



TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV
DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN MENGGUNAKAN
METODA SEGMENTASI**

Achmad Reza Rahmadhan
2211 106 077

Dosen Pembimbing
Prof.Dr.Ir. Adi Soeprijanto, M.T.
Dr.Eng Rony Seto Wibowo ST.,MT

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



FINAL PROJECT -TE 141599

**STUDY OF POWER SYSTEM RELIABILITY
IN EAST JAVA 150 KV POWER SYSTEM
USING SEGMENTATION METHOD**

Achmad Reza Rahmadhan
2211 106 077

Counsellor Lecturer
Prof.Dr.Ir. Adi Soeprijanto, M.T.
Dr.Eng Rony Seto Wibowo ST.,MT

ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Technology Industry
10 November Technology of Institute
Surabaya 2015

**STUDI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV
DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN
MENGUNAKAN METODA SEGMENTASI**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna 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

Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
NIP. 196404051990021001

Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP. 197411292000121001



STUDI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN MENGUNAKAN METODA SEGMENTASI

Achmad Reza Rahmadhan
2211 106077

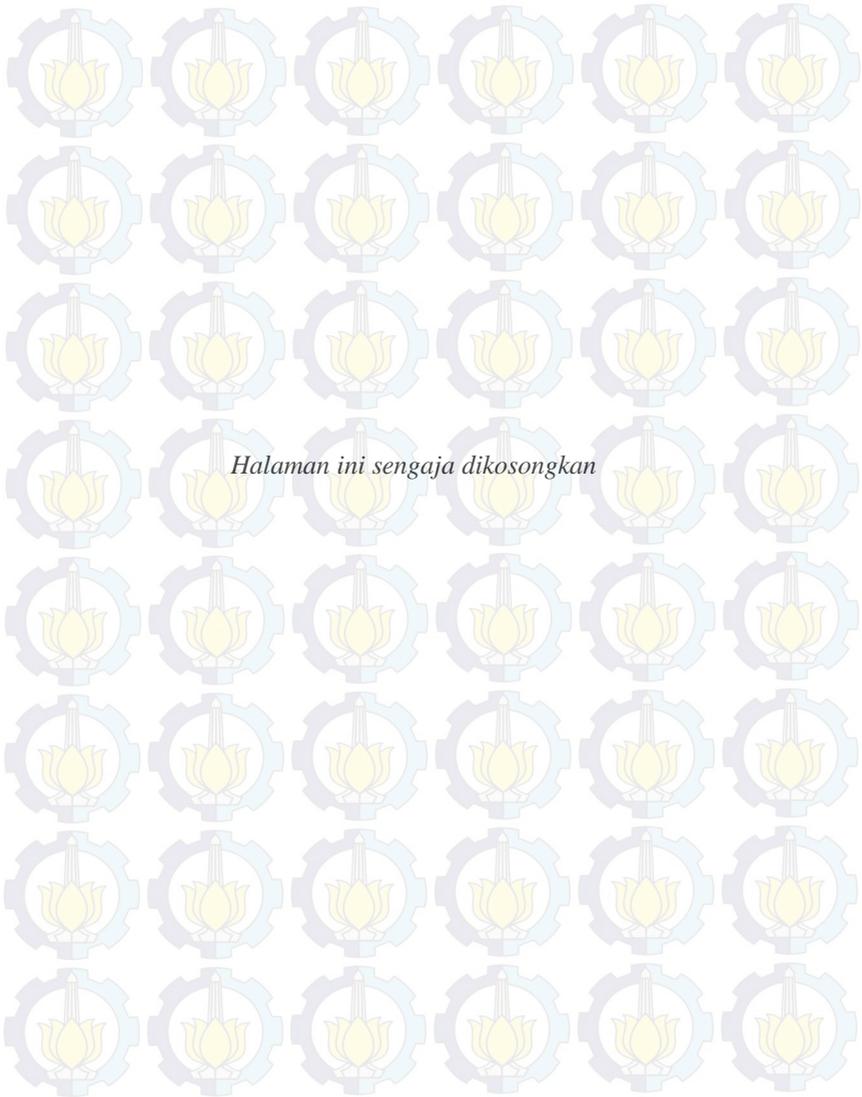
Dosen Pembimbing I: Prof.Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dosen Pembimbing II:Dr. Eng. Rony Seto Wibowo ST., MT.

Abstrak :

Untuk menjaga kontinuitas pelayanan demi melayani kebutuhan beban yang semakin besar perlu adanya sistem pembangkitan yang handal. Sedangkan unit-unit pembangkit dapat mengalami gangguan setiap waktu yang menyebabkan sistem tidak dapat beroperasi. Jika unit-unit pembangkit ini mengalami gangguan yang bersamaan sehingga daya yang disuplai berkurang yang menyebabkan sistem tidak cukup melayani beban maka yang akan terjadi sistem akan kehilangan beban.

Beban akan berubah sepanjang waktu, maka *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban puncak akan mempunyai pengaruh yang berbeda terhadap cadangan daya tersedia dibandingkan dengan *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban rendah. Pada tugas akhir ini akan dibahas mengenai keandalan sistem 150 KV di Krian Gresik, Jawa Timur dengan menggunakan metode segmentasi.

Kata kunci: *Studi Keandalan 150KV, Metoda segmentasi*



STUDY OF POWER SYSTEM RELIABILITY IN EAST JAVA 150 KV POWER SYSTEM USING SEGMENTATION METHOD

Achmad Reza Rahmadhan
2211 106077

Dosen Pembimbing I: Prof.Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dosen Pembimbing II:Dr. Eng. Rony Seto Wibowo ST., MT.

Abstract :

In order to serve the increasing load demand, reliable generating system is important. Each generating systems can be interference that may cause can not operate . If all generating units fault at same time , power supply can be reduced so that plants can not supply the load that causes the system to lose the load .

The load can be changed at any time , so the forced outage during peak loads will have a different effect on available power reserves compared to the forced outage during low load . In this final project will discuss the reliability of the 150 KV power system in East Java using segmentation method .

Kata kunci: *Study of Power System Reliability in Krian Gresik East Java 150 KV Power System, Segmentation Method*



KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul :

Studi Keandalan pada Sistem 150 KV di Wilayah Krian Gresik Jawa Timur dengan Menggunakan Metoda Segmentasi

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Besar harapan penulis agar Tugas Akhir ini dapat memberikan informasi dan manfaat bagi pembaca pada umumnya dan mahasiswa Jurusan Teknik Elektro pada khususnya.

Dalam penyelesaian Tugas Akhir ini penulis banyak mendapat bantuan, bimbingan, dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah melancarkan semua urusan saya dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua saya, Bapak Saiful rachman dan Ibu Elok Prasetyaningsih yang senantiasa memberikan dukungan, motivasi, nasehat dan doanya selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
3. Prof.Dr.Ir. Adi Soeprijanto, MT. selaku Dosen Pembimbing I serta Dr. Eng. Rony Seto Wibowo ST., MT., selaku Dosen Pembimbing II. Yang telah memberikan arahan, saran serta bimbingan kepada penulis selama pengerjaan Tugas Akhir dan selama perkuliahan di Teknik Elektro.
4. Teman-teman lintas jalur S1 yang selalu memberikan motivasi dan semangat yang sangat besar bagi penulis.
5. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan, yang juga memberikan banyak dukungan selama proses penyelesaian tugas akhir ini.

Dalam menyusun Tugas Akhir ini penulis telah berusaha untuk dapat menghasilkan karya terbaik, namun penulis merasa bahwa tugas akhir ini masih jauh dari sempurna dan banyak pengembangan yang mungkin masih bisa dilakukan. “Tidak ada gading yang tak retak”, oleh karena itu, penulis masih membuka diri untuk menertima kritik dan saran dari para pembaca sekalian guna pengembangan yang lebih baik

Surabaya, 20 Januari 2015



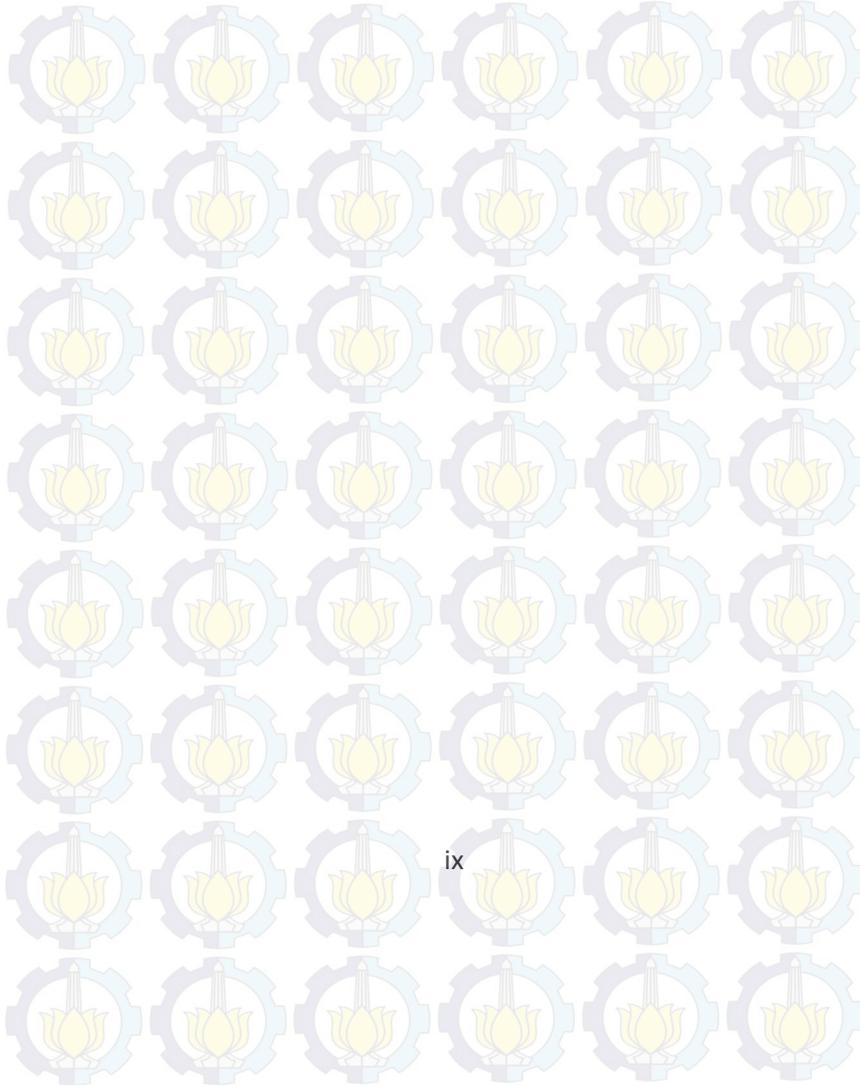
DAFTAR ISI

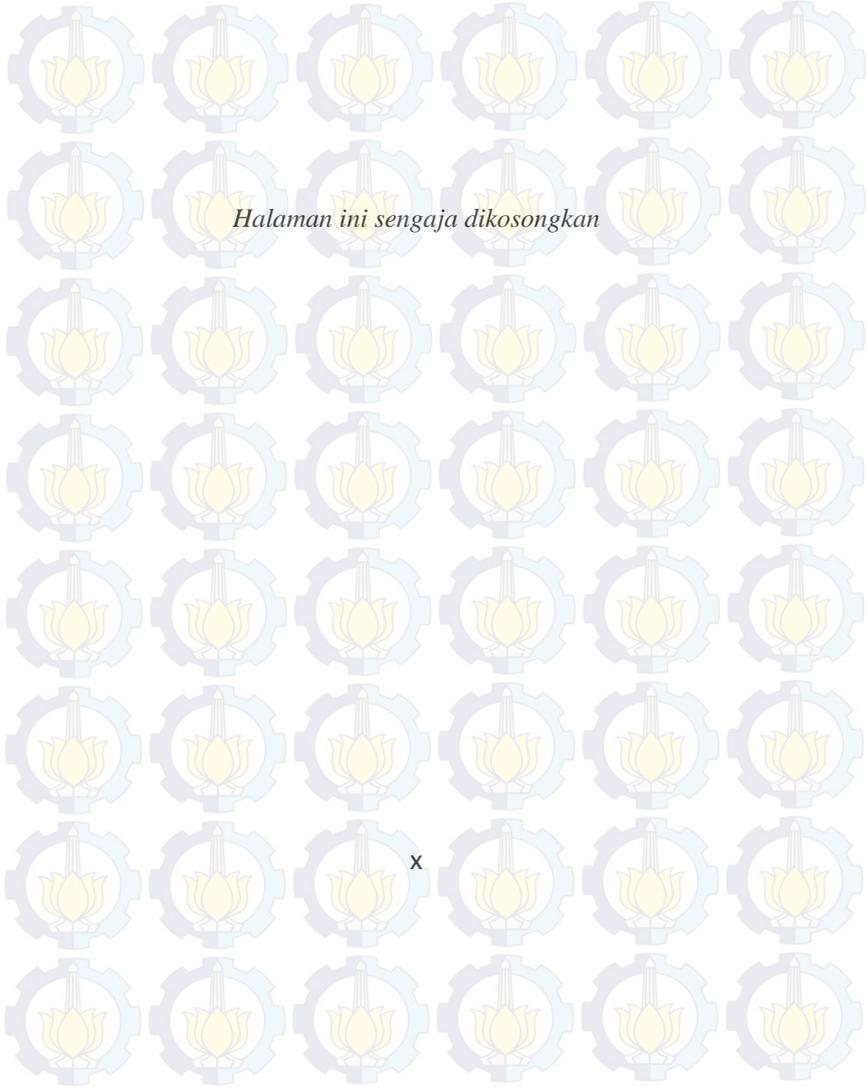
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika Pembahasan	3
1.7 Relevansi	4
BAB II DASAR TEORI	5
2.1 Konsep Keandalan	5
2.2 Keandalan dan Gangguan Sistem Tenaga Listrik	5
2.3 Model Probabilitas Unit-Unit Pembangkit	7
2.4 Keandalan Ketersediaan Daya dalam Sistem	8
2.5 Kemungkinan Kehilangan beban atau Loss of Load Probability	12
2.6 Cara Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik	15
2.7 Pengaruh Perhitungan Penambahan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem	21
2.8 Perhitungan Kemungkinan Kumulatif	22
2.9 Pengaruh Pengurangan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem	24
2.10 Metode Segmentasi Untuk Perhitungan LOLP	26
BAB III SISTEM 150 KV KRIAN GRESIK DI JAWA TIMUR ..	29
3.1 Pembangkit yang Terhubung Langsung pada Sistem 150 KV di Krian Gresik	29

3.2 Inter Bus Tranformer (IBT) 500/150 KV di Krian Gresik	30
3.3 Forced Outage Rate (FOR) Pembangkit.....	32
3.4.Beban Sistem 150 KV Krian Gresik.....	34
BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS	39
4.1 Kombinasi Pembangkit	40
4.2 Perhitungan Daya Beroperasi	41
4.3 Perhitungan Kombinasi Probability.....	42
4.4 Sorting serta Penggabungan Data.....	43
4.5 Perhitungan Kombinasi Probability Kumulatif	44
4.6 Kombinasi Penambahan Pembangkit	46
4.7 Penyajian Data Beban dan Segmentasi Sistem pada Kurva beban	47
4.8 Cara meningkatkan Keandalan Sistem	49
4.8.1 Memperkecil Nilai FOR pembangkit.....	50
4.8.2 Memperbesar Cadangan Daya.....	51
BAB V PENUTUP	53
5.1 Kesimpulan.....	53
5.2 Saran.....	53
DAFTAR PUSTAKA	55
LAMPIRAN	57
RIWAYAT HIDUP PENULIS	59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Model dua keadaan suatu komponen	7
Gambar 2.2	Kurva beban hari senin	13
Gambar 2.3	Kurva lama beban hari senin	13
Gambar 2.4	Kurva lama beban dan kapasitas daya tersedia dalam sistem	14
Gambar 2.5	Pengaruh Kenaikan beban sistem terhadap LOLP	20
Gambar 3.1	Kurva Beban Harian	36
Gambar 3.1	Kurva Lama Beban	37
Gambar 4.1	Flowcart Perhitungan LOLP	39
Gambar 4.2	Nilai LOLP	49





