2006, adanya krisis energi diprovinsi Riau dan Provinsi Kalimantan Timur[14]. Peraturan presiden RI No. 71 tahun 2006 kemudian direvisi dengan peraturan presiden No. 59 tahun 2009. Untuk pulau Jawa sendiri besarnya nilai dari proyek percepatan yaitu sebesar 6.900MW dari total 10.000 MW[13].

Diperkirakan konsumen akan menyerap seluruh daya dari proyek percepatan 10.000 MW (Perpes No.71/2006) hingga akhir tahun 2011, maka diperlukam tambahan kapasitas pembangkit diluar program perpes No.71/2006 mulai tahun 2012. Program ini disebut program percepatan pembangkit tahap 2, dibangun dengan mempertimbangkan energi terbarukan. Karena energi terbarukan kesiapan potensinya belum matang, maka program percepatan pembangkit tahap 2 masih didominasi oleh PLTU batubara [16]. Program percepatan pembangkit tahap 2, bernilai 11.355MW terdiri dari 7.649MW oleh PLN, 3.708MW oleh IPP dan diperkirakan selesai tahun 2014. Rincian per jenis pembangkitannya seperti berikut ini PLTU Batu Bara 7.617MW, PLTP 2.125MW, PLTGU 1440MW, PLTA 174MW dengan total 11.355MW [17]. Dalam perjalanannya Proyek percepatan tahap 2 mengalami perubahan kapasitas unit pembangkitan, dengan rincian sebagai berikut PLTU batu bara 3.312MW, PLTP 3.977MW, PLTGU 1.560MW, PLTG 100MW, dan PLTA 1.204MW dengan kapasitas total 10.153MW untuk jangka waktu sampai dengan tahun 2014.

Proyek percepatan tahap 2 diresmikan pada tanggal 8 Januari 2010. Dengan ditetapkannya peraturan presiden nomor 4 tahun 2010 tentang penugasan kepada PT.PLN untuk melakukan percepatan pembangunan pembangkit tenaga listrik menggunakan energi terbarukan, batu bara dan

gas. Untuk informasi detailnya ada dalam peraturan menteri energi dan sumberdaya mineral nomor 15 tahun 2010 mengenani daftar proyek percepatan pembangunan pembangkit. Seiring dengan berjalannya waktu, Proyek percepatan mengalami keterlambatan rata-rata 8 bulan untuk di pulau Jawa, diluar Jawa nilainya lebih dari itu, hal ini disebabkan oleh *financing*, permasalahan konstruksi dan lain sebagainya [17].

Tabel 3.11 merupakan daftar proyek percepatan pembangkit 10.000 MW (Peraturan Presiden No.71/2006 JO Perpres No.59/2009) [1], realisasinya sampai dengan bulan Desember 2010 pembangunan proyek perpes No.71 yang telah terealisasi dan beroperasi komersial adalah PLTU Labuan Unit 1 dan unit 2 (2x300 MW), sedangkan pembangkit lain yang semula dijadwalkan selesai dalam tahun 2010 ternyata mundur ke tahun 2011, yaitu Suralaya Unit 8 (625 MW), Indramayu Unit 1-2-3 (3x330 MW), Lontar 1-2 (2x315 MW) dan Rembang unit 1-2 (2x315 MW) [18].

Tabel 3.11 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Kapasitas	Tahun Operasi
1	PLTU 2 Di Banten (Labuan)	2x315 MW	2009-2010
2	PLTU di Jabar Utara (Indramayu)	3x330 MW	2011
3	PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625 MW	2011
4	PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315 MW	2011-2012
5	PLTU di Jabar Selatan (Pelabuhan Ratu)	3x350 MW	2012-2013
6	PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315 MW	2011
7	PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x600 MW	2014
8	PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315 MW	2012
9	PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660 MW	2012
10	PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x300 MW	2013
11	PLTU di NAD (Meulaboh)	2x110 MW	2012

Tabel 3.11 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas	Tahun Operasi
12	PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220 MW	2012
13	PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10 MW	2012
14	PLTU Tenayan di Riau	2x110 MW	2014
15	PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7 MW	2011
16	PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16.5 MW	2012
17	PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30 MW	2010-2011
18	PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x5 MW	Batal
19	PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5 MW	2012-2013
20	PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112 MW	2012-2013
21	PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100 MW	2012
22	PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50 MW	2012
23	PLTU di Kaltim (Kariangau)	2x100 MW	2013-2014
24	PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60 MW	2012-2013
25	PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65 MW	2011
26	PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25 MW	2011
27	PLTU di Gorontalo	2x25 MW	2012-2013
28	PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7 MW	2012
29	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7 MW	Batal
30	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15 MW	2012-2013
31	PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10 MW	2012
32	PLTU di Sultra (Kendari)	2x10 MW	2011-2012

Tabel 3.11 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas	Tahun Operasi
33	PLTU di Sulsel (Barru)	2x50 MW	2012
34	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25 MW	2012
35	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7 MW	2012
36	PLTU 2 NTT (Kupang)	2x15 MW	2012
37	PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10 MW	2012
38	PLTU 1 Sulut	2x25 MW	2014
39	PLTU 2 Kalteng	2x7 MW	Batal

Program percepatan pembangkit tahap 2 (FTP2) dalam perjalanannya ada yang mengalami pembatalan proyek disebabkan karena masalah-masalah seperti kekurangan pasokan gas dan ketidaksiapan pengembangan panas bumi. Tabel 3.12 merupakan rekap proyek percepatan pembangkit tahap 2 dengan rincian PLN sebesar 3.757MW dan IPP 6.235MW sehingga total 9.992MW [18]. Tabel 3.13 merupakan perkembangan proyek percepatan 10.000 MW status September 2012 [1]. Daftar Proyek Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW (Peraturan Presiden No.71/2006 jo Perpres No.59/2009) status September 2012 terlihat pada tabel 3.13. *Commercial Operation Date* dari setiap pembangkitan yang dijadwalkan masuk pada waktu tertentu, ada beberapa pembangkitan yang mengalami keterlambatan masuk ke sistem, seperti PLTU Pangkalan Susu.

Tabel 3.14 merupakan rekap proyek percepatan pembangkit tahap dua tahun 2012, dimana jumlah keseluruhan daya yang yang dimiliki oleh PT.PLN dan IPP sebesar 10.047 MW dengan rincian sebagai berikut : PT.PLN sebesar 3.757 MW yaitu dari PLTA 1.269 MW, PLTG 280 MW, PLTGB 64 MW, PLTP 340 MW, PLTU 1.804 MW. Sedangkan untuk IPP sebesar 6.290 MW yaitu dari PLTA 484 MW, PLTG dan PLTGB 0 MW, PLTP 4.585 MW, PLTU 1.221 MW.

Tabel 3.12 Rekap Proyek Percepatan Pembangkit Tahap Dua 2011

Pemilik	Satuan	PLTA	PLTG	PLTGB	PLTP	PLTU	Jumlah
PLN	MW	1.269	280	64	340	1.804	3.757
IPP	MW	484	0	0	4530	1.221	6.235
Jumlah	MW	1.753	280	64	4870	3.025	9.992

Tabel 3.13 Proyek Percepatan Pembangkit Status September 2012

No	Nama Pembangkit	Kapasitas	COD
1	PLTU 2 Di Banten (Labuan)	2x300 MW	2009-2010
2	PLTU di Jabar Utara (Indramayu)	3x330 MW	2011
3	PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625 MW	2011
4	PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315 MW	2011-2012
5	PLTU di Jabar Selatan (Pelabuhan Ratu)	3x350 MW	2013
6	PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315 MW	2011
7	PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660 MW	2014
8	PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315 MW	2012-2013
9	PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660 MW	2012
10	PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350 MW	2013
11	PLTU di NAD (Meulaboh)	2x110 MW	2013
12	PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220 MW	2014
13	PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10 MW	Batal
14	PLTU Tenayan di Riau	2x110 MW	2014
15	PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7 MW	2012-2013
16	PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16.5 MW	2013
17	PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2013
18	PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	Batal
19	PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2014

Tabel 3.13 Proyek Percepatan Pembangkit Status September 2012 (Lanjutan)

20	PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013
22	PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2012
23	PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2014
24	PLTU di Kaltim (Kariangau)	2x110	2013-2014
25	PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2014
26	PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65 MW	2013
27	PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25 MW	2012
28	PLTU di Gorontalo	2x25 MW	2014
29	PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7 MW	2013
30	PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10 MW	2013
31	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7 MW	Batal
32	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15 MW	2013-2014
33	PLTU di Sultra (Kendari)	2x10 MW	2012
34	PLTU di Sulsel (Barru)	2x50 MW	2012-2013
35	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25 MW	2013
36	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7 MW	2013
37	PLTU 2 NTT (Kupang)	2x16.5 MW	2013
38	PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10 MW	2014
39	PLTU 1 Sulut	2x25 MW	2014
40	PLTU 2 Kalteng	2x7 MW	Batal

Penjelasan diatas merupakan perkembangan dari proyek percepatan 10.000 MW tahap 1 maupun tahap 2 periode 2010-2012. Pada tabel 3.15 merupakan daftar pembangkitan yang telah masuk jaringan sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sampai dengan periode Mei 2013 [2,13]. Pada tabel 3.15 merupakan daftar pembangkitan dari proyek percepatan

yang telah masuk jaringan sistem kelistrikan 500kV [13]. Total daya mampu netto yang telah masuk kesistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sampai bulan Mei 2013 sebesar 1.805MW untuk proyek percepatan yang dikelola oleh PT.PLN. Sedangkan untuk proyek percepatan yang dikelola oleh IPP/Swasta telah masuk sebesar 2.137,2MW [13], yaitu dari PLTU TJ Jati 3, PLTU TJ Jati 4 dan PLTU Paiton 3.

Dengan adanya pasokan daya dari proyek percepatan sebesar 3.942,2MW, total kapasitas daya yang dimiliki oleh sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV menjadi 16.780,5MW.

