



TUGAS AKHIR - EE 184801

**PEMBEBANAN EKONOMIS PEMBANGKIT
MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN
MENGUNAKAN *BAT ALGORITHM***

Nafiqul Ihsan
NRP 07111745000079

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT
Dr. Dimas Fajar Uman Putra., ST., MT

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2019



FINAL PROJECT - EE 184801

BAT ALGORITHM FOR ECONOMIC DISPATCH WITH RANDOM WIND POWER

Nafiqul Ihsan
NRP 07111745000079

Advisor
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT
Dr. Dimas Fajar Uman Putra.,ST., MT

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "*Pembebanan Ekonomis Pembangkit Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin Menggunakan Bat Algorithm*" adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 28 Mei 2019



Nafiqul Ihsan

NRP : 0711174500079

---halaman ini sengaja dikosongkan---

**PEMBEBANAN EKONOMIS PEMBANGKIT
MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN
MENGUNAKAN *BAT* ALGORITHM**

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

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

Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT
NIP. 198811082012121001



---halaman ini sengaja dikosongkan---

PEMBEBANAN EKONOMIS PEMBANGKIT MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGUNAKAN *BAT ALGORITHM*

Nafiqul Ihsan
0711174500079

Dosen Pembimbing I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
Dosen Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra.,ST., MT

ABSTRAK

Listrik merupakan kebutuhan dasar kehidupan manusia di era sekarang, sehingga permintaan daya listrik menjadi meningkat, maka pasokan listrik juga harus meningkat untuk tetap memasok beban secara handal dengan tetap mengedepankan keramahan lingkungan serta *low cost*. Namun, sumber daya alam semakin terbatas, sehingga mulai banyak dibangun pembangkit-pembangkit listrik dengan *renewable energy*, salah satunya adalah unit pembangkit listrik tenaga angin atau *WECS (wind energy conversion system)*. Dengan penambahan unit *WECS* ini, maka muncul beberapa masalah baru dalam proses perencanaan dayanya. Sifat ketidakpastian tenaga angin dalam suatu waktu interval tertentu membuat daya keluaran dari unit *WECS* ini tidak stabil. Hal ini turut dipertimbangkan dengan harapan, operator sebagai pemilik sistem tenaga listrik tidak menjadi rugi dengan penambahan unit *WECS* ini dikarenakan total biaya pembangkitan menjadi naik. Pada tugas akhir ini, *Bat Algorithm* digunakan sebagai metode untuk melakukan optimasi terhadap total biaya pembangkitan dari pembangkit unit *thermal* maupun unit *WECS*. *Bat Algorithm* diuji dengan 3 sistem uji yang didapat dari jurnal *IEEE*. Hasil dari pengujian menunjukkan bahwa *bat algorithm* mampu menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin ini lebih baik dari beberapa metode *artificial intelligence* lainnya seperti *FA, GA, PGSA, PSO* dan *RCBA* dengan penghematan total mulai 0.1% (\$0.34) hingga 1.6% (\$246.8) untuk penambahan unit *WECS* dan memiliki penghematan sebesar 0.1% (\$16.6) hingga 0,2% (\$25.6) tanpa penambahan unit *WECS*.

Kata Kunci : *Economic Dispatch* , *Bat Algorithm* , *Wind Energy Conversion System*

---halaman ini sengaja dikosongkan---

BAT ALGORITHM FOR ECONOMIC DISPATCH WITH RANDOM WIND POWER

Nafiqul Ihsan
07111745000079

Advisor I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
Advisor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra., ST.,MT

ABSTRACT

Electricity is a basic need for human life in the present era, so that demand for electricity is increasing ,to continue to supply the load reliably while promoting environmental friendliness and low cost. However, natural resources are increasingly limited, so that at the end of the day many generators have been built electricity with renewable energy, one of which is a wind energy conversion system (WECS). With the addition of this WECS unit, make a new problems arise in the power planning process. The nature of wind power uncertainty at a certain interval time makes the output power of the WECS unit is unstable. This matter is also considered in the hope that the operator as the owner of the power system will not be disadvantaged by the addition of this WECS unit because the total generation cost will increase. In this final project, the Bat Algorithm is used as a method to optimize the total generation costs of the thermal unit generator as well as the WECS. Bat Algorithm units are tested with 3 test systems obtained from the IEEE journal The results of the testing show that the bat algorithm is able to solve economic dispatch problems by considering the uncertainty of wind power is better than some other artificial intelligence methods such as FA, GA,PGSA, PSO and RCBA with total savings ranging from 0.1% (\$ 16.6) to 1.6% (\$ 265.6) for the addition of WECS units and 0. 1% (\$ 16.6) up to 0.2% (\$ 25.6) without the addition of a WECS unit.

Keywords : economic dispatch, random wind power, wind energy conversion system, bat algorithm

---halaman ini sengaja dikosongkan---

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur senantiasa terpanjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan taufik dan hidayah-Nya sehingga penulis bisa menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul “ PEMBEBANAN EKONOMIS PEMBANGKIT MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *BAT ALGORITHM* ”.

Dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini penulis banyak mendapatkan bantuan, dukungan dan informasi dari berbagai pihak. Untuk itu dalam kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT, karena atas izinNya lah penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Serta Nabi Muhammad SAW sebagai inspirator dan tuntunan penulis.
2. Bpk. Budi Handoyo(alm) dan Ibu Linda Rochlulwati yang membimbing penulis dan selalu mensupport penulis sejak kecil.
3. Bpk.Sukarodin yang selalu mensupport baik secara moril maupun materil
4. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. dan Bapak Dr. Dimas Fajar Uman Putra.,ST.,MT selaku dosen pembimbing pengerjaan tugas akhir yang telah membimbing dan memberikan bantuan demi kelancaran pengerjaan tugas akhir.
5. Seluruh Bapak-Ibu dosen dan karyawan Teknik Elektro ITS yang telah memberikan bayak ilmu kepada penulis.
6. Lifa Nurwijayanti yang selalu menemani dan mendukung penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Seluruh sahabat penulis, warga kos gebang wetan 21 dan angkatan Lintas Jalur Elektro-ITS 2017 yang selalu memberi support.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu menyelesaikan tugas akhir ini.

Surabaya, 21 Mei 2019

Nafiqul Ihsan
NRP : 0711174500079

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR ISI

ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan Penelitian	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan	3
1.6 Relevansi	4
BAB 2 <i>ECONOMIC DISPATCH</i> DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN	5
2.1 Sistem Tenaga Listrik	5
2.1.1 Sistem Pembangkitan	5
2.1.2 Sistem Transmisi	6
2.1.3 Sistem Distribusi	7
2.1.4 Beban	7
2.2 Karakteristik Unit Pembangkit	8
2.2.1 Karakteristik Unit Pembangkit Termal	8
2.2.2 Karakteristik dan Fungsi Probabilitas Unit Pembangkit Tenaga Angin	9
2.3 <i>Economic Dispatch</i> mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin	13
2.4 <i>Bat Algorithm</i>	15

BAB 3 PENERAPAN BAT ALGORITHM PADA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MEMPERIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN	19
3.1 Formula <i>Economic Dispatch</i> Pembangkit Termal Dengan Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin	19
3.1.1 <i>Objective Function</i> Dengan Permasalahan <i>Economic Dispatch</i> ..	19
3.1.2 <i>Equality Constraints</i>	20
3.1.3 <i>Inequality Constraints</i>	21
3.1.4 Fungsi Biaya Unit Pembangkit Termal	21
3.1.5 Fungsi Biaya Unit Pembangkit Tenaga Angin.....	22
3.1.6 <i>Direct Cost</i> Unit Pembangkit Tenaga Angin	22
3.1.7 <i>Penalty Cost</i> Unit Pembangkit Tenaga Angin	22
3.1.8 <i>Reserve Cost</i> Unit pembangkit Tenaga Angin	23
3.2 Parameter <i>Bat Algorithm</i> Sebagai Metode <i>Optimization</i> Untuk Permasalahan <i>Economic Dispatch</i>	24
3.2.1 Sistem Uji 1	25
3.2.2 Sistem Uji 2	26
3.2.3 Sistem Uji 3	27
3.3 <i>Additional System</i>	28
3.4 Pembangkitan Posisi Awal Kelelawar.....	31
3.5 Pergerakan Kelelawar.....	32
3.6 Tingkat Kebisingan dan Pancaran Pulsa Kelelawar	33
3.7 Batasan Unit Pembangkit	34
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS	37
4.1 Uji Validasi <i>Bat Algorithm</i>	38
4.2 Pengujian Sistem 1	42
4.3 Pengujian Sistem 2	47
4.4 Pengujian Sistem 3	53
4.5 Pengujian <i>Additional System</i>	61
BAB 5 PENUTUP	73
5.1 Kesimpulan.....	73
5.2 Saran.....	74
DAFTAR PUSTAKA	75
LAMPIRAN	77
BIOGRAFI PENULIS	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Alur sistem tenaga listrik secara umum.....	5
Gambar 2.2 Generator pembangkit energi listrik.....	6
Gambar 2.3 Saluran transmisis tegangan tinggi.....	6
Gambar 2.4 Saluran distribusi 20 kV.....	7
Gambar 2.5 Macam-macam beban elektrik.....	8
Gambar 2.6 Karakteristik <i>input-output</i> unit pembangkit termal.....	9
Gambar 2.7 Karakteristik <i>input-output</i> unit pembangkit tenaga angin .	10
Gambar 2.8 Contoh <i>Probability Density Fucntion</i>	12
Gambar 2.9 Kelelawar.....	16
Gambar 2.10 <i>Pseudo-code Bat Algorithm</i>	17
Gambar 3.1 Modifikasi Sistem IEEE 6-Bus.....	25
Gambar 3.2 Modifikasi Sistem IEEE 26-Bus.....	26
Gambar 3.3 <i>Pseudo-code</i> untuk penyelesaian <i>constraints</i>	35
Gambar 3.4 Flowchart <i>Bat Algorithm for Economic Dispatch</i>	36
Gambar 4.1 Grafik Konvergensi Sistem Uji <i>example 3A</i>	39
Gambar 4.2 Grafik Konvergensi Sistem Uji <i>example 3B</i>	41
Gambar 4.3 Grafik Konvergensi Sistem Uji 1 Tanpa Unit <i>WECS</i>	43
Gambar 4.4 Grafik Konvergensi Sistem Uji 1 Dengan Unit <i>WECS</i>	44
Gambar 4.5 Grafik Total Biaya sistem uji 1 dengan unit <i>WECS</i>	46
Gambar 4.6 Grafik Konvergensi Sistem Uji 2 Tanpa Unit <i>WECS</i>	49
Gambar 4.7 Grafik Konvergensi Sistem Uji 2 Dengan Unit <i>WECS</i>	49
Gambar 4.8 Grafik total biaya sistem uji 2 dengan unit <i>WECS</i>	52
Gambar 4.9 Grafik total biaya sistem uji 2 tanpa unit <i>WECS</i>	53
Gambar 4.10 Grafik Konvergensi Sistem Uji 3 Tanpa Unit <i>WECS</i>	56
Gambar 4.11 Grafik Konvergensi Sistem Uji 3 Dengan Unit <i>WECS</i> ...	56
Gambar 4.12 Grafik total biaya sistem uji 3 dengan unit <i>WECS</i>	60
Gambar 4.13 Grafik total biaya sistem uji 3 tanpa unit <i>WECS</i>	61
Gambar 4.14 Grafik <i>Additional System</i> Tanpa Unit <i>WECS</i>	65
Gambar 4.15 Grafik <i>Additional System</i> Dengan Unit <i>WECS</i>	66
Gambar 4.16 Grafik total biaya <i>additional system</i> dengan unit <i>WECS</i> .	71
Gambar 4.17 Grafik total biaya <i>additional system</i> tanpa unit <i>WECS</i>	71

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Parameter <i>Bat Algorithm</i>	24
Tabel 3.2	Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 1	25
Tabel 3.3	Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 1	25
Tabel 3.4	Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 2	26
Tabel 3.5	Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 2.....	27
Tabel 3.6	Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 3	27
Tabel 3.7	Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 3	28
Tabel 3.8	Karakteristik Unit <i>WECS</i> Pada <i>Additional System</i>	29
Tabel 3.9	Karakteristik Unit Pembangkit Termal <i>Additional System</i> ...	29
Tabel 4.1	Spesifikasi <i>Hardware</i> Untuk Proses <i>Optimization</i>	37
Tabel 4.2	Data Unit Termal <i>example 3A</i>	38
Tabel 4.3	Hasil Optimasi <i>example 3A</i> menggunakan <i>lambda iteration</i>	38
Tabel 4.4	Hasil Optimasi <i>example 3A</i> menggunakan <i>Bat Algorithm</i> ...	38
Tabel 4.5	Deviasi <i>Total Cost example 3A</i>	39
Tabel 4.6	Data Unit Termal <i>example 3B</i>	40
Tabel 4.7	Hasil Optimasi <i>example 3B</i> menggunakan <i>lambda iteration</i>	40
Tabel 4.8	Hasil Optimasi <i>example 3B</i> menggunakan <i>Bat Algorithm</i> ...	40
Tabel 4.9	Deviasi <i>Total Cost example 3B</i>	41
Tabel 4.10	Hasil Optimasi Sistem Uji 1 Tanpa Unit <i>WECS</i>	42
Tabel 4.11	Hasil Optimasi Sistem Uji 1 Dengan Unit <i>WECS</i>	42
Tabel 4.12	Faktor Kepemilikan Unit <i>WECS</i> Pada Sistem Uji 1	45
Tabel 4.13	Perbandingan <i>Bat Algorithm</i> Dengan Metode Lain	46
Tabel 4.14	Hasil Optimasi Sistem Uji 2 Tanpa Unit <i>WECS</i>	47
Tabel 4.15	Hasil Optimasi Sistem Uji 2 Dengan Unit <i>WECS</i>	48
Tabel 4.16	Faktor Kepemilikan Unit <i>WECS</i> Pada Sistem Uji 2	50
Tabel 4.17	Perbandingan <i>Bat Algorithm</i> Dengan Metode Lain	51
Tabel 4.18	Hasil Optimasi Sistem Uji 3 Tanpa Unit <i>WECS</i>	54
Tabel 4.19	Hasil Optimasi Sistem Uji 2 Dengan Unit <i>WECS</i>	54
Tabel 4.20	Faktor Kepemilikan Unit <i>WECS</i> Pada Sistem Uji 3.....	57
Tabel 4.21	Perbandingan <i>Bat Algorithm</i> Dengan Metode Lain	59
Tabel 4.22	Hasil Optimasi <i>Additional System</i> Tanpa Unit <i>WECS</i>	61
Tabel 4.23	Hasil Optimasi <i>Additional System</i> Dengan Unit <i>WECS</i>	63
Tabel 4.24	Faktor Kepemilikan Unit <i>WECS</i> Pada <i>Additional System</i> ...	66
Tabel 4.25	Perbandingan <i>Bat Algorithm</i> Dengan Metode Lain	69

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

c	faktor skala dari <i>Weibull Distribution</i>
k	faktor bentuk dari <i>Weibull Distribution</i>
v_{in}	Kecepatan angin <i>cut-in</i>
v_r	Kecepatan angin <i>rated</i>
v_{out}	Kecepatan angin <i>cut-out</i>
w_r	Daya rating unit pembangkit tenaga angin
$f_w(w)$	<i>Probability density function weibull distribution</i>
$P_r\{A\}$	Probabilitas kejadian ke A
a_i, b_i, c_i	Koefisien <i>fuel cost</i> pembangkit termal ke-i
P_i	Daya yang dibangkitkan unit termal ke-i
C_{wj}	Biaya pembangkitan unit tenaga angin ke-j
C_{d_wj}	<i>Direct cost</i> unit pembangkit tenaga angin ke-j
C_{p_wj}	<i>Penalty cost</i> unit pembangkit tenaga angin ke -j
C_{r_wj}	<i>Reserve cost</i> unit pembangkit tenaga angin ke-j
N_g	Jumlah pembangkit termal
N_w	Jumlah pembangkit tenaga angin
W_j	Daya yang dibangkitkan unit pembangkit angin ke-j
P_d	Permintaan daya (<i>load demand</i>)
$P_{i,min}$	Daya minimum pembangkitan unit termal ke-i
$P_{i,maks}$	Daya maksimum pembangkitan unit termal ke-i
K_{d_wj}	Koefisien <i>direct cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
K_{p_wj}	Koefisien <i>penalty cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
K_{r_wj}	Koefisien <i>reserve cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j

--halaman ini sengaja dikosongkan--

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Akhir ini seiring bertambahnya tahun, permintaan energy listrik semakin meningkat sehingga variasi dari sumber energi terbarukan (*renewable energy*) telah banyak di integrasikan dalam sistem tenaga listrik untuk mengatasi tantangan lingkungan dan kekurangan energi listrik [1]. Namun, terdapat permasalahan pada optimalisasi biaya operasi dan persediaan yang terbatas untuk bahan bakar fosil. Dengan mengembangkan pembangkit tenaga angin diharapkan dapat mengatasi permasalahan tersebut. Berdasarkan laporan dari *World Wind Energy Association (WWEA)*, pada tahun 2016 telah terpasang *wind turbine* dengan kapasitas mencapai 456 GW diseluruh dunia [1].

Pembangkit listrik tenaga angin memiliki beberapa kendala yang dapat menyebabkan ketidak stabilan sistem, salah satu penyebabnya yaitu ketidak pastian tenaga angin baik kecepatan maupun arah angin yang dapat berubah setiap waktu (*Random Wind Power*). Perubahan profil tenaga angin ini dapat menyebabkan daya yang disalurkan pada sistem (*grid*) dapat berubah setiap waktunya. Namun, dengan beberapa kendala yang dimiliki pembangkit tenaga angin, pada realitanya *renewable energy* masih memiliki banyak manfaat seperti keterjaminan energy dibandingkan dengan pembangkit tenaga fosil [2].

Integrasi sistem operasi *wind turbine* dengan *thermal generator* pada *grid* merupakan suatu langkah yang tepat untuk menjamin ketersediaan energi, stabilitas, serta kualitas daya pada sistem tenaga. Penentuan daya output dari masing-masing *thermal generator* dan *wind turbine* yang mempertimbangkan ketidak pastian tenaga angin untuk tetap dapat memenuhi *load demand* baik beban puncak maupun beban dasar merupakan hal yang sangat penting dalam hal biaya operasi sistem tenaga [3].

Economic Dispatch (EDP) merupakan hal penting yang harus diperhatikan pada suatu perencanaan sistem tenaga listrik. Tujuan dari *Economic Dispatch* adalah mencari (*optimal solution*) biaya termurah untuk pembangkitan *energy* dalam sistem tenaga dengan memperhatikan batasan-batasan (*Constraint*) [4] yang terdapat pada sistem, seperti limit daya output dari *thermal generator* dan *randon wind power*. Pengaturan daya keluaran dari *thermal generator* maupun *wind turbin* yang kurang

tepat terhadap *load demand* dapat menyebabkan kurang optimalnya biaya operasi sistem. Hal ini juga berlaku pada pembangkitan sistem *energy* terbarukan [3].

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir adalah sebagai berikut.

1. Perencanaan pembangkitan daya yang optimum pada masing-masing unit pembangkit *thermal* dan *wind turbine* sehingga diperoleh biaya pembangkitan yang paling optimal namun tetap memenuhi semua batasan-batasan yang ada.
2. Pengaruh status kepemilikan *unit* pembangkit tenaga angin terhadap total biaya pembangkitan.
3. Penerapan metode *Bat Algorithm* untuk menyelesaikan permasalahan *Economic Dispatch*.
4. Membandingkan hasil optimasi menggunakan *Bat Algorithm* dengan metode-metode lain yang pernah dilakukan.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Membuat program optimasi pembangkit berdasarkan *Bat Algorithm* untuk menyelesaikan permasalahan *Economic Dispatch* serta membandingkan hasil optimasi dengan metode lain yang sudah pernah dilakukan.
2. Mengetahui pengaruh ketidakpastian tenaga angin (*Random Wind Power*) pada sistem tenaga listrik dengan penambahan *Wind Turbine* pada biaya pembangkitan.
3. Mengetahui pengaruh status kepemilikan *unit* pembangkit tenaga angin terhadap perencanaan daya serta biaya pembangkitan.

1.4 Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Studi Literatur
Literatur yang digunakan berasal dari buku dan jurnal ilmiah.

