TUGAS AKHIR – EE 184801

ALIRAN DAYA OPTIMAL MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *GREY WOLF OPTIMIZATION*

Eyov Glenn C.
NRP 07111640000046

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc,Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2020

ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT – EE 184801

OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING THE UNCERTAINTY OF WIND POWER USING GREY WOLF OPTIMIZATION

Eyov Glenn C.
NRP 071116400000046

Advisor
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT
Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc,Ph.D

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical and Intelligent Informatics Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2020

PERNYATAAN KEASLIAN
TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Aliran Daya Optimal Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin Menggunakan *Grey Wolf Optimization***" 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, Juni 2020

Eyov Glenn Christensen
NRP : 0711164000046

ALIRAN DAYA OPTIMAL MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *GREY WOLF OPTIMIZATION*

TUGAS AKHIR

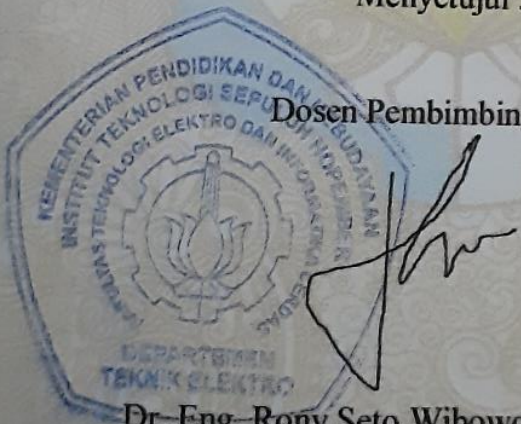
Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
NIP. 197411292000121001

SURABAYA
JUNI, 2020

ALIRAN DAYA OPTIMAL MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *GREY WOLF OPTIMIZATION*

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing II

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
NIP. 194907151974121001

SURABAYA
JUNI, 2020

ALIRAN DAYA OPTIMAL MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *GREY WOLF OPTIMIZATION*

Eyov Glenn Christensen
07111640000046

Dosen Pembimbing I : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
Dosen Pembimbing II : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D

ABSTRAK

Peningkatan kebutuhan akan energi listrik memberikan tantangan bagi pihak penyedia untuk menyediakan energi listrik dengan biaya pembangkitan seminimal mungkin yang di masa kini solusinya diperoleh dari sumber energi terbarukan, salah satunya adalah energi angin. Integrasi dari tenaga angin pada sistem tenaga akan memberikan dampak pada operasi ekonomis sistem. Di sisi lain, penambahan pembangkit tenaga angin memunculkan masalah baru dalam perencanaan sistem tenaga, yakni karena sifat *intermittent* dari tenaga angin yang mana menghasilkan sejumlah energi yang bergantung pada kecepatan angin di lokasi pembangkitan. Sifat ketidakpastian dari tenaga angin ini membuat keluaran daya yang tidak stabil dari pembangkit tenaga angin. Pada tugas akhir ini, masalah *Optimal Power Flow* (*OPF*) diselesaikan pada sistem yang terintegrasi dengan pembangkit tenaga angin, dengan tujuan untuk meminimalkan biaya pembangkitan dengan mengaplikasikan algoritma *Grey Wolf Optimization* (*GWO*). Ketidakpastian tenaga angin telah dimodelkan menggunakan distribusi weibull yang diterapkan pada biaya tambahan sesuai dengan keadaan *underestimation* dan *overestimation*, dimana daya yang tersedia lebih tinggi dan lebih rendah dari daya keluaran yang dijadwalkan masing-masing.

Kata Kunci : aliran daya optimal, distribusi weibull, grey wolf optimization

---halaman ini sengaja dikosongkan---

OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING THE UNCERTAINTY OF WIND POWER USING GREY WOLF OPTIMIZATION

Eyov Glenn Christensen
07111740000046

1st Advisor : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
2st Advisor : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D

ABSTRACT

Increasing the demand for electricity gives a challenge for suppliers to supply electricity with the lowest possible costs, which at present the solution is obtained from renewable energy sources, one of which is wind energy . The integration of wind power into the power system will lead to impact on the economic operation of the system. On the other side, by the addition of this wind power, new problems come up in the power system planning, namely because of the intermittent nature of wind power which produces fluctuating amounts of energy depending on wind speed at the location. The uncertainty nature of wind power makes the unstable power output from the wind power plant. In this paper, the problem of optimal power flow (OPF) is solved in a system integrated with wind power plant, with the aim of recuding cost of power generation by applying the Grey Wolf Optimization (GWO) Algorithm. The uncertainty has been modeled using weibull distribution which is applied to additional cost components corresponding to states of under estimation and over estimation, where the available power is higher and lower than the scheduled output power, respectively.

Keywords : optimal power flow, weibull distribution, grey wolf optimization

---halaman ini sengaja dikosongkan---

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur senantiasa terpanjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa yang karena kasih karunia-Nya sehingga penulis bisa menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul "ALIRAN DAYA OPTIMAL MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN MENGGUNAKAN *GREY WOLF OPTIMIZATION*".

Dalam menyelasaikan 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. Junjungan Agung saya, Gusti Yesus Kristus, karena atas kasih karunia dan teladan kesetiaan-Nya yang menginspirasi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini
2. Papa Godlief Eleanus Lalumedja dan Mama Christiana Magdalena yang membimbing penulis dan selalu mensupport penulis sejak kecil.
3. Kedua adik saya Eyovane Justin dan Eyovin Given Nathalin yang sudah memberikan sukacita dan kebersamaan selama ini.
4. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. dan Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang,M.Sc., Ph.D 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. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu menyelesaikan tugas akhir ini.