Tabel 3.14 Rekap Proyek Percepatan Pembangkit Tahap Dua 2012

Pemilik	Satuan	PLTA	PLTG	PLTGB	PLTP	PLTU	Jumlah
PLN	MW	1.269	280	64	340	1.804	3.757
IPP	MW	484	0	0	4.585	1.221	6.290
Jumlah	MW	1.753	280	64	4.925	3.025	10.047

Tabel 3.15 Proyek Percepatan yang Telah Terealisasi

No	Nama Pembangkit	Kapasitas DMN (MW)	Tahun Operasi
1	Suralaya 8 (PLN)	590	22 Agustus 2011
2	PLTU Paiton 9 (PLN)	615	5 September 2012
3	PLTU Adipala (PLN)	600	Mei 2013
Subtotal DMN (MW)		1.805	
6	PLTU TJ Jati 3 (IPP)	661,1	13 Oktober 2011
7	PLTU TJ Jati 4 (IPP)	661,1	1 Januari 2012
8	PLTU Paiton 3 (IPP)	815	18 Maret 2012
Subtotal DMN (MW)		2.137,2	

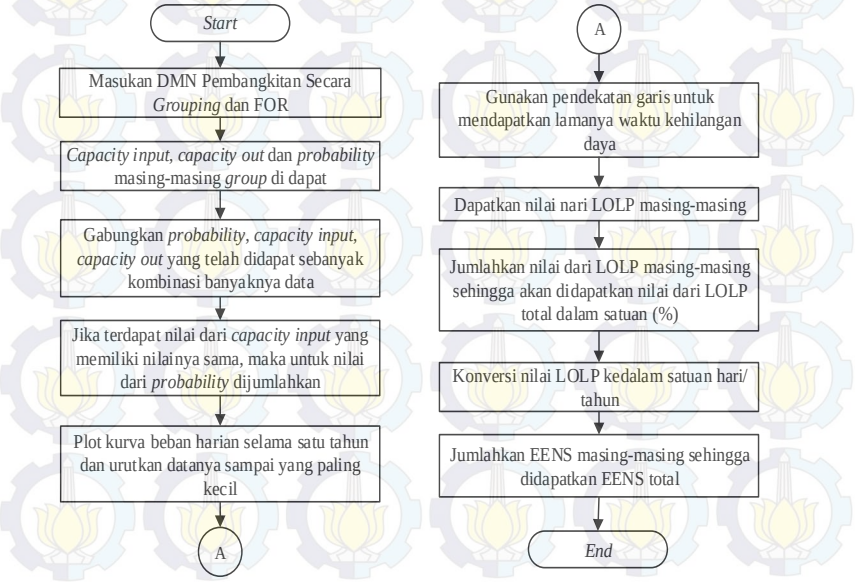
---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

BAB IV
PERANCANGAN *SOFTWARE* DAN ANALISA

Pada bab empat dibahas mengenai perancangan *software* MATLB, hasil simulasi dari program untuk indeks keandalan LOLP (*Loss of Load Probability*) dan EENS (*Expected Energy not Supplied*) selanjutnya akan dilakukan analisa.

4.1 Sekuensial Program

Untuk menjawab permasalahan yang ada pada bab pendahuluan, maka pada subab ini akan di jelaskan bagaimana merancang program MATLAB untuk menghitung LOLP *(Loss of Load Probability*) dan EENS (*Expected Energy not Supplied).* Gambar 4.1 merupakan sekuensial program, pada tahap ini menjelaskan proses kerja dari algoritma program secara garis besar. Tahap awal dari program ini yaitu memasukan data pembangkitan dan nilai dari FOR masing-masing pembangkitan dengan cara *grouping*.



Gambar 4.1 Sekuensial Program

Jika nilai dari kapasitas daya mampu netto untuk masing-masing pembangkitan nilainya sama maka dimasukan kedalam satu *group*, metode ini diamakan proses *grouping*. Hal ini dilakukan untuk proses reduksi biner, jika tidak dilakukan proses *grouping* maka program akan langsung melakukan proses konversi *decimal to biner* sebanyak 2^{60}. Kombinasi sebanyak 2^{60} memakan ram pada PC yang sangat besar, sehingga jika dilakukan dengan cara reduksi seperti diatas program akan melakukan eksekusi *decimal to biner* per *group* sehingga penggunaan ram dapat diminimalisir. *Probability* dan *capacity input* masing-masing akan didapatkan setelah itu dilakukan penggabungan nilai dari *probability* dan *capacity input* sebanyak kombinasi banyaknya data pada setiap *group*. Jika terdapat nilai dari *capacity input* yang bernilai sama, maka untuk nilai dari *probability*nya dijumlahkan. Masukan data beban harian selama satu tahun selanjutnya disusun nilainya dari yang paling besar sampai dengan nilai yang paling kecil. Dapatkan nilai dari waktu yang tidak dapat dilayani oleh setiap pembangkitan, nilai dari LOLP masing-masing didapatkan dengan cara melakukan perkalian antara nilai dari *probability* dengan waktu tidak dapat dilayani. Sehingga untuk nilai dari LOLP total akan didapatkan dengan cara menjumlahkan dari LOLP masing-masig dengan satuan persen. Konversi kedalam satuan hari/tahun supaya nilai dari LOLP satuannya sama dengan standar PT.PLN. Untuk mendapatkan nilai dari EENS dengan menggunakan rumus 2.5 dan dimasukan kedalam program, setelah didapatkan nilai dari EENS masing-masing maka jumlahkan nilai dari EENS tersebut sehingga nilai dari EENS total akan didapatkan dan program berakhir.

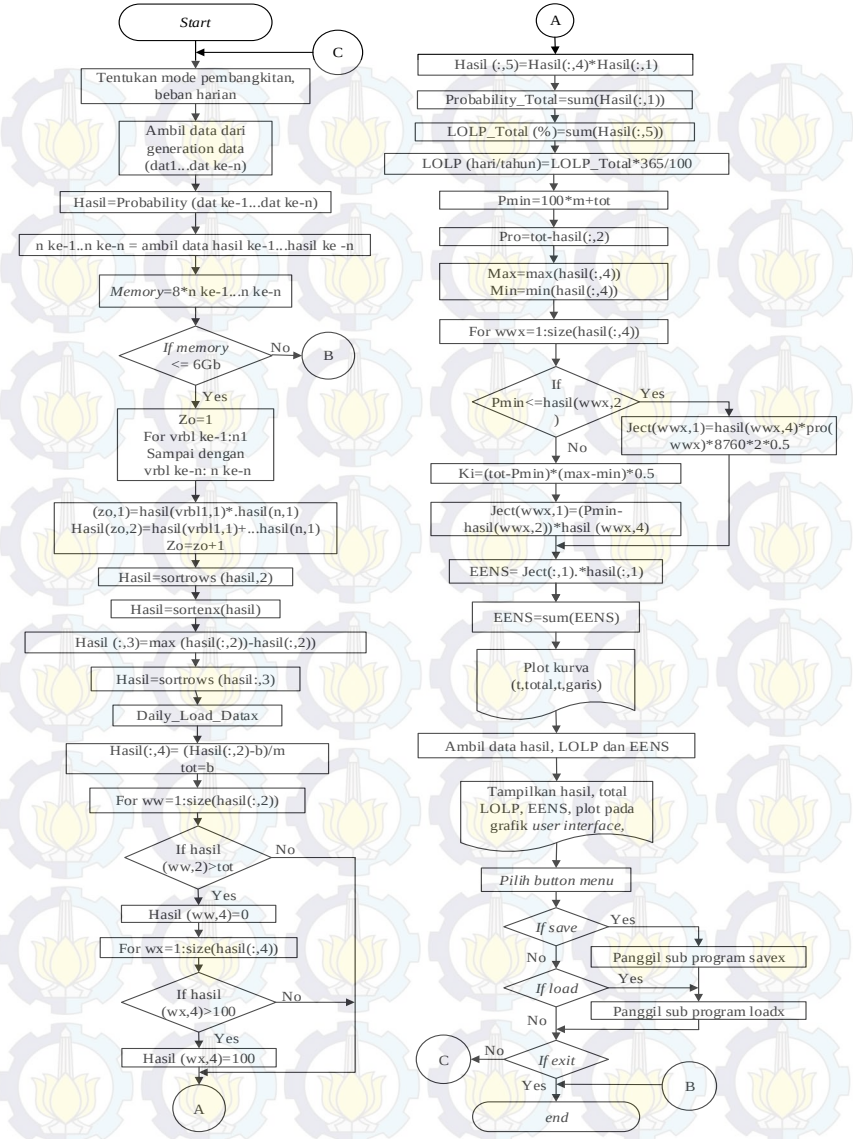
4.2 Perancangan Algoritma Program

Langkah awal untuk membuat perangkat lunak yaitu membuat *flowchart*, tujuannya untuk mempermudah dalam merealisasikan algoritma pada program. Kapasitas *memory* yang dibutuhkan untuk program yang akan kita realisasikan harus diperhatikan atau dilakukan perhitungan secara garis besarnya.