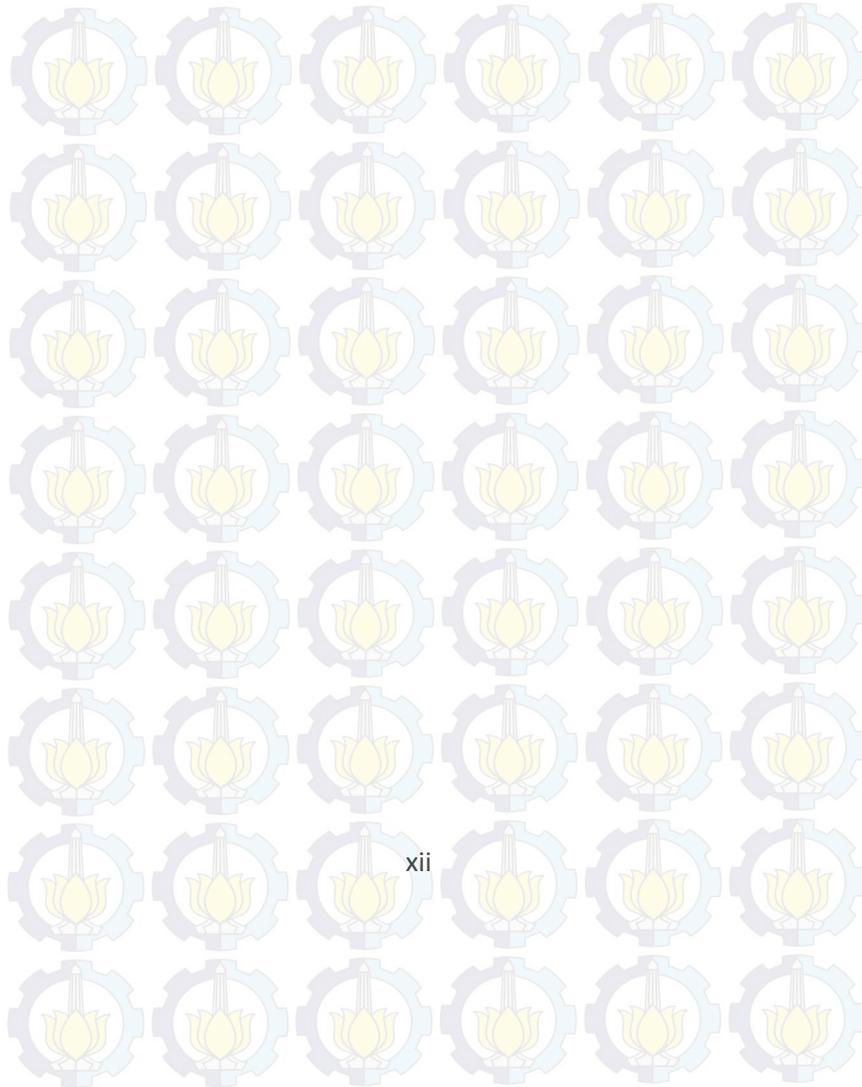
Halaman ini sengaja dikosongkan

x

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Contoh sistem yang mempunyai empat pembangkit	9
Tabel 2.2	Kemungkinan kombinasi empat pembangkit	10
Tabel 2.3	Nilai Kemungkinan dan besar daya outage	11
Tabel 2.4.1	Sistem yang terdiri dari 1 unit pembangkit	15
Tabel 2.4.2	Sistem yang terdiri dari unit ke 2 pembangkit	16
Tabel 2.4.3	Sistem yang terdiri dari unit 1 dan unit 2	16
Tabel 2.4.4	Tabel perbandingan sistem unit 1, unit 2 dan gabungan dari unit 1 dan unit 2	17
Tabel 2.4.5	Sistem yang terdiri dari unit 1, unit 2 dan penambahan unit 3	18
Tabel 2.4.6	Tabel perbandingan unit pembangkit dengan 2 unit dan 3 unit pembangkit	18
Tabel 2.5	Sistem dengan 4 unit pembangkit	19
Tabel 2.6	Merupakan tabel 2.4.5 dalam x, P dan n	22
Tabel 2.7	Perhitungan kemungkinan terjadinya KW on Outage secara individual	23
Tabel 2.8	Kemungkinan kumulatif yang ditambahkan pada tabel 2.4.5	23
Tabel 2.9	Kemungkinan kumulatif yang ditambahkan pada tabel 2.5	25
Tabel 2.10	Kemungkinan kumulatif saat terjadi pengeluaran unit	24
Tabel 2.11	Perhitungan LOLP dengan metode segmentasi dengan sistem terdiri dari 4 unit pembangkit	27
Tabel 3.1	Pembangkit yang terhubung langsung pada sistem 150 KV di Krian Gresik	29
Tabel 3.2	IBT 500/150 KV di Krian Gresik, Jawa Timur	30
Tabel 3.3	Beban IBT 500/150 KV pada tanggal 1-7 Nov 2015	31
Tabel 3.4	Total pembangkit yang langsung terhubung dengan sistem 150 KV di Krian Gresik	32
Tabel 3.5	Nilai FOR dan 1-FOR setiap pembangkit	33
Tabel 3.6	Beban Sistem 150 KV di Krian Gresik Jawa Timur	34
Tabel 4.1	Matrik x	40
Tabel 4.2	Matriks Gen	41
Tabel 4.3	Hasil matriks daya yang beroperasi	42
Tabel 4.4	Matriks probability	43
Tabel 4.5	Hasil penggabungan antara daya, kombinasi dan probability	43

Tabel 4.6	Hasil gabungan matriks daya probability dan matriks Kombinasi setelah disorting.....	44
Tabel 4.7	Hasil simulasi dayasort	45
Tabel 4.8	Hasil Matriks eliminasi daya yang sama	45
Tabel 4.9	Hasil Probability Kumulatif	46
Tabel 4.10	Hasil penambahan IBT 500/150 KV	47
Tabel 4.11	Nilai LOLP tiap daya beroperasi	48



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Untuk menjaga kontinuitas pelayanan demi melayani kebutuhan beban yang semakin besar perlu adanya sistem pembangkitan yang handal. Sedangkan unit-unit pembangkit dapat mengalami gangguan setiap waktu dalam waktu bersamaan yang menyebabkan sistem tidak dapat beroperasi. Jika unit-unit pembangkit ini mengalami gangguan yang bersamaan sehingga daya yang disuplai berkurang yang menyebabkan sistem tidak cukup melayani beban maka yang akan terjadi sistem akan kehilangan beban. Hal ini menyebabkan sistem dipaksa melepaskan beban sehingga terjadi pemadaman sistem.

Beban akan berubah sepanjang waktu, maka *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban puncak akan mempunyai pengaruh yang berbeda terhadap cadangan daya tersedia dibandingkan dengan *forced outage* yang berlangsung pada saat-saat beban rendah[1]. *Forced outage* yang dapat diketahui dapat memberikan perhitungan kemungkinan terjadinya pemadaman sistem atau biasa disebut sebagai kemungkinan sistem kehilangan beban. Kemungkinan kehilangan beban ini merupakan resiko yang dihadapi dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik yang dapat diperhitungkan dari nilai indeks *Loss of Load Probability* (LOLP) atau probabilitas kehilangan beban.

Probabilitas kehilangan beban didefinisikan probabilitas yang menyatakan besar kehilangan beban dikarenakan kapasitas pembangkitan yang tersedia (*Availability Capacity*) sama atau lebih kecil dari beban sistem yang dinyatakan dalam hari per tahun. Dan salah satu cara untuk menghitung nilai LOLP untuk menentukan keandalan suatu sistem tenaga listrik menggunakan metoda segmentasi.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dijelaskan dalam tugas akhir ini adalah mengenai penggunaan metode segmentasi untuk menganalisa kehandalan sistem 150 KV di wilayah Krian Gresik, Jawa Timur untuk mencari nilai LOLP.

1.3 Batasan Masalah

Mengingat ruang lingkup yang luas, maka batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Wilayah yang dibatasi mencakup subsistem Krian Gresik di Jawa Timur.
2. IBT 500/150 KV yang menyuplai 150 KV di Krian Gresik, dianggap sangat handal atau tidak pernah terjadi gangguan.
3. Faktor-faktor yang mempengaruhi turunnya kemampuan pembangkit akibat kondisi operasi yang tidak normal tidak disertakan.

1.4 Tujuan

Adapun tujuan dari tugas akhir ini adalah mencari nilai LOLP pada sistem 150 KV di wilayah Krian Gresik yang diharapkan dapat dijadikan referensi untuk penelitian selanjutnya untuk pertimbangan cadangan daya yang tersedia sehingga dapat meningkatkan keandalan pada sistem 150 KV di wilayah Krian Gresik.

1.5 Metodologi

Metode dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini dilakukan cara:

1. Studi Literatur
Mencari bahan pembahasan yang berhubungan dengan judul tugas akhir ini melalui media elektronik (internet) dan media cetak (buku/paper).
2. Pengambilan data
Mengambil data berupa data pembangkitan, data beban dan data IBT 500/150 KV dan data laporan harian operasi beban dari sistem 150 KV di Krian Gresik.
3. Metoda Pengolahan Data
Mengolah data dengan menggabungkan berbagai data yang didapatkan sesuai dengan yang ada dilapangan untuk selanjutnya disederhanakan dan difokuskan pada simulasi sistem.
4. Simulasi
Membuat simulasi mengenai metoda segmentasi untuk kehandalan sistem 150KV di wilayah Krian Gresik dengan menggunakan software MATLAB serta memasukkan data yang ada.

5. Analisa Data

Dari simulasi yang dilakukan, maka didapatkan hasil yang akan dianalisa. Data yang akan dianalisa adalah nilai LOLP hasil dari simulasi pada program MATLAB.

6. Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan dan saran didapat setelah melakukan analisa data. Selain itu, akan diketahui nilai dari LOLP pada sistem 150 KV di Krian Gresik ini.

1.6 Sistematika Pembahasan

Sistematika penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. BAB I

Pada bab ini diuraikan mengenai latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika pembahasan dan relevansi dari tugas akhir.

2. BAB II

Pada bab ini berisi dasar teori yang menunjang pengerjaan tugas akhir. Bab ini meliputi teori tentang LOLP dan perhitungannya serta teori tentang metode segmentasi.

3. BAB III

Pada bab ini menjelaskan sistem 150KV di Krian Gresik, Jawa Timur yang meliputi jumlah pembangkit yang terhubung pada sistem 150KV serta kapasitas IBT 500/150KV. Kemudian mencari data sekunder dari gangguan unit-unit pembangkit berupa nilai FORnya.

4. BAB IV

Pada bab ini berisi hasil simulasi dan analisa dari data-data yang telah didapatkan sebelumnya pada bab III menggunakan software MATLAB R2013a. Setelah itu dijelaskan lebih detail tahapan-tahapannya.

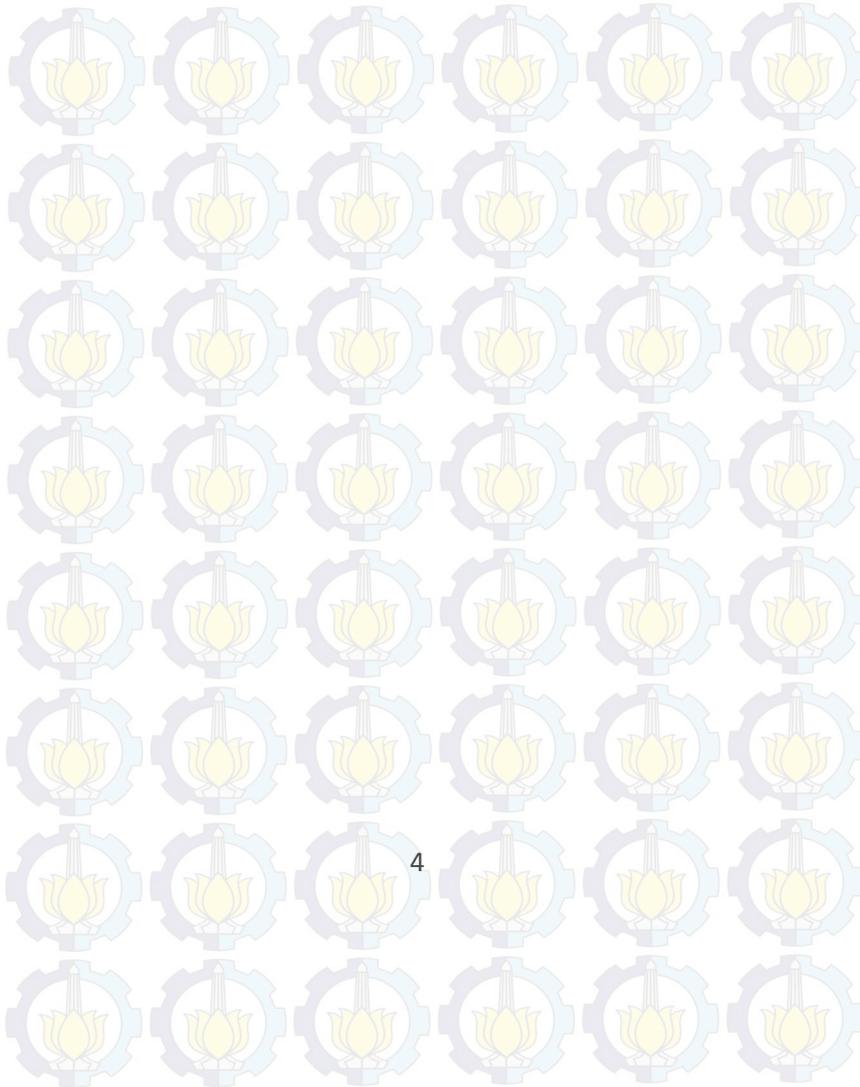
5. BAB V

Pada bab ini berisi kesimpulan dan saran berdasarkan hasil analisa dari simulasi yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Dengan didaptkannya hasil dari tugas akhir ini, diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

1. Sebagai bahan referensi atau pertimbangan bagi pihak pengembang sistem tenaga listrik tentang cara untuk meningkatkan keandalan sistem 150 KV di Krian Gresik.
2. Dapat digunakan untuk referensi atau rujukan pada penelitian selanjutnya.



BAB II

TEORI DASAR

2.1 Konsep Keandalan

Pengertian keandalan didefinisikan sebagai kemungkinan yang terjadi dari suatu sistem operasi tenaga listrik untuk beroperasi sesuai dengan yang direncanakan dalam keadaan waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Dalam konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidakterediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga.

Ketersediaan adalah perbandingan antara total waktu suatu sistem operasi tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dan berada dalam kondisi operasi tertentu dengan waktu total pengamatan. Ketidakterediaan adalah perbandingan antara waktu total suatu sistem tenaga listrik tidak beroperasi dengan waktu total pengamatan.

Misalkan dalam waktu pengamatan suatu sistem operasi selama setahun yaitu 8760 jam, dihasilkan waktu total sistem beroperasi dengan baik adalah selama 8000 jam, maka ketersediaan sistem tersebut dapat beroperasi adalah 8000 jam/tahun. Sedangkan ketidakterediaan dari sistem operasi tersebut adalah 760 jam/tahun. Jika diperhatikan, maka terdapat hubungan yang sangat erat antara keandalan dan ketersediaan suatu sistem operasi tenaga listrik.

2.2 Keandalan dan Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Tujuan dari sistem tenaga listrik adalah untuk membangkitkan energi listrik lalu kemudian mengirim dan menyalurkannya ke pengguna energi listrik. Oleh karena itu, keandalan sistem menjadi suatu hal yang penting. Keandalan disini adalah kemampuan sistem untuk menjalankan fungsinya dengan baik sesuai dengan yang direncanakan.

Pengertian ini dapat dibahas dari empat faktor, yaitu sebagai berikut :

a) Probabilitas

Peluang atau probabilitas dipergunakan untuk menentukan secara kuantitatif dari suatu keandalan. Kegagalan ataupun keberhasilan dari suatu peralatan/komponen/sistem merupakan keadaan yang tidak dapat diprediksi yang dapat ditentukan dari historis data peralatan tersebut pada masa lalu. Hal yang sama juga dapat dilihat dari beban sistem

tersebut. Perkiraan beban ditentukan dari historis dimasa lampau dan dengan tambahan perkiraan pertumbuhan beban untuk prediksi beban di masa depan.

b) Unjuk kerja

Unjuk kerja (performance) dari suatu peralatan merupakan kriteria kegagalan dari suatu peralatan/komponen/sistem pada saat beroperasi. Hal ini ditentukan dari standar-standar tertentu yang telah ditentukan sebelumnya.

c) Selang waktu pengamatan

Total waktu yang diamati pada suatu peralatan atau komponen sistem tenaga merupakan selang waktu pengamatan. Biasanya dilakukan pengamatan selama periode satu tahun. Pengamatan-pengamatan yang dilakukan terhadap peralatan dinilai dalam kurun waktu per tahun dan dianggap berlaku selama satu tahun, meskipun pengambilan datanya dilakukan dalam selang waktu lebih dari satu tahun. Oleh karena itulah, maka perhitungan keandalan dinilai dalam waktu per tahun.

d) Kondisi operasi.

Kondisi operasi merupakan kondisi dimana suatu peralatan/komponen sistem tenaga saat beroperasi. Kondisi operasi suatu peralatan dapat berbeda-beda. Sehingga penilaian suatu peralatan ataupun komponen listrik tidak dapat dipisahkan dari kondisi operasinya.

Pengertian gangguan sendiri adalah keadaan sistem operasi jika tidak dapat melaksanakan fungsi sebenarnya akibat dari suatu atau beberapa kejadian yang berhubungan langsung dengan sistem operasi tersebut. Meskipun suatu komponen atau peralatan dalam sistem operasi tenaga listrik mengalami gangguan, tidak serta merta menyebabkan terganggunya pelayanan penyaluran energi listrik dengan dilakukannya pemutusan. Gangguan ini dapat dibedakan menjadi dua :

a. Gangguan paksa

Gangguan paksa adalah gangguan yang disebabkan oleh kondisi tanpa diduga sebelumnya yang berhubungan langsung dengan sistem operasi yang mengakibatkan harus dilepaskannya sistem operasi tersebut dari sistem yang ada oleh suatu peralatan proteksi secara otomatis atau manual oleh manusia.

b. Gangguan terencana

Gangguan terencana adalah gangguan yang menyebabkan sistem operasi dikeluarkan dari sistem yang ada akibat dari perencanaan untuk

perawatan atau pemeliharaan komponen atau peralatan sistem operasi tersebut.

2.3 Model Probabilitas Unit-Unit Pembangkit

Keandalan suatu sistem tenaga listrik tergantung pada keandalan sistem pembangkitan, maka sistem pembangkitan sangat penting fungsinya dalam penyediaan tenaga listrik. Sistem pembangkitan itu terdiri dari berbagai jenis unit pembangkit yang kesemuanya mempunyai angka kegagalan yang tidak bias diprediksi sebelumnya.

Unit-unit pembangkit diklasifikasikan sebagai berikut :

1. Unit pemikul beban dasar

Unit-unit pemikul beban dasar dioperasikan dengan faktor kapasitas yang sangat tinggi (90% sampai 95%).

2. Unit pemikul beban menengah

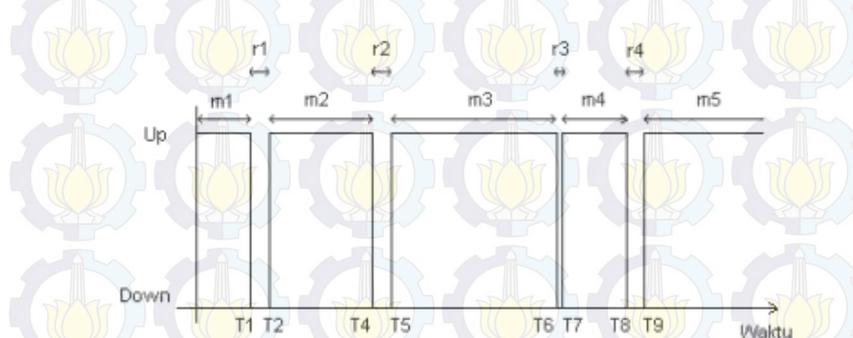
Unit-unit pemikul beban menengah dioperasikan dengan faktor kapasitas antara 30% hingga 75%.