Surabaya, Juni 2020

Eyov Glenn Christensen
NRP : 07111640000046

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR ISI

TUGAS AKHIR – EE 184801 v
FINAL PROJECT – EE 184801 vi
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR v
LEMBAR PENGESAHAN I ..... **Error! Bookmark not defined.**
LEMBAR PENGESAHAN II ix
ABSTRAK i
ABSTRACT iii
KATA PENGANTAR v
DAFTAR ISI vii
DAFTAR GAMBAR ix
DAFTAR TABEL xi
BAB 1 PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Rumusan Masalah 2
1.3 Tujuan Penelitian 2
1.4 Batasan Masalah 2
1.5 Metodologi Penelitian 3
1.6 Sistematika Penulisan 3
1.7 Relevansi 4
BAB 2 ALIRAN DAYA OPTIMAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN 5
2.1 Sistem Tenaga Listrik 5
2.2 Analisis Aliran Daya 7
2.3 Karakteristik Unit Pembangkit 11
2.3.1 Karakteristik Unit Pembangkit Termal 11
2.3.2 Karakteristik dan Fungsi Probabilitas Unit Pembangkit Tenaga Angin 12
2.4 *Optimal Power Flow* mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin 19
2.4.1 *Objective Function* Dengan Permasalahan *Optimal Power Flow* 20
2.4.2 *Equality Constraints* 21
2.2.4.1 Batasan Daya Aktif 21

2.2.4.2 Batasan Daya Reaktif....21
2.4.3 *Inequality Constraints*....21
2.3.4.1 Batasan Generator....21
2.3.4.2 Batasan Transformator....21
2.3.4.3 Batasan Kompensasi VAR....22
2.3.4.4 Batasan Keamanan....22
2.5 *Grey Wolf Optimization*....22
BAB 3 PENERAPAN *GREY WOLF OPTIMIZATION* PADA ALIRAN DAYA OPTIMAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN....27
3.1 Algoritma Simulasi *OPF* dengan *GWO*....27
3.2 Penanganan batasan sistem....29
3.3 Sistem Uji: Modifikasi Sistem IEEE-26 Bus....31
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS....35
4.1 Uji Validasi Metode *GWO*....35
4.2 Perbandingan *Economic Dispatch* dengan *OPF*....37
4.3 Pengaruh Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin....39
4.4 Pengaruh Faktor Kepemilikan Unit Tenaga Angin....41
4.5 Pengaruh Efek Katup pada Unit Termal....43
4.6 Pengaruh Variasi Parameter Distribusi Weibull terhadap Total Biaya Pembangkitan....45
4.7 Meningkatkan Profil Tegangan....52
4.8 Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif Saluran....55
4.9 Perbandingan dengan Metode Lain....57
BAB 5 PENUTUP....59
5.1 Kesimpulan....59
5.2 Saran....59
DAFTAR PUSTAKA....61
BIOGRAFI PENULIS....63
LAMPIRAN....65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik 5
Gambar 2.2 Kurva Beban Harian 6
Gambar 2.3 Karakteristik *Input-Output* Unit Pembangkit Termal 11
Gambar 2.4 Karakteristik *Input-Output* Unit Pembangkit Tenaga Angin 13
Gambar 2.5 Contoh *Probability Density Fucntion* dari *W* 15
Gambar 2.6 Hirarki Serigala Abu-abu 22
Gambar 2.7 Langkah-langkah dalam Teknik Berburu 25
Gambar 2.8 *Pseudo-code Grey Wolf Optimization* 26
Gambar 3.1 Diagram Alir Simulasi *OPF* dengan *GWO* 28
Gambar 3.2 *Pseudo-code* untuk Penanganan Batasan 30
Gambar 3.3 Modifikasi Sistem IEEE 26-Bus 31
Gambar 4.1 Grafik Konvergensi Sistem Uji *Example* 8C 37
Gambar 4.2 PDF Distribusi Kecepatan Angin dengan Variasi *Scale Factor, c* 45
Gambar 4.3 PDF Distribusi Daya Angin dengan Variasi *Scale Factor, c* 46
Gambar 4.4 Perbandingan Total Biaya Pembangkitan dengan Variasi *Scale Factor, c* 48
Gambar 4.5 PDF Distribusi Kecepatan Angin dengan Variasi *Shape Factor, k* 49
Gambar 4.6 PDF Distribusi Daya Angin dengan Variasi *Shape Factor, k* 50
Gambar 4.7 Perbandingan Total Biaya Pembangkitan dengan Variasi *Shape Factor, k* 52

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tipe Bus pada Sistem Tenaga Listrik 8
Tabel 3.1 Parameter Algoritma *GWO* 29
Tabel 3.2 Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji 31
Tabel 3.3 Karakteristik Unit Pembanagkit Termal Sistem Uji IEEE-26 Bus 32
Tabel 3.4 Data Bus pada Sistem Uji IEEE-26 Bus 32
Tabel 3.5 Data Saluran pada Sistem Uji IEEE-26 Bus 33
Tabel 4.1 Spesifikasi *Hardware* untuk Proses Simulasi 35
Tabel 4.2 Data Unit Termal *Example* 8C 35
Tabel 4.3 Data Bus Beban *Example* 8C 36
Tabel 4.4 Data Saluran *Example* 8C 36
Tabel 4.5 Perbandingan Hasil *OPF GWO* dengan LP pada *Example* 8C 36
Tabel 4.6 Deviasi *Total Cost Example* 8C 37
Tabel 4.7 Total Biaya Pembangkitan Minimum, Rata-Rata dan Maksimum dalam Berbagai Iterasi 37
Tabel 4.8 Perbandingan Hasil Simulasi *ED* dengan *OPF* 38
Tabel 4.9 Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin 39
Tabel 4.10 Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* Mempertimbangkan Faktor Kepemilikan Unit Tenaga Angin 41
Tabel 4.11 Perbandingan hasil simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Efek Katup 43
Tabel 4.12 Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Scale Factor, c* 46
Tabel 4.13 Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Shape Factor, k* 50
Tabel 4.14 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya dan Meningkatkan Profil Tegangan 53
Tabel 4.15 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan dan Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif 55
Tabel 4.16 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Metode *GWO* dan *PSO* .. 57

---halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 1
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam beberapa tahun terakhir, isu mengenai pencemaran lingkungan, pertumbuhan beban listrik, isu finansial bahan bakar fosil, dan minat terhadap energi terbarukan meningkat tajam. Sejauh ini, mayoritas sumber energi yang digunakan sebagai bahan bakar pembangkit berasal dari bahan bakar fosil, yang apabila seiring dengan bertambahnya beban maka biaya yang dikeluarkan semakin tinggi dan selain itu juga memberikan dampak emisi bagi lingkungan. Oleh karena ini, di masa kini sedang digencarkan pemanfaatan sumber energi terbarukan. Di antara berbagai sumber energi terbarukan, energi angin merupakan salah satu yang paling menarik karena ketersediaannya dan pengeluarannya yang rendah. Di samping sisi ekonomis, penggunaan pembangkit tenaga angin dalam tinjauan teknis memunculkan masalah baru, dimana karakteristik dari pembangkit berbasis *renewable energy* ini memiliki sifat yang fluktuatif dalam membangkitkan daya, dimana daya yang dibangkitkan bergantung pada kecepatan angin di lokasi pembangkitan. Ditinjau dari permasalahan *power system*, maka pembangkit dengan karakteristik membangkitkan daya yang fluktuatif atau yang dikenal dengan istilah *intermittent* ini akan menimbulkan masalah dari sisi kestabilan operasi, dimana total jumlah pembangkit yang berada pada sistem harus menyuplai daya yang sama dengan yang jumlah daya yang dibutuhkan oleh beban, hal ini harus diupayakan untuk menjaga frekuensi sistem agar pada *rating*-nya. Permasalahan yang timbul akibat ketidakstabilan operasi akan menimbulkan ketidaktersediaan pasokan listrik pada sistem yang kemudian akan menimbulkan *black-out* pada beberapa bagian daripada sistem, selain itu masalah lain yang timbul karena ketidakstabilan operasi ini adalah terjadinya kontingensi atau kegagalan yang ditandai dengan lepasnya salah satu pembangkit atau terputusnya saluran. Melihat permasalahan ini, maka tantangan yang muncul bagi pihak penyedia energi listrik adalah bagaimana menyediakan energi listrik dengan biaya pembangkitan yang murah namun ramah lingkungan serta memiliki keandalan yang tinggi. Oleh karena itu, pada tugas akhir ini dilakukan perencanaan sistem dengan Aliran Daya Optimal atau *Optimal Power Flow* (*OPF*) untuk mencari kondisi operasi sistem dengan biaya pembangkitan paling

minimal mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin dari pembangkit tenaga angin yang terintegrasi dengan sistem namun memenuhi batasan-batasan dalam jaringan. Dari berbagai penelitian sebelumnya, pemodelan karakteristik ketidakpastian tenaga angin mengikuti persamaan stokastik *weibull distribution* [1], yang diterapkan pada biaya tambahan sesuai dengan keadaan *underestimation* dan *overestimation*, dimana daya yang tersedia lebih tinggi dan lebih rendah dari daya keluaran yang dijadwalkan masing-masing. Penyelesaian masalah *OPF* ini menggunakan metode metaheuristik *Grey Wolf Optimization* yang didasarkan pada karakteristik perburuan serigala abu-abu dalam mencari mangsa. Simulasi dilakukan pada sistem uji IEEE-26 Bus dengan beberapa studi kasus yang berbeda.

1.2 Rumusan Masalah

Perumusan masalah dari tugas akhir ini adalah perencanaan pembangkitan daya secara optimal mempertimbangkan pengaruh ketidakpastian tenaga angin yang terintegrasi pada sistem untuk mendapatkan biaya pembangkitan minimal serta perfomansi algoritma optimasi metaheuristik *Grey Wolf Optimization* sebagai metode penyelesaiannya.

1.3 Tujuan Penelitian

Tugas akhir ini bertujuan untuk menentukan perencaan aliran daya optimal dengan mempertimbangkan pengaruh ketidakpastian tenaga angin terhadap biaya pembangkitan dengan mengimplementasikan algoritma optimasi metaheuristik *Grey Wolf Optimization* sebagai metode penyelesaiannya

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Sistem diasumsikan beroperasi pada satu waktu tertentu.
2. Tidak dilakukan optimasi peletakan unit pembangkit angin.
3. Menggunakan metode *Grey Wolf Optimization.*
4. Pemodelan ketidakpastian tenaga angin dengan *Weibull Distribution*.