Gambar 4.2 merupakan *flowchart* program utama, setelah menentukan mode pembangkitan dan beban langkah awal dari progam ini mengambil data dari program lain yaitu *generation* data. Data yang diambil akan diinisialisasikan dengan nama “dat ke-1” sampai “dat ke-n”. Selanjutnya melakukan program untuk mencari nilai dari *probability* dan *capacity input*, pada tahap ini disebut juga sebagai *grouping* dari pembangkitan. Hasil dari *group*ing pembangkitan diekspresikan dengan

nama hasil ke-1 sampai dengan hasil ke-n. Diperlukan *variable* tambahan dengan nama n ke-1 sampai dengan n ke-n, yang berfungsi untuk mengambil kapasitas data yang dipakai selanjutnya akan dikonversi untuk kebutuhan *memory* yang akan digunakan. Jika *memory* yang dibutuhkan melebihi dari kapasitas *memory* yang ada didalam PC (<=6Gb) maka program akan berakhir. Jika *memory* yang digunakan oleh program mencukupi maka lanjutkan program dengan proses penggabungan dari *grouping* tadi. Didalam proses penggabungan ini ambil data dari *variable* hasil ke 1 sampai hasil ke n, perlu diingat data yang berada pada *variable* hasil ada dua data yaitu nilai dari *probability* dan *capacity input*. Setelah diambil data dari *variable* hasil maka kombinasikan untuk hasil ke 1 sebanyak n data dengan hasil ke n sebanyak n data. Setiap kombinasi, untuk nilai dari *probability* dikalikan sedangkan untuk nilai *capacity input* dijumlahkan. Setelah didapatkan nilai dari *capacity input* dan *probability* dari proses tersebut, maka langkah selanjutnya mengurutkan nilai dari *capacity input* dari yang terbesar sampai dengan hasil yang terkecil. Lakukan pengecekan pada subprogram sortenx, jika terdapat nilai dari *capacity input* sama maka untuk nilai dari *probability*nya dijumlahkan sedangkan untuk nilai *capacity input*nya tidak dijumlahkan. Nilai dari maksimum *capacity input* dikurangi nilai dari *capacity input* masing-masing akan didapatkan nilai dari *capacity out*. Didalam program ini nilai dari *capacity out* masing-masing dapat dilihat pada *variable* hasil kolom ke tiga, hasil ini harus di urutkan dari yang terkecil sampai dengan hasil yang terbesar. Daily_Load_Datax yaitu program untuk menginput data beban harian selama satu tahun yang berada pada data excel, setelah didapatkan nilai dari beban harian langkah selanjutnya mencari persamaan dari bentuk kurva beban harian. Pendekatannya dilakukan dengan regresi linier, sehingga akan didapat persamaan y=mx+b. Karena yang dicari nilai dari x nya maka persamaan menjadi x=(y-b)/m. *variable* x tersebut berfungsi untuk mencari nilai dari sumbu x kurva yang mengekspresikan nilai dari *total time*, dengan nilai y mewakili dari *capacity input* masing-masing, didalam program ini diwakilkan dengan hasil(:,4) = (hasil(:,2)-b)/m. Karena menggunakan pendekatan maka maksimum nilai dari *capacity input* sama dengan nilai b. Jika hasil *capacity input* lebih besar dari nilai b maka *total time* bernilai dari nol, karena *capacity input* mampu mensuplai beban maksimum. Sedangkan jika *total time* lebih besar dari 100 maka hasil (:,4) sama dengn 100.

Nilai dari *probability* total merupakan penjumlahan dari *probability* ke-1 sampai dengan *probability* ke-n.



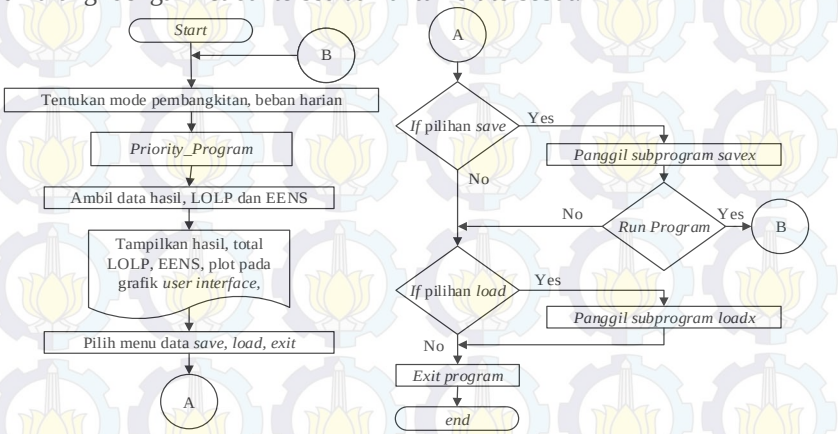
Gambar 4.2 *Flowchart* Program Utama

Pada gambar 4.2 nilai dari LOLP masing-masing diwakilkan dengan data yang berada pada kolom hasil (:,5), yang didapatkan dari hasil perkalian *total time* dengan *probability* masing-masing. *Expected Energy not Supplied* diperoleh dari luas yang disebabkan karena daya input lebih kecil dari pada beban yang ada dikalikan waktu (*total time*) pada kondisi tersebut, sehingga akan didapatakan nilai dari energi yang tidak dapat terpenuhi. Jika energi tersebut dikalikan dengan nilai dari *probability* seperti pada persamaan 2.16, maka akan didapatkan nilai dari *Expected Energy not Supplied*. Setelah mendapatkan nilai dari *probability, capacity input, capacity out, total time, Loss of Load Probability dan Expected Energy not Supplied* langkah selanjutnya yaitu menampilkan data pada subprogram grafik *user interface.*

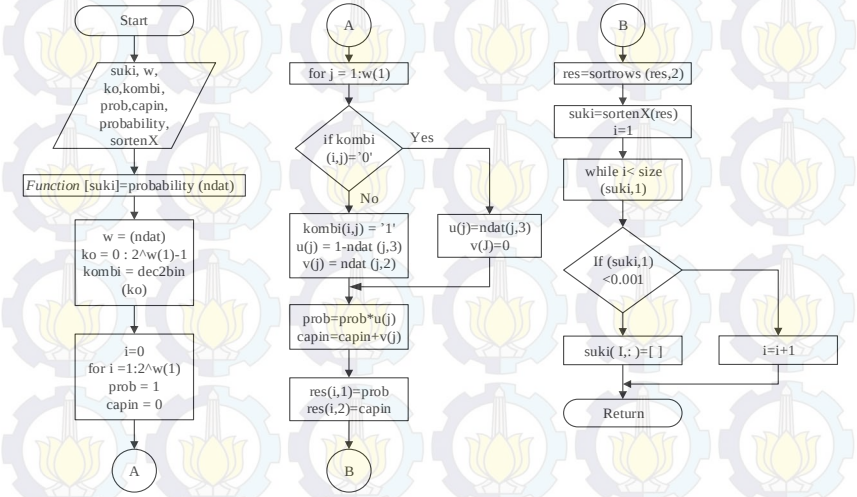
Pada gambar 4.3 ditunjukan algoritma pada program grafik *user interface,* langkah pertama dari program ini yaitu menentukan mode pembangkitan dan skenario beban yang dipakai. Setelah menentukan *setting* awal langkah selanjutnya dari program yaitu memanggil program utama yang disebut *priority program*. Ambil data dari program utama dengan nama *variable* hasil, setelah itu tampilkan nilai dari *variable* tersebut didalam tabel dan grafik yang berada pada grafik *user interface.* Program ini juga dilengkapi dengan fungsi *save* dan *load* tujuannya yaitu untuk mempermudah *user* dalam pengambilan data. Jika *user* memilih *save* data maka program akan memanggil subprogram savex, didalamnya yaitu akan melakukan perintah *save* data pada format ".xlsx" *Microsoft* Excel. Setelah melakukan perintah *save* apakah *user* menginginkan perintah program yang baru, jika tidak maka pilihan selanjutnya bisa langsung mengakhiri program dengan memilih fungsi *exit* atau memilih fungsi *load* data. Apabila *user* menginginkan *run program* dengan mode yang berbeda maka program akan kembali ke perintah awal seperti yang ditunjukan pada gambar 4.3.

Untuk mencari nilai dari *probability* bisa diperlihatkan pada gambar 4.4. Langkah pertama melakukan inisialisasi suki, w, ko, kombi, prob, capin, *probability* dan sortenx. Karena nilai dari *probability* yang akan dicari sebanyak ndat atau dengan kata lain sebanyak kombinasi dari dua pangkat banyaknya pembangkitan, maka untuk mendapatkannya dibuat *function* suki=*probability*(ndat). Untuk ko=0 sampai dengan dua pangkat ndat maka nilai dari kombinasi biner didapatkan dengan rumus dec2bin(ko). Nilai dari dec2bin(ko) digunakan untuk melakukan pengulangan sebanyak nilai tersebut, beberapa *variable* tambahan digunakan untuk menyimpan data sementara hasil akhir berupa data

probability. Nilai *probability* dihasilkan dengan memanfaatkan algoritma yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya. Jika nilai dari bit n bernilai satu, nilai dari *probability* yang didapatkan merupakan pengurangan 1 dikurangi dengan ketidaktersediaan untuk bit tersebut.



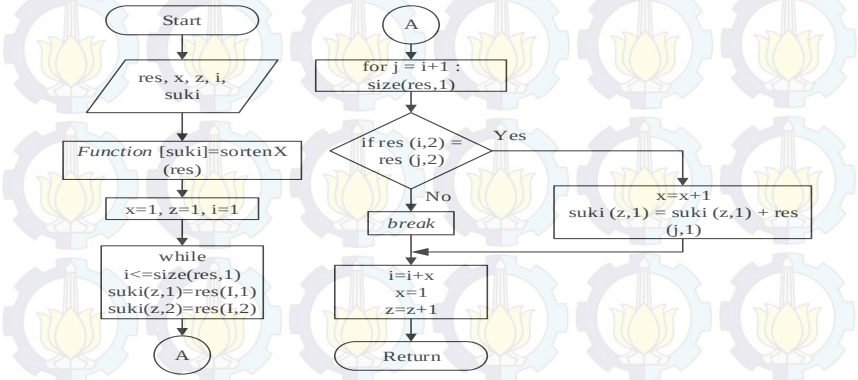
Gambar 4.3 Subprogram Grafik *User Interface*



Gambar 4.4 Subprogram *Probability*

Sebaliknya jika nilai dari bit ke-n bernilai nol *probability* yang dihasilkan pada bit tersebut adalah nilai dari ketidaktersediaan. Nilai akhir dari *probability* merupakan hasil perkalian antara *probability* yang dihasilkan oleh seluruh bit. Sedangkan untuk nilai dari capin/kapasitas daya masuk merupakan penjumlahan dari bit ke-1 sampai dengan bit ke-n yang bernilai satu, hal ini menunjukan ketersediaan nilai dari suplai pembangkit. Setelah mendapatkan nilai dari capin selanjutnya dilakukan pengurutan data dari yang terbesar sampai dengan yang terkecil. Setelah digabung nilai dari *probability* dari *group* satu sampai dengan *group* n, memungkinkan terdapat beberapa data yang nilainya sama. Untuk menghemat *memory* yang digunakan program maka dilakukan proses sortenx. Jika nilai dari data ke satu dengan data yang lain bernilai sama maka dilakukan penjumlahan, setelah itu dilakukan pengurutan data lagi. Hasil dari pengelompokan data tersebut membutuhan *memory* yang sangat besar melebihi kapasitas *hardware* yang ada, sehingga pada program ini untuk nilai dari data *probability* angka dibelakang koma yang melebihi dari 0.001 dianggap tidak ada. Akibat dibatasi angka dibelakang koma tersebut, jika *probability* di anggap tidak ada maka capin juga dianggap tidak ada hal ini dikarenakan capin yang masuk sistem harus mempunyai *probability*.