3. Unit pemikul beban puncak

Untuk unit-unit pemikul beban puncak biasanya hanya dipakai selama permintaan beban puncak saja dengan faktor kapasitas antara 5% hingga 10%.

Unit-unit pemikul beban menengah dan beban puncak biasanya komponen-komponennya didesain untuk waktu operasi di bawah waktu kerja penuhnya. Jika dioperasikan melebihi waktu yang telah ditentukan, maka akan menaikkan biaya perawatannya.

Satuan pembangkitan dapat menempati keadaan state “up” atau “down”, atau dalam kata lain “available” atau “not available”.



Gambar 2.1 Model Dua Keadaan Suatu Komponen.

Keterangan :

m : durasi komponen beroperasi (TTF)

r : durasi perbaikan komponen (TTR)

Keadaan state “up” adalah keadaan ketika komponen beroperasi dan state “down” adalah keadaan ketika suatu komponen sedang dalam keadaan tidak beroperasi. Selang waktu antara T_0 dan T_1 atau T_2 dan T_4 adalah waktu beroperasi dari peralatan tersebut dan merupakan durasi dari state “up”. Sedangkan selang waktu antara T_1 dan T_2 atau T_4 dan T_5 adalah waktu perbaikan dari komponen tersebut dan merupakan durasi state “down”. Durasi dari state “up” disebut juga Time To Failure (TTF) sedangkan durasi dari state “Down” disebut Time To Repair.

Pengertian ketersediaan masih merupakan gambaran keandalan, mengingat sering dan lamanya pemeliharaan menyatakan sampai sejauh mana suatu satuan pembangkit mampu beroperasi sebagaimana yang diinginkan. Apabila pemeliharaan satuan-satuan pembangkit cenderung bersifat tak tentu dalam hal peninjauan dilakukan per tahun, maka ketersediaan merupakan pernyataan yang efektif untuk menilai probabilitas tersedianya satuan-satuan pembangkit selama setahun.

2.4 Keandalan Ketersediaan Daya Dalam Sistem

Menentukan seberapa handal sistem tenaga listrik mempunyai beberapa indeks. Salah satu indeks yang akan dibahas dan digunakan dalam tugas akhir ini adalah probabilitas kehilangan beban atau *Lost of Load Probability* (LOLP). Untuk melayani kebutuhan listrik pelanggan yang setiap tahun terus meningkat diperlukan ketersediaan daya yang cukup. Untuk memenuhi kebutuhan listrik tersebut dibutuhkan pembangkit-pembangkit yang terpasang dalam sistem dan kesiapan operasi unit-unit pembangkit tersebut. Faktor-faktor yang menyebabkan unit pembangkit tidak siap operasi seperti pemeliharaan rutin dan gangguan kerusakan pada komponen pembangkit.

Cadangan daya yang tersedia dan besar kecilnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam selang waktu satu tahun sangat mempengaruhi keandalan sistem pembangkit. Semakin kecil nilai FOR semakin menjamin ketersediaan cadangan daya sistem, hal ini berarti keandalan sistem akan semakin tinggi. Yang menjamin tersedianya (*availability*) daya dalam sistem bergantung beberapa faktor dibawah ini, yaitu :

- a. Besarnya nilai FOR (*Forced Outage Hours*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam waktu satu tahun.
- b. Besarnya cadangan daya yang tersedia (*availability*) dalam sistem.

FOR (*unavailability*) sendiri didefinisikan sebagai ukuran sering tidaknya unit-unit pembangkit mengalami gangguan. Dinyatakan dalam rumus sebagai berikut :

$$Unavailability (FOR) = \frac{\sum U_t}{\sum U_t + \sum U_b} \dots\dots\dots (2.1)$$

$$Availability (1-FOR) = \frac{\sum U_b}{\sum U_b + \sum U_t} \dots\dots\dots (2.2)$$

Ket :

U_t : jam unit terganggu

U_b : jam unit beroperasi

Dalam contoh kasus apabila pembangkit memiliki nilai FOR 0.03, hal ini menunjukkan kemungkinan pembangkit tersebut mengalami gangguan. Sedangkan kemungkinan pembangkit tidak mengalami gangguan (*availability*) adalah 1-FOR, yaitu sebesar 0.97 FOR menjadi parameter yang penting untuk melihat besarnya cadangan daya yang tersedia pada pembangkit.

Besar kecilnya nilai FOR pada pembangkit akan menentukan jaminan ketersediaan cadangan daya. Jika nilai FOR nya kecil, maka jaminan yang didapat akan tinggi, begitu juga sebaliknya. Sedangkan sebuah sistem tenaga listrik yang mempunyai beberapa pembangkit, tingkat jaminan ketersediaan daya dalam sistem akan bergantung pada komposisi pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik tersebut. Adapun contoh dibawah ini, dibahas sebuah sistem yang mempunyai empat unit pembangkit, yaitu :

Tabel 2.1 Contoh Sistem yang Mempunyai Empat Pembangkit [1].

Nomor Unit	Daya (KW)	FOR
1	500	0,01
2	1000	0,06
3	1000	0,06
4	1250	0,05

Persamaan yang menentukan banyaknya kombinasi kemungkinan yang terjadi dalam sistem operasi tenaga listrik adalah sebagai berikut :

$$\text{Banyaknya kombiasi} = 2^n \dots\dots\dots(2.3)$$

Ket :

n : Banyaknya jumlah pembangkit

Dalam contoh ada empat pembangkit $2^4 = 16$, maka kemungkinan kombinasi pembangkit yang terjadi adalah enam belas kemungkinan. Hal ini ditinjau dari sisi penyediaan daya. Setiap kombinasi pembangkit dapat dihitung FOR nya dengan tujuan mendapatkan kemungkinan terjadinya gangguan seperti contoh pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.2 Kemungkinan Kombinasi Empat Pembangkit.

No.	Unit Pembangkit				Besar Daya	Kemungkinan Yang Terjadi
	1	2	3	4		
1	1	1	1	1	0	$(1-0,01)(1-0,06)(1-0,05)=0,831026$
2	0	1	1	1	500	$0,01(1-0,06)(1-0,06)(1-0,05)=0,008394$
3	1	1	0	1	1000	$(1-0,01)0,06(1-0,06)(1-0,05)=0,053044$
4	1	1	0	1	1000	$(1-0,01)0,06(1-0,06)(1-0,05)=0,053044$
5	1	1	1	0	1250	$(1-0,01)(1-0,06)(1-0,06)0,05=0,043736$
6	0	0	1	1	1500	$(0,01)(0,06)(1-0,06)(1-0,05)=0,000536$
7	1	0	0	1	2000	$(1-0,01)0,06(0,06)(1-0,05)=0,003386$
8	1	1	0	0	2250	$(1-0,01)(1-0,06)(0,06)(1-0,05)=0,002792$
9	0	1	1	0	1750	$(0,01)(1-0,06)(1-0,06)0,05=0,000442$
10	0	1	0	1	1500	$(0,01)(1-0,06)(0,06)(1-0,05)=0,000536$
11	1	0	1	0	2250	$(1-0,01)(1-0,06)(0,06)(1-0,05)=0,002792$
12	1	0	0	0	3250	$(1-0,01)(0,06)(0,06)(0,05)=0,000178$
13	0	1	0	0	2750	$(0,01)(1-0,06)(0,06)(0,05)=0,000028$
14	0	0	1	0	2750	$(0,01)(0,06)(1-0,06)(0,05)=0,000028$
15	0	0	0	1	2500	$(0,01)(0,06)(0,06)(1-0,05)=0,000034$
16	0	0	0	0	3750	$(0,01)(0,06)(0,06)(0,05)=0,000002$

Ket :

- Jika unit bernilai (1), yaitu unit yang beroperasi.
- Jika unit bernilai (0), yaitu unit yang tidak beroperasi atau mengalami *outage*.

Dari kemungkinan yang terjadi pada tabel di atas akan didapat kemungkinan pembangkit yang akan mengalami *forced outage* serta besarnya nilai daya untuk sistem tersebut. Lebih jelasnya lihat tabel dibawah ini :

Tabel 2.3 Nilai Kemungkinan dan Besar Daya Outage.

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan
0	0,831026
500	0,008391
1000	0,106088
1250	0,043738
1500	0,001072
1750	0,000442
2250	0,005584
2500	0,000034
2750	0,000056
3250	0,001780

Jika sistem tersebut ditambah satu unit lagi dengan unit ke 5 dengan daya sebesar 1500 KW dan nilai FOR = 0,05 maka dengan cara yang sama akan didapatkan banyaknya kombinasi sebesar $2^5 = 32$ kombinasi yang akan terjadi. Pada tabel 2.2 adalah kombinasi kemungkinan terjadinya 16 kombinasi sebelum ditambah unit ke 5. Kemudian 16 kombinasi yang lain adalah setelah ditambahkan dengan unit ke 5. Sehingga ketika ditambahkan dengan unit ke 5 maka terdapat 32 kombinasi. Dengan FOR setiap kombinasi ini dapat dihitung kemungkinan terjadinya. Kemungkinan terjadinya 16 kombinasi sebelum penambahan unit ke 5 dikalikan dengan 1-FOR. Dan 16 kombinasi saat penambahan unit ke 5 dikalikan FOR unit tersebut.

Selanjutnya dari perhitungan ini dapat diisi kolom besarnya daya yang beroperasi, yaitu 16 kombinasi masing-masing pada tabel 2.2 dijumlah 1500KW dan 16 kombinasi yang lainnya dijumlah 0 KW.

Persamaan dari penjelasan diatas dapat dilihat persamaan di bawah ini :

$$Y_n = [(Y_{n-1} + X) \text{ dan } (Y_{n-1} + 0)] \dots\dots\dots(2.4)$$

Keterangan :

Y_n : Angka-angka yang menunjukkan besar daya beroperasi setelah ada unit ke-n.

Y_{n-1} : Angka-angka yang menunjukkan besar daya beroperasi sebelum ada unit ke-n
 X : Daya unit ke-n

Kemungkinan terjadinya daya setelah ada unit ke-n dalam persamaan 3 adalah :

$$P_n = [(Y_{n-1} + X) = P_{n-1} (Y_{n-1})(1 - q_n)] \dots\dots\dots(2.5)$$

$$P_n = [(Y_{n-1} + 0) = P_{n-1} (Y_{n-1})(1 - q_n)] \dots\dots\dots(2.6)$$

Keterangan :

- q_n : FOR untuk unit ke n.
- P_n : Kemungkinan terjadinya setelah ada unit ke-n
- P_{n-1} : Kemungkinan terjadinya sebelum ada unit ke-n

Persamaan-persamaan diatas digunakan untuk menghitung kemungkinan terjadinya setiap kombinasi daya yang terjadi yang kemungkinan sistem mengalami outage ketika ada penambahan n pembangkit. Kemungkinan nilai cadangan daya tersedia dalam sistem dapat dihitung sehingga kemungkinan besarnya nilai cadangan daya tersedia dalam sistem dapat dihitung. Jika cadangan daya tersedia dalam sistem kurang maka akan terjadi pemadaman dalam sistem. Begitu juga berlaku sebaliknya jika cadangan daya tersedia dalam sistem lebih maka akan menjamin ketersediaan daya dalam sistem.

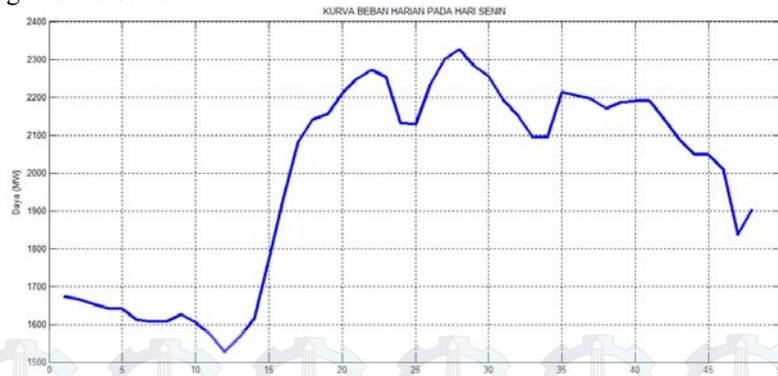
2.5 Kemungkinan Keilangan Beban (Loss of Load Probability)

Agar beban dapat terlayani unit-unit pembangkit bertugas menyediakan daya dalam sistem tenaga listrik. Unit pembangkit setiap waktu dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi.

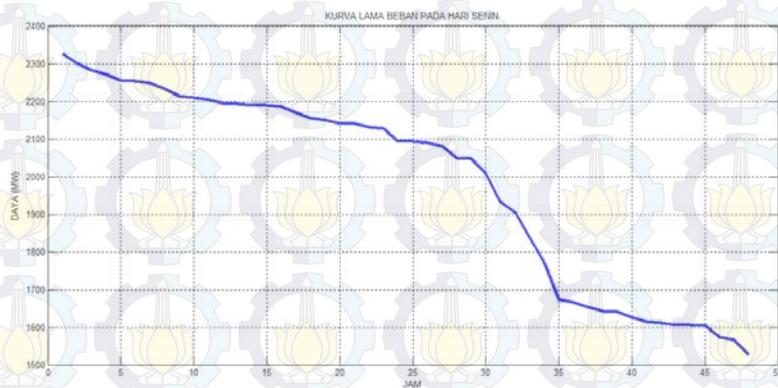
Jika beberapa unit pembangkit yang mempunyai kapasitas daya yang besar, mengalami gangguan secara bersamaan, maka ada kemungkinan bahwa daya tersedia dalam sistem berkurang sangat besar sehingga tidak cukup untuk melayani beban. Untuk itu terpaksa dilakukan pelepasan beban atau sistem terpaksa kehilangan beban sehingga terjadi pemadaman sistem.

Salah satu faktor yang menyebabkan pemadaman dalam sistem karena pelepasan beban adalah *forced outage*. *Forced Outage* ini dapat dihitung kemungkinan terjadinya sehingga dapat diperhitungkan kemungkinan terjadinya kehilangan beban atau pelepasan beban.

Adapun kurva beban dan kurva lama beban dapat ditunjukkan pada gambar dibawah ini.

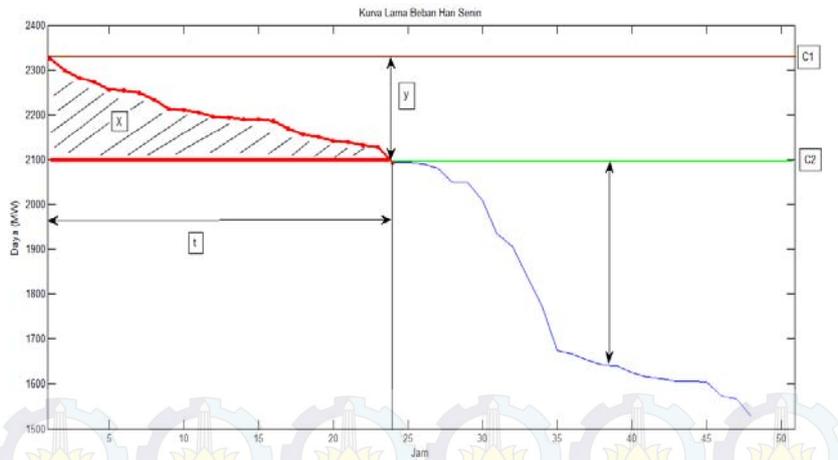


Gambar 2.2 Kurva Beban Hari Senin.



Gambar 2.3 Kurva Lama Beban Hari Senin.

Gambar 2.2 adalah kurva beban harian pada hari senin tanggal 1 November 2015. Terlihat kurva naik turun tergantung besar daya beban pada selang waktu tertentu. Dari kurva harian beban dapat buat kurva lama beban yang ditunjukkan pada gambar 2.3. Adapun hubungan antara kurva lama beban dengan daya yang tersedia dalam sistem dapat ditunjukkan pada gambar 2.4 dibawah ini.



Gambar 2.4 Kurva Lama Beban dan Kapasitas Daya Tersedia dalam Sistem

Keterangan :

- C1 garis warna coklat adalah kapasitas terpasang
- C2 garis warna hijau adalah kapasitas tersedia
- X daerah yang diarsir adalah besar daya yang tidak terpenuhi.
- y adalah kapasitas gangguan
- t adalah waktu terjadinya kehilangan beban

Dari gambar diatas yang dimaksud kapasitas tersedia C2 adalah kapasitas terpasang dikurangi kapasitas gangguan. Terlihat bahwa garis kapasitas daya tersedia memotong garis kurva lama beban, sehingga menimbulkan kehilangan beban selama waktu t. Sedangkan daerah x merupakan besarnya daya yang tidak dapat terpenuhi oleh sistem pembangkit akibat terjadinya gangguan sebesar y.

Kemungkinan sistem ‘kehilangan beban’ terjadi karena diberikan oleh faktor kemungkinan *forced outage* yang terjadi. Hal ini merupakan resiko yang dihadapi dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik.

Kemungkinan kehilangan beban atau *loss of load probability* yang disingkat LOLP. Dengan persamaan rumus dibawah ini :

$$LOLP = P \times t \dots\dots\dots(2.7)$$

Keterangan :

LOLP : Loss of load probability

P : kemungkinan daya beroperasi

t : waktu terjadinya daya beroperasi pada kurva lama beban.

LOLP dinyatakan dalam hari per tahun. Makin kecil garis daya tersedia makin kecil kemungkinan memotong kurva lama beban. LOLP dinyatakan dalam hari per tahun. Makin kecil garis daya tersedia harus makin kecil kemungkinan memotong kurva lama beban. Daya terpasang harus makin tinggi dan FORnya harus makin kecil. Hal ini diperlukan investasi yang besar untuk kualitas pembangkit yang baik.