1.5 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 literatur dipelajari teori-teori dasar serta teori pendukung mengenai *Optimal Power Flow*, karakteristik input-output unit pembangkit termal dan unit pembangkit angin dan penggunaan *Grey Wolf Optimization* sebagai metode optimasi dan aplikasinya pada *Optimal Power Flow*.
2. Pengumpulan Data
   Data yang digunakan meliputi data tiap bus, data saluran, data unit pembangkit termal, data unit pembangkit tenaga angin, yang diperoleh dari buku, *paper* dan jurnal IEEE.
3. Simulasi dan Analisis
   Simulasi digunakan dengan pembuatan program dan memodelkan persamaan-persamaan pada *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 analisis dan kesimpulan dari penelitian

1.6 Sistematika Penulisan

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

BAB I **Pendahuluan**
Bab ini menjelaskan tentang latar belakang, permasalahan, tujuan, batasan masalah, metode penelitian, dan relevansi dari tugas akhir ini

BAB II ***Optimal Power Flow*** **Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin**
Bab ini menjelaskan mengenai sistem tenaga listrik, karakteristik *input-output* pembangkit baik unit termal maupun unit tenaga angin, teori *Optimal Power Flow*, pemodelan *weibull distribution*, metode optimasi *Grey Wolf Optimization*

BAB III **Penerapan *Grey Wolf Optimization* Pada *Optimal Power Flow* Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin**

Bab ini berisi tentang penerapan metode heuristik *Grey Wolf Optimization* untuk menyelesaikan *optimal power flow* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin, beserta data-data sistem yang digunakan dalam pengujian.

BAB IV **Simulasi Dan Analisis**

Bab ini berisi tentang hasil dari simulasi *optimal power flow* beserta analisis ilmiahnya terhadap beberapa sistem uji yang diberikan.

BAB V **Penutup**

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

1.7 Relevansi

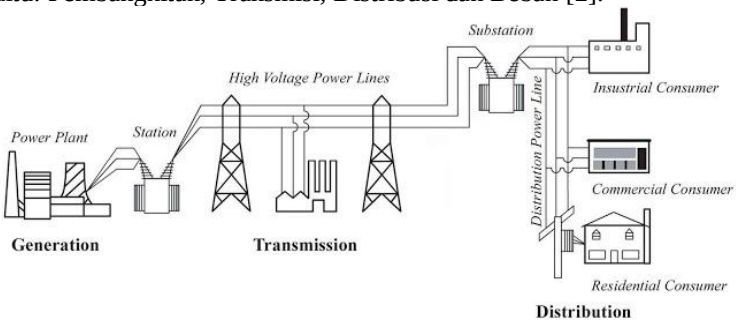
Penulisan tugas akhir ini diharapkan untuk dapat memberikan manfaat, antara lain:

1. Dapat memberikan manfaat untuk perkembangan perencanaan sistem tenaga listrik khususnya dalam kaitannya dengan masalah kondisi operasi sistem yang terintegrasi dengan unit pembangkit tenaga angin
2. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang ingin mengambil topik tugas akhir dengan permasalahan yang serupa

BAB 2
ALIRAN DAYA OPTIMAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

2.1 Sistem Tenaga Listrik

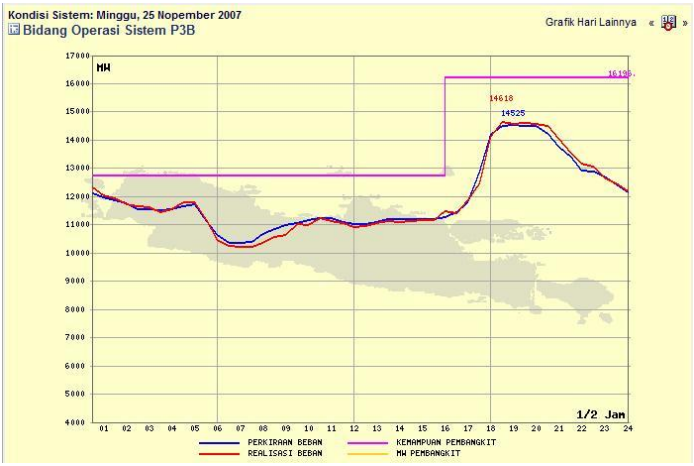
Secara umum, Sistem Tenaga Listrik memiliki 4 bagian utama, yaitu: Pembangkitan, Transmisi, Distribusi dan Beban [2].



Gambar 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem pembangkit tenaga listrik berfungsi memasok tenaga listrik yang dibangkitkan oleh generator dari berbagai macam sumber energi. Efisiensi pada sistem pembangkit penting dalam operasi sistem tenaga listrik karena keterkaitannya dengan performansi dan biaya dari konsumsi bahan bakar pembangkit. Sistem Transmisi berfungsi untuk menyalurkan tenaga listrik yang berasal dari pembangkit ke gardu induk distribusi. Penyaluran tenaga listrik dilakukan dengan tegangan tinggi untuk mengurangi rugi-rugi daya pada jaringan dan untuk meningkatkan keandalannya, sistem transmisi diinterkoneksikan agar keseimbangan beban dengan jumlah daya yang dibangkitkan dapat terjaga antar jaringannya. Dalam keterkaitannya dengan operasi sistem tenaga, pada sistem transmisi perlu diperhatikan agar daya yang mengalir pada saluran harus tetap memenuhi *rating* daripada saluran untuk menjaga operasi sistem tetap aman dari gangguan, misalnya terjadinya kontingensi. Sistem distribusi berfungsi untuk membagikan energi listrik kepada beban, sebagaimana sistem distribusi merupakan sub sistem tenaga listrik yang berhubungan langsung dengan konsumen energi listrik. Dalam keterkaitannya dengan operasi sistem tenaga, masalah yang seringkali

timbul dalam sistem distribusi adalah rugi-rugi daya dan drop tegangan. Kedua hal ini perlu diperhatikan karena terkait dengan kualitas daya yang digunakan oleh konsumen yang sarat akan sensitivitas beban. Beban pada sistem tenaga listrik dibagi menjadi beberapa kawasan yaitu kawasan industri, komersial dan residensial. Dalam kaitannya dengan operasi sistem, karakteristik beban cenderung berubah-ubah. Sistem tenaga listrik harus selalu siap dalam memenuhi naik turunnya konsumsi daya beban, seiring kemajuan teknologi maka kebutuhan beban untuk energi listrik juga akan meningkat. Oleh karena itu, dilakukan peramalan beban (*forecasting*) dan digambarkan dalam kurva beban harian dalam fungsi waktu yang berlangsung selama 24 jam.