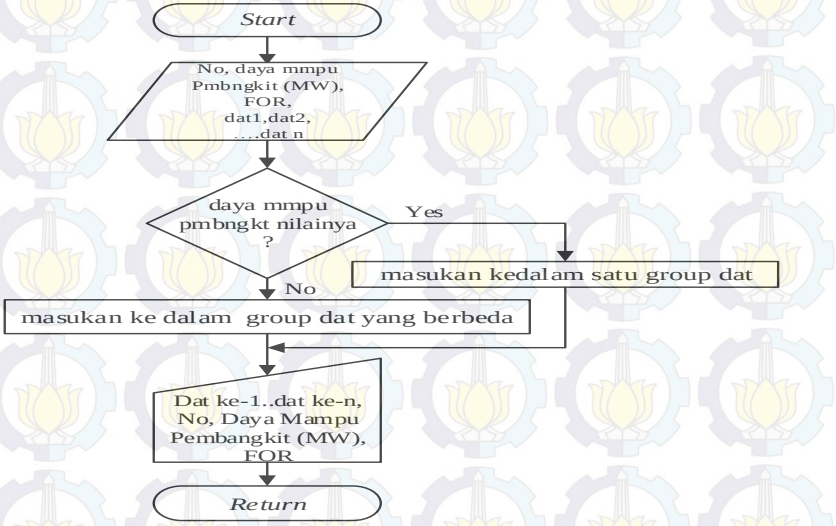
Seperti yang telah dijelaskan diatas fungsi dari sortenx yaitu untuk meminimalisir kebutuhan dari *memory*, prosesnya yaitu jika nilai dari *capacity input* terdapat nilai data sama maka untuk nilai dari *probability* dijumlahkan, hal ini terlihat pada gambar 4.5.



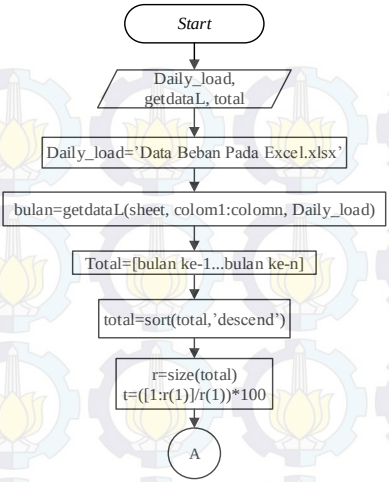
Gambar 4.5 Subprogram Sortenx

Sedangkan untuk gambar 4.6 berfungsi untuk melakukan input data dari pembangkitan yang telah diketahui datanya. Data yang diperlukan pada gambar 4.6 yaitu nilai dari daya mampu netto pembangkitan dengan nilai dari FOR setiap pembangkitan. Didalam program ini digunakan algoritma seperti gambar 4.6, maka untuk memasukan data kepada program terdapat beberapa prosedur. Data dari daya mampu netto pembangkitan yang nilainya sama, maka masukan kedalam satu *group*. Jika nilainya tidak sama maka dimasukan kedalam *group* yang berbeda.

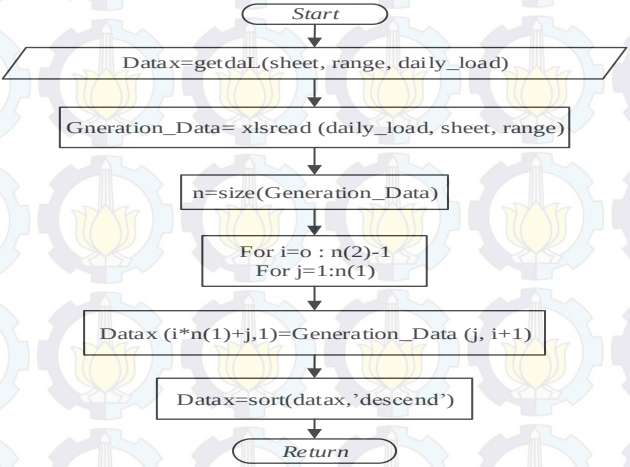
Gambar 4.7 merupakan subprogram untuk memanggil data dari beban harian selama satu tahun yang terdapat didalam *Microsoft EXCEL*. Baca data dari *Microsoft EXCEL* dari bulan januari sampai desember, data yang telah dibaca langkah selanjutnya disusun dari data yang nilainya paling besar sampai dengan nilai dari data yang terkecil. Sehingga akan didapatkan model dari kurva beban harian selama satu tahun. Untuk mendapatkan pendekatan dari persamaan garis tersebut dilakukan pendekatan y=mx+b. untuk mendapatkan nilai dari m dan b bisa dilihat pada persamaan 2.22 sampai dengan 2.26.



Gambar 4.6 Subprogram *Generation* Data



Gambar 4.7 Subprogram Daily Load Datax



Gambar 4.8 Subprogram Getdatal

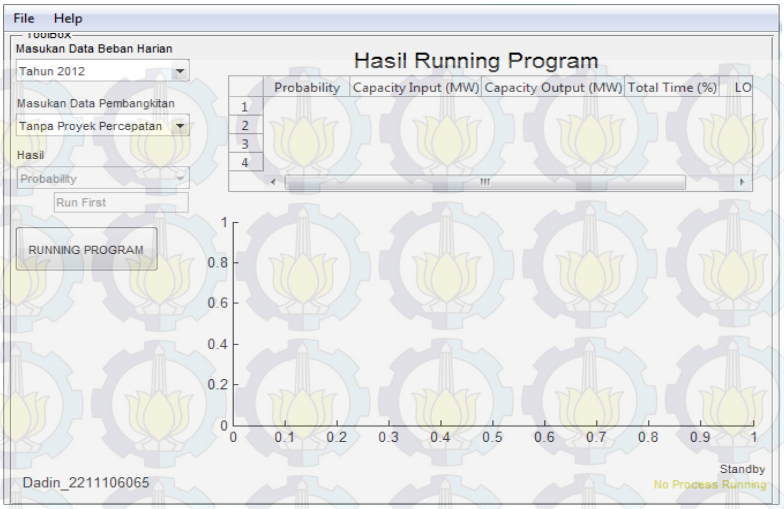
Untuk melakukan pengulangan dari input data pada *Microsoft EXCEL*, diperlihatkan pada gambar 4.8. Membaca *sheet* satu sampai

dengan *sheet* ke dua belas, yang diwakilkan dari bulan Januari sampai dengan Desember. Pada saat input data bulan Januari diperlukan range data kolom sebanyak lamanya bulan yang di proses, sedangkan banyaknya baris sebanyak 48 *sample* data. Hal ini disebabkan data beban harian yang diambil selama satu hari dengan periode waktu per tiga puluh menit.

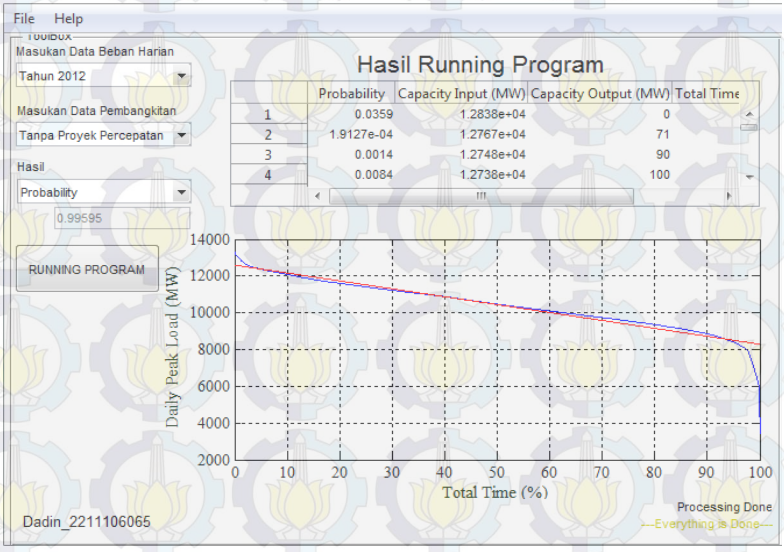
4.3 Hasil Simulasi Program MATLAB

Tampilan awal dari hasil simulasi program MATLAB ditunjukan seperti pada gambar 4.9, dimana terdapat fungsi menu tujuannya yaitu untuk *save* dan *load* data. Data tersebut akan disimpan pada format *Microsoft EXCEL*, jika *user* menginginkan untuk memanggil data yang telah tersimpan maka program ini dilengkapi dengan fungsi *load* data pada *button menu*. Pada gambar 4.10 diperlihatkan contoh tampilan dari *running program*, dimana pada tabel *probability, capacity input, output, total time, LOLP* telah diisi dengan data dari hasil eksekusi program. Grafik yang berada dibawah tabel merupakan hasil *running program* yang telah menunjukan adanya nilai dari kurva beban harian. Selain data yang bisa ditampilkan, program ini juga dilengkapi informasi pada saat program lagi melakukan eksekusi, jika tidak melakukan eksekusi maka informasi berupa tulisan "*standby* dan *no process running"*.

Pada saat *running* tombol-tombol yang ada pada tampilan tersebut tidak bisa dipilih, hal ini disebabkan karena program yang telah direalisasikan dilengkapi dengan sistem *lock*. Fungsi *lock* ini berfungsi untuk mengamankan *process running* program yang sedang dilakukan, sehingga *user* tidak bisa memilih kondisi dari *setting* program yang telah ditentukan sebelumnya. Jika *user* menginginkan untuk mengakhiri *process* eksekusi program yang sedang berlangsung, maka *user* bisa memilih menu "*file*" selanjutnya pilih "*exit*". Sedangkan untuk fungsi yang lainnya tidak bisa dipilih. Setelah program selesai melakukan perintahnya maka pada gambar 4.10 disebelah kanan bagian bawah terdapat informasi "*processing done* dan *everything is done*", hal ini menunjukan bahwa telah keluar dari fungsi *lock*. Sehingga *button "*hasil*"* bisa dilihat nilai dari *probability* total, LOLP dalam satuan persen, hari/tahun, jam pertahun dan nilai dari EENS dengan satuan MWh/tahun. Untuk *button "*masukan data beban harian" dan "masukan data pembangkitan" telah bisa dipilih kembali untuk merubah mode lain, sesuai dengan yang diinginkan oleh *user*.