2.6 Cara Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Cara menghitung keandalan sistem tenaga listrik dari sisi pembangkit secara khusus dijelaskan pada subbab ini. Pada subbab sebelumnya, yaitu subbab 2.4 telah dijelaskan tentang kombinasi pembangkit yang mungkin mengalami *forced outage* dalam sistem tenaga listrik dengan penambahan pembangkit. Sehingga kemungkinan besarnya daya yang mengalami *forced outage* juga dapat dihitung sesuai penambahan pembangkit dalam sistem. Pada subbab ini dijelaskan dari sisi besarnya daya yang mengalami *forced outage* ketika sistem mempunyai hanya satu pembangkit, dua pembangkit, tiga pembangkit dan seterusnya dengan menggunakan contoh kasus pada tabel 2.1.

- 1) Sistem 1 yang terdiri 1 unit dengan 500KW, $FOR_1 = 0,01$

Tabel 2.4.1 Sistem yang terdiri dari 1 Unit Pembangkit.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-FOR_1) = 0,99$
250	0
500	$FOR_1 = 0,01$

Pada tabel berikutnya besarnya daya diberi kenaikan sebesar 250 KW pada kolom KW on outage nya.

- 2) Sistem 2 yang terdiri dari 1 unit dengan 1000KW, FOR₂ 0,06

Tabel 2.4.2 Sistem yang terdiri Unit ke 2 Pembangkit.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_2) = 0,96$
250	0
500	0
750	0
1000	$\text{FOR}_2 = 0,06$
1250	0
1500	0

Dari tabel diatas dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Besarnya nilai dalam kolom KW on Outage bernilai nol jika tidak sama besarnya dengan nilai daya unit pembangkit.
- Besar nilai daya 0, kemungkinan terjadinya 1-FOR sebesar 0.94
- Besar nilai daya 1000 sama dengan besar daya unit pembangkit, kemungkinan terjadinya FOR sebesar 0,06.

- 3) Sistem yang terdiri dari unit 1 dan unit 2

Tabel 2.4.3 Sistem yang terdiri dari Unit 1 dan Unit 2.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_1) (1-\text{FOR}_2) = 0,9306$
250	0
500	$\text{FOR}_1 (1-\text{FOR}_2)=0,0094$
750	0
1000	$(1-\text{FOR}_1) \text{FOR}_2 = 0,0594$
1250	0
1500	$(\text{FOR}_1) (\text{FOR}_2)=0,0006$
TOTAL	1,0000

Dari tabel diatas dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Nilai awal pada kolom KW on Outage bernilai nol, kemungkinan terjadinya $(1-\text{FOR}_1) \times (1-\text{FOR}_2)$ sebesar 0,9306.

- b. Besar daya nilai KW on outage yang paling besar bernilai 1500 KW adalah penjumlahan dari nilai terbesar KW on Outage dari unit 1 dan unit 2, kemungkinan terjadinya $(FOR_1) \times (FOR_2)$ sebesar 0,0006.
- c. Kemungkinan terjadinya besar nilai KW on Outage antara 0 dan 1500 KW adalah sebagai berikut :
 - Tabel 2.4.3 bernilai =0 dengan syarat tabel 2.4.1 dan tabel 2.4.2 nilai KW on Outage nya sama-sama bernilai = 0.
 - Jika salah satu nilai KW on Outage dari tabel 2.4.2 atau 2.4.2 yang bernilai = 0, maka besar nilai KW on Outage pada tabel 2.4.3 nilainya sama dengan dari salah satu tabel yang nilainya tidak sama dengan nol kali $(1-FOR)$ dari unit tabel yang bernilai nol.

Dari ketiga tabel yang dijelaskan di atas dapat dilihat perbandingannya pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.4.4 Tabel Perbandingan Sistem Unit 1, Unit 2 dan Gabungan dari Unit 1 dan Unit 2.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi		
	Tabel 2.4.1	Tabel 2.4.2	Tabel 2.4.3
0	$(1-FOR_1) = 0,99$	$(1-FOR_2) = 0,96$	$(1-FOR_1) (1-FOR_2) = 0,9306$
250	0	0	0
500	$FOR_1 = 0,01$	0	$FOR_1 (1-FOR_2) = 0,0094$
750	0	0	0
1000	0	$FOR_2 = 0,06$	$(1-FOR_1) FOR_2 = 0,0594$
1250	0	0	0
1500	0	0	$(FOR_1) (FOR_2) = 0,0006$

Diatas adalah perhitungan sistem yang terdiri dari dua unit pembangkit. Jika sistem ini ditambah unit pembangkit yang ketiga sebesar 1000 KW dengan FOR 0,06 maka perhitungannya dapat dijelaskan sebagai berikut ini :

- 4) Sistem yang terdiri dari unit 1, unit 2 dan penambahan unit 3 sebesar 1000 KW dengan FOR 0,06.

Tabel 2.4.5 Sistem yang terdiri dari Unit 1, Unit 2 dan Penambahan Unit 3.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-FOR_1)(1-FOR_2)(1-FOR_3) = 0,874764$
250	0
500	$FOR_1(1-FOR_2)(1-FOR_3) = 0,008836$
750	0
1000	$(1-FOR_1)FOR_2(1-FOR_3)(1-FOR_1)(1-FOR_2)(FOR_3) = 0,111672$
1250	0
1500	$(FOR_1)(FOR_2)(1-FOR_3)(FOR_1)(1-FOR_2)(FOR_3) = 0,0001128$
1750	0
2000	$(1-FOR_1)(FOR_2)(FOR_3) = 0,003564$
2250	0
2500	$(FOR_1)(FOR_2)(FOR_3) = 0,000036$
TOTAL	1,0000

Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perbandingan kemungkinan terjadinya sistem yang sebelumnya 2 unit pembangkit menjadi 3 unit pembangkit setelah terjadi penambahan unit 3.

Tabel 2.4.6 Tabel Perbandingan Unit Pembangkit dengan 2 Unit dan 3 Unit Pembangkit.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi	
	Tabel 2.4.3	Tabel 2.4.5
0	$(1-FOR_1)(1-FOR_2) = 0,9306$	$(1-FOR_1)(1-FOR_2)(1-FOR_3) = 0,874764$
250	0	0
500	$FOR_1(1-FOR_2) = 0,0094$	$FOR_1(1-FOR_2)(1-FOR_3) = 0,008836$
750	0	0
1000	$(1-FOR_1)FOR_2 = 0,0594$	$(1-FOR_1)FOR_2(1-FOR_3)(1-FOR_1)(1-FOR_2)(FOR_3) = 0,111672$
1250	0	0
1500	$(FOR_1)(FOR_2) = 0,0006$	$(FOR_1)(FOR_2)(1-FOR_3)(FOR_1)(1-FOR_2)(FOR_3) = 0,0001128$
1750	0	0
2000	0	$(1-FOR_1)(FOR_2)(FOR_3) = 0,003564$
2250	0	0
2500	0	$(FOR_1)(FOR_2)(FOR_3) = 0,000036$

Dari tabel 2.4.6 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Besar nilai kw on Outage yang bernilai 0 dan 500 KW pada tabel 2.4.5 sama dengan KW on Outage pada tabel 2.4.3, tetapi pada tabel 2.4.5 kemungkinan terjadinya dikalikan dengan $(1-FOR_3)$.

- b. Apabila dalam sistem ada x unit yang mempunyai kapasitas yang sama, maka KW on Outage perhitungan kemungkinan terjadinya ada x unit yang nilai KW on Outage yang mengandung penjumlahan dari x suku.

Dari penjelasan-penjelasan diatas dapat disimpulkan sebagai berikut

$$\text{Tabel } n \text{ unit} = \begin{matrix} [\text{Tabel}(n-1) \text{ unit} + 0] \\ [\text{Tabel}(n-1) \text{ unit} + P_n] \end{matrix} \dots\dots\dots(2.8)$$

Dimana :

P_n : Kapasitas unit ke- n .

Sedangkan kolom kemungkinan terjadinya adalah

- Tabel (n-1) unit + 0 sama dengan $(1-\text{FOR}_n)$ dikalikan kemungkinan terjadinya tabel (n-1) unit.
- Tabel (n-1) unit + P_n sama dengan FOR_n dikalikan kemungkinan terjadinya tabel (n-1) unit.

Dari persamaan 7 dapat dihitung sistem 4 unit, dengan penambahan unit ke-4 nya dengan kapasitas 1250 KW dengan FOR 0,05. hasilnya dapat ditunjukkan dengan tabel dibawah ini :

Tabel 2.5 Sistem dengan 4 Unit Pembangkit.

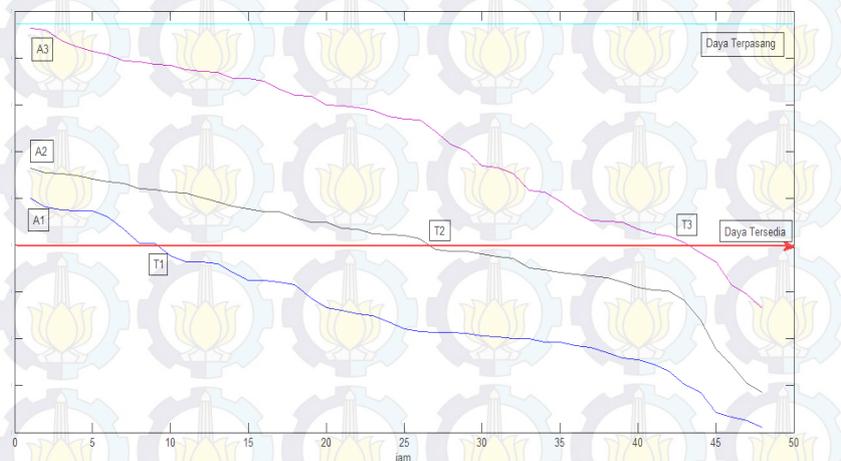
KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
0+0	$0,874764(1-\text{FOR}_4) = 0,831026$
250+0	0
500+0	$0,008836(1-\text{FOR}_4) = 0,008394$
750+0	0
1000+0	$0,111672(1-\text{FOR}_4) = 0,106088$
1250+0	0
1500+0	$0,0001128(1-\text{FOR}_4) = 0,001072$
1750+0	0
2000+0	$0,003564(1-\text{FOR}_4) = 0,003386$
2250+0	0
2500+0	$0,000036(1-\text{FOR}_4) = 0,000034$
0+1250	$0,874764(\text{FOR}_4) = 0,043738$
250+1250	0
500+1250	$0,008836(\text{FOR}_4) = 0,000442$
750+1250	0
1000+1250	$0,111672(\text{FOR}_4) = 0,005584$
1250+1250	0

Lanjutan **Tabel 2.5** Sistem dengan 4 Unit Pembangkit.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi
1500+1250	0,0001128(FOR ₄) = 0,000056
1750+1250	0
2000+1250	0,003564(FOR ₄) = 0,000178
2250+1250	0
2500+1250	0,000036(FOR ₄) = 0,000002

Pada tabel 2.5 hasil perhitungan kemungkina terjadinya tidak sama dengan tabel sebelumnya (tabel 2.4.6). Hal ini dikarenakan penambahan unit ke-4 sebesar 1250 KW pada tabel sebelumnya belum ada yang menyamai.

Dengan jumlah pembangkit tertentu dengan sistem tertentu dapat dihitung kemungkinan terjadinya *forced outage* dengan kapasitas KW atau MW tertentu. Menurut persamaan $LOLP = p \times t$, akan bertambah besar apabila unit pembangkit tidak ditambah ketika terjadi kenaikan beban. Hal ini dapat dijelaskan pada gambar grafik dibawah ini :



Gambar 2.5 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap LOLP.

Dari gambar diatas dapat dijelaskan sebagai berikut :

$LOLP_1 = p \times t_1$, dengan beban puncak A_1

$LOLP_2 = p \times t_2$, dengan beban puncak A_2

$LOLP_3 = p \times t_3$, dengan beban puncak A_3

Kurva lama beban menunjukkan pertambahan nilai t terhadap kenaikan beban sistem. Untuk beban tertentu yang harus dilayani dengan sistem tertentu dapat menjelaskan hubungan antara beban puncak dengan LOLP.

2.7 Pengaruh Perhitungan Penambahan Unit Pembangkit Terhadap Keadalan Sistem

Perkembangan kemungkinan terjadinya nilai KW on Outage ketika ada penambahan unit baru, yang dijelaskan pada tabel sebelumnya yaitu tabel 2.5 apabila :

- Misal x = besarnya nilai KW on Outage
- C_n = besarnya kapasitas saat ada penambahan unit baru, unit ke – n
- P_n = kemungkinan terjadinya outage untuk sistem (n-1) unit, sebelum ada unit baru, unit ke-n.

Jika dibandingkan pada tabel 2.4.5 dengan 3 unit, n=3 dan pada tabel 2.5 ada 4 unit, n=4 yang menjelaskan penambahan nilai P setelah unit ke n masuk kedalam sistem sebelumnya pada bagian kiri dan bagian kanan tabel.

Bagian kiri :

Menjelaskan hubungan antara sistem yang lama terdiri dari (n-1) unit dengan besarnya nilai kemungkinan terjadinya KW on Outage untuk besar nilai x KW dalam sistem dengan n unit, dengan persamaan sebagai berikut :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x).(1-FOR_n) \dots\dots\dots(2.9)$$

Bagian kanan :

Menjelaskan hubungan antara sistem lama yang terdiri dari (n-1) unit dengan besarnya nilai kemungkinan terjadinya KW on Outage untuk nilai (x+C_n)KW dalam sistem dengan n unit, dengan persamaan sebagai berikut :

$$P_n(x+C_n) = P_{n-1}(x).(FOR_n) \dots\dots\dots(2.10)$$

Misal (x+C_n)=y, maka x = y – C_n , sehingga persamaannya menjadi :

$$P_n(y) = P_{n-1}(y-C_n) \times (FOR_n) \dots\dots\dots(2.11)$$

Jika nilai $x=y$, persamaan diatas dapat menjadi :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x-C_n).(FOR_n) \dots\dots\dots(2.12)$$

Jumlah pada tabel kiri dan kanan untuk nilai x yang sama merupakan besar nilai kemungkinan terjadinya KW on Outage dalam sistem dengan n unit $P_n(x)$, sehingga persamaan berkembang menjadi :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x).(1-FOR_n) + P_{n-1}(x-C_n).(FOR_n)\dots\dots\dots(2.13)$$

Dibawah ini tabel 2.6 yang mengubah tabel 2.4.5 kedalam bentuk persamaan x,P dan n .

Tabel 2.6 Merupakan Tabel 2.4.5 dalam x, P dan n .

X KW	P_{n-1}	Kemungkinan Terjadi
0	0,9504	$P_{n-1}(1-FOR_n+0) = 0,874764$
250	0	0
500	0,00096	$P_{n-1}(1-FOR_n+0) = 0,008836$
750	0	0
1000	0,0594	$P_{n-1}(1-FOR_n+0) + P_{n-1}(1000-C_n)(FOR_n) = 0,111672$
1250	0	0
1500	0,0006	$P_{n-1}(1-FOR_n+0) + P_{n-1}(1500-C_n)(FOR_n) = 0,0001128$
1750	0	0
2000	0	$0 + P_{n-1}(2000-C_n)(FOR_n) = 0,003564$
2250	0	0
2500	0	$0 + P_{n-1}(2000-C_n)(FOR_n) = 0,000036$

2.8 Perhitungan Kemungkinan Kumulatif

Dalam subbab ini menjelaskan perhitungan kemungkinan kumulatif terjadinya *forced outage* dengan besaran nilai KW tertentu atau lebih. Sedangkan pada subbab sebelumnya perhitungan kemungkinan terjadinya KW on Outage dilakukan secara individual. Seperti pada contoh tabel 2.6 kemungkinan terjadinya KW on Outage dengan nilai 1500 KW merupakan kemungkinan terjadinya KW on Outage secara individual, sehingga :

Tabel 2.7 Perhitungan Kemungkinan Terjadinya KW on Outage secara Individual.

KW on Outage	Kemungkinan Terjadinya Individual
1750 KW	0
2000 KW	0
2250 KW	0,003564
2500 KW	0,000036
jumlah	0,003600

Dapat dilihat kemungkinan kumulatif terjadinya KW on Outage dengan nilai 1500 KW adalah sebesar 0,0036. sehingga didapat kemungkinan terjadinya outage sebesar 0 KW atau lebih selalu bernilai 1. Pada tabel 2.8 dijelaskan kemungkinan individual dan kemungkinan kumulatifnya, dimana KW on Outage yang bernilai 0 MW kemungkinan individual nya bernilai 0,874764 dan kemungkinan kumulatifnya selalu bernilai 1. Kemungkinan kumulatif setiap nilai KW on Outage selanjutnya dikurangi dengan kemungkinan individualnya. Tabel 2.8 dibawah ini adalah tabel 2.4.5 dengan penambahan kemungkinan kumulatif dengan sistem terdiri dari 3 unit. Masing-masing unitnya sebesar 500 KW, 1000 KW dan 1000 KW dengan FOR 0.01, 0.06 dan 0.06.

Tabel 2.8 Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan pada Tabel 2.4.5

KW on Outage	Kemungkinan Individual	Kemungkinan Kumulatif
0	0,874764	1,000000
250	0	0,125236
500	0,008836	0,125236
750	0	0,116400
1000	0,111672	0,116400
1250	0	0,004728
1500	0,0001128	0,004728
1750	0	0,0036
2000	0,003564	0,0036
2250	0	0,000036
2500	0,000036	0,000036

Tabel 2.9 adalah sistem yang mempunyai 4 unit pembangkit yang ditambah nilai kemungkinan terjadinya kumulatif yang diambil dari tabel 2.5.