Dalam studi literature dipelajari teori-teori dasar serta teori pendukung mengenai *economic dispatch*, karakteristik *input-output* pembangkit, dan penggunaan *bat algorithm* sebagai metode optimasi yang digunakan.

2. Pengumpulan Data

Data yang digunakan meliputi data beban, data *unit* pembangkit *thermal*, data *unit* pembangkit tenaga angin, dan parameter pada *bat algorithm* yang didapat dari buku, *paper* dan jurnal *IEEE*.

3. Simulasi dan Analisis

Simulasi dilakukan dengan pembuatan program dengan *software MatLab* sebagai *compiler*nya.

4. Penulisan Laporan

Hasil penelitian yang telah dilakukan, dilaporkan dalam bentuk laporan tugas akhir dan jurnal. Laporan tersebut berisi metode, proses, hasil dan kesimpulan dari penelitian.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika Penulisan pada tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut.

BAB 1 : PENDAHULUAN

Bab ini menjelaskan tentang latar belakang, permasalahan, tujuan penelitian, metode penelitian, sistematika penulisan dan relevansi dari tugas akhir.

BAB 2 : *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

Bab ini menjelaskan tentang sistem tenaga listrik, karakteristik *input-output* pembangkit baik pembangkit *thermal* maupun pembangkit tenaga angin.

BAB 3 : PENERAPAN *BAT ALGORITHM* PADA *ECONOMIC DISPATCH* DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

Bab ini menjelaskan tentang penerapan *bat algorithm* untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin.

BAB 4 : SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini menunjukkan hasil dari optimasi *bat algorithm* untuk beberapa sistem uji yang diberikan.

BAB 5 : PENUTUP

Bab ini menjelaskan tentang kesimpulan dan saran dari hasil simulasi dan analisis.

1.6 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut.

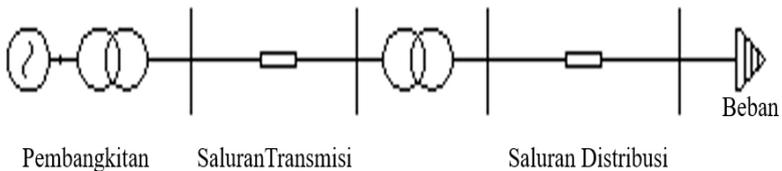
1. Dapat memberikan manfaat pada perkembangan perencanaan sistem tenaga listrik khususnya dalam masalah optimalisasi pembangkitan terkait permasalahan *economic dispatch* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin.
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang ingin mengambil topik tugas akhir dengan permasalahan yang serupa.

BAB 2

ECONOMIC DISPATCH DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

2.1 Sistem Tenaga Listrik

STL atau biasa disebut sistem tenaga listrik merupakan suatu sistem ketenagalistrikan yang didalam sistem tersebut terdapat beberapa bagian seperti bagian pembangkitan, bagian penyaluran , dan bagian pendistribusian., sehingga pembangkitan tenaga listrik bisa mencapai tempat konsumen.Dalam sistem tenaga listrik terdapat banyak komponen penting seperti trafo *step-up* dan trafo *step-down* yang berfungsi untuk menaikkan dan menurunkan tegangan, hal ini dilakukan agar listrik tetap handal ketika digunakan oleh konsumen serta tidak merusak perangkat elektrik yang tersambung pada sistem tenaga listrik.

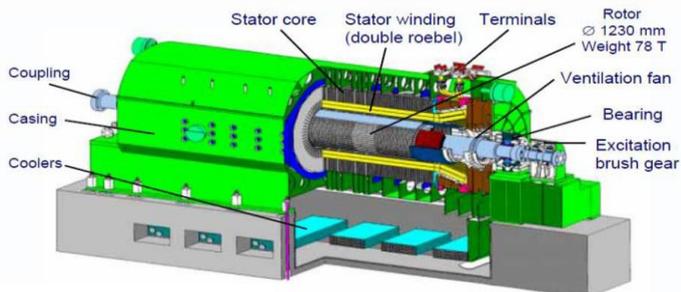


Gambar 2.1 Alur sistem tenaga listrik secara umum

2.1.1 Sistem Pembangkitan

Sistem pembangkit tenaga listrik berfungsi membangkitkan energy listrik dari beberapa jenis pembangkit listrik.Energi alam yang digunakan ini dirubah oleh penggerak yang semula berupa energy mekanis seperti kecepatan atau putaran,menjadi energy listrik oleh generator.Generator yang digunakan juga bermacam-macam bentuk penggerak utamanya ,seperti generator turbin uap dan generator turbin angin.Generator ini dalam pembangkitan tenaga listrik dapat di koneksikan secara parallel antar generator sehingga dengan sifat beban yang fluktuatif maka tetap dapat memenuhi kebutuhan *load demand*.Kecepatan putaran generator yang di gunakan dalam pembangkitan tenaga listrik harus dijaga konstan yaitu sekitar 3000rpm agar tetap dapat ter-interkoneksi antar pembangkit serta tidak terjadi drop

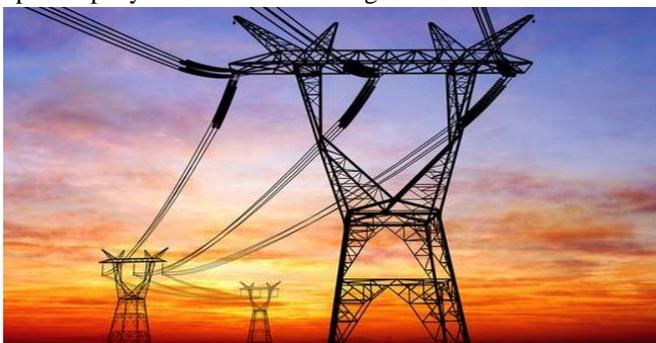
tegangan yang dapat merugikan konsumen. Contoh gambar generator untuk pembangkitan tenaga listrik dapat dilihat pada gambar 2.2.



Gambar 2.2 Generator pembangkit energi listrik

2.1.2 Sistem Transmisi

Sistem transmisi ini berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik yang berasal dari daerah pembangkitan listrik ke *substation distribution* listrik, sehingga dapat disalurkan kepada pengguna listrik. Pada sistem transmisi biasanya menggunakan tegangan 70kV, hal ini dilakukan untuk mengantisipasi rugi-rugi yang disebabkan oleh panas akibat dari arus yang mengalir pada konduktor (kabel), sehingga keandalan dari energi listrik tetap terjaga hingga ke tempat konsumen. Pada sistem ini, kondisi isolator pada SUTT maupun SUTET harus terus diperhatikan agar rugi-rugi dalam proses penyaluran transmisi tenaga listrik ini tidak bertambah.



Gambar 2.3 Saluran transmisi tegangan tinggi

2.1.3 Sistem Distribusi

Sistem distribusi ini dimulai dari *substation distribution* yang mendapat pasokan energy listrik dari sistem transmisi. Tegangan sistem transmisi yang reaktif tinggi diterima oleh *substation distribution* dan kemudian diturunkan menjadi tegangan menengah atau tegangan distribusi primer. Kemudian, energy listrik di distribusikan kepada konsumen seperti industri, perumahan dan sebagainya. Tegangan pendistribusian ini di Indonesia umumnya menggunakan tegangan 20 kV yang kemudian di *step-down* ke tegangan 380 V dan 220 V. Pelanggan-pelanggan dengan tegangan menengah tidak dapat dihubungkan pada Jaringan Tegangan Rendah, melainkan dihubungkan langsung pada jaringan tegangan menengah, bahkan ada pula pelanggan yang terhubung pada jaringan transmisi, tergantung dari besarnya daya tersambung.



Gambar 2.4 Saluran distribusi 20 kV

2.1.4 Beban

Sistem tenaga listrik harus selalu siap dalam memenuhi naik turunnya konsumsi daya beban, seiring kemajuan teknologi maka kebutuhan beban untuk energy listrik juga akan meningkat. Sehingga beban dibagi menjadi beberapa sector seperti sektor industri, sektor perumahan, sektor komersil dan sektor usaha. Sifat dari masing-masing beban ada yang bersifat resistif, induktif, maupun kapasitif. Kemudian masing-masing beban memiliki karakteristik yang berbeda-beda tergantung dari pola konsumsi energi listrik pada masing-masing

konsumen pada sektor tersebut. Contoh beban elektrik dapat dilihat pada gambar 2.5.



Gambar 2.5 Macam-macam beban elektrik

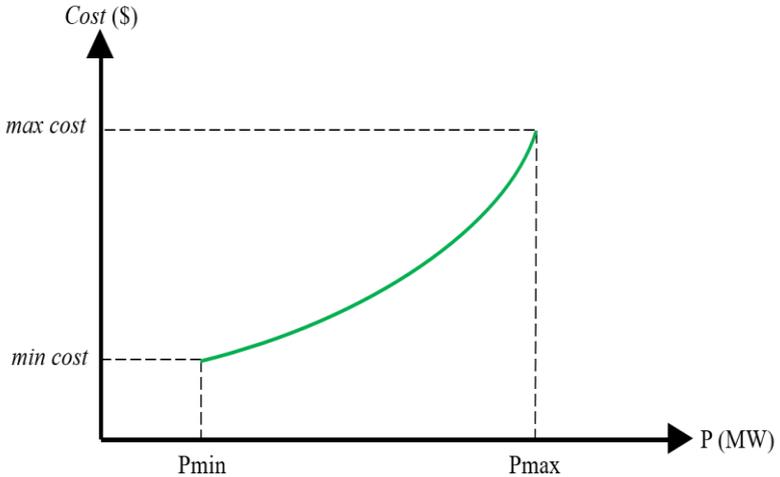
2.2 Karakteristik Unit Pembangkit

Pada proses pembangkitan, setiap unit pembangkit memiliki karakteristik *input-output* yang berbeda-beda antara satu dengan yang lainnya, walaupun terdapat unit pembangkit *thermal* dengan merk dan jenis yang sama namun, faktor-faktor lain seperti usia pembangkit dan perawatan pembangkit dapat mempengaruhi karakteristik dari unit pembangkit tersebut. Dalam tugas akhir ini penulis akan menggunakan 2 jenis unit pembangkit yaitu unit pembangkit termal dan unit pembangkit tenaga untuk permasalahan *economic dispatch*.

2.2.1 Karakteristik Unit Pembangkit Termal

Untuk tipikal pembangkit termal yaitu memanfaatkan uap hasil pembakaran dari minyak, gas atau batubara yang terdapat pada suatu boiler untuk memutar turbin uap yang kemudian merubahnya menjadi energy listrik [1]. Dengan memanfaatkan panas maka dapat dinyatakan dalam satuan energy panas yang dibutuhkan pada tiap jamnya (*Mbtu/h*). Selain itu, unit pembangkit termal dapat dinyatakan dalam satuan lain yaitu biaya pembangkitan per-jam (*\$/h*), dan keluaran dari unit termal ini dapat dinyatakan dalam Watt (W). Pada umumnya karakteristik

unit pembangkit termal ini dapat berbentuk fungsi linear, *quadratic*, maupun *cubic*, namun dalam tugas akhir ini fungsi biaya pembangkitan dianggap ideal dengan menggunakan fungsi *quadratic*. Untuk lebih jelasnya mengenai bentuk kurva karakteristik antara biaya pembangkitan dengan daya yang dibangkitkan pada suatu unit pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 2.6



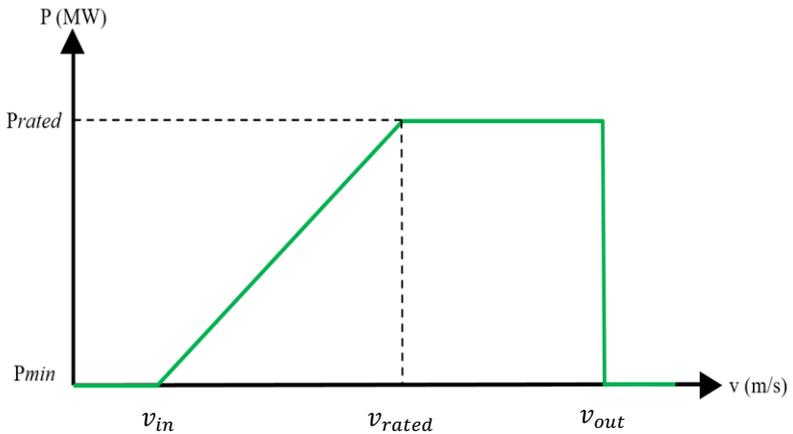
Gambar 2.6 Karakteristik *input-output* unit pembangkit termal

Unit pembangkit termal ini juga memiliki beberapa batasan-batasan (*constraint*) dalam proses pembangkitannya apalagi ketika unit termal ini di operasikan secara paralel terhadap unit termal lainnya. Batasanya unit termal ini seperti minimum daya yang dapat dibangkitkan (P_{min}), maksimal daya yang dapat dibangkitkan (P_{max}) serta *ramp rate limit*. Batasan-batasan ini harus tetap diperhatikan agar ketika beroperasi tidak menimbulkan ketidakstabilan sistem hingga dapat menyebabkan *blackout* pada suatu pembangkit listrik.

2.2.2 Karakteristik dan Fungsi Probabilitas Unit Pembangkit Tenaga Angin

Berbeda dengan karakteristik unit pembangkit termal, daya output yang dibangkitkan oleh pembangkit listrik tenaga angin ini bergantung

pada kecepatan angin yang menggerakkan turbin angin. Sifat ketidakpastian tenaga angin ini perlu diperhatikan untuk menjaga kestabilan sistem pembangkit listrik. Unit pembangkit tenaga angin ini tidak mengeluarkan daya ketika kecepatan tenaga angin ini kurang dari V_{in} dan saat kecepatan angin lebih besar dari V_{out} . Pembangkit tenaga angin akan menghasilkan daya rating (konstan) dari generator tersebut ketika kecepatan angin diatas dari V_{rated} dan dibawah nilai V_{out} yang disimbolkan dengan W_r . Namun, ketika kecepatan angin berada pada kondisi diantara V_{in} dan V_{rated} maka pembangkitan dayanya akan bersifat linear seperti yang di tunjukkan pada gambar 2.7



Gambar 2.7 Karakteristik *input-output* unit pembangkit tenaga angin

Dengan melihat kurva karakteristik dari pembangkitan daya unit tenaga angin maka dapat dinyatakan dengan beberapa persamaan seperti (2.1), (2.2), dan (2.3).

$$w = 0 \quad \text{untuk} \quad v < v_{in} \text{ dan } v > v_{out} \quad (2.1)$$

$$w = w_r \frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} \quad \text{untuk} \quad v_{in} \leq v \leq v_r \quad (2.2)$$

$$w = w_r \quad \text{untuk} \quad v_r \leq v \leq v_{out} \quad (2.3)$$

Keterangan.

w	daya keluaran pembangkit tenaga angin
w_r	daya <i>rated</i> pembangkit tenaga angin
v_{in}	kecepatan angin <i>cut-in</i>
v_r	kecepatan angin <i>rated</i>
v_{out}	kecepatan angin <i>cut-out</i>

Sifat ketidakpastian tenaga angin setiap interval waktu, memberikan permasalahan tersendiri dalam proses perencanaan pembangkitan tenaga listrik. Sebelumnya pernah dilakukan penelitian pada [5] bahwa, rata-rata pendistribusian kecepatan tenaga angin ini mengikuti metode variabel acak *Weibull Distribution*. yaitu dengan *cumulative distribution function (CDF)* yang ditunjukkan pada persamaan 2.4. *CDF* ini umumnya digunakan untuk penggunaan variabel acak diskrit.

$$F_v(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.4)$$

Keterangan.

v	kecepatan angin
c	faktor skala dari <i>Weibull distribution</i>
k	faktor bentuk dari <i>Weibull distribution</i>

Dengan menurunkan persamaan *CDF* pada (2.4) maka kita mendapatkan persamaan *probability density function (PDF)* untuk kecepatan tenaga angin berdasarkan *Weibull Distribution* yang dinyatakan persamaan 2.5 [5].

$$f_v(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.5)$$

Keterangan.

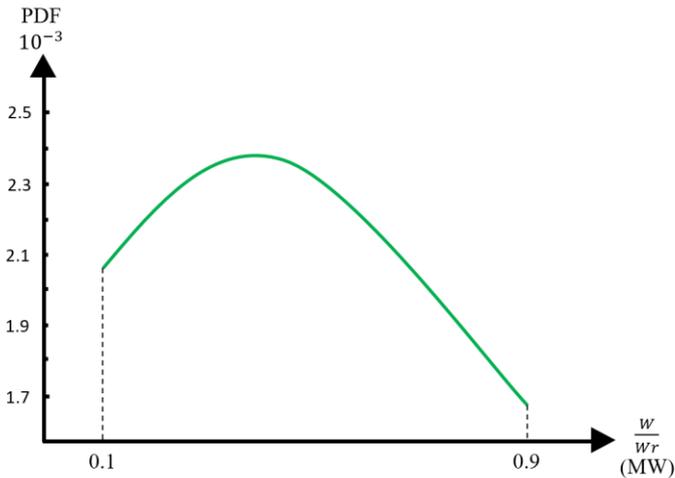
v	kecepatan angin
c	faktor skala dari <i>Weibull distribution</i>
k	faktor bentuk dari <i>Weibull distribution</i>

Dengan memperhatikan gambar 2.7, terlihat terdapat 2 bagian pada pembangkitan tenaga angin yaitu bagian diskrit dan bagian kontinu ,yang pertama yaitu merupakan bagian diskrit dimana ketika kecepatan angin $v < v_{in}$ atau $v > v_{out}$ maka menghasilkan daya $W=0$ dan ketika $v_{rated} < v < v_{out}$ maka menghasilkan daya $W=Wr$.Kemudian kondisi kedua ketika pembangkitan tenaga angin bersifat kontinu yaitu pada saat $v_{in} \leq v \leq v_r$ maka kita menggunakan pendekatan *probability density function* dari *Weibull Distribution*, *PDF* dari W ditunjukkan pada persamaan (2.6) [5].

$$f_w(w) = \frac{khv_{in}}{w_r^c} \left[\frac{\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right)v_{in}}{c} \right]^{k-1} \times \exp \left\{ - \left[\frac{\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right)v_{in}}{c} \right]^k \right\} \quad (2.6)$$

Keterangan,

$h = \left(\frac{v_r}{v_{in}}\right) - 1$ rasio *range* linear dari kecepatan angin terhadap kecepatan angin *cut-in*



Gambar 2.8 Contoh *Probability Density Fucntion*

Gambar 2.8 merupakan contoh *plotting* dari *PDF* dari W pada bagian kontinu dengan nilai 10% hingga 90% dari kapasitas *ratednya*. Terlihat pada gambar 2.7 terdapat bagian diskrit yang pertama yaitu saat $W = 0$ dan untuk kondisi diskrit yang kedua adalah $W = W_r$. Untuk kondisi diskrit yang pertama adalah probabilitas saat $W = 0$ ditunjukkan pada persamaan (2.7).

$$\begin{aligned}
 \Pr\{W = 0\} &= \Pr (v < v_{in}) + \Pr(v \geq v_{out}) \\
 &= F_V(v_{in}) + (1 - F_V(v_{out})) \\
 &= 1 - \exp \left[- \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \quad (2.7)
 \end{aligned}$$

Kemudian untuk kondisi diskrit yang ke-2 yang pada kondisi tersebut menghasilkan daya sama dengan ratingnya / $W = w_r$, ditunjukkan pada persamaan (2.8) dibawah ini.

$$\begin{aligned}
 \Pr\{W = W_r\} &= \Pr (v_r \leq v < v_{out}) \\
 &= F_V(v_{out}) - F_V(v_r) \\
 &= \exp \left[- \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \quad (2.8)
 \end{aligned}$$

2.3 *Economic Dispatch* mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin

Perencanaan daya *output* secara optimal dengan maksud mendapatkan total biaya pembangkitan paling murah dengan tetap memperhatikan batasan-batasan pada setiap unit pembangkit serta tetap dapat memenuhi kebutuhan beban disebut *Economic Dispatch*. Penentu ini bersifat dalam jangka yang pendek atau dalam suatu periode waktu tertentu. Biaya yang di butuhkan untuk membangkitkan listrik pada setiap generator selalu berbeda-beda walaupun generator tersebut memiliki merk dan jenis yang sama [3]. Misalnya pada generator pembangkitan unit

termal memiliki nilai konstanta a,b, dan c yang berbeda.Fungsi biaya unuk pembangkit termal ditunjukkan pada persamaan (2.9).

$$f_i(P_i) = c_i + b_i(P_i) + a_i(P_i)^2 \quad (2.9)$$

Keterangan,

- f_i fungsi biaya pembangkitan unit termal ke-i
- P_i daya yang dibangkitkan pembangkit termal ke-i
- a_i, b_i, c_i koefisien *fuel cost* pembangkit termal ke-i

Sifat pendistribusian tenaga angin yang memiliki sifat berubah-ubah pada interval waktu tertentu dan sulit untuk ditebak membuat pembangkitan daya outputnya tidak bisa tetap atau berubah-ubah (kecuali ketika kondisi kecepatan angin berada pada kisaran v_{rated} dan v_{out}) tergantung kondisi angin saat itu. Sehingga ketika kita merencanakan pembangkitan daya pada suatu sistem yang mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin ,maka faktor ketidakstabilan *output* dari unit pembangkit tenaga angin juga perlu diperhatikan. Dengan maksud, ketika kita merencanakan pembangkitan daya sebesar P_w sebuah pembangkit tenaga angin pada suatu interval waktu t ,maka terdapat beberapa kemungkinan bahwa ketersediaan tenaga angin berada pada kondisi di bawah atau di atas dari tenaga angin nominal yang telah kita rencanakan, yaitu sebesar P_w .