Gambar 4.9 Tampilan Awal Grafik *User Interface*



Gambar 4.10 Tampilan Grafik *User Interface* setelah di *running*

4.3.1 Subprogram *Generation* Data

Sesuai dengan *flowchart* pada gambar 4.6 dan mengacu kepada data pada bab sebelumnya, maka didapatkan data seperti pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Group*ing Pembangkit Didalam Program

Group Ke-	Nama Unit Pembangkit	Daya Mampu Netto Pembangkit (MW)
1	Suralaya 1-4	371,5
2	Suralaya 5-7	575,2
3	Saguling 1-4	174,6
4	Cirata 1-8	118,5
5	Gresik 2.0	170,0
6	Gresik 2.1-2.3	90,0
7	Gresik 3.0	180,0
8	Gresik 3.1-3.3	100,0
9	Paiton 1-2	370,0
10	Paiton 5-8	610,0
11	TJ Jati 1-2	660,8
12	Grati 1.0	153,8
13	Grati 1.1-1.3	100,3
14	MWTWR 1.1	204,0
15	MWTWR 1.2-1.4	137,0
16	MWTWR 2.1-2.3	145,0
17	MWTWR 3.1-3.3, 4.1-4.3	140,0
18	MWTWR 5.0	71,0
19	MWTWR 5.1	143,0
20	Suralaya 8	590,0
21	Paiton 3	815,0
22	TJ Jati 3-4	661,1
23	Adipala	600,0
24	Paiton 9	615,0

Data pada tabel 4.1 menunjukan *group*ing pembangkit yang dimasukan kedalam program MATLAB. *Group* 1 sampai dengan *group* 19 merupakan *group* tanpa proyek percepatan 10.000 MW, sedangkan *group* 20 sampai dengan *group* 24 merupakan *group* proyek percepatan 10.000 MW. Sehingga didapatkan total *group* pembangkitan secara keseluruhan sebanyak 24 *group*. Dibawah ini merupakan beberapa data yang didapatkan dari hasil simulasi pada MATLAB untuk subprogram *generation* data. Tabel 4.2 sampai dengan tabel 4.4 merupakan hasil simulasi program untuk *group* data satu , sepuluh dan dua puluh tiga. Data yang berada pada tabel 4.2 sampai dengan 4.4 akan digunakan sebagai masukan untuk subprogram *probability*.

Tabel 4.2 *Group* 1 (Suralaya 1-4)

Nama Pembangkit	DMN (MW)	FOR
PLTU Suralaya 1	371.5	0.0709
PLTU Suralaya 2	371.5	0.0222
PLTU Suralaya 3	371.5	0.0322
PLTU Suralaya 4	371.5	0.0138

Tabel 4.3 *Group* 10 (Paiton 5-8)

Nama Pembangkit	DMN (MW)	FOR
PLTU Paiton 5	610,0	0,0000
PLTU Paiton 6	610,0	0.0119
PLTU Paiton 7	610,0	0.0034
PLTU Paiton 8	610,0	0.0346

Tabel 4.4 *Group* 23 (Adipala)

Nama Pembangkit	DMN (MW)	FOR
PLTU Adipala	600,0	0.0030

4.3.2 Subprogram *Probability*

Setelah mendapatkan nilai dari *generation* data maka akan didapatkan nilai dari *probability* dari masing-masing *group* dengan menggunakan algoritma pada *flowchart probability*. Berikut ini diperlihatkan pada tabel 4.5-4.8 nilai dari *probability group* satu, sepuluh, dua puluh tiga. Dari tabel 4.5-4.7 akan didapatkan nilai dari daya input dan *probability* masing-masing. Dengan menggunakan rumus ketersediaan dan ketidaktersediaan nilai dari *probability* akan didapatkan. Kita ambil contoh *group* satu untuk dilakukan contoh perhitungan manual. Pada *group* satu terdiri dari empat pembangkitan yaitu Suralaya satu sampai dengan empat. Dengan nilai FOR dan DMN tiap pembangkit seperti pada tabel 4.8. Dari tabel 4.8 diperoleh kombinasi pembangkit sebanyak 2^4 hal ini disebabkan karena banyaknya pembangkitan ada empat buah, sehingga akan didapatkan 16 kombinasi. Jika kombinasi biner pada bit yang nilainya satu, maka bit tersebut diganti dengan nilai dari ketersediaan dari pembangkit tersebut. Sebaliknya jika nilai dari salah satu bit bernilai dengan nol maka diganti dengan nilai FOR. Sehingga untuk mencari nilai dari *probability* yaitu perkalian dari kombinasi biner.

Tabel 4.5 *Probability* dan Daya Input *Group* 1

No	*Probability*	Daya Input (MW)
1	0,005964	743,0
2	0,126837	1.114,5
3	0,867089	1.486,0

Tabel 4.6 *Probability* dan Daya Input *Group* 10

No	*Probability*	Daya Input (MW)
1	0,048765	1.830,0
2	0,950668	2.440,0

Tabel 4.7 *Probability* dan Daya Input *Group* 23

No	*Probability*	Daya Input (MW)
1	0,003	0
2	0,997	600,0

Tabel 4.8 *Probability*, DMN, Faktor Ketersediaan dan FOR

Nama Pembangkit	Daya Input (MW)	FOR	Ketersediaan
Suralaya 1	371,5	0,0709	0,9291
Suralaya 2	371,5	0,0222	0,9778
Suralaya 3	371,5	0,0322	0,9678
Suralaya 4	371,5	0,0138	0,9862

Tabel 4.9 *Probability* dan Daya Input total *Group* 1

No	Kombinasi	Daya input (MW)	Daya Out (MW)	*Probability*
0	0000	0	1.486,0	0,00000069
1	0001	371,5	1.114,5	0,00004998
2	0010	371,5	1.114,5	0,00002102
3	0011	743,0	743,0	0,00150227
4	0100	371,5	1.114,5	0,00003080
5	0101	743,0	743,0	0,00220149
6	0110	743,0	743,0	0.00092589
7	0111	1.114,5	371,5	0,06616782
8	1000	371,5	1.114,5	0,00000916
9	1001	743,0	743,0	0,00065499
10	1010	743,0	743,0	0,00027547
11	1011	1.114,5	371,5	0,01968638
12	1100	743,0	743,0	0,00040368
13	1101	1.114,5	371,5	0,02884917
14	1110	1.114,5	371,5	0,01213325
15	1111	1.486,0	0	0,86708786

Hasil perhitungan manual untuk *group* satu bisa dilihat pada tabel 4.9, data yang diperoleh pada tersebut yaitu dari tabel 4.8. Untuk bit yang paling kiri diasumsikan dengan pembangkit Suralaya 1, bit kedua sampai dengan bit keempat yaitu Suralaya 2, 3 dan 4. Data pada tabel 4.9 masih bisa disederhanakan yaitu jika nilai dari daya input bernilai sama maka

nilai dari *probability*nya dijumlahkan. Sehingga bentuk sederhana dari tabel 4.9 menjadi data pada tabel tabel 4.10.

Karena pada simulasi ini keterbatasan dari *memory* yang digunakan maka sesuai dengan *flowchart* pada gambar 4.4 angka dibelakang koma dari nilai *probability* dibatasi sebesar 0,001. Pada tabel 4.10 diperlihatkan pada nomor satu diblok oleh warna hijau, maksudnya yaitu data tersebut akan dianggap tidak ada sehingga data untuk *group* satu seperti pada tabel 4.5. Untuk *group* dua sampai dengan *group* dua puluh tiga cara untuk mencari nilai dari *probability* langkahnya sama dengan cara yang dilakukan oleh *group* satu pada contoh diatas. Tabel 4.11 menunjukan nilai dari *probability*, daya input dan daya output total dengan skenario masuknya proyek percepatan 10.000 MW dan menggunakan beban tahun 2012. Setelah mencari nilai-nilai untuk *variable* seperti tabel 4.11, maka langkah selanjutnya menggabungkan nilai dari data-data yang ada.

Tabel 4.10 Hasil Penyederhanaan *Probability* dan Daya Input total

No	*Probability*	Daya Input (MW)
1	0,000111	371,5
2	0,005964	743,0
3	0,126837	1.114,5
4	0,867089	1.486,0

Tabel 4.11 Hasil Simulasi Proyek Percepatan

No	Daya Input (MW)	Daya Output (MW)	*Probability*
1	16.780,5	0	0,010717363887
2	16.709,5	71,0	0,000057104683
3	16.690,5	90,0	0,000424861517
4	16.680,5	100,0	0,002503712252
5	16.680,2	100,3	0,000442527447
6	16.662,0	118,5	0,000351773547
7	16.643,5	137,0	0,000116251847
8	16.640,5	140,0	0,001428955977
9	16.637,5	143,0	0,000047364806
10	16.635,5	145,0	0,116113592665

Seperti terlihat pada gambar 4.5, algoritma untuk menggabungkan nilai-nilai yang ada pada *group* satu sampai dengan *group* dua puluh tiga yaitu dengan cara mengkombinasikan kembali sebanyak data yang terdapat pada *group* tersebut. Untuk mempermudah dalam menjelaskan kita asumsikan *group* a terdiri dari 3x2 data. Pada kolom pertama yaitu data *probability* 1,2,3, sedangkan untuk kolom kedua yaitu daya input 1,2,3. Data pada *group* b sama dengan *group* a.