Tabel 2.9 Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan pada Tabel 2.5

KW on Outage	Kemungkinan Terjadi	Kemungkinan Kumulatif
0	0,831026	1,000000
250	0	0,168974
500	0,008394	0,168974
750	0	0,160580
1000	0,106088	0,160580
1250	0,043738	0,054492
1500	0,001072	0,010754
1750	0,000442	0,009682
2000	0,003386	0,009240
2250	0,005584	0,005854
2500	0,000034	0,000270
2750	0,000056	0,000236
3000	0	0,000180
3250	0,000178	0,000180
3500	0	0,000002
3750	0,000002	0,000002

2.9 Pengaruh Pengurangan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem

Salah satu penyebab pengurangan unit pembangkit dalam sistem dikarenakan terjadi perencanaan pemeliharaan unit pembangkit dalam kurun waktu tertentu. Hal ini mempengaruhi keandalan sistem tersebut sehingga dapat dirumuskan untuk mencari $P_{n-1}(x)$ apabila $P_n(x)$ diketahui memakai persamaan (11) :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x) \cdot (1 - \text{FOR}_n) + P_{n-1}(x - C_n) \cdot (\text{FOR}_n)$$

$$P_{n-1}(x) = \frac{P_n(x) - P_{n-1}(x - C_n) \cdot (\text{FOR}_n)}{(1 - \text{FOR}_n)} \dots \dots \dots (2.14)$$

Dalam persamaan diatas $P_{n-1}(x - C_n)$ harus dicari terlebih dahulu dengan menggunakan kemungkinan terjadinya kumulatif sehingga nilai $P_{n-1}(x - C_n) = 1$, untuk $x < C_n$. sehingga nilai $x < C_n$ harus dicari nilainya terlebih dahulu. Lebih jelasnya melihat tabel 2.10 dibawah ini dengan mengambil contoh pada tabel 2.8.

Tabel 2.10 Kemungkinan Kumulatif saat Terjadi Pengeluaran Unit.

KW on Outage	P_n	P_{n-1}
0	1,000000	P _{n-1}= 1,000000
250	0,168974	$P_{n-1}(250) = \frac{P_n(250) - P_{n-1}(250 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,168974 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,125236$
500	0,168974	P _{n-1} (500).....=0,125236
750	0,160580	$P_{n-1}(750) = \frac{P_n(750) - P_{n-1}(750 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,160580 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,116400$
1000	0,160580	P _{n-1} (1000).....= 0,116400
1250	0,054492	$P_{n-1}(1250) = \frac{P_n(1250) - P_{n-1}(1250 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,054492 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,004728$
1500	0,010754	P _{n-1} (1500).....= 0,004728
1750	0,009682	$P_{n-1}(1750) = \frac{P_n(1750) - P_{n-1}(1750 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,009682 - 0,125236 \times 0,05}{0,95} = 0,0036$
2000	0,009240	$P_{n-1}(2000) = \frac{P_n(2000) - P_{n-1}(2000 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,009240 - 0,1164 \times 0,05}{0,95} = 0,0036$
2250	0,005854	$P_{n-1}(2250) = \frac{P_n(2250) - P_{n-1}(2250 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,005854 - 0,1164 \times 0,05}{0,95} = 0,000036$
2500	0,000270	$P_{n-1}(2500) = \frac{P_n(2500) - P_{n-1}(2500 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,000270 - 0,004728 \times 0,05}{0,95} = 0,000036$
2750	0,000236	$P_{n-1}(2750) = \frac{P_n(2750) - P_{n-1}(2750 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,000236 - 0,004728 \times 0,05}{0,95} = 0$

2.10 Metode Segmentasi Untuk Perhitungan LOLP

Definisi metode segmentasi adalah metode yang menerapkan fungsi kerapatan kemungkinan beban sebagai hasil dari pensamplingan beban tiap periode waktu yang digunakan. Besar beban dalam teori segmentasi ini akan dinyatakan sebagai variabel acak, sedangkan waktu untuk masing-masing besar beban akan dinyatakan dengan distribusi probabilitas. Fungsi kerapatan probabilitas hasil pensamplingan beban ini lalu dimasukkan ke dalam segmen-segmen kapasitas sisi pembangkitan untuk ditentukan momen ke-nol dan momen pertama. Metode ini didasarkan pada segmentasi seluruh unit pembangkit yang ada dalam sistem pembangkitan.

Metode segmentasi ini salah satu metode yang digunakan untuk menghitung LOLP. Dalam subbab sebelumnya telah dijelaskan bagaimana pengaruh penambahan dan pengurangan unit pembangkit dalam sistem terhadap terjadinya kemungkinan kumulatif Kw on Outage. Dari kurva lama beban dibandingkan dengan hasil-hasil yang didapat dengan persamaan-persamaan 2.7, 2.8, 2.9 untuk mendapatkan hasil dari nilai LOLP. Langkah-langkahnya adalah kurva lama beban yang telah dipotong oleh daya yang tersedia, kurva yang dibawah garis tersebut diisi oleh segmen-segmen kombinasi yang sesuai untuk beban tersebut sesuai dengan nilai terjadinya kemungkinan kumulatif yang kemudian dikalikan dengan waktu sampling beban bias dengan perjam atau persetengan jam sehingga didapatkan nilai LOLP.

Sebagai contoh nilai lama beban dan gambar kurva beban dibawah ini menunjukkan kemungkinan terjadinya KW on Outage yang diambil dari tabel 2.9 dengan sistem terdiri dari 4 unit pembangkit. Sehingga didapat persamaan LOLP sebagai berikut :

$$LOLP = \sum_{t=1}^{t=365} P(C < \text{Beban}). t \dots\dots\dots(2.15)$$

Dimana :

t : waktu dalam kurun 1 tahun, mulai 1 hari sampai 365 hari.

P(C<beban) : Kemungkinan terjadinya kumulatif kapasitas daya sistem < beban.

Tabel 2.11 Perhitungan LOLP dengan Metode Segmentasi dengan Sistem terdiri dari 4 Unit Pembangkit.

Unit yang Beroperasi	KW on Outage	KW yang Operasi	Kemungkinan Kumulatif	Beban \geq KW Operasi (hari/th)	LOLP dalam Hari per Tahun
-	0	3750	1,000000	0	= 0
1	500	3250	0,168974	0	= 0
2/3	1000	2750	0,160580	80	0,160580.80 = 12,85
4	1250	2500	0,054492	120	0,054492.120 = 6,54
1,2/1,3	1500	2250	0,010754	140	0,010754.140 = 1,51
1,4	1750	2000	0,009682	200	0,009682.200 = 1,94
2,3	2000	1750	0,009240	240	0,009240.240 = 2,22
2,4/3,4	2250	1500	0,005854	280	0,005854.280 = 1,64
1,2,3	2500	1250	0,000270	320	0,000270.320 = 0,09
2,4/1,3,4	2750	1000	0,000236	360	0,000236.360 = 0,09
2,3,4	3250	500	0,000180	365	0,000180.365 = 0,07
1,2,3,4	3750	0	0,000002	365	0,000002.365 = 0,0007
Jumlah =					26.9507

Pada tabel 2.11 adalah diambil dari pada tabel 2.9 tetapi nilai KW on Outage yang nilai kumulatif individual sebesar 0 tidak disertakan, dan kemungkinan kumulatif yang bernilai sama juga tidak disertakan. Untuk KW on Outage semakin besar nilai LOLPnya semakin kecil. Hal ini disebabkan kemungkinan kumulatifnya semakin kecil sehingga faktor kali dengan beban operasinya semakin kecil. Nilai KW on Outage dan KW yang beroperasi harus sesuai dengan keadaan sistem dengan unit yang mengalami outage sehingga seperti yang dijelaskan diatas nilai KW on Outage yang mempunyai nilai kumulatif individual bernilai 0 tidak dapat disertakan. Dan apabila ada kapasitas beban yang melebihi kapasitas KW operasi maka akan terjadi pelepasan beban atau *loss of load*.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III SISTEM 150 KV KRIAN GRESIK DI JAWA TIMUR

3.1 Pembangkit yang Terhubung Langsung pada Sistem 150 KV di Krian Gresik

Pada tugas akhir ini akan menjelaskan mengenai sistem kelistrikan 150 KV Krian Gresik di Jawa Timur. Inter Bus Transformer (IBT) 500/150KV yang menyalurkan daya dari sistem 500 KV ke sistem 150 KV dianggap sebagai pembangkit. Tetapi IBT ini mempunyai FOR sebesar 0 karena tidak pernah terjadi gangguan. Untuk lebih jelasnya lagi dijelaskan pada subbab selanjutnya. Berdasarkan lampiran pada single line diagram konfigurasi subsistem Jawa Timur 2015 dan data rencana pembangkitan PLN pada tanggal 3 Nopember 2015, pembangkit yang langsung terhubung pada sistem 150 KV Krian Gresik pada tabel 3.1 adalah sebagai berikut :

Tabel 3.1 Pembangkit yang terhubung langsung pada sistem 150 KV Krian Gresik [3].

No	PUSAT LISTRIK		DAYA TERPASANG (MW)	KEMAMPUAN (MW)
		BLOK		
1	PLTGU GRESIK			
		1.0	188,91	165,00
		1.1	112,45	95,00
		1.2	112,45	95,00
		1.3	112,45	95,00
TOTAL			526,26	450,00
2	PLTU GRESIK	1	100,00	92,00
		2	100,00	92,00
		3	200,00	189,00
		4	200,00	189,00
		TOTAL		
3	PLTGU GRESIK	3.1	112,45	105,00
		3.2	112,45	107,00
		TOTAL		

Dari tabel 3.1 adalah pembangkit thermis yang terhubung pada sistem 150 KV. Setiap blok pembangkit memiliki beberapa unit pembangkit. Total pembangkit thermis seluruhnya di krian gresik terdapat 10 buah pembangkit. Dan setiap pembangkit akan dihitung nilai FOR nya.

3.2 Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 KV di Krian Gresik

Inter Bus transformer atau IBT 500/150 KV yang termasuk dalam konfigurasi sistem kelistrikan 150 KV Krian Gresik diperlakukan sebagai sumber generator yang mensuplai daya dalam kapasitas tertentu ke sistem 150 KV di krian gresik jawa timur. Terdapat 2 buah IBT 500/150KV yang terbagi lagi menjadi 5 buah IBT 500/150KV yang lebih jelasnya dapat dijelaskan pada tabel dibawah ini :

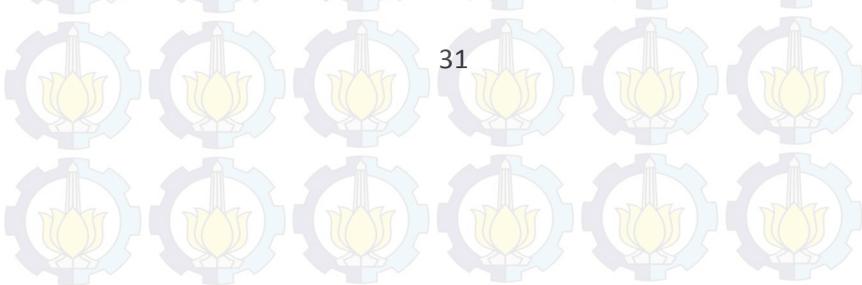
Tabel 3.2 IBT 500/150 KV di Krian Gresik, Jawa Timur [5].

LOKASI	MVA
GITET GRESIK 1	500
GITET KRIAN 1	500
GITET KRIAN 2	500
GITET KRIAN 3	500
GITET KRIAN 4	500

Seperti yang terlihat pada tabel 3.2, terdapat 2 buah IBT 500/150KV adalah satu buah IBT Gresik dan 4 buah IBT Krian atau biasa disebut IBT Surabaya Barat. IBT 500/150 KV dianggap menjadi sumber yang mensuplai pada sistem 150 KV. Adapun menurut Laporan Harian Pelaksana Operasi APB Jatim pada tanggal 1 November – 7 November 2015 didapatkan beban IBT saat mensuplai sistem 150 KV Krian Gresik adalah sebagai berikut :

Tabel 3.3 Beban IBT pada tanggal 1-7 Nov 2015 [4].

JAM	BEBAN SISTEM IBT (MW)						
	1 Nop	2 Nop	3 Nop	4 Nop	5 Nop	6 Nop	7 Nop
00.30	1041,817	1017,86	1092,057	1045,662	1108,933	1130,079	1015,826
01.00	1079,126	1010,483	1065,677	1068,017	1087,766	1201,102	998,1384
01.30	985,3419	1031,106	957,6524	1032,776	1096,863	1157,125	947,0795
02.00	1024,405	1034,451	1098,385	1057,973	1094,587	1288,036	964,5703
02.30	1016,859	991,3935	1057,899	1017,456	1144,386	1268,37	991,6847
03.00	955,4455	986,9254	1151,304	973,5403	1091,327	1228,839	976,0332
03.30	960,2375	950,1463	1128,928	927,3412	1134,101	1227,609	908,2852
04.00	957,8092	949,8983	1042,183	908,166	1117,555	1225,523	884,4452
04.30	1027,913	969,0863	990,3284	865,2745	1208,629	1237,111	818,7546
05.00	901,2924	969,4619	963,4112	893,8152	1126,56	1214,359	762,4738
05.30	830,6041	917,1747	985,7095	843,8425	1077,153	1154,908	542,6643
06.00	748,2245	910,5955	938,4784	913,0212	1001,379	1161,841	730,616
06.30	739,0317	962,1683	1027,204	927,884	1029,881	1115,363	815,669
07.00	733,4081	974,4027	1041,666	922,6432	1020,32	1189,686	764,3027
07.30	699,5554	1102,943	1243,549	1022,006	1078,363	1291,184	850,9663
08.00	663,2346	1233,992	1193,392	1096,003	1203,808	1270,503	869,5519
08.30	679,4925	1337,05	1169,643	1197,691	1090,465	1301,325	963,7854
09.00	715,3041	1325,274	1082,974	1137,893	1044,115	1280,762	895,1703
09.30	700,7741	1251,886	1150,828	1123,505	1003,558	1293,574	756,1997
10.00	758,7804	1274,41	1154,583	1214,061	1093,885	1285,153	794,3424
10.30	785,9732	1286,976	1089,114	1089,145	1029,917	1196,075	805,8512
11.00	772,8152	1314,163	1061,975	1249,616	1053,278	1206,348	812,1212
11.30	778,6952	1307,909	1076,635	1142,431	1048,613	1331,998	868,2055
12.00	737,3245	1305,766	1168,99	1285,038	1138,899	1147,141	839,6992
12.30	791,1724	1233,496	1288,072	1201,359	1049,861	1273,659	975,1941
13.00	765,3797	1256,981	1178,719	1205,797	1045,777	1231,712	946,505
13.30	786,2941	1149,29	1150,121	1120,125	1084,729	1149,781	911,5455
14.00	776,2352	1163,11	1154,871	1191,837	1105,204	1113,828	1062,451
14.30	763,6745	1133,105	1135,161	1120,567	1110,957	1091,187	1144,8
15.00	773,9089	1188,817	1092,654	1142,724	1177,023	1062,901	1191,147
15.30	755,4845	1271,544	1197,991	1052,987	1212,464	1119,449	1111,014
16.00	762,1845	1403,796	1196,656	1157,629	1233,857	1149,887	1115,514
16.30	750,1917	1367,562	1307,65	1061,079	1119,821	1094,847	1141,184
17.00	825,0524	1400,364	1321,575	1094,716	1113,951	1122,974	1112,336
17.30	893,9776	1217,401	1188,671	1086,165	1058,256	1189,122	1115,2
18.00	711,4925	1046,15	1070,03	1078,036	1057,276	1069,574	917,229
18.30	693,2081	1023,769	1092,391	1020,742	999,0484	1025,499	914,3735
19.00	724,7652	997,8027	995,2383	988,8511	1006,48	994,7163	860,4455
19.30	725,2089	1004,053	1046,53	1038,342	1040,617	995,8763	887,7263
20.00	723,5481	1024,897	995,689	1057,303	1069,503	1072,591	878,2775
20.30	798,7489	1040,859	905,914	1060,353	1172,232	1019,393	968,5898



Lanjutan **Tabel 3.3** Beban IBT pada tanggal 1-7 Nov 2015 [4].

JAM	BEBAN SISTEM IBT (MW)						
	1 Nop	2 Nop	3 Nop	4 Nop	5 Nop	6 Nop	1 Nop
21.00	880,2924	1148,001	925,5711	1112,737	1185,449	1035,175	998,015
21.30	973,1883	1135,076	985,4527	1043,016	1281,397	1049,085	984,5562
22.00	969,349	1105,593	1090,996	1117,535	1240,621	1087,336	1085,804
22.30	1015,843	1107,332	1119,124	1150,17	1157,944	1037,923	1060,417
23.00	966,0675	1216,282	1097,847	1143,96	1137,823	1063,909	1085,317
23.30	1029,347	1082,963	1110,554	1121,453	1120,778	1036,487	1042,06
24.00	1040,011	1126,935	1139,327	1197,088	1174,866	1105,08	1039,38
Rata - Rata	837,2519	1130,431	1098,32	1073,32	1105,839	1158,25	940,115

3.3 Forced Outage Rate (FOR) Pembangkit

Pada tabeli 3.4 dibawah ini adalah urutan pembangkit untuk sistem kelistrikan 150 KV di jawa timur. Dari setiap pembangkit akan dicari nilai FOR nya dan sesuai dengan metoda segmentasi akan dicari kombinasi setiap pembangkit yang sesuai beban sistem untuk mencari nilai LOLP.

Tabel 3.4 Total pembangkit yang langsung terhubung dengan sistem 150 KV di Krian Gresik.

NO.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)
1.	IBT 500/150KV	1663,00
2.	PLTGU GRESIK 1.0	165,00
3.	PLTGU GRESIK 1.1	95,00
4.	PLTGU GRESIK 1.2	95,00
5.	PLTGU GRESIK 1.3	95,00
6.	PLTU GRESIK 1	92,00
7.	PLTU GRESIK 2	92,00
8.	PLTU GRESIK 3	189,00
9.	PLTU GRESIK 4	189,00
10.	PLTGU GRESIK 3.1	105,00
11.	PLTGU GRESIK 3.2	107,00
TOTAL		2887,00

Kondisi-kondisi yang mempengaruhi nilai FOR pembangkit adalah saat kondisi pembangkit mengalami *Forced Outage* (FO), *Maintenance Outage* (MO), *Planned Outage* (PO), *Starting Failure* (SF), serta *Non Curtailment* (NC). Saat terjadi kondisi-kondisi ini dimana semakin lama waktu outage semakin besar nilai FOR nya yang menyebabkan cadangan sistem terganggu. Berdasarkan rangkuman lampiran II yang di dapat pada Laporan Harian Pelaksanaan Operasi APB Jatim selama satu tahun, dimulai pada tanggal 01 Desember 2014 – 30 Nopember 2015 diperoleh nilai FOR setiap pembangkit. Adapun hasil FOR setiap pembangkit yang terhubung langsung dengan sistem 150 KV Krian Gresik di tampilkan pada table 3.5 dibawah ini :

Tabel 3.5 Nilai FOR dan 1-FOR setiap pembangkit [3].