Ketika daya yang dibangkitkan berada pada posisi dibawah nilai nominal yang kita rencanakan (*underestimation*), maka mengakibatkan kurangnya daya yang di salurkan pada konsumen ($P_{generation} < P_{demand}$). Sehingga operator sebagai penyedia energi listrik harus memesan selisih daya pada *grid*. Kemudian ketika daya yang di bangkitkan oleh pembangkit listrik tenaga angin ini berada pada posisi diatas dari nilai nominal yang telah kita rencanakan (*overestimation*), maka megakibatkan ketersisaan (surplus) energy atau daya ($P_{generation} > P_{demand}$). Kelebihan daya yang dibangkitkan ini kemudian akan disimpan pada *energy storage system* agar dapat digunakan kembali. Jika pembangkit tenaga angin ini dimiliki oleh sektor tertentu atau biasa disebut *private sector*, maka operator sebagai penyedia energi listrik harus membayar biaya denda untuk setiap *Watt* yang tersisa. Dengan

menganggap pembangkit tenaga angin dimiliki oleh *private sector* maka fungsi biaya suatu pembangkit tenaga angin secara umum dapat ditunjukkan oleh persamaan (2.10) [3].

$$CW_j = C_{d_{w_j}} + C_{p_{w_j}} + C_{r_{w_j}} \quad (2.10)$$

Keterangan,

CW_j biaya pembangkitan unit tenaga angin ke-j

$C_{d_{w_j}}$ *direct cost* pembangkit tenaga angin ke-j

$C_{p_{w_j}}$ *penalty cost* pembangkit tenaga angin ke-j

$C_{r_{w_j}}$ *reserve cost* pembangkit tenaga angin ke-j

Namun ketika kita menganggap pembangkit tenaga angin dimiliki oleh operator maka *penalty cost* dan *direct cost* dapat diabaikan, sehingga total biaya pembangkitan tenaga angin sama dengan nilai *reserve cost*.

2.4 *Bat Algorithm*

Bat algorithm adalah algoritma metaheuristik yang terinspirasi dari perilaku kelelawar [6]. Dikembangkan oleh Dr. Xin She Yang di Cambridge University pada tahun 2010. Kelelawar merupakan hewan mamalia yang memiliki sayap untuk terbang. Kelelawar menggunakan kemampuan ekolokasi untuk mendeteksi mangsa, menghindari rintangan, dan mencari sarangnya. Kelelawar memancarkan pulsa bunyi dengan frekwensi tinggi dan mendengarkan kembali gema pantulan dari objek disekitarnya.



Gambar 2.9 Kelelawar

Pada umumnya kelelawar menggunakan frekwensi sebesar 25kHz hingga 150kHz. Dengan kemampuan ekolokasi canggih yang dimiliki oleh kelelawar, membuatnya dapat terbang di kegelapan dalam mencari makanan tanpa menabrak suatu apapun, kebiasaan hidup kelelawar inilah yang di kembangkan oleh Xin She Yang menjadi algoritma sebagai solusi dari berbagai masalah seperti masalah optimasi. *Bat algorithm* memiliki aturan-aturan sebagai berikut:

1. Kelelawar menggunakan kemampuan ekolokasi untuk mensensor jarak dan membedakan antara makanan dan rintangan di dalam kegelapan.
2. Kelelawar terbang secara acak dalam mencari makanan dengan dengan kecepatan v_i pada posisi x_i dengan frekuensi tetap f_i variasi panjang gelombang λ_i dan tingkat kebisingan A_i .
3. Tingkat kebisingan dapat bervariasi melalui beberapa cara, dapat diasumsikan tingkat kebisingan bervariasi dari maksimum (positif) (A_0) ke nilai konstan minimum (A_{min})

Pseudo-code untuk *Bat algorithm* ditunjukkan pada gambar 2.8.

Objective function $f(x), x = (x_1, \dots, x_d)^T$
 Inisialisasi populasi Bat algorithm $x_i (i = 1, 2, \dots, n)$ dan v_i secara acak
 Definisikan frekuensi f_i dengan merujuk pada x_i
 Inisialisasi tingkat pulsa r_i dan loudness A_i secara acak
while ($t < \text{maksimum Iterasi}$)
 Bangkitakan solusi baru dengan mengatur frekuensi
 Perbarui kecepatan dan lokasi/solusi menggunakan persamaan berikut,

$$f_i = f_{\min} + (f_{\max} - f_{\min})\beta$$

$$v_i^{t+1} = v_i^t + (x_i^t - x_*)f_i$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^t$$

if $\text{rand} > r_i$
 Pilih solusi dari yang terbaik
 Bangkitakan solusi lokal dari solusi terbaik yang terpilih
end if
if ($\text{rand} < A_i$) && ($f(x_i) < f(x_*)$)
 Didapatkan solusi baru
 Naikkan nilai r_i dan turunkan nilai A_i
end if
end while

Gambar 2.10 Pseudo-code Bat Algorithm

---Halaman Ini Sengaja Dikosongkan---

BAB 3

PENERAPAN BAT ALGORITHM PADA ECONOMIC DISPATCH DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

Perkembangan algoritma *metaheuristic* seperti *Bat algorithm* ini memungkinkan kita menyelesaikan beberapa permasalahan optimasi yang ada disekitar kita, sama halnya seperti pada bab ini penulis akan menjelaskan mengenai penerapan *metaheuristic algorithm* seperti *bat algorithm* yang di terapkan pada permasalahan optimasi yaitu *economic dispatch* atau optimasi pembebanan beberapa unit pembangkit untuk mendapatkan biaya paling murah agar tetap memenuhi kebutuhan beban namun tetap memeperhatikan beberapa batasan-batasan yang terbadapat pada generator unit termal maupun generator unit pembangkit tenaga angin yang memperhatikan ketidakpastian kecepatan tenaga angin.

3.1 Formula *Economic Dispatch* Pembangkit Termal Dengan Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin

Economic dispatch pada unit termal dengan penambahan unit pembangkit tenaga angin yang mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin memiliki tujuan yaitu meminimalkan biaya namun tetap memenuhi permintaan beban pada suatu waktu tertentu. Dengan tetap memperhatikan batasan pada tiap unit pembangkit maka terdapat *objective function* untuk mewakili permasalahan tersebut.

3.1.1 *Objective Function* Dengan Permasalahan *Economic Dispatch*

Objective function dari permasalahan *economic dispatch* dengan mempertimbangkan ketidak pastian tenaga angin ketika unit termal dengan penambahan unit pembangkit tenaga angin yaitu mendapatkan biaya paling optimal yang murah dari suatu sistem pembangkitan sistem tenaga listrik .Pada persamaan (3.1) fungsi biaya total pembangkitan unit termal ditambah dengan fungsi biaya total pembangkitan tenaga angin akan menghasilkan biaya total yang dibutuhkan untuk membangkitkan daya dengan total beban pada interval waktu tertentu.

$$\min(TC) = \sum_{i=1}^{N_g} f_i(P_i) + \sum_{j=1}^{N_w} g_j(W_j) \quad (3.1)$$

Keterangan

N_g	jumlah pembangkit termal
N_w	jumlah pembangkit tenaga angin
TC	total biaya pembangkitan (\$)
f_i	fungsi biaya unit termal (\$)
g_j	fungsi biaya unit tenaga angin (\$)
P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal ke-i (MW)
W_j	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin ke-j (MW)

3.1.2 Equality Constraints

Dengan tidak mempertimbangkan rugi-rugi transmisi maka persamaan keseimbangan dayanya adalah seperti pada persamaan 3.2. Pada persamaan tersebut terlihat bahwa total daya yang di bangkitkan pada tiap unit pambangkit merupakan hasil penjumlahan dari daya terbangkit dari setiap unit pembangkit termal dan total pembangkitan daya oleh pembangkit tenaga angin serta nilainya harus sama dengan permintaan daya karena hal ini berkaitan erat dengan permasalahan yang sedang kita bahas yaitu *economic dispatch* atau total biaya yang di keluarkan untuk memenuhi *load demand*.

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_i + \sum_{j=1}^{N_w} W_j = P_d \quad (3.2)$$

Keterangan

N_g	jumlah pembangkit termal
N_w	jumlah pembangkit tenaga angin
P_d	permintaan daya aktif (MW)
P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal ke-I (MW)
W_j	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin ke-j (MW)

3.1.3 Inequality Constraints

Pembangkitan daya yang dihasilkan dari masing masing unit pembangkit baik pembangkit termal maupun unit pembangkit unit pembangkit tenaga angin memiliki batasan-batasan pada tiap unit pembangkit. Pada unit termal pembangkitan harus tidaklah kurang dari kapasitas minimumnya dan tidak melebihi kapasitas maksimumnya, sedangkan pembangkitan pada unit pembangkit tenaga angin ,daya yang dibangkitkan minimal lebih dari 0 dan kurang dari kapasitas ratingnya ,hal tersebut dipengaruhi oleh besar kecilnya kecepatan angin. Untuk permasalahan ini dapat dilihat pada persamaan (3.3) dan (3.4)

$$P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{maks}} \quad (3.3)$$

Dan

$$0 < w_j \leq w_{j_{rated}} \quad (3.4)$$

Keterangan

P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal ke-i
$P_{i_{min}}$	daya minimum pembangkitan pembangkit termal ke-i
$P_{i_{maks}}$	daya maksimum pembangkitan pembangkit termal ke-i
w_j	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin ke-i
$w_{j_{rated}}$	kapasitas pembangkit tenaga angin

3.1.4 Fungsi Biaya Unit Pembangkit Termal

Biaya pembangkitan pada unit termal dapat dilihat pada persamaan (3.5) fungsi yang digunakan untuk unit pembangkit termal bersifat *quadratic* atau berupa fungsi kuadrat dan bersifat *smooth*, sehingga fungsi biayanya sama dengan kurva input-output seperti yang telah dijelaskan pada bab 2 [3].

$$f_i(P_i) = a_i(P_i^2) + b_i(P_i) + c_i \quad (3.5)$$

Keterangan,

f_i	fungsi biaya pembangkitan unit termal ke-i
P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal ke-i
a_i, b_i, c_i	koefisien <i>fuel cost</i> pembangkit termal ke-i

3.1.5 Fungsi Biaya Unit Pembangkit Tenaga Angin

Total fungsi biaya unit pembangkit tenaga angin ini memiliki beberapa *cost factor* seperti *direct cost*, *penalty cost*, dan *reserve cost*. Untuk persamaan fungsi biaya pembangkitan unit tenaga angin dapat dilihat pada persamaan (3.6) [3].

$$CW_j = C_{d_{w_j}} + C_{p_{w_j}} + C_{r_{w_j}} \quad (3.6)$$

Keterangan,

CW_j	biaya pembangkitan unit tenaga angin ke-j
$C_{d_{w_j}}$	<i>direct cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
$C_{p_{w_j}}$	<i>penalty cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
$C_{r_{w_j}}$	<i>reserve cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j

3.1.6 Direct Cost Unit Pembangkit Tenaga Angin

Direct cost dari unit pembangkit tenaga angin ini bersifat linear terhadap daya yang dibangkitkan oleh pembangkit, artinya ketika daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit tenaga angin lebih besar, maka biaya yang dikeluarkan juga akan membesar. *Direct cost* ini dapat di asumsikan sebagai biaya yang dikeluarkan untuk proses pembangkitan daya serta biaya perawatan (*maintenance*) dari unit pembangkitan tenaga angin. Untuk persamaan biayanya dapat dilihat pada persamaan (3.7).

$$C_{d_{w_j}} = K_{d_{w_j}}(w_j) \quad (3.7)$$

Keterangan

$C_{d_{w_j}}$	<i>direct cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
$K_{d_{w_j}}$	koefisien <i>direct cost</i> pembangkit tenaga angin ke-j
w_j	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin ke-j

3.1.7 Penalty Cost Unit Pembangkit Tenaga Angin

Penalty Cost unit pembangkit tenaga angin ini muncul akibat adanya *underestimation* karena tidak menggunakan seluruh daya yang dibangkitkan oleh unit pembangkit tenaga angin. *Underestimation* ini

dapat di artikan yaitu ketika penjadwalan daya dari unit pembangkit tenaga angin lebih kecil dari angin yang terdapat pada lapangan/ angin sebenarnya pada interval waktu tersebut, sisa daya tersebut biasanya disimpan pada baterai. Selain itu terdapat faktor lain yaitu faktor private sektor dan non private sektor. Jika operator adalah pemilik pembangkit tenaga angin tersebut maka, 2 *cost factor* seperti *direct cost* dan *penalty cost* dapat diabaikan [1]. Persamaan *penalty cost* untuk unit pembangkit tenaga angin dapat dilihat pada persamaan (3.9) sampai (3.11).

$$\begin{aligned} C_{pw_j} &= K_{pw_j} (W_{av_j} - w_j) \\ &= K_{pw_j} (s_1 + s_2) \end{aligned} \quad (3.9)$$

Dimana

$$\begin{aligned} s_1 &= w_j \times \Pr(W = w_r) \\ &= w_r - w_j \left\{ \exp \left[- \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \right\} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Dan

$$s_2 = \int_{w_j}^{w_r} (w - w_j) f w(w) dw \quad (3.11)$$

3.1.8 Reserve Cost Unit pembangkit Tenaga Angin

Reserve cost unit pembangkit tenaga angin ini muncul karena adanya *overestimation* karena terdapat kekurangan daya dari rencana awal pembangkitan daya unit pembangkit tenaga angin. *Overestimation* ini dapat diartikan yaitu ketika penjadwalan daya dari unit pembangkit tenaga angin ini lebih besar dari angin yang terdapat pada lapangan/ angin sebenarnya pada interval waktu tersebut. Kekurangan daya tersebut harus tetap terpenuhi dengan cara operator harus membeli daya pada *grid* agar tetap dapat memenuhi kebutuhan *load demand*, dengan begittu faktor biaya ini dapat diartikan sebagai biaya yang dikeluarkan oleh operator untuk membeli daya pada *grid* ketika terjadi *overestimation* [1]. Persamaan *reserve cost* untuk unit pembangkit tenaga angin ini dapat dilihat pada persamaan (3.12) sampai (3.14) [5].

$$\begin{aligned}
C_{r_{w_j}} &= K_{r_{w_j}} (w_j - W_{av_j}) \\
&= K_{r_{w_j}} (s_3 + s_4)
\end{aligned}
\tag{3.12}$$

Dimana

$$\begin{aligned}
s_3 &= w_j \times P(W = 0) \\
&= w_j \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \right\}
\end{aligned}
\tag{3.13}$$

Dan

$$s_4 = \int_0^{w_j} (w_j - w) f w(w) dw
\tag{3.14}$$

3.2 Parameter *Bat Algorithm* Sebagai Metode *Optimization* Untuk Permasalahan *Economic Dispatch*

Sebelum proses pencarian solusi terbaik kita harus melewati proses inialisasi, sebelum melakukan inialisasi hal pertama yang perlu kita lakukan adalah menentukan parameter yang diperlukan oleh *bat algorithm* serta memasukkan data-data dari sistem yang akan di optimasi. Parameter settingan dari *Bat Algorithm* didapatkan dari [6] dan dapat dilihat pada table 3.1

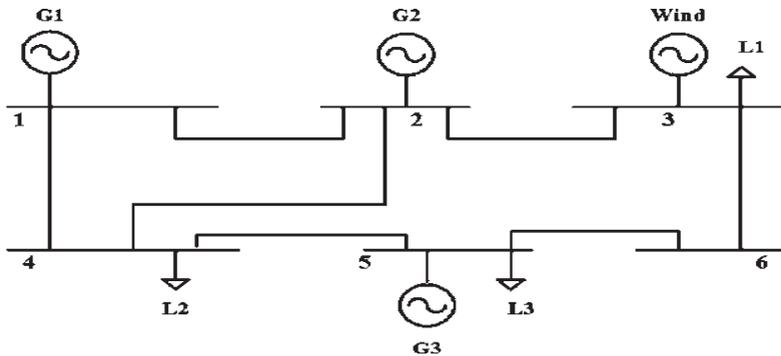
Tabel 3.1 Parameter *Bat Algorithm*

Parameter <i>Bat Alogirthm</i>	Nilai
Ukuran Populasi	20
Tingkat Kebisingan	0.95
Rasio Pulsa Pancaran	0.9
Alpha	0.95
Gamma	0.95
Frekuensi Minimum	0
Frekuensi Maksimum	1
Jumlah Iterasi	1000

Untuk data dari sistem yang akan di optimasi menggunakan 3 sistem uji yang diambil dari jurnal acuan / *paper IEEE* [4] [7] [8].

3.2.1 Sistem Uji 1

Sistem uji 1 menggunakan 3 unit pembangkit termal dan 1 sebuah unit pembangkit tenaga angin dengan total *load demand* sebesar 600MW. Karakteristik dari unit pembangkit tenaga angin ditunjukkan pada tabel 3.2. Kemudian untuk karakteristik/data dari unit pembangkit termal ditunjukkan pada tabel 3.3. Karakteristik unit pembangkit baik unit termal dan unit pembangkit tenaga angin didapat dari [7]. Sistem IEEE yang digunakan pada sistem uji 1 dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Modifikasi Sistem IEEE 6-Bus

Tabel 3.2 Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 1

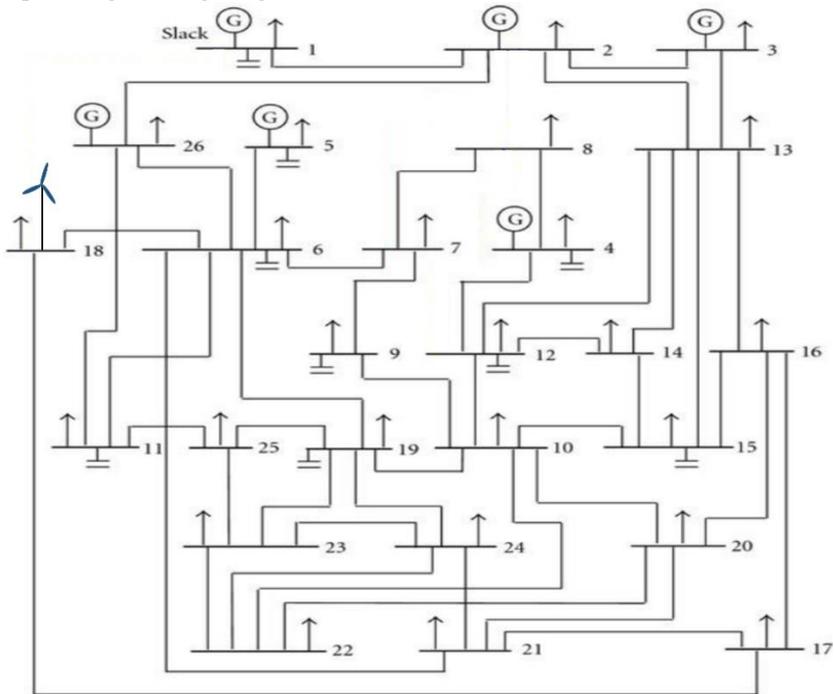
v_{in} (m/s)	v_{out} (m/s)	v_{rated} (m/s)	c	k	C_{dwj} (\$/MW)	C_{pwj} (\$/MW)	C_{rwj} (\$/MW)	W_r
5	45	15	8	2	6	3.1	3.1	160

Tabel 3.3 Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 1

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MW h)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
1	0.00142	7.2	510	150	600
2	0.00194	7.85	310	100	400
3	0.00482	7.97	78	50	200

3.2.2 Sistem Uji 2

Sistem uji 2 terdiri dari 6 pembangkit termal dan sebuah pembangkit tenaga angin dengan total *load demand* sebesar 1263 MW serta untuk spesifikasinya ditunjukkan pada tabel 3.4. Data pembangkit termal didapatkan dari [8] dan dapat dilihat pada tabel 3.5 untuk spesifikasi dari masing-masing unit pembangkit termal dan unit pembangkit tenaga angin.