Untuk nilai dari *probability* dilakukan perkalian yaitu $Pa_1xPb_1xPb_2xPb_3$, $Pa_2xPb_1xPb_2xPb_3$, $Pa_3xPb_1xPb_2xPb_3$. Daya input dapat dicari dengan melakukan penjumlahan antara data $Da_1+Db_1+Db_2+Db_3$, $Da_2+Db_1+Db_2+Db_3$, $Da_3+Db_1+Db_2+Db_3$. Pada tabel 4.12 diambil sepuluh data teratas tujuannya yaitu menunjukan *sample* dari hasil simulasi yang telah dilakukan. Banyaknya data dari hasil simulasi tanpa melibatkan pembangkitan dari proyek percepatan sebanyak 37.695 data, sedangkan apabila melibatkan proyek percepatan didapatkan 169.799 data.

Daya input yang dimiliki oleh sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV dengan proyek percepatan sebesar 16.780,5MW, sedangkan jika proyek percepatan belum masuk kepada sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV daya inputnya sebesar 12.838,3MW. Dengan skenario beban tahun 2012, didapatkan nilai dari LOLP 10,83724695 hari/tahun. Untuk nilai LOLP pada tahun 2013 dan 2014 didapatkan nilai dari LOLP sebesar 81,48336312 hari/tahun dan 150,8419493 hari/tahun.

Tabel 4.12 Hasil Simulasi Tanpa Proyek Percepatan (2012)

No	Daya Input (MW)	Daya Output (MW)	*Probability*	LOLP (%)
1	12.838,3	0	0,03589750	0
2	12.767,3	71,0	0,00019100	0
3	12.748,3	90,0	0,00014231	0
4	12.738,3	100,0	0,00838611	0
5	12.738,0	100,3	0,00148223	0
6	12.719,8	118,5	0,00117825	0
7	12.701,3	137,0	0,00038938	0
8	12.698,3	140,0	0,00478625	0
9	12.695,3	143,0	0,00015900	0
10	12.693,3	145,0	0,38891914	0

4.3.3 *Total Time* Untuk Skenario Beban Tahun 2012

Seperti telah dibahas pada pembahasan sebelumnya, untuk mendapatkan *total time* (sumbu x kurva) harus mengetahui kurva beban harian selama satu tahun. Dengan menggunakan persamaan garis y=mx+b maka akan didapatkan nilai dari *total time* dari masing-masing daya input. Sehingga persamaan menjadi seperti pada persamaan 4.1 dibawah ini.

$$\textit{Total time}\ (\%) = \left(\frac{\text{Daya input} - b}{m}\right) \quad \text{.....(4.1)}$$

Seperti yang terlihat pada gambar 4.11, grafik yang menunjukan garis yang berwarna biru merupakan kurva beban harian selama satu tahun setelah datanya diurutkan dari beban yang paling tinggi menuju beban terendah. Untuk garis yang berwarna merah merupakan garis pendekantan y=mx+b untuk mendapatkan nilai dari *total time* dari masing-masing daya input. Nilai dari m dan b untuk pendekatan pada skenario beban tahun 2012 yaitu m= -43,0739 dan b=12.601. Untuk memastikan penerapan persamaan garis tersebut dapat dicari nilai dari hubungan dari *total time* dengan beban harian berdasarkan persamaan 2.27, dengan hasil output dari range 0-1. Semakin besar nilai dari R^2 maka pendekatan yang digunakan semakin mendekati dari data sebenarnya, dengan kata lain nilai dari errornya semakin kecil. Nilai dari R^2 untuk skenario beban tahun 2012 sebesar 0,9572, hal ini menunjukan hubungan dari *total time* dan beban harian sebesar 0,9572.

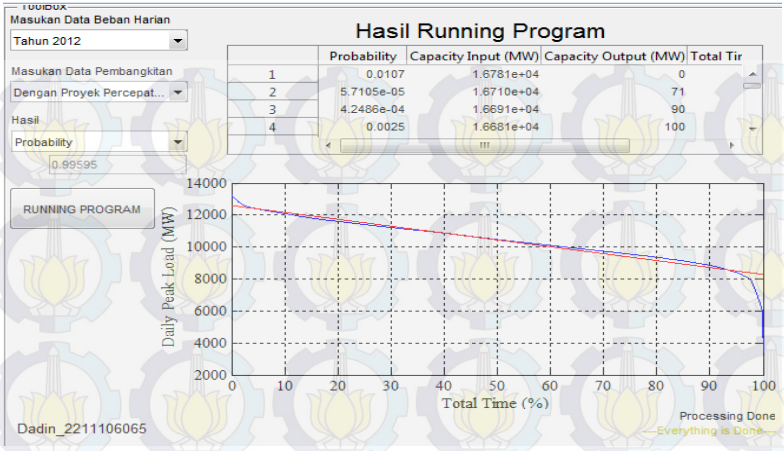
Dengan memasukan nilai dari daya input masing-masing kedalam persamaan 4.1 maka akan didapatkan data-data seperti pada tabel 4.13. Apabila nilai dari daya input lebih besar dari nilai b maka *total time* dianggap nol, jika nilai dari *total time* lebih dari seratus maka nilainya dianggap seratus.

4.3.4 LOLP Menggunakan Skenario Beban Tahun 2012

Seperti terlihat pada tabel 4.13 nilai dari LOLP tidak sama dengan nol pada nomor 89.99 hal ini disebabkan karena nilai dari *total time* tidak bernilai nol. Hubungannya karena untuk mencari nilai dari LOLP yaitu perkalian antara *probability* dengan *total time*. Dari rumus tersebut bisa terlihat jika nilai dari *total time* bernilai nol maka nilai dari LOLP bernilai nol. Untuk mencari nilai dari LOLP total sesuai dengan persamaan 2.12, penjumlahan antara LOLP ke-1 sampai dengan LOLP ke-169.799.

Tabel 4.13 LOLP Untuk Skenario Beban Harian Tahun 2012

No	*Total time* (%)	LOLP (%)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
:	:	:
:	:	:
89.993	0,001075	1,61E-17
89.994	0,001075	4,04E-15
89.995	0,001075	2,69E-20
89.996	0,003396	2,65E-17
89.997	0,003396	1,27E-16
89.998	0,003396	1,40E-16
89.999	0,005718	3,33E-16
90.000	0,005718	1,54E-15
90.001	0,005718	4,09E-15
90.002	0,008039	1,30E-17
:	:	:
:	:	:
169.790	90,025475	1,29E-36
169.791	90,071907	8,09E-36
169.792	90,141556	1,06E-36
169.793	90,211205	3,30E-36
169.794	90,640694	1,10E-36
169.795	91,063232	8,75E-37
169.796	91,07019	4,65E-37
169.797	91,302353	9,14E-37
169.798	91,743454	6,83E-36
169.799	93,391785	3,71E-38



Gambar 4.11 Kurva Beban Harian Tahun 2012 Terhadap *Total time*

Setelah didapatkan nilai dari LOLP total maka nilainya dapat dikonversi kedalam hari/tahun, selanjutnya bisa dibandingkan nilainya dengan standar yang dipakai PT.PLN sebesar 0,274% atau setara dengan satu hari per tahun. Nilai dari LOLP total dari skenario beban tahun 2012 dengan proyek percepatan yaitu sebesar 1,9616E-08% setara dengan 7,15984E-08 hari/tahun.

4.3.5 EENS Dengan Skenario Beban Tahun 2012

Seperti yang telah diuraikan pada bab 2, untuk mendapatkan nilai dari EENS yaitu dengan mencari luas daerah yang diarsir sesuai dengan gambar 2.7 atau dengan rumus pada persamaan 2.17. Didalam hasil simulasi program MATLAB dengan menggunakan skenario beban tahun 2012 dan suplai daya input dengan memperhitungkan proyek percepatan 10.000 MW, didapatkan nilai dari EENS sebesar 0.04361 MWh/tahun.

4.3.6 Pengaruh Peningkatan Beban Terhadap Nilai LOLP

Setelah melihat data hasil simulasi pada tabel 4.14-4.19 nilai dari LOLP dan EENS setiap tahunnya semakin meningkat seiring dengan kenaikan beban. Dengan skenario beban puncak tahun 2012 sebesar 13.309,035MW dan daya mampu netto tanpa proyek percepatan sebesar 12.838,3MW nilai dari LOLP pada tahun 2012 10,8366146 hari/tahun dan EENS 12.899.671MWh.

Tabel 4.14 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2012

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	2,9689355
LOLP (JAM/Tahun)	260,07874
LOLP (HARI/Tahun)	10,8366146
EENS (MWh/Tahun)	12.899.671

Tabel 4.15 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2013

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	22,3228703
LOLP (JAM/Tahun)	1955,4834
LOLP (HARI/Tahun)	81,4784775
EENS (MWh/Tahun)	214.966.944

Tabel 4.16 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2014

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	41,3240204
LOLP (JAM/Tahun)	3619,9841
LOLP (HARI/Tahun)	150,83267
EENS (MWh/Tahun)	760.076.864

Tabel 4.17 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2015

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	58,9841843
LOLP (JAM/Tahun)	5167,0146
LOLP (HARI/Tahun)	215,29227
EENS (MWh/Tahun)	1,6523167E+09

Tabel 4.18 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2016

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	75,3936691
LOLP (JAM/Tahun)	6604,4858
LOLP (HARI/Tahun)	275,18689
EENS (MWh/Tahun)	2,8953372E+09

Tabel 4.19 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2017

Probability Total	0,9959093
LOLP (%)	90,5261230
LOLP (JAM/Tahun)	7930,0879
LOLP (HARI/Tahun)	330,42035
EENS (MWh/Tahun)	4,3074785E+09

Dengan skenario kenaikan beban 7,6% dari tahun sebelumnya maka untuk nilai dari LOLP pada tahun 2017 sebesar 330,42035 hari/tahun sedangkan untuk nilai dari EENS 4,3074785e+09 MWh. Sedangkan untuk data pada tabel 4.20-4.25 merupakan hasil simulasi dengan menggunakan proyek percepatan. Pada tabel tersebut terlihat nilai dari LOLP dengan nilai EENS semakin meningkat seiring dengan kenaikan beban setiap tahunnya. Dengan skenario beban yang sama dan menggunakan skenario proyek percepatan nilai dari LOLP sebesar 7,16E-08 hari/tahun dengan kenaikan beban 7,6% pertahun terlihat jelas pada tahun 2017 nilai dari LOLP berubah menjadi 127,2407811 hari/tahun.