NO	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	FOR	1-FOR
1.	IBT 500/150KV	1663,00	0	1
2.	PLTU GRESIK 3	189,00	0,114149443	0,885850556
3.	PLTU GRESIK 4	189,00	0,14181439	0,85818561
4.	PLTGU GRESIK 1.0	165,00	0,034900727	0,965099272
5.	PLTGU GRESIK 3.2	107,00	0,068357826	0,931642173
6.	PLTGU GRESIK 3.1	105,00	0,107318923	0,892681077
7.	PLTGU GRESIK 1.1	95,00	0,029346963	0,970653036
8.	PLTGU GRESIK 1.2	95,00	0,066656276	0,933343723
9.	PLTGU GRESIK 1.3	95,00	0,087985215	0,912014784
10.	PLTU GRESIK 1	92,00	0,033228437	0,966771562
11.	PLTU GRESIK 2	92,00	0,269611217	0,730388782

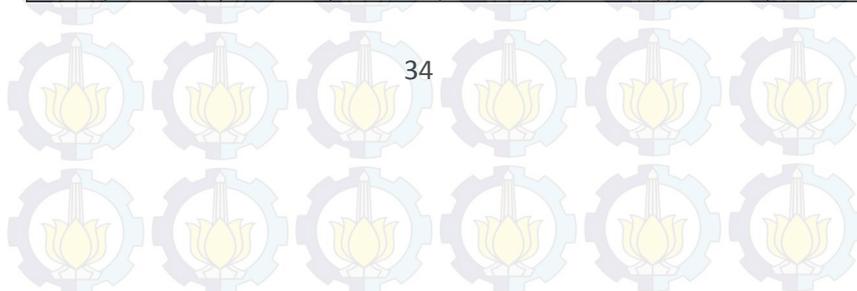
Dari tabel 3.5 diatas IBT 500/150KV dianggap sebagai pembangkit yang mensuplai daya ke sistem 500/150 KV Krian Gresik. FOR untuk IBT 500/150 KV bernilai 0 dikarenakan dalam satu tahun tidak terjadi gangguan yang menyebabkan padamnya IBT sehingga nilai FORnya dianggap 0. Untuk Nilai FOR terbesar ada pada PLTU Gresik 2 karena banyak mengalami *planned outage* yang mempengaruhi nilai FOR pembangkit.

3.4 Beban Sistem 150 KV Krian Gresik

Kurva beban harian menunjukkan beban. Kurva beban harian pada tugas akhir ini didapat pada data PLN Laporan Harian Pelaksanaan Operasi selama satu minggu pada tanggal 1 Nopember 2015 – 7 Nopember 2015.

Tabel 3.6 Beban Sistem 150 KV di Krian Gresik Jawa Timur [4]

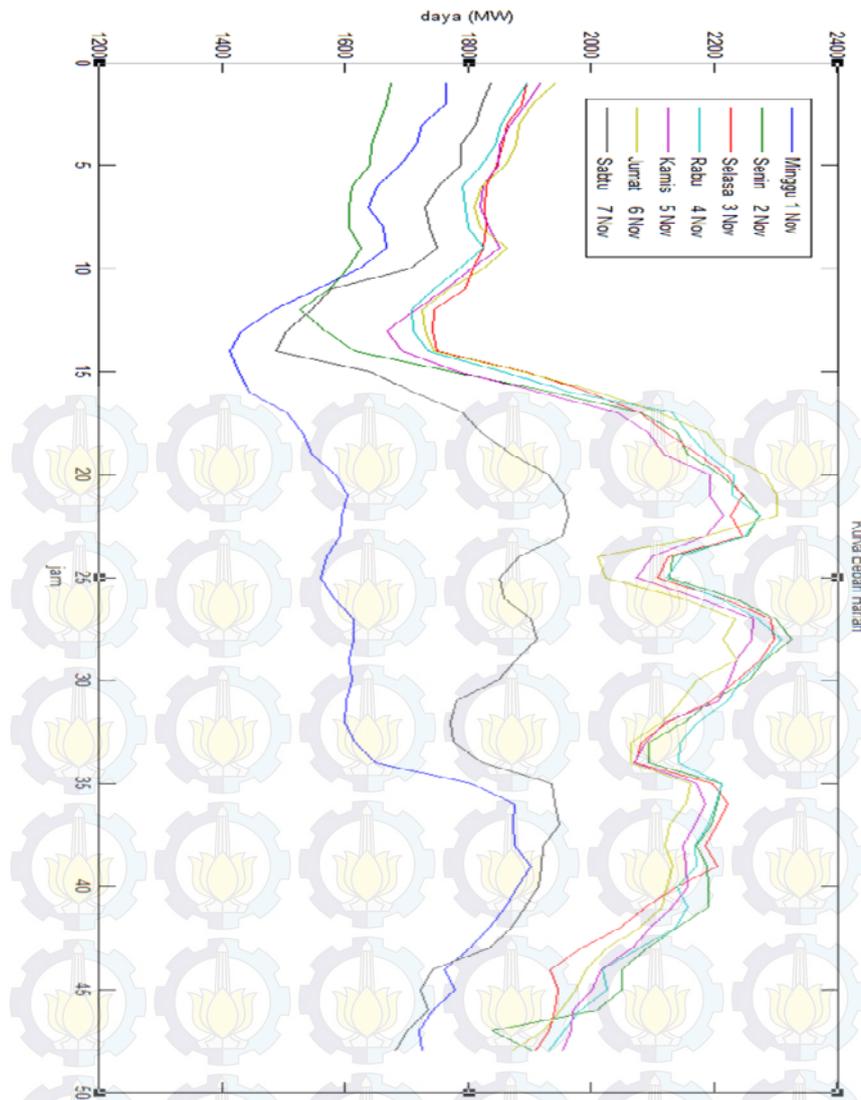
JAM	BEBAN SISTEM (MW)						
	1 Nop	2 Nop	3 Nop	4 Nop	5 Nop	6 Nop	7 Nop
00.30	1764,787	1673,27	1894,967	1895,642	1916,373	1940,719	1835,866
01.00	1763,436	1666,263	1886,297	1872,977	1895,116	1903,782	1821,618
01.30	1723,872	1654,176	1863,252	1853,996	1868,993	1882,725	1812,44
02.00	1716,245	1643,071	1855,865	1844,713	1851,107	1876,426	1787,79
02.30	1687,419	1640,583	1845,149	1821,636	1848,566	1859,86	1787,655
03.00	1652,316	1611,165	1829,554	1790,55	1824,327	1822,289	1750,793
03.30	1636,547	1607,156	1826,738	1795,661	1819,181	1810,749	1730,835
04.00	1661,559	1606,308	1829,663	1800,646	1833,315	1818,393	1737,655
04.30	1666,853	1625,866	1823,568	1823,114	1851,969	1863,701	1747,945
05.00	1621,862	1604,102	1806,201	1784,485	1805,46	1823,409	1704,604
05.30	1555,104	1573,365	1796,29	1744,963	1763,433	1769,458	1578,104
06.00	1485,534	1526,586	1743,668	1708,711	1714,799	1724,161	1544,396
06.30	1432,662	1566,918	1741,114	1710,534	1665,461	1729,213	1503,649
07.00	1411,088	1615,073	1748,446	1734,343	1694,21	1744,556	1486,223
07.30	1426,125	1772,293	1891,099	1854,726	1783,833	1890,004	1640,716
08.00	1443,045	1933,392	1995,122	1965,653	1913,278	2008,573	1710,022
08.30	1503,363	2080,79	2079,273	2131,421	2042,275	2111,285	1791,395
09.00	1531,794	2140,004	2121,744	2157,183	2093,285	2188,592	1822,93
09.30	1545,004	2155,336	2172,988	2188,395	2118,478	2217,004	1871,14
10.00	1585,38	2209,89	2219,483	2231,951	2193,935	2282,073	1931,312
10.30	1603,653	2248,526	2245,144	2228,335	2191,877	2302,975	1954,121
11.00	1593,595	2272,653	2226,635	2274,406	2213,848	2301,798	1963,451
11.30	1592,375	2253,249	2245,985	2247,951	2184,263	2182,538	1952,636
12.00	1570,074	2132,606	2124,37	2147,168	2098,699	2010,581	1882,609
12.30	1560,012	2128,436	2108,282	2122,069	2074,941	2022,489	1849,754
13.00	1582,29	2232,841	2215,709	2208,757	2175,157	2148,162	1859,325
13.30	1614,544	2300,04	2292,251	2271,355	2263,679	2234,981	1902,006
14.00	1614,175	2325,63	2295,771	2309,227	2260,194	2213,568	1911,101
14.30	1605,844	2282,775	2275,251	2280,897	2236,227	2235,907	1877,41
15.00	1611,059	2255,207	2235,944	2244,764	2224,393	2170,011	1849,557
15.30	1600,034	2193,944	2196,291	2221,567	2206,754	2146,269	1781,544
16.00	1599,724	2150,836	2125,266	2173,289	2119,807	2114,887	1771,294
16.30	1615,352	2094,052	2080,11	2143,289	2088,071	2065,137	1775,264
17.00	1649,502	2094,424	2071,285	2141,396	2069,241	2064,614	1823,876



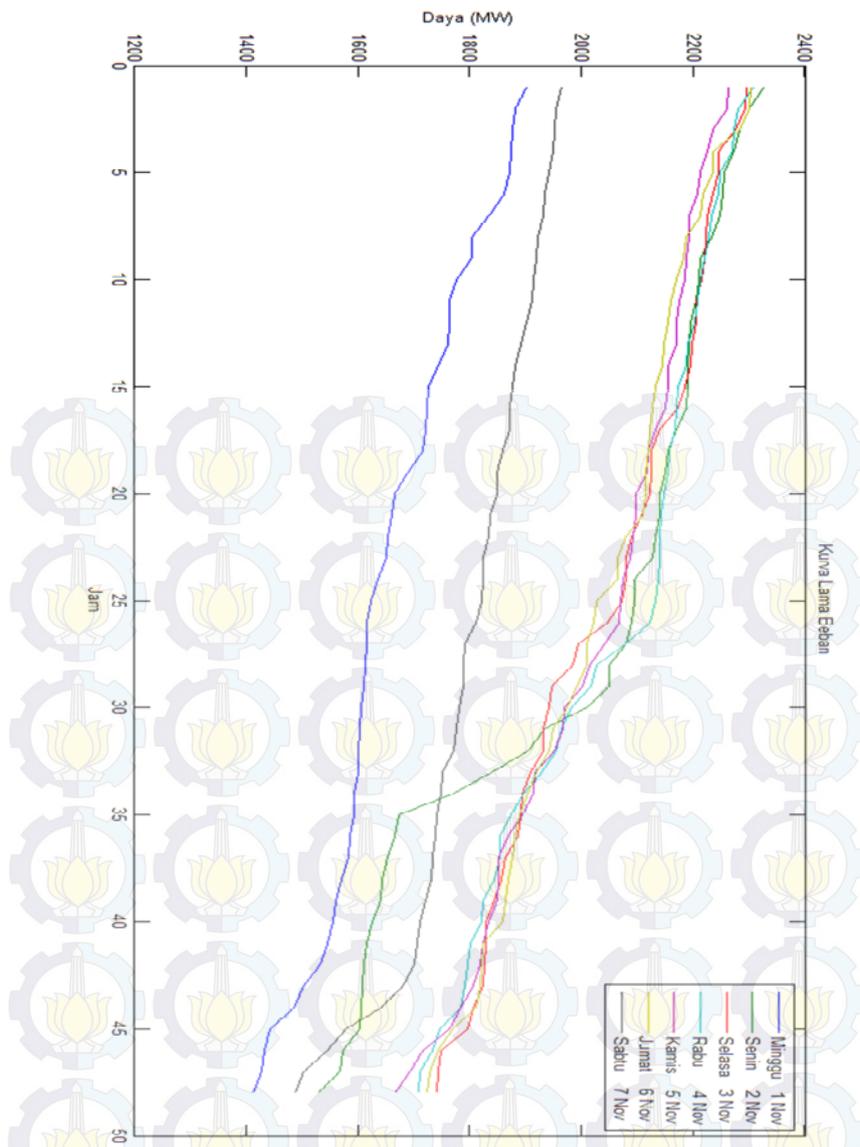
Lanjutan **Tabel 3.6** Beban Sistem di Krian Gresik Jawa Timur [4].

JAM	BEBAN SISTEM (MW)						
	1 Nop	2 Nop	3 Nop	4 Nop	5 Nop	6 Nop	7 Nop
17.30	1803,758	2213,311	2198,651	2212,075	2170,886	2160,832	1934,74
18.00	1876,023	2205,08	2222,93	2203,226	2186,666	2154,664	1940,779
18.30	1872,648	2196,169	2204,361	2190,352	2169,108	2128,249	1948,613
19.00	1874,085	2169,753	2185,068	2168,651	2149,87	2119,646	1920,656
19.30	1900,799	2187,013	2205,73	2170,632	2155,057	2131,876	1918,276
20.00	1880,468	2189,817	2139,289	2139,793	2155,903	2122,511	1913,897
20.30	1860,259	2189,839	2089,614	2155,273	2132,602	2114,813	1891,87
21.00	1834,462	2140,601	2047,101	2137,567	2096,699	2079,195	1871,245
21.30	1803,598	2089,806	1984,463	2079,976	2066,707	2026,105	1833,196
22.00	1761,179	2049,213	1932,806	2017,045	2014,671	1992,676	1741,614
22.30	1777,273	2048,972	1945,974	2026,29	2002,404	1973,823	1721,327
23.00	1742,597	2009,092	1941,757	1982,77	1969,463	1950,309	1733,917
23.30	1720,857	1837,853	1930,814	1954,483	1966,418	1920,217	1701,67
24.00	1725,561	1905,155	1908,977	1930,158	1951,856	1870,11	1680,9
RATA - RATA	1659,579	1985,469	2034,298	2043,626	2022,768	2025,54	1802,161

Pada tabel 3.6 diatas merupakan kebutuhan beban sistem di Krian Gresik. Beban tersebut disuplai oleh 10 pembangkit dan IBT yang berada di Krian Gresik. Di lihat dari rata-rata beban sistem, beban yang paling tinggi pada hari rabu tanggal 4 Nopember 2015 dengan beban sebesar 2043,626 MW. Dan yang paling rendah pada hari minggu tanggal 8 Nopember 2015 sebesar 1659,579 MW. Berdasarkan data beban sistem pada tabel 3.6 adalah total antara data beban IBT dan beban pembangkit dan dibuat gambar kurva beban harian serta kurva lama beban yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini :

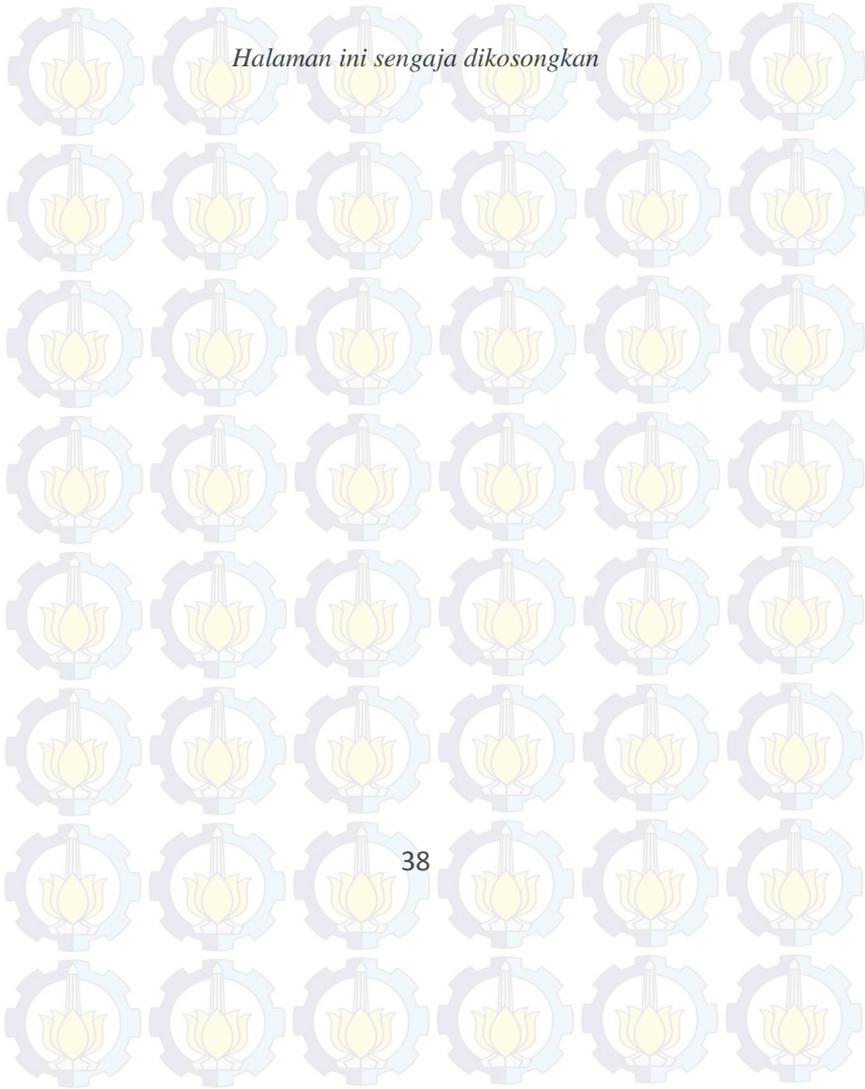


Gambar 3.1 Kurva Beban Harian



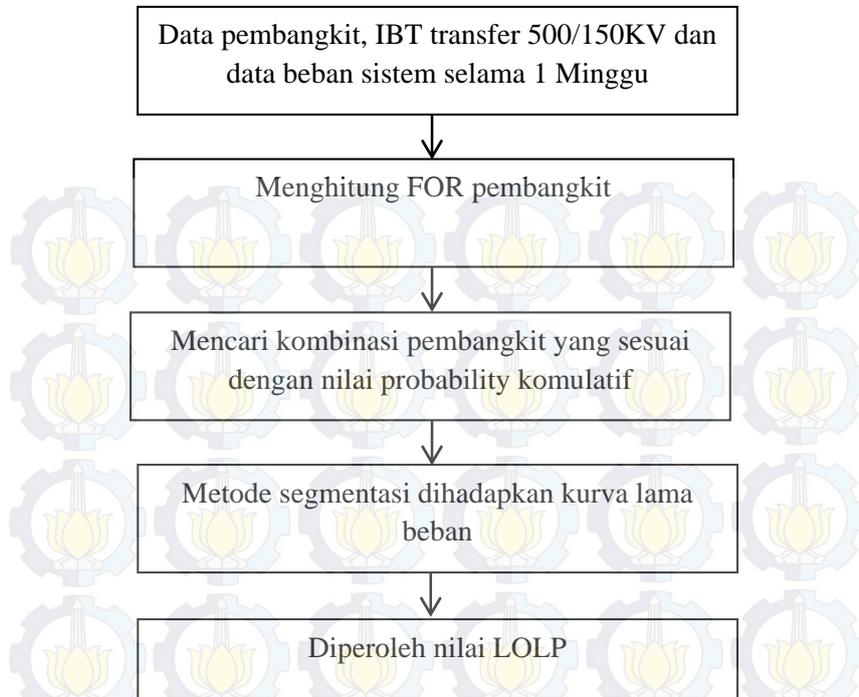
Gambar 3.2 Kurva Lama Beban

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS

Dalam bab 4 ini akan dilakukan perhitungan prediksi nilai LOLP dengan menggunakan metode segmentasi yang telah dijelaskan sebelumnya pada bab 2. Flowchartnya dapat dijelaskan sebagai berikut :



Gambar 4.1 Flowchart Perhitungan LOLP.