Gambar 2.2 Kurva Beban Harian

Pada kurva beban harian, terdapat pembagian beban, permintaan daya minimal yang berlangsung sepanjang hari disebut beban dasar, sedangkan permintaan daya maksimum yang berlangsung sepanjang hari disebut dengan beban puncak. Beban antara beban dasar dan beban puncak disebut beban menengah. Masing-masing beban dipikul oleh pembangkit yang karakteristiknya sesuai untuk memenuhi kebutuhan beban. Beban dasar dipikul oleh pembangkit yang memiliki daya keluaran besar, biaya kapital tinggi dan biaya operasi rendah, misalnya pembangkit tenaga uap, panas bumi. Beban menengah dipikul oleh pembangkit berbahan bakar gas, misalnya pembangkit tenaga gas-uap. Beban puncak dipikul oleh pembangkit yang berbiaya kapital rendah, daya keluarannya

mudah diatur dan biaya operasinya tinggi, misalnya pembangkit berbahan bakar minyak, air. Dalam operasi sistem tenaga listrik, maka ada 3 hal penting yang menjadi kriteria dalam mencapai tujuan operasi sistem tenaga listrik:

- Keamanan (*security*), merupakan kriteria yang berkaitan dengan keamanan operasi sistem tenaga terhadap kemungkinan terjadi gangguan.
- Ekonomi (*economy*), merupakan kriteria yang berkaitan dengan mengoptimalkan biaya dalam pengoperasian tenaga listrik sehingga diperoleh biaya operasi paling minimal namun tidak menyalahi batas-batas operasi.
- Kualitas (*quality*), merupakan kriteria yang berkaitan dengan kualitas dari sistem tenaga listrik. Kualitas dapat dilihat dari segi kualitas tegangan dan kualitas frekuensi yang dijaga sedemikian rupa agar tetap pada batas-batas yang telah ditentukan.

2.2 Analisis Aliran Daya

Power flow atau yang disebut juga dengan aliran daya merupakan *backbone* dari analisis dan desain sistem tenaga [2]. Tujuan dari analisis aliran daya adalah menentukan magnituda tegangan dan sudut fasa pada setiap bus untuk mengetahui tingkat pemenuhan batas-batas yang diijinkan pada saat operasi serta menentukan besar daya yang mengalir pada jaringan interkoneksi agar mengidentifikasi tingkat pembebanan pada sistem. Dalam penyelesaian masalah aliran daya, sistem diasumsikan beroperasi dalam keadaan seimbang dan digunakan pemodelan fasa-tunggal. Pada tiap bus terdapat 4 besaran, yakni magnituda tegangan, $|V|$, sudut fasa, δ, daya aktif, P, dan daya reaktif, Q.

1. *Slack bus* atau bus ayun
   Bus ini digunakan sebagai referensi di mana magnituda tegangan, $|V|$, dan sudut fasa, δ, telah ditentukan. Bus ini akan memberikan tambahan daya aktif dan daya reaktif untuk menyuplai rugi-rugi pada saluran transmisi. Daya aktif, P dan daya reaktif, Q belum diketahui sehingga akan menjadi solusi penyelesaian aliran daya
2. *Generator bus* atau bus generator
   Bus generator merupakan bus yang besarnya tegangan dijaga konstan dengan mengatur arus medan generator sinkron di bus. Pada bus ini, daya aktif, P dan magnituda tegangan, $|V|$ telah

diketahui. Sudut fasa, δ, dan daya reaktif, Q, belum diketahui hingga solusi final dari penyelesaian persamaan telah didapat.

3. *Load bus* atau bus beban
   Pada bus jenis ini, daya aktif, P, dan daya reaktif, Q telah ditentukan sedangkan magnituda tegangan, $|V|$, dan sudut fasa, δ belum diketahui hingga solusi final dari penyelesaian persamaan telah didapat.

Penjelasan di atas dapat dirangkum seperti yang dapat dilihat pada tabel

Tabel 2.1 Tipe Bus pada Sistem Tenaga Listrik

Jenis Bus	P_{load}	Q_{load}
Swing bus	$\|V\|, \delta$	P, Q
Generator bus	$P, \|V\|$	Q, δ
Load bus	P, Q	$\|V\|, \delta$

Persamaan aliran daya didasarkan pada prinsip keseimbangan daya, aliran daya yang masuk ke bus sama dengan aliran daya yang keluar dari bus, seperti yang dinyatakan pada persamaan (2.1) dan (2.2)

$$P_i = \sum_{j=1}^{n} |V_i|\,|V_j|\,|Y_{ij}|\,cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \qquad \textbf{(2.1)}$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^{n} |V_i|\,|V_j|\,|Y_{ij}|\,sin\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \qquad \textbf{(2.2)}$$

Persamaan (2.1) dan (2.2) merupakan persamaan aljabar nonlinear dalam variabel independen, magnitude tegangan dalam p.u. dan sudut fasa dalam radian dan dikembangkan dari deret Taylor sebagai berikut.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \qquad \textbf{(2.3)}$$

Pada persamaan di atas, bus 1 diasumsikan sebagai bus ayun. Matriks Jacobian memberikan hubungan linear antara perubahan kecil dalam sudut tegangan $\Delta\delta_i^{(k)}$ dan magnituda tegangan $\Delta\left|V_i^{(k)}\right|$ dengan perubahan kecil dalam daya aktif dan daya reaktif $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$. Dalam bentuk sederhana, dapat dituliskan sebagai berikut.