Gambar 3.2 Modifikasi Sistem IEEE 26-Bus

Tabel 3.4 Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 2

v_{in} (m/s)	v_{out} (m/s)	v_{rated} (m/s)	c	k	C_{dwj} (\$/MW)	C_{pwj} (\$/MW)	C_{rwj} (\$/MW)	W_r
4	20	12.5	10	2	8	6	10	165

Tabel 3.5 Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 2

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
1	0.0070	7.0	240	100	500
2	0.0095	10.0	200	50	200
3	0.0090	8.5	220	80	300
4	0.0080	11.0	200	50	150
5	0.0080	10.5	220	50	200
6	0.0075	12.0	190	50	120

3.2.3 Sistem Uji 3

Sistem uji 3 terdiri dari 15 pembangkit termal dan sebuah pembangkit tenaga angin dengan total *load demand* sebesar 3500 MW. Tabel 3.6 menunjukkan spesifikasi pembangkit tenaga angin. Data pembangkit termal dapat dilihat pada tabel 3.7 yang didapat dari [8].

Tabel 3.6 Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 3

v_{in} (m/s)	v_{out} (m/s)	v_{rated} (m/s)	c	k	C_{dwj} (\$/MW)	C_{pwj} (\$/MW)	C_{rwj} (\$/MW)	W_r
4	20	12.5	10	2	8	6	10	300

Tabel 3.7 Karakteristik Unit Pembangkit Termal Sistem Uji 3

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
1	0.000299	10.1	671	150	455
2	0.000183	10.2	574	150	455
3	0.001126	8.8	374	20	130
4	0.001126	8.8	374	20	130
5	0.000205	10.4	461	150	470
6	0.000301	10.1	630	135	460
7	0.000364	9.8	548	135	465
8	0.000338	11.2	227	60	300
9	0.000807	11.2	173	25	162
10	0.001203	10.7	175	25	160
11	0.003586	10.2	186	20	80
12	0.005513	9.9	230	20	80
13	0.000317	13.1	225	25	85
14	0.001929	12.1	309	15	55
15	0.004447	12.4	323	15	55

3.3 Additional System

Selain melakukan optimasi pada sistem uji 1, sistem uji 2 dan sistem uji 3, penulis juga menambahkan 1 sistem uji tambahan yaitu sistem besar dengan 40 generator [9]. Hal ini dilakukan untuk melakukan validasi terhadap *bat algorithm* untuk sistem yang besar, yang selanjutnya juga akan dilakukan perbandingan hasil dengan metode *artificial intelligence* lainnya seperti *PSO* dan *Firefly*. Tabel 3.8 merupakan data karakteristik

dari unit WECS dan tabel 3.9 merupakan karakteristik unit pembangkit termal. Total *load demand* pada sistem ini sebesar 10500 MW

Tabel 3.8 Karakteristik Unit WECS Pada *Additional System*

v_{in} (m/s)	v_{out} (m/s)	v_{rated} (m/s)	c	k	C_{dwj} (\$/MW)	C_{pwj} (\$/MW)	C_{rwj} (\$/MW)	W_r
4	20	12.5	10	2	5.5	4	7	1500

Tabel 3.9 Karakteristik Unit Pembangkit Termal *Additional System*

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
1	0.00690	6.73	94.705	36	114
2	0.00690	6.73	94.705	36	114
3	0.02028	7.07	309.54	60	120
4	0.00942	8.18	369.030	80	190
5	0.01140	5.35	148.890	47	97
6	0.01142	8.05	222.230	68	140
7	0.00357	8.03	287.710	110	300
8	0.00492	6.99	391.98	135	300
9	0.00573	6.60	455.760	135	300
10	0.00605	12.90	722.820	130	300
11	0.00515	12.90	635.200	94	375
12	0.00569	12.80	654.690	94	375
13	0.00421	12.50	913.400	125	500
14	0.00752	8.84	1760.400	125	500

Tabel 3.10 Karakteristik Unit Pembangkit Termal *Additional System* (lanjutan)

Unit	a (\$/MW²h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
15	0.00708	9.15	1728.300	125	500
16	0.00708	9.15	1728.300	125	500
17	0.00313	7.97	647.850	220	500
18	0.00313	7.95	649.690	220	500
19	0.00313	7.97	647.830	242	550
20	0.00313	7.97	647.801	242	550
21	0.00298	6.63	785.960	254	550
22	0.00298	6.63	785.960	254	550
23	0.00284	6.66	794.530	254	550
24	0.00284	6.66	794.530	254	550
25	0.00277	7.10	801.320	254	550
26	0.00277	7.10	801.320	254	550
27	0.52124	3.33	1055.100	10	150
28	0.52124	3.33	1055.100	10	150
29	0.52124	3.33	1055.100	10	150
30	0.01140	5.35	148.890	47	97
31	0.00160	6.43	222.920	60	190
32	0.00160	6.43	222.920	60	190
33	0.00160	6.43	222.920	60	190
34	0.00010	8.95	107.870	90	200

Tabel 3.11 Karakteristik Unit Pembangkit Termal *Additional System* (lanjutan)

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)
35	0.00010	8.62	116.580	90	200
36	0.00010	8.62	116.580	90	200
37	0.01610	5.88	307.450	25	110
38	0.01610	5.88	307.450	25	110
39	0.01610	5.88	307.450	25	110
40	0.00313	7.97	647.830	242	550

3.4 Pembangkitan Posisi Awal Kelelawar

Inisialisasi / pembangkitan posisi awal dari kelelawar menggunakan metode pembangkitan acak karena pada persamaan 3.15 dikalikan dengan nilai random yang diacak mulai dari 0 hingga 1. Namun dalam pembangkitannya yang bersifat acak, maka harus di seleksi agar tidak melebihi *constraint* / batasan yaitu daya minimum dan daya maksimum dari setiap unit pembangkit baik unit termal maupun unit pembangkit tenaga angin. Pembangkitan awal posisi kelelawar dapat di rumuskan ke dalam persamaan 3.15 sebagai berikut.

$$X_{i,k} = Lb_k + (Ub_k - Lb_k) \times rand \quad (3.15)$$

Keterangan,

$X_{i,k}$ Kelelawar ke-k pada populasi ke-i

Lb_k *Lower Boundaries* daya minimum pembangkit ke-k

Up_k *Upper Boundaries* daya maksimum pembangkit ke-k

$rand$ nilai acak (*random*) dari 0 hingga 1

Setelah kita melakukan pembangkitan posisi awal dari setiap populasi kelelawar, kemudian kita masukkan ke dalam fungsi biaya dari masing-masing unit pembangkit. Untuk unit pembangkit termal menggunakan persamaan 3.5 sedangkan untuk unit pembangkit tenaga

angin (*WECS*) menggunakan persamaan 3.6. Dengan kita memasukkan posisi awal atau dapat kita sebut sebagai solusi awal, maka kita akan mendapatkan total biaya pembangkitan paling murah sementara / yang disebut *temporary solution* [6].

3.5 Pergerakan Kelelawar

Pada *Bat Algorithm* kelelawar merupakan agen pencari solusi, sehingga ukuran populasi akan mempengaruhi pilihan solusi. Nilai acak berfungsi untuk menentukan nilai lokasi dari suatu kelelawar. Nilai lokasi tersebut yang nantinya akan menjadi solusi dari algoritma kelelawar. Nilai acak bernilai dari 0 hingga 1. Untuk permasalahan *economic dispatch* maka kita mencari nilai minimum dari setiap solusi dari kelelawar yang telah di masukkan ke dalam fungsi biaya tiap unit pembangkit. Posisi terbaik kelelawar dapat diindikasikan dengan kecilnya tingkat kebisingan serta tingginya nilai pancaran pulsanya. Untuk melakukan simulasi mengenai *Bat Algorithm*, maka kita menetapkan kaidah dimana posisi (x_i), kecepatan (v_i), dimensi (d_i) untuk mencari jarak/ruang yang diperbarui. Solusi baru adalah x_i^t dan kecepatan v_i^t maka di dapatkan persamaan berikut.

$$f_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min}) \times rand \quad (3.16)$$

$$v_i^{t+1} = v_i^t + (x_i^t - x_*)f_i \quad (3.17)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + v_i^t \quad (3.18)$$

Keterangan

f_{min}	Frekuensi Minimum
f_{max}	Frekuensi Maximum
$rand$	Nilai acak (<i>random</i>) dari 0 hingga 1
v_i^t	Kecepatan kelelawar ke-i
x_i^t	Posisi kelelawar ke-i
x_*	Posisi terbaik kelelawar

Pada setiap iterasinya, maka setiap kelelawar akan memperbarui posisinya dengan cara melakukan persamaan dari persamaan 3.16 hingga

persamaan 3.18. Setelah menemukan *temporary solution* maka akan diseleksi lagi berdasarkan tingkat kebisingan dan *pulsa rate* yang dipancarkan oleh kelelawar.

3.6 Tingkat Kebisingan dan Pancaran Pulsa Kelelawar

Kebisingan (A_i) dan pulsa yang dipancarkan setiap kelelawar akan selalu diperbarui sesuai dengan proses pencarian solusi/iterasi. Tingkat kebisingan dalam proses pencarian solusi yang dilakukan oleh kelelawar mengalami penurunan apabila kelelawar telah menemukan mangsanya, sementara pancaran pulsa pada kelelawar akan meningkat. Untuk proses reduksi nilai kebisingan serta meningkatkan nilai pancaran pulsa, maka dapat dilihat pada persamaan 3.19 dan 3.20.

$$A_i^{t+1} = \alpha A_i^t \quad (3.19)$$

$$r_i^t = r_i^0 [1 - \exp(-\gamma t)] \quad (3.20)$$

Keterangan

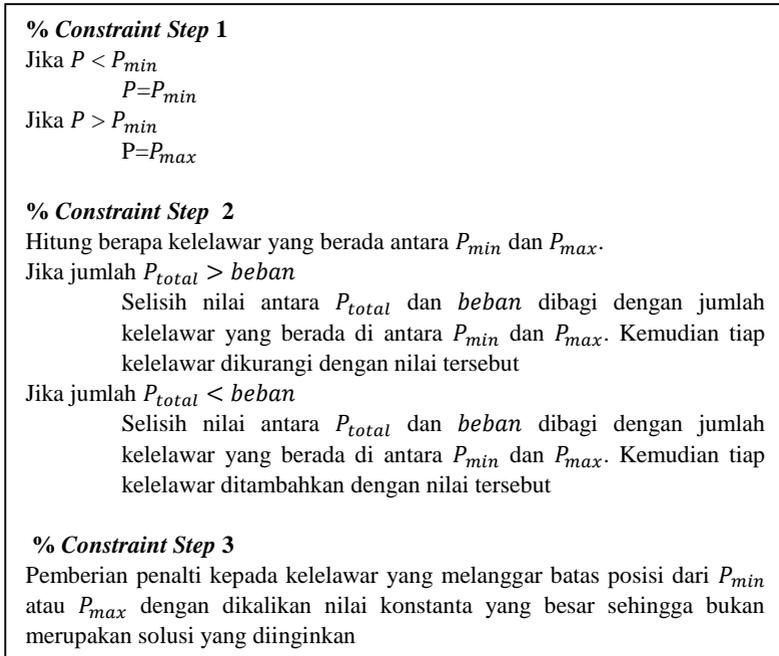
A_i^t	Tingkat kebisingan kelelawar ke-i
r_i^t	<i>Pulse Rate</i> yang dipancarkan oleh kelelawar ke-i
α	<i>Alpha</i> dengan nilai 0.95
γ	<i>Gamma</i> dengan nilai 0.95

Setelah melalui beberapa tahap evaluasi, posisi terbaik kelelawar akan di update terus guna mendapatkan *global solution*/ solusi terbaik, yaitu ketika dimasukkan pada fungsi biaya tiap unit pembangkit maka mendapatkan nilai minum biaya pembangkitannya namun tetap memenuhi *constraint* serta *load demand*. Untuk mendapatkan nilai *update* posisi kelelawar maka menggunakan persamaan (3.21)

$$X_{NEW} = X_{OLD} + (E \times A^t) \quad (3.21)$$

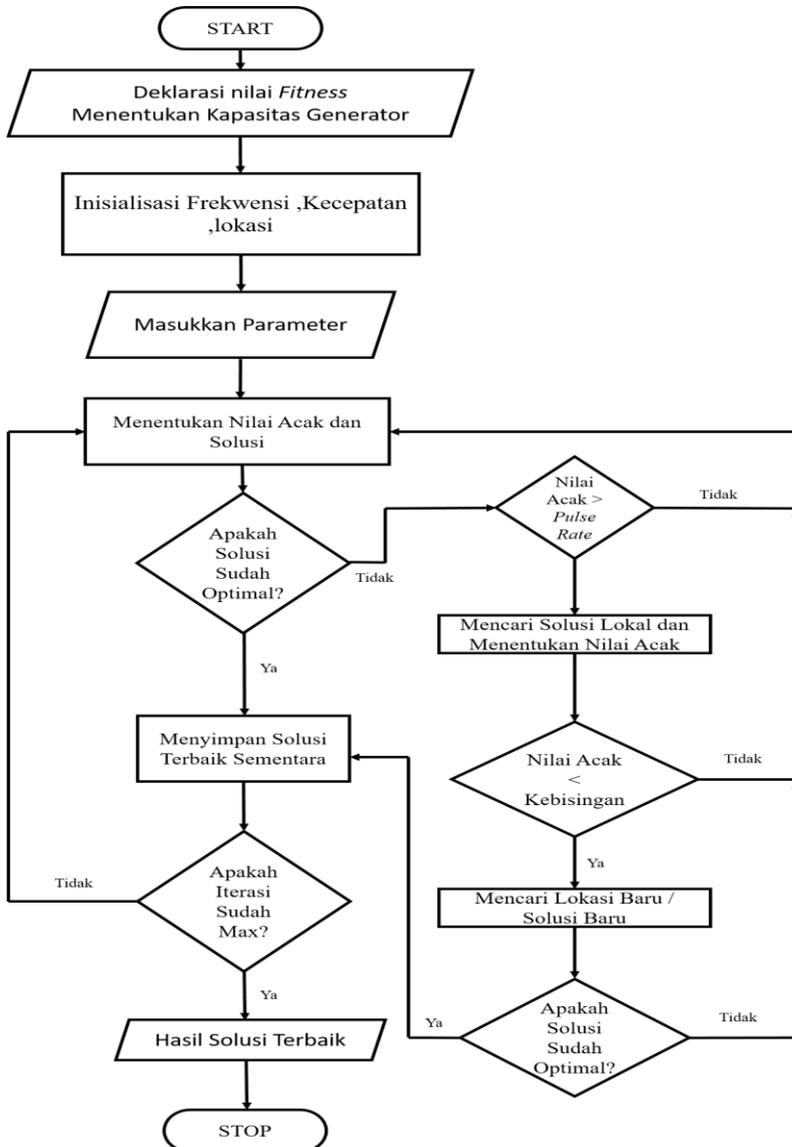
3.7 Batasan Unit Pembangkit

Terdapat 3 *constraint* yang harus di perhatikan pada tugas akhir ini. Batasan yang step pertama adalah *inequality constraint*, dimana tiap unit pembangkit membangkitkan dayanya sebesar ($P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{maks}}$) dan untuk unit pembangkit tenaga angin ($0 < w_j \leq w_{j_{rated}}$). Kemudian step yang kedua yaitu menghitung selisih total pembangkitan pada solusi kelelawar terhadap jumlah load baik itu nilainya diatas atau dibawahnya nilai load kemudian kita buat *absolute* sehingga tidak terdapat nilai minus, kemudian sisa kekurangannya atau kelebihanannya akan ditambahkan ataupun dikurangkan pada setiap kelelawar yang berada diantara nilai ($P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{maks}}$). Selanjutnya untuk step yang ketiga yaitu pemberian pinalti yang berbentuk koefiesien yang besar terhadap total *cost* jikalau terdapat kelelawar yang melanggar *inequality constraint*, sehingga solusi total cost tersebut dianggap bukan merupakan solusi yang paling optimal dari proses yang berjalan. Untuk lebih jelasnya, berikut merupakan *Pseudo-code* untuk mengatasi *constraint* ini dapat dilihat pada gambar 3.3 dibawah ini.



Gambar 3.3 Pseudo-code untuk penyelesaian *constraints*

Ketika posisi dari kelelawar melebihi nilai P_{max} dan kurang dari nilai P_{min} , maka posisi kelelawar tersebut di perbarui dengan nilai P_{max} atau P_{min} yang dilanggar. Setelah itu menuju ke *equality constraint*, dimana nilai kelelawar tiap populasi ditambahkan. Jika melebihi atau kurang dari beban, maka selisihnya akan di bagi rata ke kelelawar yang berapa pada posisi ($< P_{max}$) dan ($> P_{min}$). Ketika terjadi proses tersebut, maka terdapat kemungkinan kelelawar yang melanggar batas dari P_{min} dan P_{max} . Sebagai konsekuensinya/hukuman untuk kelelawar yang melanggar, maka kelelawar tersebut akan di kalikan dengan konstanta pinalti yang besar yang dimasukkan ke nilai *total cost*, sehingga solusi tersebut akan dianggap bukan merupan solusi karena memiliki nilai *total cost* yang tinggi. *Flowchart Bat Algorithm* untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* ditunjukkan pada gambar 3.4



Gambar 3.4 Flowchart Bat Algorithm for Economic Dispatch

BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini akan banyak dibahas mengenai hasil *run* (simulasi) dari tugas akhir ini tentang permasalahan *economic dispatch* dengan menggunakan metode optimasi *bat algorithm*. Pada pembahasan kali ini digunakan 3 tipe sistem uji yang akan dilakukan optimasi, dimana untuk 3 (*case*) sistem uji ini akan kita lakukan optimasi dengan 2 karakter yang berbeda yaitu dengan penambahan unit pembangkit tenaga angin (*WECS*) dan tanpa penambahan unit pembangkit tenaga angin. Hal ini dilakukan untuk melakukan analisa terhadap efek pada total biaya pembangkitan dengan penambahan unit *WECS* maupun tanpa penambahan unit *WECS*. Selain melakukan analisa terhadap total biaya pembangkitan terhadap faktor penambahan *WECS*, penulis juga melakukan analisa total biaya pembangkitan terhadap faktor kepemilikan unit pembangkit tenaga angin, baik *private sector* maupun operator sebagai pemilik *WECS*. Hasil optimasi dari *Bat Algorithm* untuk permasalahan ini akan dibandingkan dengan metode-metode *artificial intelligence* lainnya yang telah melakukan optimasi terhadap sistem ini. Seperti, *Particle Swarm Optimization*, *Genetic Algorithm*, *PGSA*, *RCBA*, dan *Firefly Algorithm*.

Perangkat keras / *hardware* yang penulis gunakan untuk melakukan optimasi ditunjukkan pada table 4.1. Untuk setiap sistem uji maka dilakukan 10 kali uji trial untuk mengetahui tingkat konsistensi dari hasil optimasi yang dilakukan. Kemudian untuk aplikasi *compilernya*, penulis menggunakan *software* matlab versi R2017a.