Data dalam tugas akhir ini adalah data pembangkit, IBT 500/150KV, data beban selama satu minggu setelah itu dilakukan simulasi pada program matlab R2013a. Tahapan dalam simulasi ini adalah :

- Kombinasi setiap pembangkit
- Probabilitas setiap kombinasi pembangkit
- Simulasi daya beroperasi

- d. Mensortir dan menggabungkan data
- e. Simulasi probabilitas kumulatif
- f. Penambahan pembangkit
- g. Mendapatkan nilai LOLP

4.1 Kombinasi Pembangkit

Dalam subbab ini akan ditunjukkan hasil dari simulasi menggunakan running program matlab tiap kombinasi pembangkit. Data yang dikombinasikan sebanyak 10 pembangkit. dan IBT 150KV tidak disertakan dalam proses simulasi pada program karena nilai FOR IBT =0. Hal tersebut ditambahkan pada unit pembangkit sesuai teori penambahan pembangkit. Banyaknya kombinasi pembangkit dari 10 pembangkit di hitung seperti dibawah ini :

$$\text{Banyak kombinasi} = 2^{10} = 1024$$

Dari hasil simulasi pada gambar 4.1, variabel x merupakan hasil matrik yang disediakan untuk menampung hasil akhir susunan kombinasi pembangkit. Pada matrik a memiliki kolom berjumlah 11 dan baris berjumlah 1024. Kolom yang berjumlah 11 ini disediakan untuk jumlah total pembangkit ketika ada penambahan pembangkit, yaitu total pembangkit+1. Akan tetapi kolom ke 11 ini tidak digunakan. Hasil simulasi dari matrik x dapat dilihat pada gambar dibawah ini :

Tabel 4.1 Matriks x.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
5	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
9	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
10	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0

Sedangkan variabel y merupakan hasil matriks yang akan menyimpan sementara hasil konversi bilangan 1 sampai 1024 yang dikonversi menjadi bentuk biner. Hasil konversi matriks dalam bentuk biner ini dikalikan dengan matrik Gen untuk menghasilkan matriks daya yang beroperasi pada saat kombinasi tertentu. Kemudian hasilnya disimpan dalam matriks telah disiapkan bernama matrik jml. Pada gambar 4.2 diatas tabel x berisi matriks x berjumlah 1024×11 yang terdiri dari kombinasi 10 pembangkit sedangkan kolom 11 diabaikan karena untuk membuat prpgram berjalan.

4.2 Perhitungan Daya Beroperasi

Setiap kombinasi pembangkit menghasilkan daya yang dibangkitkan atau dioperasikan dan diurutkan yang nantinya dibuat segmen-segmen yang sesuai dengan kurva beban. Subbab ini akan menjelaskan perhitungan secara manual dan hasil running program untuk daya yang beroperasi setiap kombinasi pembangkitnya.

Perhitungan secara manual :

1. Dilihat berdasarkan simulasi dan perhitungan banyaknya kombinasi dengan menghasilkan matriks kombinasi sesuai pada subbab 4.1.
2. Membuat matriks Gen 10×1 , isinya sesuai urutan data kemampuan daya pembangkit.

Tabel 4.2 Matriks Gen.

No	Gen (10x1)
1	189
2	189
3	165
4	107
5	105
6	95
7	95
8	95
9	92
10	92

3. Selanjutnya matriks banyaknya kombinasi dikali matriks Gen. hasil perkalian matriks ini menghasilkan matriks baru 3×1 sebagai hasil perhitungan manual untuk daya yang beroperasi. Hasil simulasi programnya adalah :

Tabel 4.3 Hasil Matriks Daya yang Beroperasi.

No	jml (1024x1)
1	189
2	189
3	378
4	165
5	354
6	354
7	543
8	107
9	296
10	296

Dari tabel 4.3 didapatkan tabel jml berjumlah matriks daya 1024×1 . Matriks jml ini berasal dari perkalian antara matriks x dengan matriks Gen. hasil ini sesuai dengan perhitungan secara manual.

4.3 Perhitungan Kombinasi Probability

Dari hasil kombinasi pembangkit yang telah dihitung pada subbab 4.1, matriks x sebanyak 1024 kombinasi akan dihitung jumlah probabilitynya. Nilai dari probability didapatkan dari hasil perkalian antara matriks x dengan matriks FOR 10×1 jika kolom bernilai 0 atau matriks AV 10×1 jika bernilai 1. Nilai FOR dan AV dicantumkan pada listing program pada lampiran.

Hasil running simulasi probability dapat dilihat pada tabel 4.4 matrik probability yang berisi 1023×1 yang menjelaskan besarnya kemungkinan untuk setiap daya yang beroperasi dari setiap banyaknya kombinasi pembangkit.

Tabel 4.4 Matriks Probability.

No	prob (1023x1)
1	6.39079519972061e-12
2	1.85938299103746e-10
3	1.73129485259339e-11
4	2.11376037890634e-10
5	8.94860760693826e-11
6	6.62440809363417e-11
7	5.31587699754779e-11
8	8.70995272299280e-11
9	1.76722731155470e-10
10	5.03715124766256e-10

4.4 Sorting serta Penggabungan Data

Pada subbab ini menggabungkan dan mengurutkan data hasil dari simulasi pada subbab sebelumnya, yaitu subbab 4.1, subbab 4.2 dan subbab 4.3. Hal ini berdasarkan besar daya yang dimulai dari yang terendah menggunakan metode sorting pada matlab. Hal ini bertujuan untuk mempermudah untuk melakukan perhitungan probability kumulatif. Hasilnya dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.5 Hasil Penggabungan antara Daya, Kombinasi dan Probability.

total (1024x13 double)												
No	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
1	189	4.959541923436e-11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	189	3.867370918320e-11	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	378	3.001252207822e-10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	165	1.767227311554e-10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
5	354	1.371447162049e-09	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	354	1.069432409768e-09	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
7	543	8.299272163751e-09	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
8	107	8.709952722992e-11	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
9	296	6.759311530233e-10	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
10	296	5.27080227235948e-10	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0

Setelah dilakukan proses sorting hasil matriks ketiganya digabungkan dan hasilnya simulasinya ditampilkan pada total daya pada tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil Gabungan Matriks Daya Probability dan Matriks Kombinasi Setelah disorting.

totaldaya (1024x13 double)													
No	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0	6.390795199720e-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2	92	1.859382991037e-10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
3	92	1.731294852593e-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
4	95	2.113760378906e-10	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	95	8.948607606938e-11	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6	95	6.624408093634e-11	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
7	105	5.315876997547e-11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
8	107	8.709952722992e-11	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
9	165	1.767227311554e-10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	184	5.037151247662e-10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0

Data hasil penggabungan matriks ini adalah data keseluruhan dari hasil kombinasi pembangkit yang ada dengan masing-masing nilai daya dan probability.

4.5 Perhitungan Kombinasi Probability Kumulatif

Berdasarkan hasil kombinasi yang terjadi terdapat beberapa kombinasi yang menghasilkan daya beroperasi dengan nilai yang sama. Dari kombinasi daya beroperasi yang sama, nilai probability kumulatifnya dari penjumlahan nilai probability dari kombinasi yang memiliki nilai yang sama. Matrik daya yang sebelumnya dihasilkan pada subbab 4.2 menjadi input pada program dayasort yang berfungsi mensorting matriks daya.

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Dayasort.

No	Dayasort(1024x1)
1	0
2	92
3	92
4	95
5	95
6	95
7	105
8	107
9	165
10	184

Dari hasil simulasi dayasort yang terdapat pada Tabel 4.7, masih terdapat beberapa daya dengan besar nilai yang sama sedangkan untuk langkah selanjutnya dibutuhkan sebuah matriks baru yang setiap barisnya memiliki daya yang berbeda. Hal ini bertujuan sebagai data pembandingan pada langkah selanjutnya.

Langkah selanjutnya adalah mengeliminasi nilai daya yang sama dari hasil simulasi dayasort sehingga output yang diharapkan adalah matrik daya yang nilainya berbeda pada tiap barisnya.

Tabel 4.8 Hasil Matriks Eliminasi Daya yang Sama.

No	Elimndaya(257x1)
1	0
2	92
3	95
4	105
5	107
6	165
7	184
8	187
9	189
10	190

Berdasarkan hasil running program elimndaya pada tabel 4.8 didapatkan matriks baru eliminasi daya dimana setiap barisnya memiliki daya yang berbeda. Matriks eliminasi daya ini digunakan sebagai input pada proses selanjutnya yaitu program proses perhitungan probability kumulatif pada daya tertentu. Pada program selanjutnya, ada beberapa input yang dibutuhkan yaitu matriks daya, matriks hasil penggabungan, matriks probability, matriks eliminasi daya. Kemudian disorting berdasarkan matriks daya, yaitu matriks totaldaya. Selanjutnya antara matriks totaldaya dan eliminasi daya dibandingkan untuk mendapatkan probability kumulatif yang hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.9.

Tabel 4.9 Hasil Probability Kumulatif.

No	1 (257x1)
1	6.39079519972061e-12
2	2.09642042829401e-10
3	5.76748237725759e-10
4	6.29907007701237e-10
5	7.17006534931165e-10
6	8.93729266086635e-10
7	1.39744439085289e-09
8	1.30727977378873e-08
9	1.31610668663049e-08
10	1.92394256964346e-08

4.6 Kombinasi Penambahan Pembangkit

Untuk mendapatkan hasil akhir berupa nilai LOLP maka terlebih dahulu matriks probability kumulatif ditambahkan dengan IBT 500/150KV sesuai metode penambahan pembangkit seperti subbab 2.2. Ketika daya beroperasi sebelumnya ditambahkan dengan 0 MW IBT 500/150KV saat kondisi outage maka nilai probabilitynya menjadi nol karena nilai dari FOR IBT 500/150KV = 0. Sebaliknya jika daya beroperasi ditambahkan dengan nilai kapasitas IBT 500/150KV saat kondisi on maka nilai probabilitynya sama dengan nilai probability sebelumnya atau P_{n-1} . Hal ini dikarenakan nilai availabilitynya (1-FOR) dari IBT 500/150KV = 1. Berdasarkan subbab 2.2 banyak kombinasi pembangkit yang menjadi dua kali lipat dari banyaknya kombinasi sebelumnya.

Jika banyak kombinasi sebelum terjadi penambahan 1024 maka setelah kombinasi menjadi $1024 \times 2 = 2048$ kombinasi. Kombinasi pertama dihasilkan dari kombinasi saat IBT 500/150KV dalam keadaan outage dihasilkan sebanyak 1024 kombinasi dan kombinasi kedua saat kombinasi IBT 500/150KV dalam kondisi on dihasilkan sebanyak 1024 kombinasi. Dimana keduanya dijumlah dan hasilnya menjadi dua kali lipat dari hasil sebelumnya pada saat terjadi penambahan IBT 500/150KV. Sesuai ketentuan untuk kombinasi pembangkit yang menghasilkan nilai probability bernilai 0 maka tidak boleh disertakan dalam tabel sehingga sisanya adalah daya beroperasi ditambah dengan kapasitas IBT 500/150KV pada saat on. Hasil running programnya dilihat pada tabel 4.10 sebagai berikut :

Tabel 4.10 Hasil Penambahan IBT 500/150 KV.

No	Pkumulatif(257x2)	
	1	2
1	1663	6.39079519972061e-12
2	1755	2.09642042829401e-10
3	1758	5.76748237725759e-10
4	1768	6.29907007701237e-10
5	1770	7.17006534931165e-10
6	1828	8.93729266086635e-10
7	1847	1.39744439085289e-09
8	1850	1.30727977378873e-08
9	1852	1.31610668663049e-08
10	1853	1.92394256964346e-08

4.7 Penyajian Data Beban dan Segmentasi Sistem pada Kurva Beban

Pada subbab ini jika sistem dihadapkan pada kurva beban selama satu minggu menggunakan metoda segmentasi untuk perhitungan nilai LOLP. Berdasarkan data beban harian pada tanggal 1-7 November 2015 pada hari minggu sampai sabtu, hari rabu tanggal 4 November merupakan hari yang memiliki beban paling tinggi yaitu sebesar 2043,626 MW dilihat pada tabel 3.6.

Untuk menghitung LOLP dapat dilihat dalam persamaan rumus sebagai berikut :

$$LOLP = \sum_{t=0}^{t=365} P(C < beban) \times t$$

Dimana :

- $P(C < beban)$ merupakan kemungkinan terjadinya kumulatif kapasitas sistem < beban.
- C (MW) adalah kapasitas pembangkit yang beroperasi
- t adalah waktu saat terjadinya daya yang beroperasi ditunjukkan pada kurva beban.

Nilai t menyesuaikan pada kurva lama beban. Kurva lama beban yang dihadapkan pada sistem adalah kurva lama beban harian sehingga nilai t dalam satuan dan nilai LOLP yang didapatkan dalam satuan jam per hari.

Hasil dari program 6 secara urut mulai dari kolom satu dari hari selasa sampai kolom ketujuh hari senin seperti gambar dibawah ini :

Tabel 4.11 Nilai LOLP Tiap Daya Beroperasi.

Pkumulatif(257x2)							
No	1	2	3	4	5	6	7
1	6.390795e-11	1.150343e-10	0	0	0	0	1.374020e-10
2	1.362673e-09	3.563914e-09	4.716945e-09	4.612124e-09	4.716945e-09	4.716945e-09	3.354272e-09
3	3.748863e-09	9.804720e-09	1.297683e-08	1.268846e-08	1.297683e-08	1.297683e-08	9.227971e-09
4	3.149535e-09	1.070841e-08	1.417290e-08	1.385795e-08	1.385795e-08	1.417290e-08	1.007851e-08
5	3.585032e-09	1.218911e-08	1.613264e-08	1.577414e-08	1.577414e-08	1.577414e-08	1.147210e-08
6	3.128052e-09	1.474653e-08	1.832144e-08	1.698085e-08	1.787458e-08	1.787458e-08	9.831021e-09
7	4.192333e-09	2.235911e-08	2.655144e-08	2.585272e-08	2.725016e-08	2.794888e-08	1.397444e-08
8	3.921839e-08	2.091647e-07	2.483831e-07	2.418467e-07	2.483831e-07	2.614559e-07	1.176551e-07
9	3.948320e-08	2.105770e-07	2.500602e-07	2.434797e-07	2.368992e-07	2.632213e-07	1.184496e-07
10	5.771827e-08	3.078308e-07	3.655490e-07	3.559293e-07	3.463096e-07	3.847885e-07	1.731548e-07

Untuk menghasilkan LOLP dalam hari pertahun maka LOLP (jam/hari) yang dimulai hari selasa sampai hari senin dikalikan 365/7. Karena dalam satu tahun asumsi untuk beban dari tanggal 1 November

hari minggu identik sama dengan hari minggu pada tanggal –tanggal lainnya dalam 1 tahun. Demikian pula dengan hari-hari yang lain identik sama dengan hari dalam 1 minggu mulai tanggal 1 November - 7 November 2015. Selanjutnya hasil dari perkalian tersebut dijumlah kemudian dibagi dengan 24, maka nilai LOLP yang didapatkan hari per tahun.

Hasil akhir dari tugas akhir ini mendapatkan nilai LOLP menggunakan software MATLAB pada program 6 didapatkan nilai 0,6019 hari per tahun. Hal ini dapat disimpulkan dalam kurun waktu satu tahun kemungkinan kehilangan beban adalah 0,6019 hari dalam satu tahun.

A screenshot of a MATLAB Command Window. The window title is "Command Window". The text inside shows "LOLP =" followed by "0.6019" on the next line. Below that, there is a prompt "f_x >>" and a cursor. The window has standard Windows-style window controls (minimize, maximize, close) in the top right corner.

Gambar 4.2 Nilai LOLP.