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}J_1 & J_2\\ J_3 & J_4\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\delta\\ \Delta|V|\end{bmatrix} \qquad \textbf{(2.4)}$$

Banyaknya elemen matriks Jacobian dari persamaan (2.4) ditentukan dengan $(2n\text{-}2\text{-}m)\times(2n\text{-}2\text{-}m)$ dengan n adalah banyaknya bus pada system, sedangkan m adalah banyaknya bus kontrol tegangan pada system. J_1 diperoleh dari $(n\text{-}1)\times(n\text{-}1)$, J_2 diperoleh dari $(n\text{-}1)\times(n\text{-}1\text{-}m)$, J_3 diperoleh dari $(n\text{-}1\text{-}m)\times(n\text{-}1)$, dan J_4 diperoleh dari $(n\text{-}1\text{-}m)\times(n\text{-}1\text{-}m)$.

Elemen diagonal dan diagonal luar untuk J_1 adalah:

$$\frac{\partial P_i}{\partial\delta_i}=\sum_{j\neq 1}|V_i||V_j||Y_{ij}|\,sin\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right) \qquad \textbf{(2.5)}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial\delta_j}=\text{-}|V_i||V_j||Y_{ij}|\,sin\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right),\ j\neq i \qquad \textbf{(2.6)}$$

Elemen diagonal dan diagonal luar untuk J_2 adalah:

$$\frac{\partial P_i}{\partial|V_i|}=2|V_i||Y_{ii}|\cos\theta_{ii}+\sum_{j\neq 1}|V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right) \qquad \textbf{(2.7)}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial|V_j|}=|V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right),\ j\neq i \qquad \textbf{(2.8)}$$

Elemen diagonal dan diagonal luar untuk J_3 adalah:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial\delta_i}=\sum_{j\neq 1}|V_i||V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right) \qquad \textbf{(2.9)}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial\delta_j}=\text{-}|V_i||V_j||Y_{ij}|\cos\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right),\ j\neq i \qquad \textbf{(2.10)}$$

Elemen diagonal dan diagonal luar untuk J_4 adalah:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial|V_i|}=\text{-}2|V_j||Y_{ii}|\,sin\,\theta_{ii}+\sum_{j\neq 1}|V_j||Y_{ij}|\,sin\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right) \qquad \textbf{(2.11)}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial|V_j|}=\text{-}|V_j||Y_{ij}|\,sin\left(\theta_{ij}\text{-}\delta_i+\delta_j\right),\ j\neq i \qquad \textbf{(2.12)}$$

Harga dari $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ berbeda antara jadwal dengan nilai perhitungan, dan inilah yang disebut sebagai sisa daya atau *power residuals* yang diberikan dengan:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad \textbf{(2.13)}$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad \textbf{(2.14)}$$

Nilai baru untuk sudut daya dan tegangan bus adalah:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} - \Delta\delta_i^{(k)} \quad \textbf{(2.15)}$$

$$\left|V_i^{(k+1)}\right| = \left|V_i^{(k)}\right| - \Delta\left|V_i^{(k)}\right| \quad \textbf{(2.16)}$$

Prosedur penyelesaian aliran daya dengan metode *Newton-Raphson* adalah sebagai berikut:

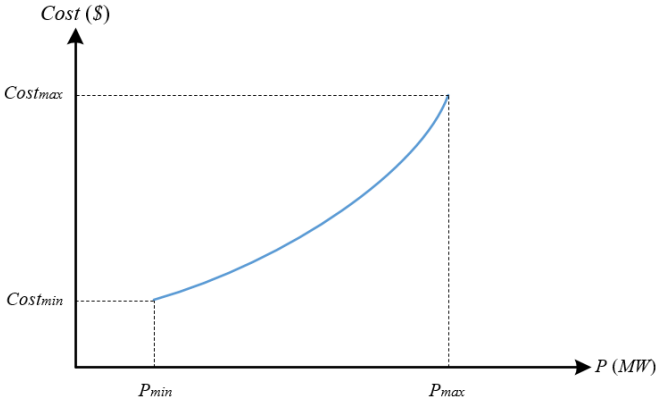
1. Pada bus berbeban dimana P_i^{sch} dan Q_i^{sch} harganya ditentukan. Besarnya tegangan dan sudut fasa disamakan dengan nilai bus ayun atau 1.0 dan 0.0 sehingga $\left|V_i^{(0)}\right|$ = 1.0 dan $\delta_i^{(0)}$ = 0. Untuk bus generator dimana $|V_i|$ dan P_i^{sch} diatur, sedangkan sudut fasa disamakan dengan sudut bus ayun, sehingga $\delta_i^{(0)}$ = 0.
2. Hitung $P_i^{(k)}$ dan $Q_i^{(k)}$ pada bus beban dengan persamaan (2.1) dan (2.2) dan juga $\Delta P_i^{(k)}$ dan $\Delta Q_i^{(k)}$ dihitung dengan persamaan (2.13) dan (2.14).
3. Hitung $P_i^{(k)}$ dan $\Delta P_i^{(k)}$ pada bus generator dengan persamaan (2.1) dan (2.2)
4. Hitung elemen-elemen matriks Jacobian: J_1, J_2, J_3, dan J_4 dengan persamaan (2.5) sampai (2.12).
5. Hitung nilai-nilai $\Delta\delta_i^{(k)}$ dan $\Delta\left|V_i^{(k)}\right|$ dengan persamaan (2.4).
6. Hitung nilai-nilai baru dari sudut fasa dan tegangan bus: $\delta_i^{(k+1)}$ dan $\left|V_i^{(k+1)}\right|$ dengan persamaan (2.15) dan (2.16)
7. Proses ini berlangsung sampai:
   $\left|V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)}\right| \le \epsilon$ dan $\Delta P_i^{(k)} \le \epsilon$ dan $\Delta Q_i^{(k)} \le \epsilon$ **(2.17)**