Tabel 4.1 Spesifikasi *Hardware* Untuk Proses *Optimization*

No	Parameter	Spesifikasi
1	Processor	Intel® core™ i5-4210U
2	Kecepatan processor	2.40 GHz
3	<i>Random Access Memory (RAM)</i>	8 GB
4	Tipe sistem operasi	Windows 10 Pro 64-bit
5	<i>System Model</i>	HP Pavilion 14 <i>Notebook</i> PC

4.1 Uji Validasi *Bat Algorithm*

Sebelum menggunakan algoritma kelelawar untuk sistem yang lebih kompleks, maka penulis mencoba menerapkannya pada sistem yang lebih sederhana terlebih dahulu untuk mengetahui deviasi total biaya hasil optimasi. Contoh sistem yang kami gunakan berasal dari referensi Allen J. Wood pada pembahasan *economic dispatch* untuk *example 3A*

Tabel 4.2 Data Unit Termal *example 3A*

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)	Load Demand (MW)
1	0.00142	7.2	510	150	600	850
2	0.00194	7.85	310	100	400	
3	0.00482	7.97	78	50	200	

Tabel 4.3 Hasil Optimasi *example 3A* menggunakan *lambda iteration*

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	393.2	3916.5	SAFE	850
Termal G2	334.6	3153.81	SAFE	
Termal G3	122.22	1124.09	SAFE	
TOTAL	850	8194.279	SAFE	

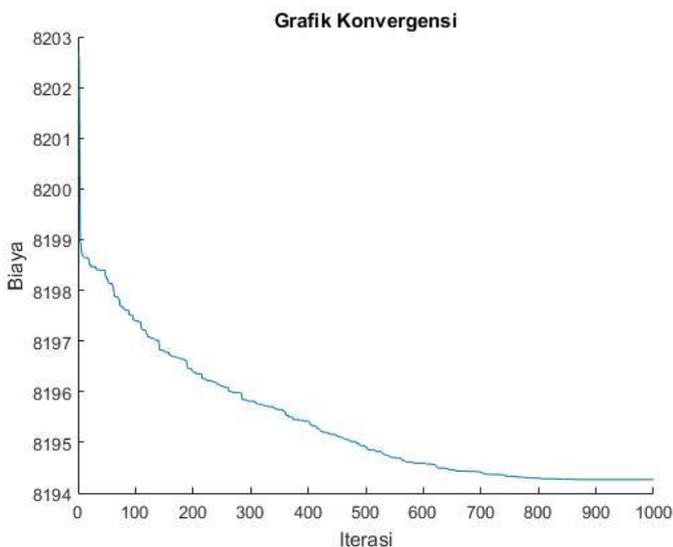
Tabel 4.4 Hasil Optimasi *example 3A* menggunakan *Bat Algorithm*

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	393.17	3916.36	SAFE	850
Termal G2	334.6	3153.81	SAFE	
Termal G3	122.22	1124.09	SAFE	
TOTAL	850	8194.265	SAFE	

Dari tabel 4.3 dapat dilihat hasil *dispatch* dari masing-masing unit pembangkit dan biaya yang dibutuhkan untuk setiap unit pembangkit termal, dengan kita lakukan *run* sebanyak 10 kali, maka kita mendapatkan deviasi total biaya dari setiap hasil *running*. Dari hasil deviasi total biaya pembangkitan, kita dapat melihat nilai TC minimum, TC rata-rata, dan TC maksimum. Deviasi *total cost* dapat dilihat pada tabel 4.5. Dan untuk grafik konvergensi dari contoh 3A dapat dilihat pada gambar 4.1. Pada gambar 4.1 terlihat bahwa pencarian solusi sudah mulai konvergen pada iterasi ke-800. Selain itu untuk deviasi biaya untuk sistem contoh 3A yang terlihat pada tabel 4.4 hanya sebesar 0.1% dari angka 8194.26\$ untuk biaya minimum dan 8194.27\$ untuk biaya maksimumnya.

Tabel 4.5 Deviasi Total Cost example 3A

TC_{min} (\$)	TC_{avg} (\$)	TC_{max} (\$)
8194.26	8194.265	8194.27



Gambar 4.1 Grafik Konvergensi Sistem Uji *example 3A*

Selain melakukan validasi *bat algorithm* untuk contoh pada buku referensi Allen J.Wood dengan *example 3A*, Penulis juga

melakukan validasi terhadap *bat algorithm* untuk *example 3B*. Pada Tabel 4.6 dibawah ini menunjukkan datadari *example 3B*.

Tabel 4.6 Data Unit Termal *example 3B*

Unit	a (\$/MW ² h)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	P_i^{min} (MW)	P_i^{max} (MW)	Load Demand (MW)
1	0.00128	6.48	459	150	600	850
2	0.00194	7.85	310	100	400	
3	0.00482	7.97	78	50	200	

Tabel 4.7 Hasil Optimasi *example 3B* menggunakan *lambda iteration*

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	600	4807.8	SAFE	850
Termal G2	187.1	1847.9	SAFE	
Termal G3	62.9	598.23	SAFE	
TOTAL	850	7253.93	SAFE	

Tabel 4.8 Hasil Optimasi *example 3B* menggunakan *Bat Algorithm*

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	600	4807.8	SAFE	850
Termal G2	187.120	1846.9	SAFE	
Termal G3	62.870	598.13	SAFE	
TOTAL	850	7252.83	SAFE	

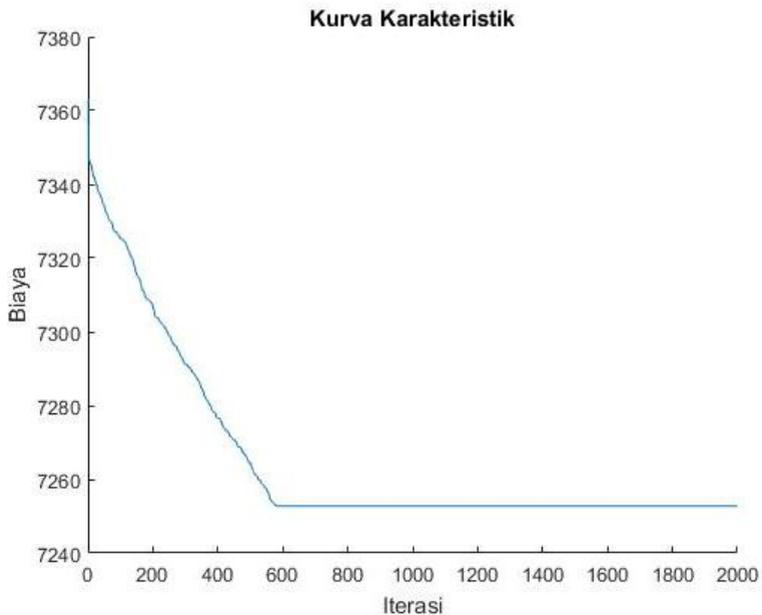
Pada tabel 4.7 dan 4.8 menunjukkan hasil dari masing-masing optimasi, dari tabel tersebut terlihat bahwa hasil dari masing-masing metode optimasi sudah sangat mendekati dimana *lambda iteration* menghasilkan biaya \$7253.93 sedangkan untuk optimasi menggunakan

bat algorithm menghasilkan biaya sebesar \$7252.83 yang memiliki selisih sebesar \$1.1 atau 0.1% lebih murah. Selanjutnya pada tabel 4.9 merupakan deviasi dari total biaya pembangkitan / optimasi menggunakan *bat algorithm*.

Tabel 4.9 Deviasi *Total Cost example 3B*

TC_{min} (\$)	TC_{avg} (\$)	TC_{max} (\$)
7252.32	7252.83	7252.34

Selanjutnya untuk grafik konvergensi dari hasil optimasi *bat algorithm* dapat dilihat pada gambar 4.2 dibawah ini, dari gambar tersebut terlihat bahwa sistem sudah mulai konvergen pada iterasi ke-600.



Gambar 4.2 Grafik Konvergensi Sistem Uji *example 3B*

Pada gambar 4.2 terlihat hasil optimasi dari *example 3B* dari referensi buku Allen J.Wood, yang untuk hasilnya sudah mirip dengan

optimasi yang akan digunakan oleh penulis yaitu *bat algorithm*. Dengan melakukan uji validasi terlebih dahulu pada *bat algorithm* maka dapat dikatakan *bat algorithm* sudah siap untuk sistem yang lebih kompleks.

4.2 Pengujian Sistem 1

Hasil optimasi untuk sistem uji 1 dilakukan dengan 2 cara yaitu optimasi tanpa menggunakan unit *WECS* dan optimasi dengan menggunakan unit *WECS* untuk mengetahui pengaruh penambahan unit pembangkit tenaga angin *WECS* terhadap total biaya pembangkitan. Pada sistem pengujian 1 ini total *load demand* yang dibutuhkan adalah sebesar 600 MW. Dari hasil optimasi yang dilakukan baik dengan maupun tanpa unit *WECS* pada tabel 4.10 dan tabel 4.11 yang menampilkan hasil *dispatch* dari masing masing unit pembangkit, kita dapat lakukan analisa terhadap 2 hasil tersebut.

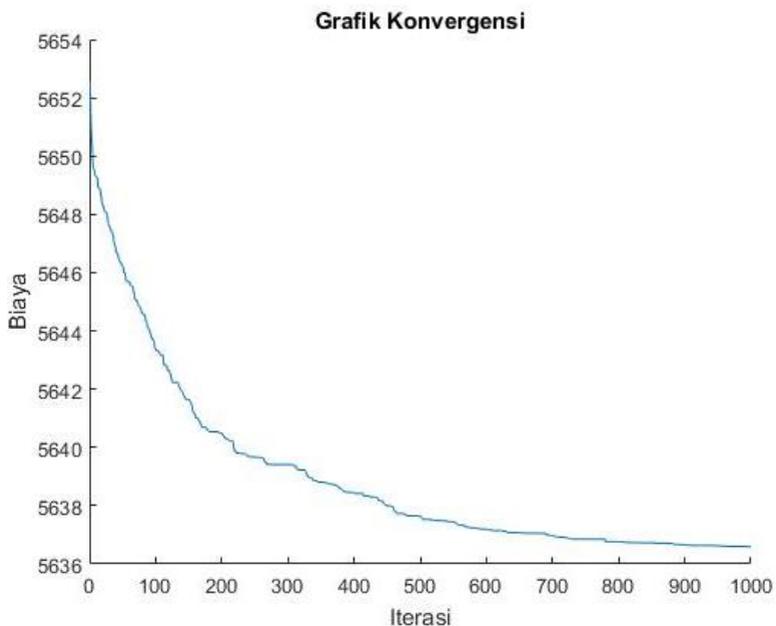
Tabel 4.10 Hasil Optimasi Sistem Uji 1 Tanpa Unit *WECS*

Unit Pembangkit	Economic Dispatch			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	398.83	3607.45	SAFE	600
Termal G2	151.01	1539.67	SAFE	
Termal G3	50.15	489.82	SAFE	
TOTAL	600	5636.94	SAFE	

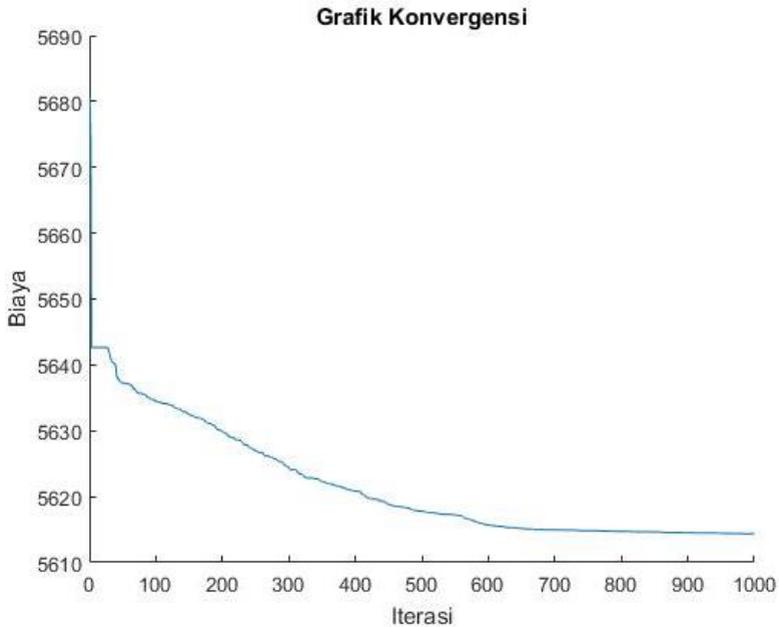
Tabel 4.11 Hasil Optimasi Sistem Uji 1 Dengan Unit *WECS*

Unit	Economic Dispatch			Load Demand (MW)	
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status		
Termal G1	351.74	3218.21	SAFE	600	
Termal G2	100.91	1121.9	SAFE		
Termal G3	50	488.55	SAFE		
WECS	97.34	Direct Cost	584.04		SAFE
		Pinalty Cost	14.79		SAFE
		Reserve Cost	186.87		SAFE
		Total	785.7		SAFE
TOTAL	600	5614.36	SAFE		

Terlihat pada tabel 4.10 untuk hasil optimasi tanpa unit WECS ,sedangkan pada tabel 4.11 merupakan hasil optimasi menggunakan unit WECS.Untuk memenuhi *load demand* sebesar 600 MW ,biaya yang di keluarkan oleh sistem yang menggunakan unit pembangkit tenaga angin sebesar \$5614.36 sedangkan untuk sistem yang tidak menggunakan unit pembangkit tenaga angin adalah sebesar \$5636.94.Pada sistem uji 1 ini telah terlihat bahwa pembangkitan dengan menggunakan unit WECS lebih murah sebesar \$22.58 atau sekitar lebih murah 0.4%.Pada unit termal G3 terlihat bahwa daya keluarannya bernilai minimum dari kapasitar unit tersebut dikarenakan biaya pembangkitan dari unit tersebut lebih mahal diantara unit termal lainnya baik G1 dan G2.Selanjutnya untuk grafik konvergensi pada pengujian sistem 1 ditunjukkan pada gambar 4.3 dan 4.4 seperti dibawah ini.



Gambar 4.3 Grafik Konvergensi Sistem Uji 1 Tanpa Unit WECS



Gambar 4.4 Grafik Konvergensi Sistem Uji 1 Dengan Unit WECS

Gambar 4.4 yaitu hasil optimasi dengan menggunakan unit WECS terlihat lebih *smooth* dalam proses mencapai kondisi konvergenya dari optimasi tanpa menggunakan unit WECS pada gambar 4.3. Pembangkitan tanpa menggunakan unit WECS terlihat konvergen pada iterasi ke-900 sedangkan untuk pembangkitan menggunakan unit WECS lebih dahulu konvergen pada iterasi ke-700.

Selain faktor penambahan unit pembangkit tenaga angin pada sistem untuk mengetahui nilai total pembangkitan, maka terdapat faktor lain yaitu faktor kepemilikan dari unit WECS. Pada tabel 4.12 terlihat total biaya yang dibutuhkan untuk pembangkitan daya 600 MW dengan perbedaan kepemilikan unit pembangkit tenaga angin, yaitu *private sector* dan operator sebagai pemilik unit WECS maka total biaya pembangkitan akan juga berubah tergantung nilai konstanta dari *direct*, *penalty*, dan *reserve cost* dari unit pembangkit tenaga angin WECS seperti yang ditunjukkan oleh tabel dibawah ini.

Tabel 4.12 Faktor Kepemilikan Unit WECS Pada Sistem Uji 1

Unit	Status Kepemilikan Unit WECS					
	WECS by Private Sector (MW)	Biaya (\$)		WECS by Operator (MW)	Biaya (\$)	
Termal G1	351.74	3218.21		238.03	2304.27	
Termal G2	100.91	1121.9		126.78	1336.4	
Termal G3	50	488.55		75.18	704.43	
WECS	97.34	<i>Cd</i>	584.04	160	<i>Cd</i>	-
		<i>Cp</i>	14.79		<i>Cp</i>	-
		<i>Cr</i>	186.87		<i>Cr</i>	366
		Total	785.1		Total	366
TOTAL	600	5614.36		600	4711.43	

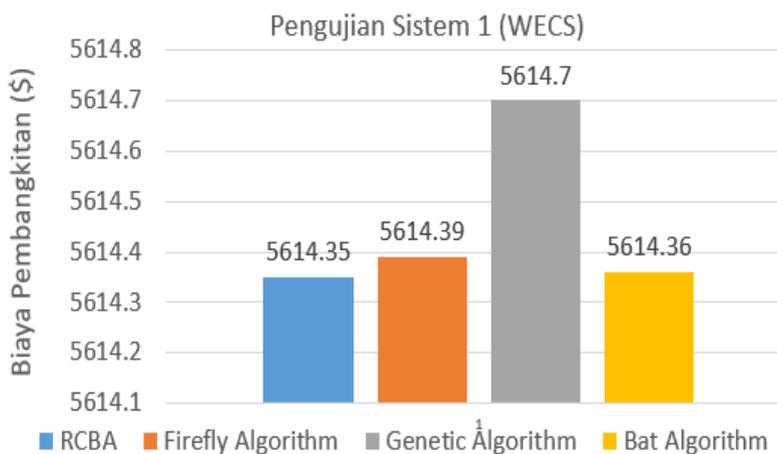
Tabel 4.12 memperlihatkan hasil optimasi dari masing-masing unit pembangkit dengan mempertimbangkan faktor kepemilikan dari unit pembangkit tenaga angin WECS. Dari hasil diatas, faktor kepemilikan unit WECS memberikan dampak yang cukup signifikan pada biaya total pembangkitan. Dengan operator sebagai pemilik unit WECS maka biaya pembangkitan yang dikeluarkan untuk 600 MW adalah sebesar \$4711.43 yang memiliki selisih \$902.93 atau 16.08% lebih murah dibandingkan dengan total biaya pembangkitan WECS dimiliki oleh *private sector* sebesar \$5614.36. Hal tersebut dapat terjadi karena pada kondisi operator sebagai pemilik unit WECS maka, operator tidak dikenakan biaya pembangkitan langsung (*direct cost*) dan *penalty cost*, sehingga pembangkit tenaga angin dapat dimaksimalkan hingga kapasitas maksimalnya yaitu sebesar 160 MW dengan biaya *reserve cost* sebesar \$366.

Setelah melakukan optimasi menggunakan *bat algorithm* maka penulis membandingkan dengan beberapa metode *artificial intelligence* lainnya seperti *Firefly Algorithm*, *Genetic Algorithm*, dan *RCBA* yang pada penelitian sebelumnya telah melakukan optimasi pada data sistem

yang sama dari yang penulis gunakan. Hasil perbandingan dapat dilihat pada tabel 4.13 dibawah ini.

Tabel 4.13 Perbandingan *Bat Algorithm* Dengan Metode Lain

Metode	Termal G1	Termal G2	Termal G3	WECS	Total Cost (\$)
	(MW)				
<i>RCBA</i>	353.3	100	50	96.69	5614.35
<i>Firefly Algorithm</i>	351.86	100.09	50.01	98.04	5614.39
<i>Genetic Algorithm</i>	349.06	103.57	50.03	97.38	5614.70
<i>Bat Algorithm</i>	351.74	100.91	50	97.34	5614.36



Gambar 4.5 Grafik Total Biaya sistem uji 1 dengan unit *WECS*

Dari tabel 4.13 terlihat hasil optimasi *bat algorithm* yang dibandingkan dengan metode optimasi lainnya yang juga menggunakan unit *WECS*. Biaya total pembangkitan hasil optimasi *bat algorithm* adalah sebesar \$5614.36 hampir sama dengan biaya pembangkitan hasil optimasi

RCBA yaitu sebesar \$5614.35 hanya memiliki selisih sekitar \$0.01 sedangkan jika dibandingkan *Firefly Algorithm* memiliki selisih \$0.03 dan \$0.34 jika dibandingkan dengan *Genetic Algorithm*. Dengan begitu, pada sistem uji 1 ini, optimasi terbaik dilakukan oleh metode *RCBA* kemudian disusul *Bat Algorithm* kemudian *Firefly Algorithm* dan *Genetic Algorithm*. Untuk gambar 4.5 menampilkan grafik perbandingan total biaya pembangkitan dengan unit *WECS* untuk masing-masing metode optimasi.

4.3 Pengujian Sistem 2

Pada tabel 4.14 dan 4.15 merupakan Hasil optimasi untuk pengujian sistem 2 Sama seperti pengujian pada sistem 1 , pengujian sistem 2 ini mengambil 2 karakteristik yang berbeda yaitu dengan menggunakan unit *WECS* dan tanpa menggunakan unit *WECS*. Perbandingan 2 karakteristik dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari faktor penambahan unit *WECS* terhadap total biaya pembangkitan. Untuk batasan setiap unit pembangkit tetap diperhatikan sehingga dalam tabel dibawah ini terdapat kolom status untuk melihat kondisi dari setiap unit ,apakah melanggar batas P_{min}/P_{maks} . Daya pembangkitan tiap unit pembangkitan turut disajikan untuk melihat nilai pembangkitan baik unit termal maupun unit *WECS*.