Dalam standar internasional untuk nilai LOLP adalah 0,1 hari per tahun. Dari hasil yang didapat sistem keandalan di Krian Gresik Jawa Timur masih belum memenuhi standart tersebut. Sedangkan untuk PLN memiliki standart nilai LOLP sebanyak 1 hari per tahun. Hal ini dapat memenuhi standart yang ditetapkan RUPTL PT. PLN 2013-2022. Untuk mencapai standart yang ditetapkan internasional diperlukan suatu cara untuk meningkatkan keandaal sistem tersebut. Untuk itu dijelaskan pada subbab selanjutnya.

4.8 Cara meningkatkan Keandalan Sistem

Berdasarkan pada dasar teori pada bab II keadaan sistem dipengaruhi nilai FOR dari masing-masing unit pembangkit dan ketersediaan cadangan daya dalam sistem. Untuk itu dijelaskan pada subbab dibawah ini :

4.8.1 Memperkecil Nilai FOR Pembangkit

Pada sistem 150KV di Jawa Timur, ada 2 pembangkit yang memiliki nilai FOR sangat tinggi, yaitu PLTU Gresik Unit 2 dengan nilai FOR sebesar 0,269611217, kemampuan dayanya 92 MW dan PLTU Gresik Unit 4 dengan nilai FOR sebesar 0,14181439 dengan kemampuan daya sebesar 189 MW.

Penyebab tingginya nilai FOR kedua pembangkit tersebut adalah sebagai berikut :

1. PLTU Gresik Unit 2

a. Status : PO (Planned Outage)

Waktu : 16/5/2015 pukul 00.00 sampai 29/6/2015 pukul 24.00

Total waktu : 1080 jam

Alasan : PO (Serious Inspection)

b. Status : MO (Planned Outage)

Waktu : 7/9/2015 pukul 00.00 sampai 23/9/2015 pukul 24.00

Total waktu : 408 jam

Alasan : MO (perbaikan main transformer)

2. PLTU Gresik Unit 4

Status : PO (Planned Outage)

Waktu : 27/8/2015 pukul 00.00 sampai 10/10/2015 pukul 24.00

Total waktu : 1080 jam

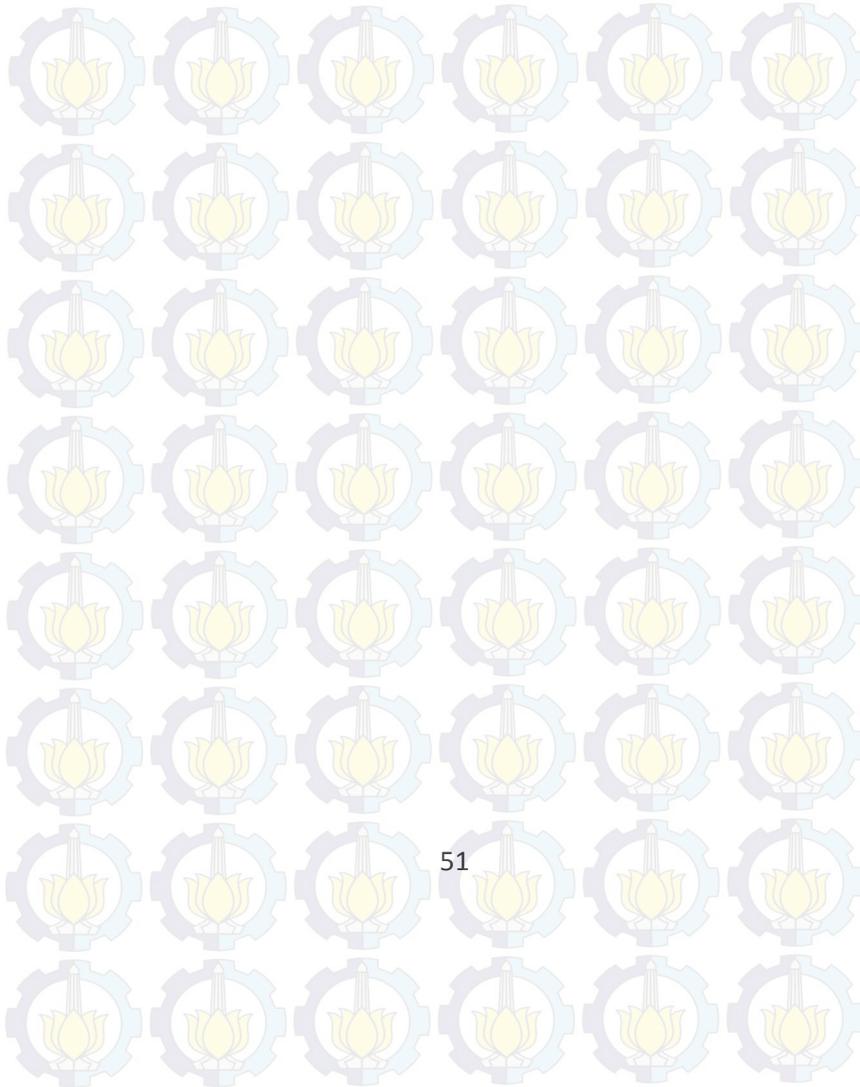
Alasan : PO (serious inspection)

Dari penyebab di atas dapat disimpulkan bahwa faktor terbesar yang mempengaruhi adalah waktu perbaikan yang panjang selama 1080 jam dan 408 jam pada PLTU Gresik Unit 2. Begitu juga dengan PLTU Gresik Unit 4 mengalami waktu outage yang panjang akibat terjadi *planned outage* sehingga nilai FOR menjadi tinggi.

Solusinya adalah mempercepat waktu perbaikan untuk PLTU Gresik Unit 2 dan PLTU Gresik Unit 4 serta penanganan lebih cepat akibat *planned outage* kedua pembangkit tersebut sehingga menyebabkan nilai FOR keduanya menjadi rendah dan keandalan sistem makin tinggi.

4.8.2 Memperbesar Cadangan Daya

Kapasitas total pembangkit untuk sistem 150 KV adalah 2887 MW. Sedangkan beban sistem tertinggi adalah 2043,626 MW. Cadangan daya yang tersedia sebesar 843,37 MW. Untuk memperbesar cadangan daya harus menambah kapasitas unit pembangkit. Untuk itu diperlukan perhitungan nilai investasi yang harus disediakan untuk membangun pembangkit baru. Penambahan pembangkit baru juga memperhatikan kurva beban sistem dan prediksi untuk beban sistem dalam beberapa tahun kedepan sehingga akan diketahui berapa kapasitas daya yang harus disediakan untuk menjamin keandalan sistem sesuai standart internasional sebesar 0,1 hari per tahun.





Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang didapat dari simulasi dalam penulisan tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Hasil perhitungan nilai LOLP pada sistem 150 KV di Krian Gresik Jawa Timur sebesar 0,6019 hari per tahun. Hal ini belum dapat memenuhi standart internasional sebesar 0,1 hari per tahun tetapi telah memenuhi standart PLN 1 hari per tahun untuk sistem jamali menurut RUPTL PT. PLN 2013 -2022.
2. Faktor yang menyebabkan nilai LOLP tidak memenuhi standart internasional adalah tingginya nilai FOR pada dua pembangkit. Diantaranya PLTU Gresik Unit 2 dan PLTU Gresik Unit 4 karena waktu maintenance yang cukup lama.
3. Untuk meningkatkan keandalan sistem 150 KV di Krian Gresik Jawa Timur dilakukan dengan cara :
 - a. Memperkecil nilai FOR dari pembangkit yang memiliki nilai FOR paling besar.
 - b. Memperbesar cadangan daya terpasang sesuai prediksi beban pada masa yang akan datan dan tetap memperhitungkan nilai investasi tersebut.

5.2 Saran

Saran yang diberikan untuk perbaikan tugas akhir ini adalah

1. Analisa keandalan menggunakan metoda segmentasi pada tugas akhir ini dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk prediksi keandalan di masa depan.
2. Dapat dikembangkan untuk membuat peramalan beban untuk satu tahun kedepan dengan menggunakan metode yang ada.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

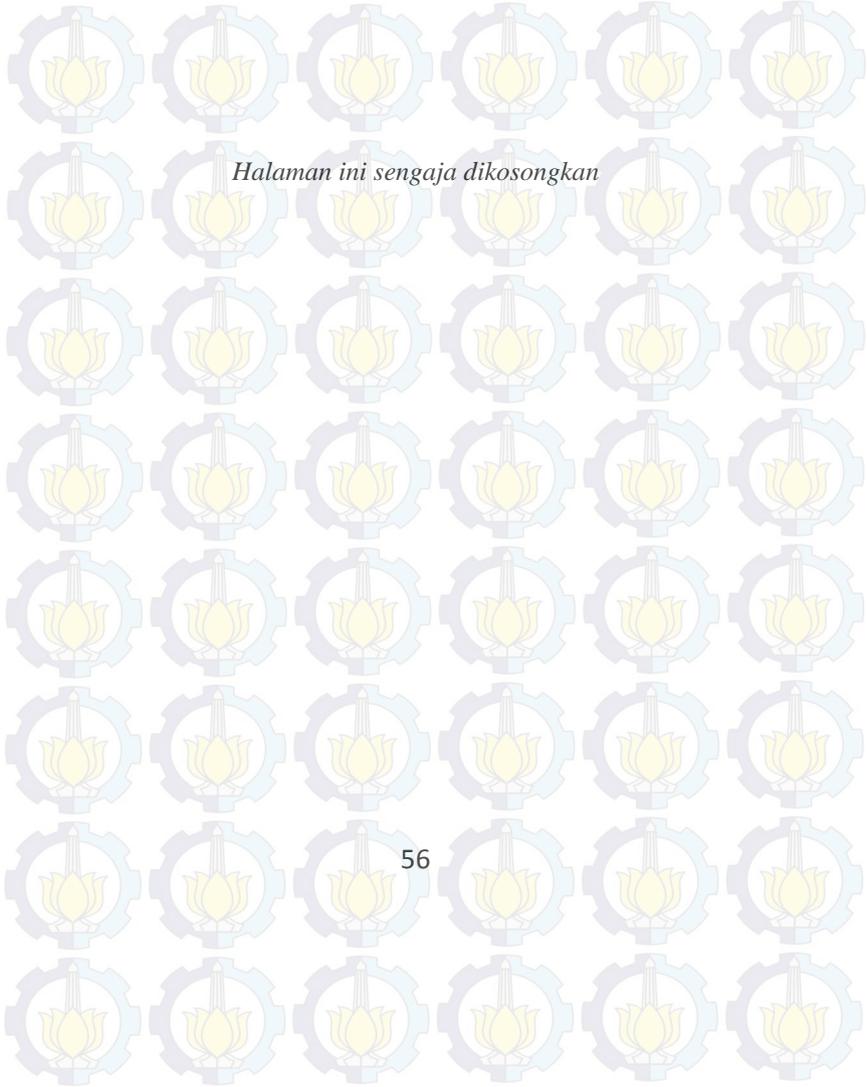
Tabel FOR pembangkit yang terhubung pada sistem 150KV
dalam kurun waktu 1 tahun dimulai pada tanggal 1 Desember 2014
– 30 Nopember 2015 [3].

Nama pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama Outage
PLTU GRSIK unit 2	PO	1/12/2014	00.00	7/12/2014	24.00	168 jam
	MO	3/1/2015	00.00	4/1/2015	24.00	48 jam
	PO	16/5/2015	00.00	29/6/2015	24.00	1080
	PO	4/6/2015	10.00	4/6/2015	19.00	9 jam
	PO	29/6/2015	08.45	29/7/2015	13.00	131.75 jam
	PO	31/7/2015	08.00	31/7/2015	15.00	7 jam
	PO	3/8/2015	08.00	3/8/2015	11.00	3 jam
	MO	7/9/2015	00.00	23/9/2015	24.00	408 jam
	PO	22/9/2015	08.30	22/9/2015	11.00	2 jam 30 menit
	PO	18/11/2015	08.30	18/11/2015	11.00	3 jam
TOTAL						1860.25 Jam
PLTU GRSIK unit 1	MO	3/1/2015	00.00	4/1/2015	24.00	48 jam
	FO	23/3/2015	00.00	30/3/2015	20.43	212 jam 43 mmit
	PO	4/6/2015	10.00	4/6/2015	21.00	11 jam
	PO	19/6/2015	08.00	19/6/2015	11.30	3 jam 30 menit
	PO	22/9/2015	08.30	22/9/2015	11.00	3 jam 30 menit
	PO	18/11/2015	08.30	18/11/2015	11.00	3 jam
TOTAL						281.72 Jam
PLTU GRSIK unit 3	PO	1/1/2015	00.00	29/1/2015	24.00	696 jam
	PO	4/6/2015	10.00	4/6/2015	21.00	11 jam
	PO	22/6/2015	00.00	22/6/2015	24.01	24 jam
	RS	17/7/2015	07.00	19/7/2015	23.59	65 jam
	MO	23/7/2015	00.00	26/7/2015	23.59	96 jam
	PO	17/11/2015	08.00	17/11/2015	11.00	3 jam
	PO	18/11/2015	10.00	18/11/2015	11.00	1 jam
	PO	27/11/2015	09.30	27/12/2015	11.00	1 jam 30 menit
TOTAL						897.5 Jam
PLTU GRESIK UNIT 4	PO	4/6/2015	10.00	4/6/2015	15.00	5 jam
	PO	27/8/2015	00.00	10/10/2015	24.00	1080 jam
	PO	17/11/2015	08.00	17/11/2015	11.00	3 jam
TOTAL						1088 Jam
PLTGU GRESIK 3.1	FO	9/5/2015	00.00	9/5/2015	24.00	24 jam
	PO	1/8/2015	00.00	4/9/2015	24.00	816 jam
	PO	22/9/2015	07.00	22/9/2015	11.30	4 jam 30 menit
	PO	16/11/2015	07.00	16/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
TOTAL						849 Jam

Nama pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama Outage
PLTGU GRESIK 3.2	PO	9/1/2015	00.00	29/1/2015	24.00	504 jam
	PO	11/5/2015	00.00	12/5/2015	24.00	48 jam
	MO	17/7/2015	08.00	17/7/2015	12.00	4 jam
	PO	16/11/2015	07.00	16/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
TOTAL						560.5 Jam
PLTGU GRESIK 1.1	PO	16/2/2015	08.35	16/2/2015	11.30	3 jam 45 menit
	PO	13/5/2015	00.00	16/5/2015	24.00	96 jam
	PO	30/6/2015	07.00	30/6/2015	11.30	4 jam 30 menit
	PO	28/8/2015	17.00	28/8/2015	18.00	1 jam
	PO	1/9/2015	00.00	1/9/2015	24.00	24 jam
	PO	8/9/2015	07.30	8/9/2015	11.30	4 jam
	MO	26/9/2015	00.00	27/9/2015	24.00	48 jam
	PO	10/11/2015	07.00	10/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
MO	28/11/2015	06.00	30/11/2015	16.00	64 jam	
TOTAL						249.75 Jam
PLTGU GRESIK 1.2	PO	16/2/2015	08.35	16/2/2015	11.30	2 jam 55 menit
	PO	14/3/2015	00.00	2/4/2015	24.00	480 jam
	PO	11/5/2015	00.00	12/5/2015	24.00	48 jam
	PO	27/8/2015	19.00	27/8/2015	20.00	1 jam
	MO	12/9/2015	05.00	12/9/2015	16.00	11 jam
	PO	10/11/2015	07.00	10/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
TOTAL						547.42 Jam
PLTGU GRESIK 1.3	PO	16/2/2015	08.35	16/2/2015	11.30	2 jam 55 menit
	PO	27/8/2015	21.00	27/8/2015	22.00	1 jam
	PO	8/9/2015	07.30	8/9/2015	11.30	4 jam
	PO	12/10/2015	00.00	2/11/2015	24.00	528 jam
	PO	10/11/2015	07.00	10/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
	MO	13/11/2015	00.00	19/11/2015	24.00	168 jam
TOTAL						708.42 Jam
PLTGU GRESIK 1.0	PO	16/2/2015	08.35	16/2/2015	11.30	2 jam 55 menit
	PO	11/5/2015	00.00	12/5/2015	24.00	48 jam
	PO	12/10/2015	00.00	21/10/2015	24.00	240 jam
	PO	10/11/2015	07.00	10/11/2015	11.30	4 jam 30 menit
TOTAL						295.42 Jam

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi, Djiteng, “Operasi Sistem Tenaga Listrik”, Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [2] Monir Rabby, Md. Khurram. Al Masood, Nahid, “*Reliability Assesment of Bangladesh Power System Using Segmentation Method*”. IEEE, 978-1-4799-0400-6/13.2013
- [3] Rencana Pekerjaan PT PLN (Persero) P3B APB Jawa Timur pada Tanggal 1 Desember 20014 – 30 November 2015.
- [4] Laporan Harian Pelaksanaan Operasi PT PLN(Persero) P3B APB Jatim pada Tanggal 1 November 2015 – 7 November 2015.
- [5] Laporan Beban Puncak Transformator di Gardu Induk PT PLN(Persero) P3B APB Jatim pada bulan Oktober 2015.
- [6] Aprinta P.P, R. Wenda, “Analisis Keandalan Sistem Interkoneksi 150 KV di Wilayah Jawa Barat Ditinjau dari Sisi Pembangkit”, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Industri : Institut Teknologi Sepuluh Nopember. 2011.
- [7] Ridwan, “Analisis Keandalan Sistem 150 KV di Wilayah Jawa Timur”, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Industri : Institut Teknologi Sepuluh Nopember. 2010.



Halaman ini sengaja dikosongkan

RIWAYAT HIDUP



Achmad Reza Rahmadhan dilahirkan di Banyuwangi, 10 April April 1990 merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Riwayat pendidikan formal yang pernah ditempuh :

SD Al-Irsyad 1996 – 2002

SMP Al Irsyad 2002 – 2005

SMAN 1 Banyuwangi 2005 – 2008

D3 Computer Control – ITS 2008 – 2011

Setelah lulus dari D3 Computer Control ITS, penulis melanjutkan studinya ke Jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya angkatan 2011–Genap. Penulis mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Alamat email penulis yang dapat dihubungi adalah achmadrezarahmadhan@gmail.com



Halaman ini sengaja dikosongkan