2.3 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 *Optimal Power Flow.*

2.3.1 Karakteristik Unit Pembangkit Termal

Unit pembangkit termal pada umumnya memanfaatkan uap hasil pembakaran dari minyak, gas dan batubara. Penggunaan bahan bakar dinyatakan dalam satuan energi 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 Mega-Watt (MW). Pada umumnya karakteristik unit pembangkit termal ini dapat berbentuk fungsi linear, kuarat, maupun kubik, namun dalam tugas akhir ini fungsi biaya pembangkitan dianggap ideal dengan menggunakan fungsi kuadrat (*quadratic function*). Untuk lebih jelasnya mengenai bentuk kurva karakteristik antara biaya pembangkitan dengan daya yang dibangkitkan pada suatu unit pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 2.3



Gambar 2.3 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 paralalel terhadap unit termal lainnya. Batasanya unit termal ini seperti daya minimum yang dapat dibangkitkan (P_{min}) , daya maksimal yang dapat dibangkitkan (P_{max}) serta *ramp rate limit.* Batasan-batasan ini harus tetap diperhatikan agar ketika beroprasi tidak menimbulkan ketidakstabilan sistem hingga dapat menyebabkan *blackout* pada suatu pembangkit listrik.

Biaya pembangkitan pada unit termal dapat dilihat pada persamaan (2.18) fungsi yang digunakan untuk unit pembangkit termal bersifat *quadratic* atau berupa fungsi kuadrat dan bersifat *smooth,* sehingga fungsi biayanya sama dengan kurva *input-output*

$$f_i(P_i)=a_i(P_i^2)+b_i(P_i)+c_i \qquad \textbf{(2.18)}$$

Pemodelan fungsi biaya pembangkit termal juga dapat dinyatakan dengan mempertimbangkan *valve-point effect* (VPE) atau efek pembukaan katup pada unit pembangkit termal. Fungsi biaya pembangkit dengan mempertimbangkan *valve-point effect* dinyatakan sebagai berikut,

$$f_i(P_i)=a_i\left(P_i^2\right)+b_i(P_i)+c_i+\left|e_i\times sin\left(f_i\times\left(P_i^{min}\text{-}P_i\right)\right)\right| \qquad \textbf{(2.19)}$$

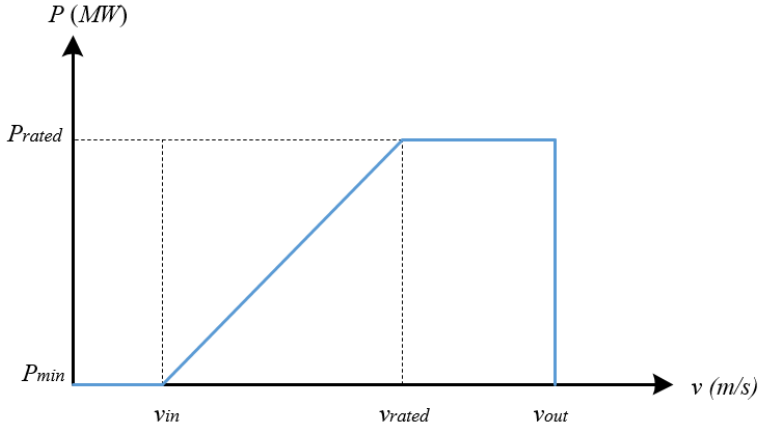
Keterangan,

f_i	fungsi biaya pembangkitan unit termal pada bus-*i*
P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal pada bus-*i*
P_i^{min}	daya minimum dibangkitkan pembangkit termal pada bus-*i*
a_i, b_i, c_i	koefisien *fuel cost* pembangkit termal pada bus-*i*
e_i, f_i	koefisien *fuel cost* pembangkit termal pada bus-*i* akibat *valve-point effect*

2.3.2 Karakteristik dan Fungsi Probabilitas Unit Pembangkit Tenaga Angin

Berbeda dengan karakteristrik unit pembangkit termal, daya keluaran yang dibangkitkan oleh pembangkit tenaga angin bergantung pada kecepatan angin yang menggerakkan turbin. Dalam kaitannya dengan kestabilan sistem tenaga listrik inilah maka sifat fluktuatif dari pembangkit tenaga angin ini perlu dipertimbangkan dalam pengoperasian sistem tenaga 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_r 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 sepertii yang di tunjukkan pada gambar 2.4



Gambar 2.4 Karakteristik *Input-Output* Unit Pembangkit Tenaga Angin

Dengan melihat kurva karakteristik dari pembangkitan daya unit tenaga angin maka dapat dinyatakan dengan beberapa persamaan seperti (2.20), (2.21), dan (2.22).