Tabel 4.14 Hasil Optimasi Sistem Uji 2 Tanpa Unit *WECS*

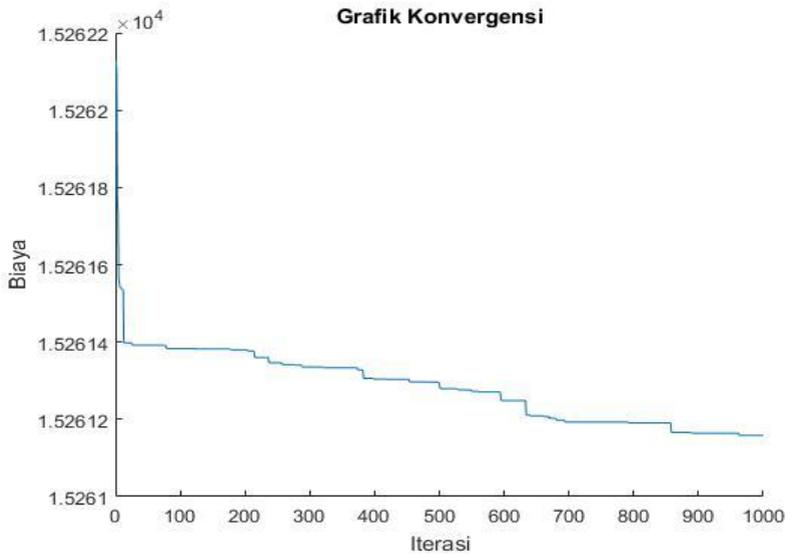
Unit Pembangkit	<i>Economic Dispatch</i>			<i>Load Demand (MW)</i>
	Daya (MW)	Biaya (MW)	Status	
Termal G1	443.81	4725.44	SAFE	1263
Termal G2	169.21	2164.1	SAFE	
Termal G3	261.22	3054.49	SAFE	
Termal G4	133.58	1812.13	SAFE	
Termal G5	164.64	2165.57	SAFE	
Termal G6	90.52	1337.69	SAFE	
TOTAL	1263	15259.42	SAFE	

Tabel 4.15 Hasil Optimasi Sistem Uji 2 Dengan Unit *WECS*

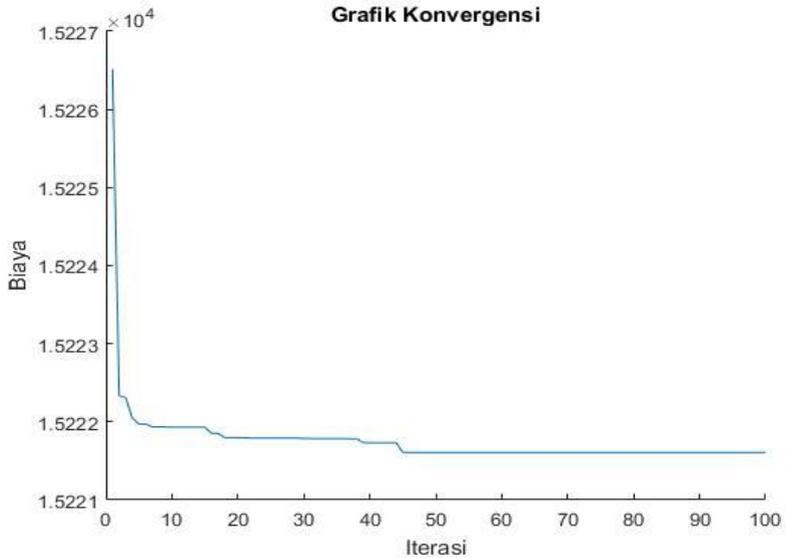
Unit	Economic Dispatch			Load Demand (MW)	
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status		
Termal G1	426.39	4497.39	SAFE	1263	
Termal G2	145.39	1854.71	SAFE		
Termal G3	244.69	2838.72	SAFE		
Termal G4	108	1481.31	SAFE		
Termal G5	145.72	1919.93	SAFE		
Termal G6	70.06	1067.53	SAFE		
WECS	122.75	<i>Direct Cost</i>	982		SAFE
		<i>Pinalty Cost</i>	64.72		SAFE
		<i>Reserve Cost</i>	514.88		SAFE
		Total	1561.6		SAFE
TOTAL	1263	15221.19	SAFE		

Pada tabel 4.15 menunjukkan hasil *dispatch* yang menggunakan unit *WECS*, sedangkan tabel 4.14 menunjukkan hasil *dispatch* tanpa menggunakan unit *WECS*. Untuk memenuhi total *load demand* sebesar 1263 MW, biaya yang dikeluarkan oleh sistem dengan menggunakan unit *WECS* adalah sebesar \$15221.19, sedangkan untuk sistem yang tidak menggunakan unit *WECS* adalah sebesar \$15259.42. Dari hasil optimasi terlihat bahwa sistem yang menggunakan pembangkit tenaga angin *WECS* mendapatkan total biaya pembangkitan lebih murah yang memiliki selisih sekitar \$38.23 atau sekitar 0.25% lebih murah dari pembangkitan pada sistem yang tidak menggunakan unit *WECS*. Maka dari itu untuk sistem uji 2 ini, penambahan unit *WECS* dapat mereduksi total biaya pembangkitan namun tetap bias memenuhi kebutuhan beban.

Selanjutnya untuk grafik konvergensi pada pembangkitan oleh sistem tanpa menggunakan unit *WECS* terlihat pada gambar 4.6 dan gambar 4.7 merupakan grafik konvergensi untuk sistem yang menggunakan unit pembangkit tenaga angin *WECS*.



Gambar 4.6 Grafik Konvergensi Sistem Uji 2 Tanpa Unit WECS



Gambar 4.7 Grafik Konvergensi Sistem Uji 2 Dengan Unit WECS

Gambar 4.6 menunjukkan grafik dari sistem tanpa menggunakan unit *WECS* dan dari grafik tersebut terlihat bahwa hamper 1000 iterasi nilai biaya pembangkitan sudah mulai konvergen. Sedangkan pada gambar 4.7 menampilkan grafik konvergensi pada sistem yang menggunakan unit *WECS* dan terlihat grafik sedikit lebih *smooth* dan untuk mencapai biaya pembangkitan yang konvergen, maka dibutuhkan sekitar 60 iterasi.

Untuk mengetahui pengaruh kepemilikan unit *WECS* terhadap biaya total pembangkitan, maka dapat kita liha pada tabel 4.16. Pada tabel 4.16 juga menunjukkan selisih daya dari masing-masing unit pembangkit baik yang menggunakan unit *WECS* maupun tanpa penggunaan unit *WECS* pada kondisi *WECS by Private Sector* maupun *WECS by Operator*, serta terlihat juga nilai dari faktor biaya dari unit *WECS* yaitu *direct cost*, *penalty cost*, dan *reserve cost* serta total biaya dari ketiga faktor tersebut.

Tabel 4.16 Faktor Kepemilikan Unit *WECS* Pada Sistem Uji 2

Unit	Status Kepemilikan Unit <i>WECS</i>					
	<i>WECS by Private Sector (MW)</i>	Biaya (\$)		<i>WECS by Operator (MW)</i>	Biaya (\$)	
Termal G1	426.39	4497.39		398.33	4139.1	
Termal G2	145.39	1854.71		143.08	1825.41	
Termal G3	244.69	2838.72		222.19	2553.06	
Termal G4	108	1481.31		107.96	1480.93	
Termal G5	145.72	1919.93		142.57	1879.72	
Termal G6	70.06	1067.53		83.84	1248.93	
<i>WECS</i>	122.75	<i>Cd</i>	982	165	<i>Cd</i>	-
		<i>Cp</i>	64.72		<i>Cp</i>	-
		<i>Cr</i>	514.88		<i>Cr</i>	829
		Total	1561.6		Total	829
TOTAL	1263	15221.19		1263	13956.66	

Pada Tabel 4.16 menunjukkan hasil optimasi dari sistem yang menggunakan unit WECS namun terpengaruh faktor kepemilikan unit WECS. Seperti pada sistem uji 1, faktor kepemilikan dari unit pembangkit tenaga angin WECS memiliki dampak yang signifikan terhadap total biaya pembangkitannya. Untuk memenuhi total *load demand* sebesar 1263 MW, maka sistem yang menggunakan WECS by Private Sector memiliki total biaya pembangkitan sebesar \$15221.19, sedangkan untuk sistem yang menggunakan WECS by Operator memiliki total biaya pembangkitan sebesar \$13956.66. Dilihat dari total biayanya, sistem dengan WECS by Operator memiliki selisih total biaya pembangkitan sebesar \$1264,53 atau 8.3% lebih murah dibandingkan sistem dengan WECS by Private Sector. Dengan unit pembangkit tenaga angin WECS dimiliki oleh operator, operator dapat memenejemen sendiri pengeluaran *direct cost* dan *penalty cost*, maka operator tidak dikenakan biaya untuk ke-2 faktor tersebut sehingga pembangkit tenaga angin dapat dimaksimalkan hingga kapasitas *rated-ny* yaitu sebesar 165 MW dengan biaya *reserve cost* sebesar \$829.

Setelah dilakukan optimasi menggunakan *Bat Algorithm*, dapat dilihat pada tabel 4.17, penulis juga melakukan perbandingan terhadap beberapa metode *Aritificial Intellegence* lainnya seperti *Firefly Algorith* dan *Particle Swarm Optimization*.

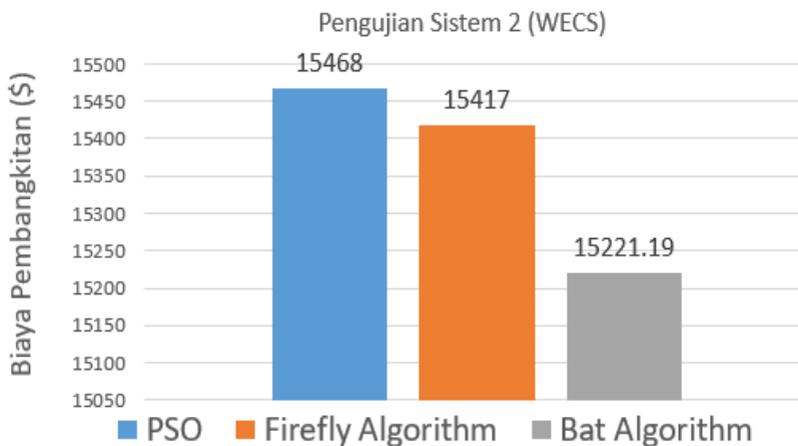
Selanjutnya untuk mempermudah perbandingan, pada gambar 4.8 dan gambar 4.9 menampilkan perbandingan total biaya dari masing-masing metode optimasi.

Tabel 4.17 Perbandingan *Bat Algorithm* Dengan Metode Lain

Unit	Dengan WECS			Tanpa WECS		
	PSO	FA	BA	PSO	FA	BA
	(MW)			(MW)		
Termal G1	429.29	429.13	426.39	440.5	446.73	443.8
Termal G2	176.28	158.51	145.39	167.9	171.28	169.21
Termal G3	257.61	250.43	244.69	258.2	264.09	261.22
Termal G4	98.71	111.39	108	117.2	125.2	133.58
Termal G5	159.46	156.64	145.72	182.6	172.12	164.64
Termal G6	87.6	66.89	70.06	83.16	83.58	90.52

Tabel 4.17 Perbandingan *Bat Algorithm* Dengan Metode Lain (lanjutan)

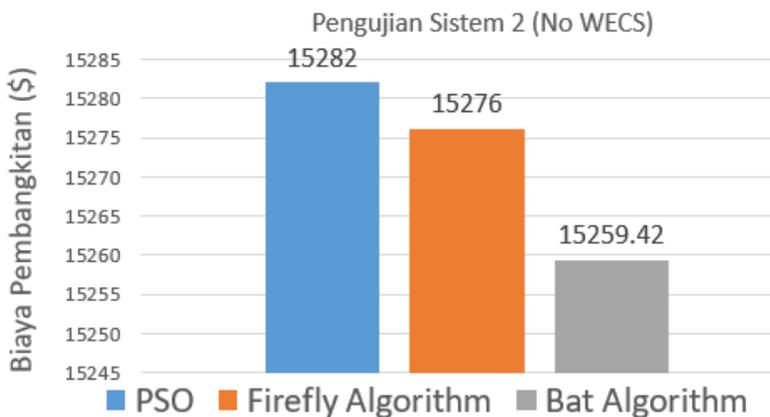
Unit	Dengan WECS			Tanpa WECS		
	PSO	FA	BA	PSO	FA	BA
	(MW)			(MW)		
WECS	54.05	90.01	122.75	-	-	-
<i>TCost</i>	14570	14224	13659.5	15282	15276	15259
<i>Cd</i>	432	720	982	-	-	-
<i>Cp</i>	206	158	64.72	-	-	-
<i>Cr</i>	260	315	514.88	-	-	-
TOTAL	15468	15417	15221.2	15282	15276	15259.4



Gambar 4.8 Grafik total biaya sistem uji 2 dengan unit *WECS*

Dari tabel 4.17 menunjukkan hasil optimasi dari beberapa metode *Artificial Intelligence* lainnya yang telah melakukan optimasi pada sistem ini. Pada sistem yang menggunakan unit *WECS* terlihat bahwa *Bat Algorithm* menghasilkan biaya total pembangkitan termurah yaitu sebesar \$15221.2 yang memiliki selisih \$246.8 atau sekitar 1.6% lebih murah dari *PSO* dan memiliki selisih \$195 atau 1.26% lebih murah dari pada *Firefly Algorithm*. Selanjutnya untuk pembangkitan dengan sistem tanpa unit *WECS*, *Bat Algorithm* tetap menghasilkan optimasi dengan biaya total

pembangkitan paling murah diantara dua metode lainnya. *Bat Algorithm* menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar \$15259.4 yang memiliki selisih sebesar \$25.6 atau sekitar 0.17% lebih murah dibandingkan hasil optimasi *PSO* dengan nilai \$15282. Sedangkan untuk perbandingan dengan *Firefly Algorithm* yang memiliki nilai sebesar \$15276, *Bat Algorithm* memiliki selisih sebesar \$16.6 atau sekitar 0.1% lebih murah. Maka dari itu untuk uji sistem 2 baik tanpa unit *WECS* maupun dengan unit *WECS*, biaya termurah dihasilkan oleh *Bat Algorithm* kemudian disusul *Firefly Algorithm* dan *Particle Swarm Optimization*.



Gambar 4.9 Grafik total biaya sistem uji 2 tanpa unit *WECS*

4.4 Pengujian Sistem 3

Pada pengujian sistem 3 ini sama seperti spengujian pada sistem 1 dan sistem 2, dimana pngambilan data dilakukan dengan penambahan unit pembangkit tenaga angin, dan tanpa penambahan unit pembangkit tenaga angin *WECS*. *Runing* program dilakukan sebanyak 10 kali untuk mendapatkan hasil yang optimal. Pada tabel 4.18 menampilkan hasil optimasi tanpa penambahan unit *WECS*, sedangkan pada tabel 4.19 menampilkan hasil optimasi tiap unit pembangkit dengan penambahan unit pembangkit tenaga angin *WECS*. Dari hasil *dispatch* tiap unit pembangkit akan dimasukkan ke dalam *cost function* dari masing-masing

unit pembangkit baik termal maupun unit pembangkit tenaga angin untuk mengetahui total biaya pembangkitannya.

Tabel 4.18 Hasil Optimasi Sistem Uji 3 Tanpa Unit WECS

Unit Pembangkit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (MW)	Status	
Termal G1	455	5328.4	SAFE	3500
Termal G2	454.91	5252.06	SAFE	
Termal G3	130	1537.03	SAFE	
Termal G4	130	1537.03	SAFE	
Termal G5	469.94	5393.75	SAFE	
Termal G6	459.94	5339.17	SAFE	
Termal G7	464.98	5183.6	SAFE	
Termal G8	291.1	3516.08	SAFE	
Termal G9	156.26	1942.82	SAFE	
Termal G10	155.83	1871.7	SAFE	
Termal G11	77.29	995.89	SAFE	
Termal G12	76.46	1019.18	SAFE	
Termal G13	77.32	1239.79	SAFE	
Termal G14	50.87	929.52	SAFE	
Termal G15	50.04	954.63	SAFE	
TOTAL	3500	42040.65	SAFE	

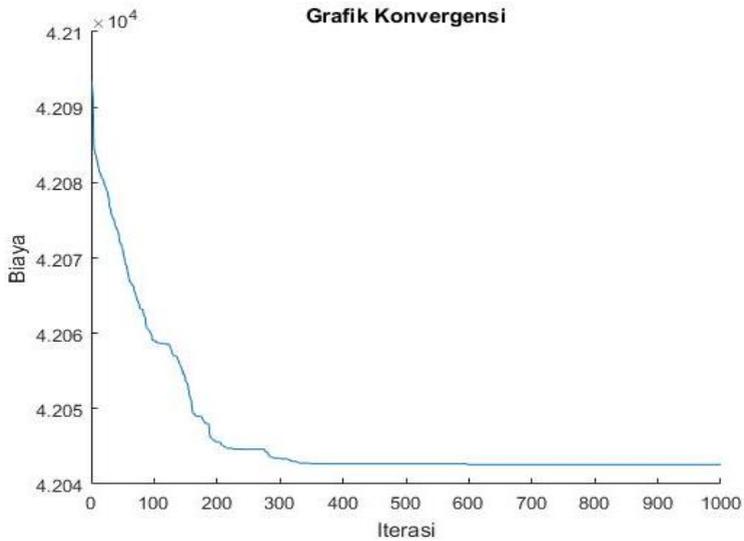
Tabel 4.19 Hasil Optimasi Sistem Uji 3 Dengan Unit WECS

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	454.94	5327.78	SAFE	3500
Termal G2	455	5252.89	SAFE	
Termal G3	129.98	1536.85	SAFE	
Termal G4	130	1537.03	SAFE	
Termal G5	468.32	5376.49	SAFE	

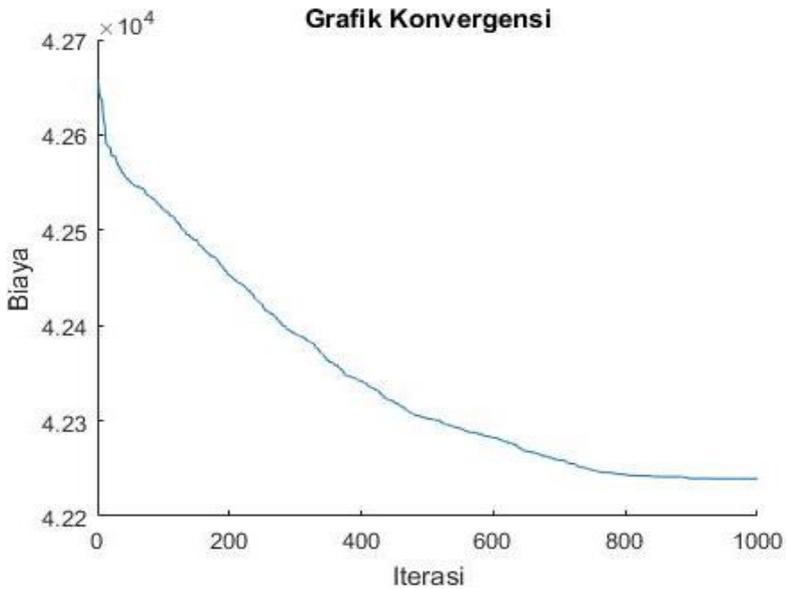
Tabel 4.19 Hasil Optimasi Sistem Uji 3 Dengan Unit *WECS* (lanjutan)

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			<i>Load Demand (MW)</i>	
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status		
Termal G6	460	5339.69	SAFE	3500	
Termal G7	464.98	5183.5	SAFE		
Termal G8	252.99	3082.12	SAFE		
Termal G9	124.91	1584.58	SAFE		
Termal G10	139.21	1687.86	SAFE		
Termal G11	65.16	865.86	SAFE		
Termal G12	62.13	866.37	SAFE		
Termal G13	49.46	873.7	SAFE		
Termal G14	30.48	679.6	SAFE		
Termal G15	30.2	701.54	SAFE		
WECS	182.18	<i>Direct Cost</i>	1457.4		SAFE
		<i>Pinalty Cost</i>	208.49		SAFE
		<i>Reserve Cost</i>	677.47		SAFE
		Total	2343.2		SAFE
TOTAL	3500	42239.26	SAFE		

Pada Tabel 4.18 merupakan hasil *dispatch* dari masing-masing unit pembangkit dengan sistem tanpa menggunakan unit *WECS*, sedangkan untuk tabel 4.19 menunjukkan sistem dengan penambahan unit *WECS*. Pada sistem uji 3 ini, total *load demand* yang harus dipenuhi adalah sebesar 3500 MW. Biaya yang dibutuhkan oleh sistem tanpa unit *WECS* adalah sebesar \$42040.65 yang dapat dikatakan lebih murah sebesar \$198.61 atau 0.47% lebih murah dibandingkan dengan total biaya pembangkitan dengan sistem yang menggunakan unit pembangkit tenaga angin *WECS* sebesar \$42239.26. Dengan begitu, untuk pengujian pada sistem 3 kali ini, hasil biaya pembangkitan dengan sistem tanpa menggunakan unit *WECS* lebih murah sekitar 0.47% dibandingkan dengan biaya pembangkitan oleh sistem yang menggunakan unit *WECS*.