Jika data pada tabel 14-25 diplot kedalam grafik maka akan terlihat seperti pada gambar 4.12 dan gambar 4.13. Dengan menggunakan skenario proyek percepatan telah masuk sampai dengan bulan Mei 2013, sebesar 3.942,2MW sehingga total dari kapasitas daya mampu netto yang dimiliki oleh sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sebesar 16.780,5MW. Seperti pada gambar 4.12 dan 4.13, dengan masuknya proyek percepatan nilai dari LOLP dan EENS mengalami perubahan, misalnya untuk tahun 2012 dengan skenario tanpa proyek percepatan nilai LOLP sebesar 10,8366146 hari/tahun dan EENS 12.899.671MWh sedangkan dengan skenario masukanya proyek percepatan nilai dari LOLP menjadi 7,15984E-08 hari/tahun dan nilai dari EENS 0,043561MWh.

Tidak hanya pada tahun 2012 untuk tahun berikutnya juga mengalami perubahan, hal ini menunjukan adanya pengaruh terhadap nilai dari LOLP dan EENS akibat masuknya proyek percepatan, untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada gambar 4.12 dan 4.13. Jika nilai dari LOLP dibuat sesuai dengan standar PT.PLN setara dengan satu hari pertahun, maka konsekuensinya PT.PLN harus menyediakan pembangkitan sebelum tahun 2015 dengan cara mempercepat pengerjaan proyek percepatan yang belum masuk ke sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV. Jika dari sisi suplai dibiarkan tetap sedangkan beban akan terus meningkat maka PT.PLN akan kekurangan daya dari sisi suplai yang akan berdampak kepada konsumen seperti dibatasi pembelian listrik, pemadaman bergilir, dan lain sebagainya. Pada gambar 4.13 terlihat nilai dari EENS juga akan ikut meningkat dari tahun ke tahun, karena nilai dari EENS dipengaruhi oleh kapasitas dari daya input dan nilai dari beban. Pada tahun 2012 nilai dari kehilangan energi (EENS) sebesar 0.04361 MWh/tahun sedangkan untuk tahun 2017 nilai dari EENS sebesar 688.094.144 MWh/tahun.

Tabel 4.20 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2012

Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	1,96160E-08
LOLP (JAM/Tahun)	1,71836E-06
LOLP (HARI/Tahun)	7,15984E-08
EENS (MWh/Tahun)	0,043561

Tabel 4.21 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2013

Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	1,79751E-05
LOLP (JAM/Tahun)	0,001574621
LOLP (HARI/Tahun)	6,56092E-05
EENS (MWh/Tahun)	46,3857

Tabel 4.22 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2014

Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	0,007893444
LOLP (JAM/Tahun)	0,69146571
LOLP (HARI/Tahun)	0,028811071
EENS (MWh/Tahun)	24.956,7793

Tabel 4.23 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2015

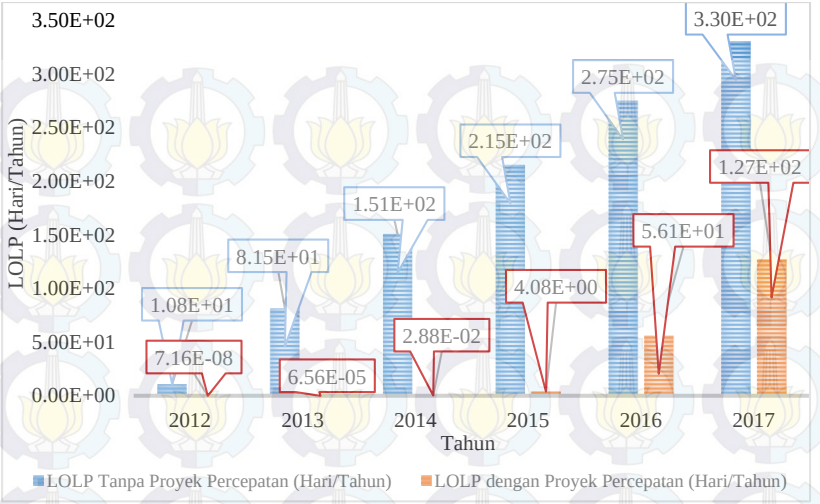
Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	1,116596887
LOLP (JAM/Tahun)	97,81388731
LOLP (HARI/Tahun)	4,075578638
EENS (MWh/Tahun)	4.846.597,5

Tabel 4.24 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2016

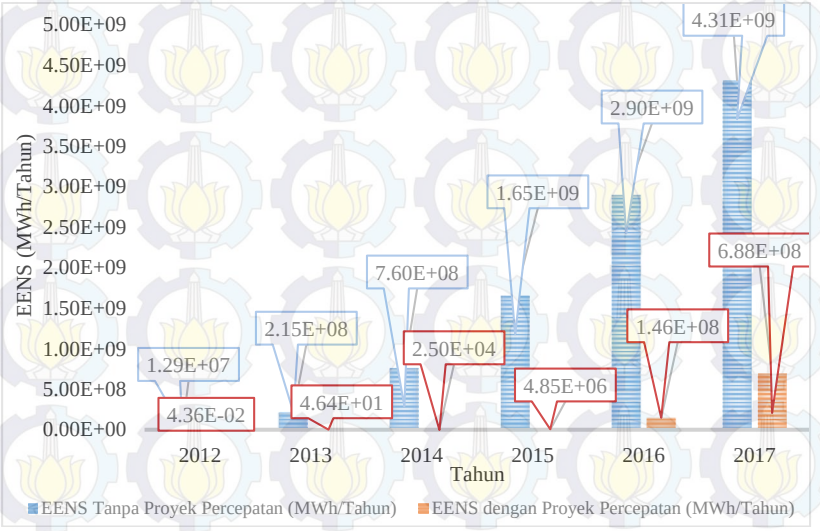
Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	15,36671416
LOLP (JAM/Tahun)	1.346,124161
LOLP (HARI/Tahun)	56,08850669
EENS (MWh/Tahun)	145.834.736

Tabel 4.25 Nilai LOLP dan EENS Tahun 2017

Probability Total	0,995950537
LOLP (%)	34,86048797
LOLP (JAM/Tahun)	3.053,778746
LOLP (HARI/Tahun)	127,2407811
EENS (MWh/Tahun)	688.094.144



Gambar 4.12 Perbandingan Nilai dari LOLP



Gambar 4.13 Perbandingan Nilai dari EENS

4.3.7 Pengaruh Jumlah Pembangkit Terhadap LOLP

Pada tabel 4.26 diperlihatkan pengaruh dari penambahan unit pembangkit terhadap nilai dari LOLP dan EENS. Dengan menggunakan skenario beban puncak pada tahun 2012 sebesar 13.309,035MW dan kapasitas daya mampu netto yang masuk ke sistem sebesar 14.089,4MW didapatkan nilai dari indeks keandalan LOLP 0,05339 hari/tahun dan nilai dari EENS 4,44E+04 MWh/tahun. Kapasitas daya mampu netto sebesar 14.089,4MW setelah sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV mendapat tambahan daya dari proyek percepatan sebesar 1.251,1MW, yaitu dari PLTU Suralaya 8 dan PLTU TJ Jati 3 pada tahun 2011. Pada tahun 2012 terdapat tambahan daya dari proyek percepatan sebesar 2.091,1MW yaitu dari PLTU TJ Jati 4, PLTU Paiton 3 dan PLTU Paiton 9. Penambahan daya tersebut akan menurunkan nilai dari indeks keandalan LOLP, sehingga indeks keandalan LOLP menjadi 0,00013 hari/tahun dan EENS 3,45E+00 MWh/tahun.

Pada tahun 2013 skenario beban dinaikan sebesar 7,6% dari beban puncak tahun 2012, sehingga akan didapatkan nilai dari indeks keandalan LOLP dan EENS sebesar 0,00257 hari/tahun dan 2,00E+03 MWh/tahun. PLTU Adipala Cilacap yang termasuk kedalam proyek percepatan pada bulan Mei 2013 telah *Commercial Operation Date* dengan total daya mampu netto 600MW, sehingga kapasitas daya yang dimiliki oleh sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sebesar 16.780,5MW. Dengan adanya penambahan daya dari PLTU Adipala Cilacap indeks keandalan LOLP pada tahun 2013 menjadi 0,00157 hari/tahun dan EENS 4,64E+01 MWh/tahun. Jika pada tahun berikutnya tidak terjadi penambahan kapasitas pembangkitan sedangkan nilai dari beban puncak naik menjadi 15.408,881MW, nilai dari indeks keandalan LOLP dan EENS akan ikut naik sebesar 0,02881 hari/tahun dan EENS 2,50E+04 MWh/tahun.

Dengan menggunakan skenario beban puncak tahun 2012 dan kenaikan beban 7,6% setiap tahunnya, pada tahun 2015 nilai dari beban puncak yang akan didapatkan sebesar 16.579,955MW. Kenaikan beban yang tidak dibarengi dengan kenaikan dari kapasitas pembangkitan akan meningkatkan nilai dari indeks kenadalan LOLP dan EENS. Seperti pada tabel 4.19, pada tahun 2015 didapatkan nilai dari indeks keandalan LOLP sebesar 4,07558 hari/tahun dan EENS 4,85E+06 MWh/tahun. Pada tahun 2016 beban puncak akan meningkat 7,6% dari beban puncak tahun 2015, sehingga akan didapatkan nilai dari indeks keandalan LOLP sebesar 56,08851 hari/tahun dan EENS 1,46E+08 MWh/tahun.

Tabel 4.26 LOLP dan EENS Terhadap Penambahan Pembangkit

Tahun	LOLP (Hari/Tahun)	EENS (MWh/Tahun)	Beban Puncak (MW)	Penambahan Pembangkit (MW)
2012	0,05339	4,44E+04	13.309,035	-
2012	0,00013	3,45E+00	13.309,035	2.091,1
2013	0,00257	2,00E+03	14.320,521	-
2013	0,00157	4,64E+01	14.320,521	600
2014	0,02881	2,50E+04	15.408,881	-
2015	4,07558	4,85E+06	16.579,955	-
2016	56,08851	1,46E+08	17.840,031	-

Hal ini disebabkan pada tahun 2016 tidak ada penambahan daya pada sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV, sehingga nilai dari LOLP dan EENS akan naik.

Pada tahun 2015 nilai dari indeks keandalan LOLP sebesar 4,07558 hari/tahun, nilai tersebut sudah tidak memenuhi standar yang telah ditentukan oleh PT.PLN sebesar 1 hari/tahun. Jika nilai dari indeks keandalan LOLP mengacu kepada standar PT.PLN, pada tahun 2015 dan tahun berikutnya harus dilakukan penambahan unit pembangkitan supaya nilai dari LOLP sesuai yang diinginkan.

BAB V
PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah melakukan simulasi dan analisa data maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Dengan menggunakan skenario beban tahun 2012 dan menggunakan daya mampu netto tanpa proyek percepatan 10.000 MW didapatkan nilai dari LOLP sebesar 10,83724695 hari/tahun dan EENS 12.899.671 MWh/tahun.
2. Dengan masuknya proyek percepatan sampai bulan Mei 2014 sebesar 3.942,2MW total dari kapasitas daya mampu netto untuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sebesar 16.780,5MW. Sehingga pada tahun 2014 indeks keandalan LOLP untuk sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV sebesar 0,028811071 hari/tahun dan EENS 24.956,7793 MWh/tahun. Mengacu kepada standar LOLP yang dikeluarkan oleh PT.PLN sebesar 1 hari/tahun, hal ini menunjukan sistem kelistrikan Jawa Bali 500kV mempunyai keandalan sampai tahun 2014, dikarenakan pada tahun 2015 nilai dari LOLP sebesar 4,075578638 hari/tahun telah melebihi batas yang telah ditentukan oleh PT.PLN.

5.2 Saran

Untuk perbaikan kedepannya, pada penelitian ini ada beberapa saran dari penulis.

1. Dilakukan pendekatan garis yang lebih menyerupai grafik kurva beban harian. Misalnya dengan menggunakan kecerdasan buatan.
2. Untuk mengetahui keandalan sistem kelistrikan Jawa Bali secara keseluruhan, dilakukan analisa dengan sistem kelistrikan 150kV.
3. Gunakan perangkat *hardware* yang mendukung untuk program yang memerlukan banyak data.

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------

DAFTAR PUSTAKA

[1] *"Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2012-2021",* Jakarta: 2012.

[2] "*Evaluasi Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2007-2012*", PT.PLN P3B Jawa Bali: Jakarta Selatan.

[3] Prada, José Fernando.*"The Value Of Reliability In Power Sistems".* Massachusetts Institute of Technology: July 1999.

[4] H. T. Spears, Kenneth L. Hicks, Senior Member, IEEE And Stephen T. Y. LEE *"Probability of Loss of Load for Three Areas",* IEEE Transactions On Power Apparatus And Sistems, VOL. PAS-89, NO. 4, April 1970.

[5] Billinton, R. dan Allan, R.N. *"Reliability Evaluation Of Power Sistem 2nd]",* Publising Plenum Press, 1994.

[6] Yang, Fang *"A Comprehensive Approach for Bulk Power System Reliability Assessment",* Georgia Institute of Technology : May 2007.

[7] Djiteng Marsudi, Ir, *"Operasi Sistem Tenaga Listrik"*, Edisi Kedua, Graha ilmu, Yogyakarta: 2006.

[8] Prasetyo, Gunawan Eko, "*Studi Tentang Indeks Keandalan Pembangkit Tenaga Listrik Wilayah Jawa Tengah Dan Daerah Istimewa Yogyakarta",* Universitas Dipenogoro.

[9] Dhillon, B.S. "*Maintainability, Maintenance, and Reliability for Engineers",* CRC Press Taylor & Francis *Group*, London New York : 2006.

[10] Itasia & Y Angraini, *"Bahan Ajar Analisa Regresi"*, Dep. Statistika FMIPA-IPB

[11] Kastawan, Wiwit ST.,MT.,MSc dan Irzam HarMein ST. "Schaum's Outlines Teori dan Soal-Soal Statistik", Erlangga, 2007.

[12] "*Serving quality & Reliability",* Statistik 2010 PT.PLN P3B Jawa Bali

[13] PT.PLN P3B Jawa Bali, Jakarta-Selatan.

[14] "*Laporan Kajian Resiko Fiskal Atas Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit 10.000 MW"*, Jakarta : 2011

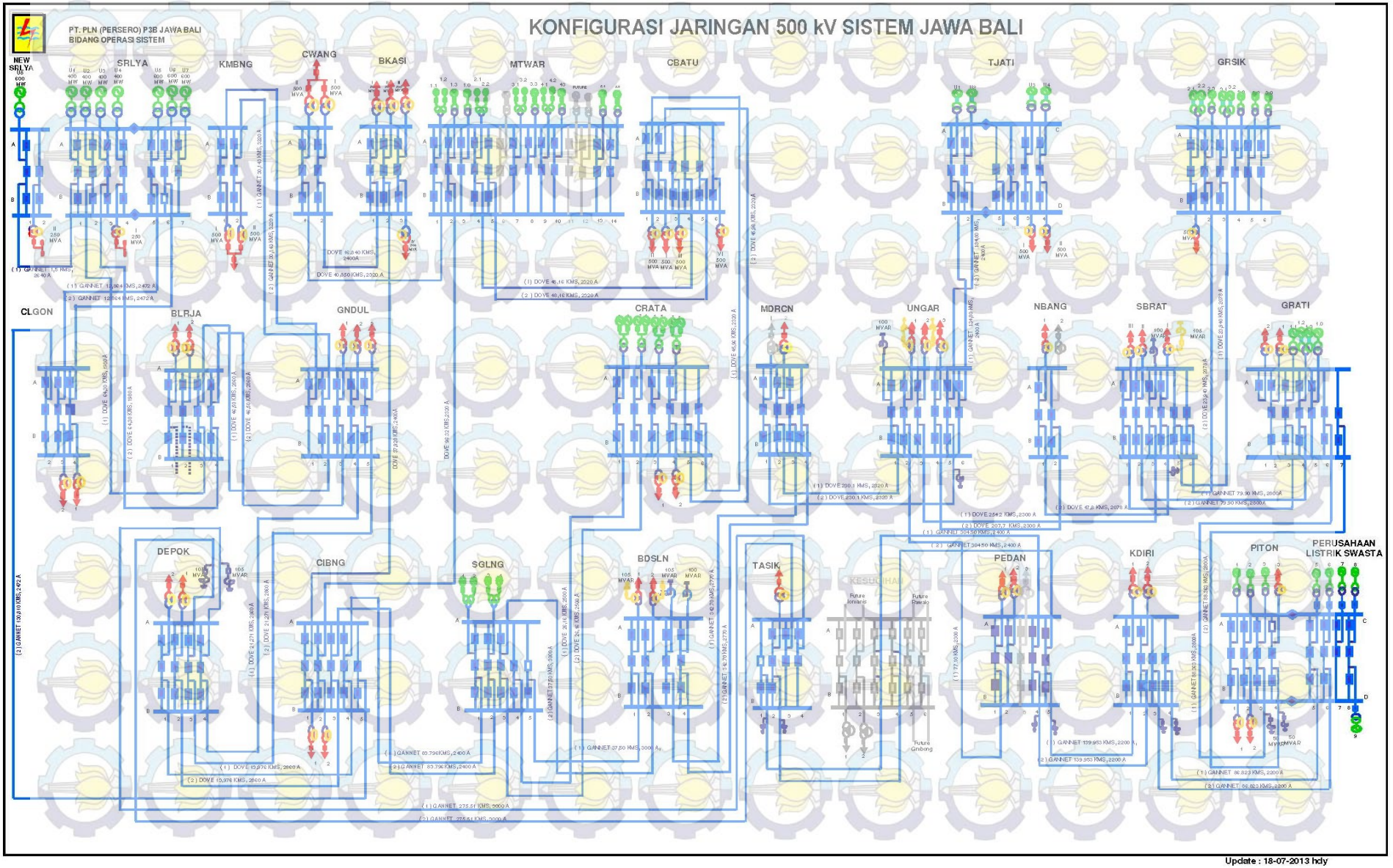
[15] *"Statistik PLN 2011"*, PT.PLN (Persero), Jakarta: 2011.

[16] *"Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2009-2018",* Jakarta: 2009.

[17] *"Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2010-2019",* Jakarta: 2010.

[18] *"Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) 2011-2020",* Jakarta: 2011.
[19] *User Guide Microsoft office Excel*

LAMPIRAN


PT. PLN (PERSERO) P3B JAWA BALI
BIDANG OPERASI SISTEM
KONFIGURASI JARINGAN 500 kV SISTEM JAWA BALI
NEW SRLYA
SRLYA
KMBNG
CWANG
BKASI
MTWAR
CBATU
TJATI
GRSIK
CLGON
BLRJA
GNDUL
CRATA
MDRCN
UNGAR
NBANG
SBRAT
GRATI
DEPOK
CIBNG
SGLNG
BDSLN
TASIK
KESUGIHAN
PEDAN
KDIRI
PITON
PERUSAHAAN LISTRIK SWASTA
Update : 18-07-2013 hdy

———— Halaman ini sengaja dikosongkan ————

BIODATA PENULIS

Dadin, lahir di Garut pada tanggal 28 Desember 1990. Penulis menamatkan bangku Sekolah Dasar di SDN Cihikeu IV dan melanjutkan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 1 Bungbulang. Pada tahun 2005 penulis melanjutkan Sekolah Menengah Atas di SMAN 2 Tarogong Kidul-Garut. Penulis menyelesaikan studinya pada program Diploma dengan konsentrasi Teknik Elektronika - Politeknik Negeri Bandung pada tahun 2011, penulis juga aktif dalam berbagai kegiatan diantaranya Team Robotika POLBAN, Volley Ball, HME. Sebelum melanjutkan studinya di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, penulis pernah bekerja di PT.UNILEVER INDONESIA, Tbk. Hingga akhirnya pada awal tahun 2012 penulis melanjutkan studi Lintas Jalur di Jurusan Teknik Elektro dengan konsentrasi Teknik Sistem Tenaga Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis dapat dihubungi melalui alamat email: dadin.doank90@gmail.com

---------- Halaman ini sengaja dikosongkan ----------