Gambar 4.10 Grafik Konvergensi Sistem Uji 3 Tanpa Unit *WECS*



Gambar 4.11 Grafik Konvergensi Sistem Uji 3 Dengan Unit *WECS*

Gambar 4.10 menunjukkan grafik konvergensi sistem tanpa penambahan unit pembangkit *WECS* dan pada grafik tersebut terlihat bahwa sekitar pada iterasi ke-700 nilai biaya total pembangkitan sudah mulai konvergen/optimal. Sedangkan pada gambar 4.11 yang merupakan sistem dengan menggunakan unit *WECS* terlihat bahwa untuk mencapai total pembangkitan yang optimal/konvergen membutuhkan sekitar 950 iterasi, dan pada grafik 4.11 terlihat prosesnya lebih *smooth* dibandingkan grafik pada gambar 4.10.

Selain melakukan analisa total biaya pembangkitan terhadap penambahan unit pembangkit tenaga angin *WECS*, faktor kepemilikan dari unit pembangkit tenaga angin juga berdampak pada total biaya pembangkitan. Tabel 4.20 dibawah ini menunjukkan hasil optimasi dari setiap unit pembangkit dimana *WECS* dimiliki sektor lain dan Operator sebagai pemilik unit pembangkit tenaga angin. Selain itu, pada tabel 4.20 terlihat juga nilai dari faktor biaya dari unit *WECS* yaitu *direct cost*, *penalty cost*, dan *reserve cost* serta total biaya dari ketiga faktor tersebut.

Tabel 4.20 Faktor Kepemilikan Unit *WECS* Pada Sistem Uji 3

Unit	Status Kepemilikan Unit <i>WECS</i>			
	<i>WECS by Private Sector (MW)</i>	Biaya (\$)	<i>WECS by Operator (MW)</i>	Biaya (\$)
Termal G1	454.94	5327.78	449.46	5270.95
Termal G2	455	5252.89	453	5232.98
Termal G3	123	1536.85	123	1473.44
Termal G4	130	1537.03	118.32	1430.98
Termal G5	468.3	5376.49	463.8	5328.62
Termal G6	460	5339.69	460	5339.69
Termal G7	464.98	5183.5	464.36	5177.22
Termal G8	252.9	3082.12	245.91	3001.63
Termal G9	124.9	1584.58	115.4	1476.23
Termal G10	139.2	1687.86	127.17	1555.17
Termal G11	65.16	865.86	48.09	684.81

Tabel 4.20 Faktor Kepemilikan Unit *WECS* Pada Sistem Uji 3 (lanjutan)

Unit	Status Kepemilikan Unit <i>WECS</i>					
	<i>WECS by Private Sector (MW)</i>	Biaya (\$)		<i>WECS by Operator (MW)</i>	Biaya (\$)	
Termal G12	62.13	866.37		49.31	731.57	
Termal G13	49.46	873.7		40.35	754.1	
Termal G14	30.48	679.6		18.52	533.75	
Termal G15	30.2	701.54		23.24	613.58	
<i>WECS</i>	182.18	<i>Cd</i>	1457.44	300	<i>Cd</i>	-
		<i>Cp</i>	208.49		<i>Cp</i>	-
		<i>Cr</i>	677.47		<i>Cr</i>	1508
		Total	2343.4		Total	1508
TOTAL	3500	42239.26		3500	40112.92	

Tabel 4.20 menunjukkan hasil optimasi dari sistem yang menggunakan maupun yang tidak menggunakan unit *WECS* dengan pengaruh kepemilikan unit pembangkit tenaga angin *WECS*. Sama seperti pada pengujian sistem uji 1 dan sistem uji 2, faktor kepemilikan unit *WECS* memiliki dampak yang cukup berpengaruh pada total biaya pembangkitan daya. Untuk memenuhi total kebutuhan *load demand* sebesar 3500 MW, sistem yang menggunakan *WECS by operator* / operator sebagai pemilik unit *WECS*, memiliki jumlah sebesar \$ 40112.92 yang memiliki selisih sebesar \$2126.34 atau sekitar 5.03% lebih murah dibandingkan dengan sistem yang menggunakan *WECS by Private Sector* / unit pembangkit dimiliki oleh sektor lain. Dengan unit pembangkit tenaga angin *WECS* dimiliki oleh operator, operator dapat memenejemen sendiri pengeluaran *direct cost* dan *penalty cost*, maka operator tidak dikenakan biaya untuk ke dua faktor tersebut sehingga pembangkit tenaga angin dapat dimaksimalkan hingga kapasitas *rated-ny* yaitu sebesar 300 MW dengan biaya *reserve cost* sebesar \$1508.

Selanjutnya penulis juga melakukan perbandingan hasil optimasi *Bat Algorithm* dengan metode *Artificial Intelligence* lainnya seperti *PSO*

dan *Firefly Algorithm*. Tabel 4.21 menunjukkan hasil perbandingan dari metode lainnya.

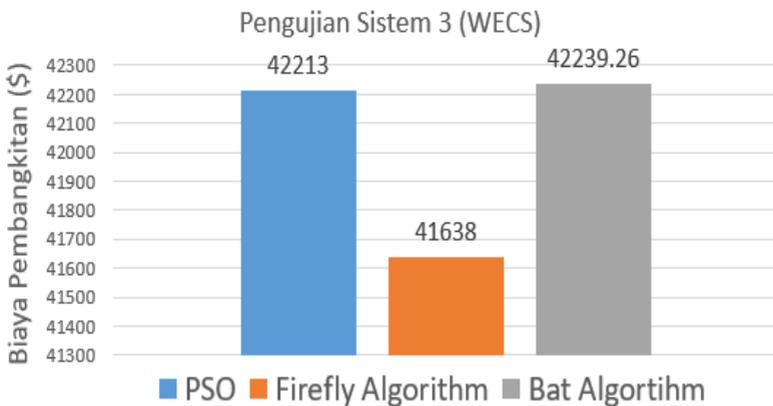
Tabel 4.21 Perbandingan *Bat Algorithm* Dengan Metode Lain

Unit	Dengan WECS			Tanpa WECS			
	PSO	FA	BA	PSO	FA	BA	
	(MW)			(MW)			
Termal G1	455	455	454.94	455	455	455	
Termal G2	455	455	455	455	455	454.91	
Termal G3	130	130	129.98	130	130	130	
Termal G4	130	130	130	130	130	130	
Termal G5	470	470	468.32	470	470	469.94	
Termal G6	460	460	460	460	460	459.94	
Termal G7	465	465	464.98	465	465	464.98	
Termal G8	150.33	254.1	252.99	300	300	291.1	
Termal G9	162	122.9	124.91	159.87	162	156.26	
Termal G10	160	160	139.21	160	160	155.83	
Termal G11	80	80	65.16	80	80	77.29	
Termal G12	80	80	62.13	80	80	76.46	
Termal G13	85	25	49.46	85	43	77.32	
Termal G14	55	15.03	30.48	15.03	55	50.87	
Termal G15	107.57	15	30.2	55	55	50.04	
WECS	107.57	182.9	182.18	-	-	-	
<i>TCost</i>	\$	40840	39785	39895.8	42026	41987	42040.6
<i>Cd</i>		538	915	1457.44	-	-	-
<i>Cp</i>		217	188	208.49	-	-	-
<i>Cr</i>		618	750	677.47	-	-	-
TOTAL		42213	41638	42239.2	42026	41987	42040.6

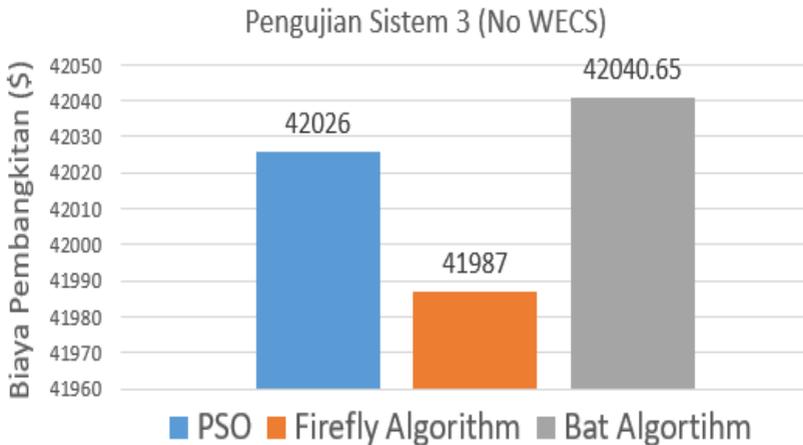
Tabel 4.21 menunjukkan hasil dari beberapa metode optimasi untuk diterapkan pada sistem pengujian 3. Dari hasil tersebut terlihat hasil optimasi *Bat Algorithm* menunjukkan biaya yang tidak lebih murah dari 2 metode lainnya baik *PSO* maupun *Firefly Algorithm*. *Firefly Algorithm*

menghasilkan biaya termurah dalam pembangkitan 15 unit termal generator dan 1 unit WECS untuk beban 3500 MW dengan total biaya \$41638 yang memiliki selisih \$575 atau sekitar 1.4% lebih murah dibandingkan dengan metode *Particle Swarm Optimization* yang menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar \$ 42213 dan memiliki selisih sebesar \$601.2 atau sekitar 1.5% lebih murah dibandingkan metode optimasi yang penulis gunakan yaitu *Bat Algorithm* yang menghasilkan \$42239.2.

Selanjutnya untuk kondisi sistem yang tidak menggunakan unit WECS, *Firefly Algorithm* tetap menghasilkan biaya termurah dengan total biaya sebesar \$41987 yang memiliki selisih \$39 atau sekitar 0.1% lebih murah dibandingkan dengan hasil optimasi dari *Particle Swarm Optimization* yang memiliki nilai sebesar \$42026 dan memiliki selisih sebesar \$52 atau sekitar 0.12% lebih murah dibandingkan dengan metode optimasi yang penulis gunakan yaitu *Bat Algorithm* yang menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar \$42040.6. Sehingga untuk pengujian sistem 3 ini *Bat Algorithm* tidak menghasilkan biaya paling optimal dibandingkan dengan metode *Artificial Intellegent* lainnya. Pada pengujian sistem 3 ini, *Firefly Algorithm* yang menghasilkan biaya paling termurah dari ke-2 metode lainnya kemudian disusul oleh *Particle Swarm Optimization* dan *Bat Algorithm*.



Gambar 4.12 Grafik total biaya sistem uji 3 dengan unit WECS



Gambar 4.13 Grafik total biaya sistem uji 3 tanpa unit WECS

4.5 Pengujian *Additional System*

Hasil optimasi untuk pengujian *additional system* ini diterapkan untuk mengetahui performa *bat algorithm* jika diterapkan pada sistem yang besar yaitu dengan 40 unit termal dan 1 WECS. Seperti pada pengujian sebelumnya, sistem *additional* ini akan diuji dengan optimasi tanpa penambahan unit WECS pada tabel 4.22 dan dengan penambahan unit WECS pada tabel 4.23

Tabel 4.22 Hasil Optimasi *Additional System* Tanpa Unit WECS

Unit Pembangkit	<i>Economic Dispatch</i>			<i>Load Demand (MW)</i>
	Daya (MW)	Biaya (MW)	Status	
Termal G1	113.95	951.27	SAFE	10500
Termal G2	113.45	947.12	SAFE	
Termal G3	120	1449.97	SAFE	
Termal G4	180.48	2152.31	SAFE	
Termal G5	96.38	770.49	SAFE	
Termal G6	140	1573.06	SAFE	
Termal G7	299.78	3015.87	SAFE	

Tabel 4.22 Hasil Optimasi *Additional System* Tanpa Unit WECS (lanjutan)

Unit Pembangkit	<i>Economic Dispatch</i>			<i>Load Demand (MW)</i>
	Daya (MW)	Biaya (MW)	Status	
Termal G8	300	2931.78	SAFE	10500
Termal G9	300	2951.46	SAFE	
Termal G10	173.7	3146.24	SAFE	
Termal G11	122.72	2295.99	SAFE	
Termal G12	120.45	2279.14	SAFE	
Termal G13	125.02	2542.09	SAFE	
Termal G14	241.39	4332.6	SAFE	
Termal G15	254.43	4514.78	SAFE	
Termal G16	247.85	4431.18	SAFE	
Termal G17	499.03	5404.7	SAFE	
Termal G18	498.74	5393.34	SAFE	
Termal G19	533.76	5793.75	SAFE	
Termal G20	550	5978.13	SAFE	
Termal G21	550	5333.91	SAFE	
Termal G22	549.95	5333.51	SAFE	
Termal G23	549.94	5316.14	SAFE	
Termal G24	550	5316.63	SAFE	
Termal G25	550	5544.24	SAFE	
Termal G26	549.86	5542.93	SAFE	
Termal G27	10.03	1141.08	SAFE	
Termal G28	10.03	1141.08	SAFE	
Termal G29	10.34	1145.4	SAFE	
Termal G30	97	775.1	SAFE	
Termal G31	190	1502.38	SAFE	
Termal G32	190	1502.38	SAFE	
Termal G33	190	1502.38	SAFE	
Termal G34	200	1901.87	SAFE	

Tabel 4.22 Hasil Optimasi *Additional System* Tanpa Unit *WECS* (lanjutan)

Unit Pembangkit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (MW)	Status	
Termal G35	195.95	1809.6	SAFE	10500
Termal G36	199.91	1843.89	SAFE	
Termal G37	105.87	1110.51	SAFE	
Termal G38	110	1149.06	SAFE	
Termal G39	109.99	1149.06	SAFE	
Termal G40	549.84	5976.44	SAFE	
TOTAL	10500	118892.85	SAFE	

Tabel 4.23 Hasil Optimasi *Additional System* Dengan Unit *WECS*

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			Load Demand (MW)
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G1	104.77	875.63	SAFE	10500
Termal G2	113.98	951.51	SAFE	
Termal G3	103.94	1263.6	SAFE	
Termal G4	151.77	1827.6	SAFE	
Termal G5	94.38	755.44	SAFE	
Termal G6	125.7	1414.67	SAFE	
Termal G7	250.56	2523.93	SAFE	
Termal G8	271.28	2650.4	SAFE	
Termal G9	256.9	2529.56	SAFE	
Termal G10	130	2502.07	SAFE	
Termal G11	94	1893.31	SAFE	
Termal G12	94.01	1908.44	SAFE	
Termal G13	125	2541.68	SAFE	
Termal G14	135.2	3093.14	SAFE	
Termal G15	125.01	2982.89	SAFE	
Termal G16	125.01	2982.89	SAFE	

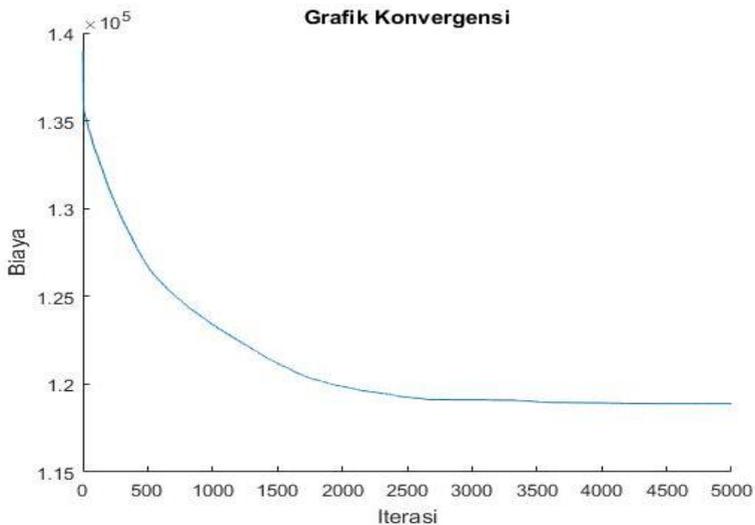
Tabel 4.24 Hasil Optimasi *Additional System* Dengan Unit WECS (lanjutan)

Unit	<i>Economic Dispatch</i>			<i>Load Demand (MW)</i>
	Daya (MW)	Biaya (\$)	Status	
Termal G17	407.03	4410.54	SAFE	10500
Termal G18	415.29	4491.17	SAFE	
Termal G19	401.53	4352.77	SAFE	
Termal G20	415.38	4498.54	SAFE	
Termal G21	535.27	5188.71	SAFE	
Termal G22	521.34	5052.49	SAFE	
Termal G23	536.58	5185.94	SAFE	
Termal G24	549.97	5316.43	SAFE	
Termal G25	518.67	5229.16	SAFE	
Termal G26	529.78	5340.31	SAFE	
Termal G27	10.05	1141.35	SAFE	
Termal G28	10.01	1140.8	SAFE	
Termal G29	10	1140.52	SAFE	
Termal G30	94.73	758.07	SAFE	
Termal G31	190	1502.38	SAFE	
Termal G32	190	1502.38	SAFE	
Termal G33	190	1502.38	SAFE	
Termal G34	186.37	1779.44	SAFE	
Termal G35	177.39	1648.92	SAFE	
Termal G36	186.48	1727.6	SAFE	
Termal G37	84.12	916.09	SAFE	
Termal G38	91.49	980.26	SAFE	
Termal G39	106.23	1113.86	SAFE	

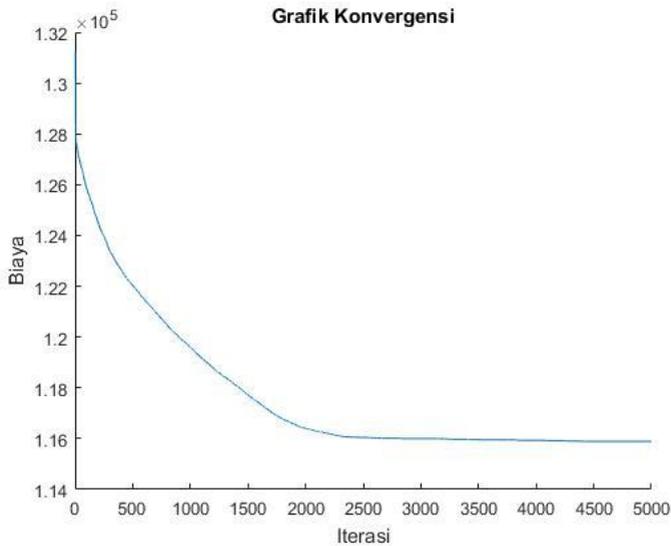
Tabel 4.25 Hasil Optimasi *Additional System* Dengan Unit *WECS* (lanjutan)

Unit	Economic Dispatch			Load Demand (MW)	
	Daya (MW)	Biaya (\$)			Status
Termal G40	426.78	4619.47		SAFE	10500
TOTAL	1413.82	Direct Cost	7776.06	SAFE	
		Pinalty Cost	70.47	SAFE	
		Reserve Cost	4798.81	SAFE	
		Total	12645.34	SAFE	
TOTAL	10500	115881.70		SAFE	

Dari hasil optimasi pada tabel 4.22 dan 4.23 terlihat perbedaan total biaya pembangkitan antara tanpa unit *WECS* dan dengan unit *WECS*. Pada pembangkitan dengan *WECS* menghasilkan biaya sebesar \$115881.70 yang memiliki selisih sebesar \$3011.15 atau 2.53% lebih murah dibandingkan total pembangkitan tanpa unit *WECS* yaitu sebesar \$118892.85 dan untuk grafik konvergensi dapat dilihat pada gambar 4.14 dan gambar 4.15 dibawah ini.



Gambar 4.14 Grafik *Additional System* Tanpa Unit *WECS*



Gambar 4.15 Grafik *Additional System* Dengan Unit WECS

Dari gambar 4.14 dan 4.15 terlihat bahwa untuk unit optimasi tanpa unit WECS konvergen pada 4500 iterasi sedangkan untuk yang menggunakan unit WECS terlihat konvergen dalam iterasi ke-4000. Selanjutnya penulis akan menunjukkan pengaruh faktor kepemilikan unit WECS pada total biaya pembangkitan seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.24 dibawah ini.

Tabel 4.26 Faktor Kepemilikan Unit WECS Pada *Additional System*

Unit	Status Kepemilikan Unit WECS			
	WECS by Private Sector (MW)	Biaya (\$)	WECS by Operator (MW)	Biaya (\$)
Termal G1	104.77	875.63	102.62	858.08
Termal G2	113.98	951.51	102.32	855.64
Termal G3	103.94	1263.6	96.71	1183.06
Termal G4	151.77	1827.6	153.26	1844.07

Tabel 4.27 Faktor Kepemilikan Unit WECS Pada *Additional System* (lanjutan)

Unit	Status Kepemilikan Unit WECS			
	WECS by Private Sector (MW)	Biaya (\$)	WECS by Operator (MW)	Biaya (\$)
Termal G5	94.38	755.44	85.79	691.84
Termal G6	125.7	1414.67	118.13	1332.65
Termal G7	250.56	2523.93	279.56	2811.69
Termal G8	271.28	2650.4	278.68	2722.15
Termal G9	256.9	2529.56	269.17	2647.53
Termal G10	130	2502.07	130.01	2502.35
Termal G11	94	1893.31	94	1893.31
Termal G12	94.01	1908.44	94	1908.17
Termal G13	125	2541.68	125.01	2541.95
Termal G14	135.2	3093.14	141.81	3165.34
Termal G15	125.01	2982.89	132.45	3064.53
Termal G16	125.01	2982.89	125	2982.68
Termal G17	407.03	4410.54	396.92	4304.52
Termal G18	415.29	4491.17	391.41	4241.03
Termal G19	401.53	4352.77	426.3	4614.37
Termal G20	415.38	4498.54	408.79	4429.01
Termal G21	535.27	5188.71	516.16	5002.13
Termal G22	521.34	5052.49	536.6	5201.78
Termal G23	536.58	5185.94	544.08	5258.91
Termal G24	549.97	5316.43	521.94	5044.42
Termal G25	518.67	5229.16	488.21	4927.94
Termal G26	529.78	5340.31	489.73	4942.85
Termal G27	10.05	1141.35	10	1140.52
Termal G28	10.01	1140.8	10	1140.52
Termal G29	10	1140.52	10	1140.52

Tabel 4.28 Faktor Kepemilikan Unit WECS Pada *Additional System* (lanjutan)

Unit	Status Kepemilikan Unit WECS					
	WECS by Private Sector (MW)	Biaya (\$)		WECS by Operator (MW)	Biaya (\$)	
Termal G30	94.73	758.07		87.28	702.75	
Termal G31	190	1502.38		190	1502.38	
Termal G32	190	1502.38		190	1502.38	
Termal G33	190	1502.38		190	1502.38	
Termal G34	186.37	1779.44		182.85	1747.81	
Termal G35	177.39	1648.92		182.23	1690.81	
Termal G36	186.48	1727.6		182.72	1695.05	
Termal G37	84.12	916.09		104.23	1095.32	
Termal G38	91.49	980.26		97.21	1031.28	
Termal G39	106.23	1113.86		86.05	932.72	
Termal G40	426.78	4619.47		428.61	4638.96	
WECS	1413.82	<i>Cd</i>	7776.06	1500	<i>Cd</i>	-
		<i>Cp</i>	70.47		<i>Cp</i>	-
		<i>Cr</i>	4798.81		<i>Cr</i>	5278
		Total	12645.3		Total	5278
TOTAL	10500	115881.70		10500	102435.41	

Pada tabel 4.24 terlihat bahwa optimasi yang menggunakan unit *WECS by Operator* memiliki total biaya sebesar \$102435.41 yang memiliki selisih sebesar \$13446.29 atau 11.6% lebih murah dibandingkan dengan optimasi yang menggunakan unit *WECS by private sector* dengan total biaya pembangkitan sebesar \$115881.70 .Selain itu penulis juga membandingkan hasil optimasi dengan metode *artificial intelligence* lainnya seperti pada tabel 4.25 dibawah ini.

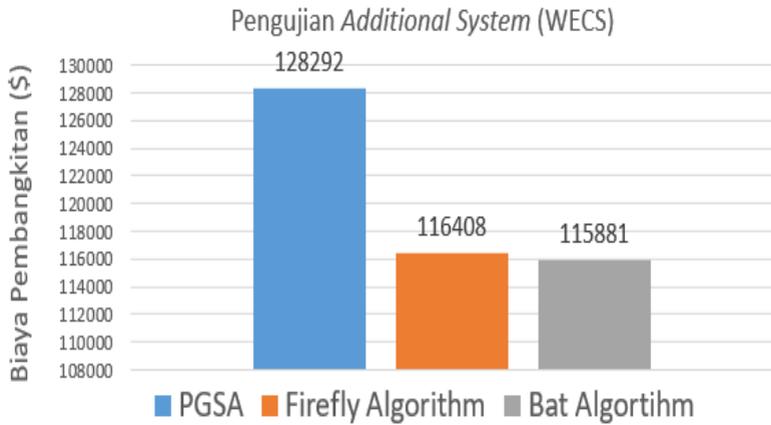
Tabel 4.29 Perbandingan *Bat Algoritm* Dengan Metode Lain

Unit	Dengan WECS			Tanpa WECS		
	PGSA	FA	BA	PGSA	FA	BA
	(MW)			(MW)		
Termal G1	69.43	114	104.77	82.70	114.	113.95
Termal G2	88.08	114	113.98	77.86	114	113.45
Termal G3	76.34	81.1	103.94	110.62	120	120
Termal G4	89.06	114.5	151.77	171.62	190	180.48
Termal G5	78.80	97.0	94.38	89.88	97	96.38
Termal G6	128.58	106.3	125.7	126.54	140	140
Termal G7	112.82	285.1	250.56	293.23	300	299.78
Termal G8	282.63	300	271.28	291.31	300	300
Termal G9	278.71	300	256.9	299.16	300	300
Termal G10	189.48	130	130	264.66	130	173.7
Termal G11	155.30	94	94	209.77	94	122.72
Termal G12	208.77	94	94.01	351.30	94.08	120.45
Termal G13	399.59	125	125	399.90	125.	125.02
Termal G14	404.02	125.5	135.2	396.82	271.9	241.39
Termal G15	234.41	125.1	125.01	467.01	264.5	254.43
Termal G16	243.06	125.1	125.01	323.54	268.4	247.85
Termal G17	338.51	386.1	407.03	415.73	500	499.03
Termal G18	383.02	391.1	415.29	421.17	500	498.74
Termal G19	537.28	409.5	401.53	467.07	550	533.76
Termal G20	256.55	408.5	415.38	461.11	550	550
Termal G21	355.83	550	535.27	455.27	550	550
Termal G22	545.33	550	521.34	533.63	550	549.95
Termal G23	476.64	550	536.58	445.27	550	549.94
Termal G24	482.30	550	549.97	546.65	550	550
Termal G25	456.57	550	518.67	476.21	550	550
Termal G26	532.82	550	529.78	511.96	550	549.86
Termal G27	59.86	10	10.05	29.39	10.00	10.03

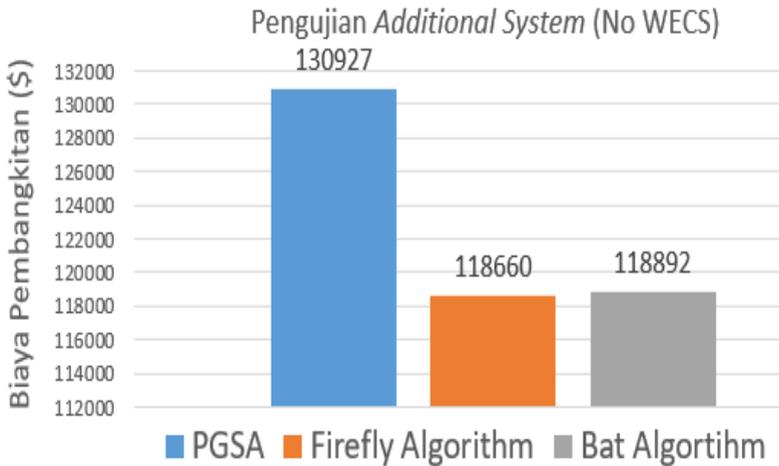
Tabel 4.30 Perbandingan *Bat Algorithm* Dengan Metode Lain (lanjutan)

Unit	Dengan WECS			Tanpa WECS			
	PGSA	FA	BA	PGSA	FA	BA	
	(MW)			(MW)			
Termal G28	48.52	10	10.01	49.04	10.00	10.03	
Termal G29	20.84	10	10	34.18	10.00	10.34	
Termal G30	96.60	97.	94.73	91.43	97.00	97	
Termal G31	124.09	190	190	188.08	190	190	
Termal G32	134.42	190	190	116.06	190	190	
Termal G33	162.53	190	190	158.53	190	190	
Termal G34	181.78	200	186.37	145.84	200	200	
Termal G35	169.62	200	177.39	166.80	200	195.95	
Termal G36	172.38	200	186.48	190.29	200	199.91	
Termal G37	31.14	110	84.12	95.89	110	105.87	
Termal G38	63.78	110	91.49	70.08	110	110	
Termal G39	90.57	110	106.23	98.67	110	109.99	
Termal G40	498.73	416.2	426.78	375.47	550	549.84	
WECS	1240.88	1214.84	1413.82	-	-	-	
<i>TCost</i>	\$	116646	104817	103236	130927	118660	118892
<i>Cd</i>		6825	6766	7776.06	-	-	-
<i>Cp</i>		242	988	70.47	-	-	-
<i>Cr</i>		4580	3835	4798.81	-	-	-
TOTAL		128292	116408	115881	130927	118660	118892

Terlihat pada tabel 4.25 optimasi tanpa unit WECS, BA mendapatkan biaya termurah ke-2 diantara FA dan PGSA atau dapat dikatakan FA lebih murah sebesar 0.2% hingga 9.36% dibanding metode lainnya. Sedangkan optimasi dengan unit WECS *Bat Algorithm* mendapatkan biaya termurah sebesar \$115881 yang memiliki selisih \$527 terhadap FA dan \$12411 terhadap PGSA atau lebih murah sebesar 0.5% hingga 9.67% dibandingkan dengan metode *artificial intelligence* lainnya.



Gambar 4.16 Grafik total biaya *additional system* dengan unit WECS



Gambar 4.17 Grafik total biaya *additional system* tanpa unit WECS

Pada gambar 4.16 dan 4.17 terlihat perbandingan antara total biaya pembangkitan dari masing-masing unit pembangkit baik menggunakan unit pembangkit tenaga angin maupun tidak menggunakan unit pembangkit tenaga angin. Untuk *additional system* metode optimasi yang paling efektif adalah *firefly algorithm*.

---halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan simulasi *economic dispatch* dengan penambahan pembangkit tenaga angin, kita dapat menarik beberapa kesimpulan sebagai berikut.

1. Hasil optimasi menunjukkan bahwa *Bat Algorithm* mampu dengan baik menyelesaikan permasalahan *Economic Dispatch* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin dan tetap menjaga *constraint* dari tiap unit pembangkit. Dengan membandingkan hasil optimasi *bat algorithm* dengan dengan metode optimasi lain seperti *firefly algorithm*, *PGSA*, *PSO*, dan *Genetic Algorithm*, hasil optimasi *bat algorithm* bisa menghasilkan biaya lebih murah sekitar 0.1% hingga 1.6% ketika menggunakan unit *WECS*, sedangkan tanpa penggunaan unit *WECS* dapat mencapai 0.1% hingga 0.2% lebih murah dibandingkan dengan metode lainnya untuk sebagian besar kasus.
2. Faktor kepemilikan unit pembangkit tenaga angin memiliki dampak yang cukup signifikan pada total biaya pembangkitan. Unit *WECS by operator* dapat menghasilkan biaya 5.03% hingga 16.08% lebih murah dibandingkan dengan sistem yang menggunakan *WECS by private sector*.
3. Perencanaan dari unit pembangkit tenaga angin sangat dipengaruhi oleh koefisien dari *direct cost*, *penalty cost* dan *reserve cost*. Dengan melakukan asumsi bahwa koefisien *reserve cost* bernilai sama kemudian *WECS* dimiliki oleh operator, maka operator dapat memaksimalkan unit pembangkit tenaga angin hingga kapasitas ratingnya.
4. Semakin besar sistem / semakin banyak unit pembangkit yang di optimasi maka faktor kepemilikan unit *WECS* semakin mempengaruhi total biaya pembangkitan, karena dengan unit *WECS by operator* maka koefisien *direct cost* dan *penalty cost* dapat diabaikan sehingga hanya tersisa *reserve cost*.

5. Penambahan unit pembangkit tenaga angin / unit *WECS* tidak selalu mereduksi total biaya pembangkitan. Jika *WECS by private sector* maka koefisien *direct cost* dan *penalty cost* dapat diperoleh sesuai kesepakatan antara *operator* dengan *private sector* tersebut, sehingga sangat berpengaruh terhadap perencanaan pembangkitan daya.

5.2 Saran

Saran untuk penelitian selanjutnya pada bidang operasi optimum sistem tenaga listrik adalah sebagai berikut.

1. Mempertimbangkan rugi-rugi jaringan / *transmission losses* pada sistem yang akan dioptimasi.
2. Mempertimbangkan *energy storage system* untuk sistem penyimpanan ketika kondisi *underestimate* dari perencanaan unit pembangkit tenaga angin.
3. Melakukan penyelesaian masalah *economic dispatch* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin dengan metode *artificial intelligent* lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] S. Haadi, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill Companies, 1976.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", Second Edition", vol. II, New York: John Wiley & Sons, Inc, 1996.
- [3] H. Liang, Y. Liu, Y. Shen, F. Li and Y. Man, "A Hybrid Bat Algorithm for Economic Dispatch with Random Wind Power," *Power System*, vol. II, May 2017.
- [4] Z.-L. Gaing, "Particle Swarm Optimization to Solving the Economic Dispatch Considering the Generator Constraint," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 18, no. 3, 2003.
- [5] J. Hetzer, D. C. Yu and K. Bhattacharai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Transactions On Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, June 2008.
- [6] X.-S. Yang, "A New Metaheuristic Bat-Inspired Algorithm," *Nature Inspired Cooperative Strategies for Optimization (NISCO 2010)*, vol. 284, pp. 65-74, 2010.
- [7] F. Guo, C. Wen, Fellow and Y.-D. Song, "Distributed Economic Dispatch for Smart Grids With Random Wind Power," *IEEE Transaction On Smart Grid*, pp. 1-12, April 2015.
- [8] J. T. Jose, "Economic Load Dispatch Including Wind Power Using Bat Algorithm," in *International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, January 2013.
- [9] N. Sinha, R. Chakrabarti and P. K. Chattopadhyay, "Evolutionary Programming Techniques for Economic Load Dispatch," *IEEE Transactions On Evolutions Computation*, vol. VII, pp. 83-94, February 2003.
- [10] X. Liu, W. Xu and Fellow, "Minimum Emission Dispatch Constrained by Stochastic Wind Power Availability and Cost," *IEEE Transaction On Power System*, vol. 25, no. III, pp. 1705-1713, August 2010.

---halaman ini sengaja dikosongkan---

LAMPIRAN

```
%mainprog
%kesamaan

inisialisasi_pembangkit;

n=20; %population
dim=n_data; %jml variable
iteration=1000; %iteration
A=0.95;
r0=0.9; %pulse emission rate
r=0.1;
alfa=0.95;
gamma=0.95;
Qmin=0;
Qmax=1;

Q=zeros(n,dim); %frekuensi awal
v=zeros(n,dim); %kecepatan awal

% Initialize the population/solutions
x=ones(n,1)*Lb+rand(n,1)*(Ub-Lb); %inisialisasi posisi
total_x =sum(x');
fungsi; %get the best

bestbat=best;
soll_ba_best=soll_ba;

hfig = figure;
hold on
title('Grafik Konvergensi');iterm=iteration;
hbestplot = plot(1:iterm,zeros(1,iterm),'-');
xlabel('Iterasi');
ylabel('Biaya');
hold off
drawnow;
tc_s=tc;
xt=x;
for t=1:iteration
```

```

x_random=ones(n,1)*Lb+rand(n,1)*(Ub-Lb); [tcp_random tc soll_ba
best gc1 gc2 gc3 ]=hitung(mwlimits,x_random,dim,load,data);

x=xt;
Q=Qmin+(Qmax-Qmin)*rand(n,dim); %update frequency
v=Q.*(ones(n,1)*bestbat-x);
x=x+v;

for i=1:n
    if rand>r %local search
        % The factor 0.001 limits the step sizes of random walks
        x(i,:)=bestbat+0.001*(Ub-Lb).*randn(1,dim);
    end
end

%hitungload;
[tcp tc soll_ba best gc1 gc2 gc3 b1]=hitung(mwlimits,x,dim,load,
data);

ok=0;
for i=1:n
    if (rand<A) && (tcp_random(i)<soll_fa_best) %global search
        xt(i,:)=x_random(i,:);
        tc_s(i)=tcp_random(i);
        ok=1;
    else
        xt(i,:)=x(i,:);
        tc_s(i)=tcp(i);
    end
end

r=r0*(1-exp(-gamma*t));A=A*alfa;
x=xt;

%hitungload;
[tcp tc soll_ba best gc1 gc2 gc3 b1]=hitung(mwlimits,x,dim,load,
data);

if    soll_ba<soll_fa_best

```

```

        bestbat=best;
        soll_ba_best=soll_ba;
end

plotvector = get(hbestplot,'Ydata');
plotvector(t)= (soll_ba_best);
set(hbestplot,'Ydata',plotvector);
drawnow

end

%clc;
x=bestbat; [tcp tc soll_ba best gc1 gc2 gc3 b1]=hitung(mwlimits,x,
dim,load,data);
fprintf('\nLoad Demand = %5.0f MW\n\n',load)
fprintf('===== PERENCANAAN DAYA =====\n')
for i = 1:(dim-1)
fprintf('Pembangkit Termal Unit %1.0f\t=\t%8.3f MW\n',i,bestbat
(:,i))
end
fprintf('Pembangkit Termal Unit 3\t=\t%8.3f MW\n',bestbat(:,dim))
fprintf('Total Pembangkitan\t\t=\t%8.0f MW\n\n',sum(bestbat))

fprintf('===== RINCIAN BIAYA =====\n')
fprintf('Unit Termal\n')
fprintf('G1\t\t\t\t\t=\t%8.2f $\n',gc1(b1))
fprintf('G2\t\t\t\t\t=\t%8.2f $\n',gc2(b1))
fprintf('G3\t\t\t\t\t=\t%8.2f $\n',gc3(b1))
fprintf('Total Biaya Unit Termal\t=\t%8.2f $\n',gc1(b1)+gc2(b1)
+gc3(b1))
fprintf('\nTOTAL BIAYA PEMBANGKITAN\t=\t%8.2f $\n\n',tc(b1))
toc

```

---halaman ini sengaja dikosongkan---

BIOGRAFI PENULIS



Nafiqul Ihsan lahir di Ponorogo pada tanggal 1 Desember 1995. Merupakan anak kedua dari pasangan Bpk. Budi Handoyo dan Ibu. Linda Rochlulwati. Penulis memulai pendidikan di TK Ar-Rahman 1 Ponorogo (2000-2002) kemudian melanjutkan ke SD Muhammadiyah 1 Ponorogo (2002-2008). Selanjutnya penulis meneruskan pendidikan menengah pertama di SMP Negeri 1 Ponorogo pada tahun (2008-2011). Setelah itu melanjutkan ke Sekolah Menengah Atas Negeri 2 Ponorogo (2011-2014). Penulis melanjutkan pendidikan ke D3 Teknik Elektro ITS (2014-2017) dan kemudian penulis melanjutkan pendidikan di S1 Teknik Elektro ITS program lintas jalur 2017 program studi Teknik Sistem Tenaga.

Email : nafiqulihسان95@gmail.com

---halaman ini sengaja dikosongkan---