$$w=0 \quad \text{untuk} \quad v<v_{in} \text{ dan } v>v_{out} \tag{2.20}$$

$$w=w_r \frac{v-v_{in}}{v_r-v_{in}} \quad \text{untuk} \quad v_{in}\leq v\leq v_r \tag{2.21}$$

$$w=w_r \quad \text{untuk} \quad v_r\leq v\leq v_{out} \tag{2.22}$$

Keterangan.

w	daya keluaran pembangkit tenaga angin
v_{in}	kecepatan angin *cut-in*
v_r	kecepatan angin *rated*
v_{out}	kecepatan angin *cut-out*
w_r	daya *rated* pembangkit tenaga angin

Sifat fluktuatif tenaga angin setiap interval waktu, memberikan permasalahan tersendiri dalam proses perencanaan pembangkitan tenaga listrik. Berdasarkan referensi [1], rata-rata pendistribusian kecepatan tenaga angin mengikuti metode variabel acak *Weibull Distribution*,

dengan *cumulative distribution function (CDF)* yang ditunjukkan pada persamaan (2.23). *CDF* ini umumnya digunakan untuk penggunakaan variabal acak diskrit.

$$F_v(v) = 1 - exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \textbf{(2.23)}$$

Dengan menurunkan persamaan *CDF* pada (2.23) maka akan diperoleh persamaan *probability density function (PDF)* untuk kecepatan tenaga angin berdasarkan *Weibull Distribution* yang dinyatakan persamaan (2.24).

$$f_v(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \textbf{(2.24)}$$

Keterangan.

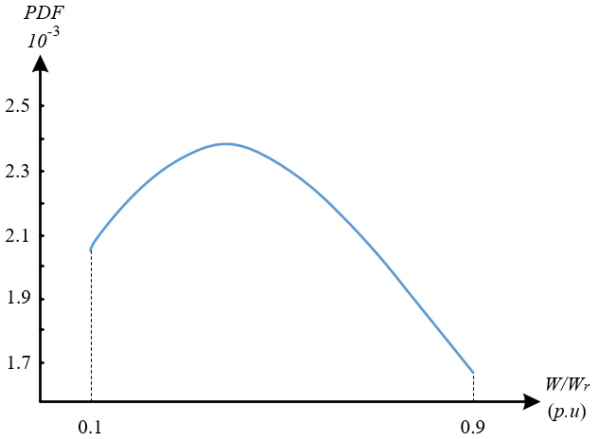
v	kecepatan angin
c	faktor skala dari *Weibull distribution*
k	faktor bentuk dari *Weibull distribution*

Dengan memperhatkan gambar 2.4, terlihat terdapat 2 bagian pada pembangkitan tenaga angin yaitu bagian diskrit dan bagian kontinyu ,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 $W=W_r$. Kemudian kondisi kedua ketika pembangkitan tenaga angin bersifat kontinyu yaitu pada saat $v_{in}\leq v\leq v_r$ maka akan digunakan pendekatan *probability density function* dari *Weibull Distribution*, *PDF* dari W ditunjukkan pada persamaan (2.25).

$$f_w(w) = \frac{khv_{in}}{{w_r}^c}\left[\frac{\left(1+\frac{hw}{w_r}\right)v_{in}}{c}\right]^{k-1} \times exp\left\{-\left[\frac{\left(1+\frac{hw}{w_r}\right)v_{in}}{c}\right]^k\right\} \quad \textbf{(2.25)}$$

Keterangan,

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



Gambar 2.5 Contoh *Probability Density Fucntion* dari *W*

Gambar 2.5 merupakan contoh *plotting* dari *PDF* dari *W* pada bagian kontinyu dengan nilai 10% hingga 90% dari kapasitas *rated*nya. 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 (2.26).

$$\begin{aligned} P_r\{W=0\} &= P_r(v<v_{in}) + P_r(v \geq v_{out}) \\ &= F_V(v_{in}) + \left(1 - F_V(v_{out})\right) \\ &= 1 - exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] + exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] \end{aligned} \quad \textbf{(2.26)}$$

Kemudian untuk kondisi diskrit yang ke-2 yang pada kondisi tersebut menghasilkan daya sama dengan ratingnya / $W=w_r$, ditunjukkan pada persamaan (2.27) dibawah ini.

$$\begin{aligned} P_r\{W=W_r\} &= P_r(v_r \leq v < v_{out}) \\ &= F_V(v_{out}) - F_V(v_r) \\ &= exp\left[-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right] - exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right] \end{aligned} \quad \textbf{(2.27)}$$

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 saat akan direncanakan 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 ($P_G<P_D$). 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 mengakibatkan ketersisaan (surplus) energi atau daya ($P_G>P_D$). 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.

Total fungsi biaya unit pembangkit tenaga angin ini memiliki beberapa *cost factor* seperti *direct cost ,penalty cost*, dan *reserve cost*. Dengan menganggap pembangkit tenaga angin dimiliki oleh *private sector* maka fungsi biaya suatu pembangkit tenaga angin secara umum dapat ditunjukkan oleh persamaan (2.28).

$$CW_i = C_{d_{w_i}} + C_{p_{w_i}} + C_{r_{w_i}} \qquad \textbf{(2.28)}$$

Keterangan,

CW_i	biaya pembangkitan unit tenaga angin pada bus-*i*
$C_{d_{w_i}}$	*direct cost* pembangkit tenaga angin pada bus-*i*
$C_{p_{w_i}}$	*penalty cost* pembangkit tenaga angin pada bus-*i*
$C_{r_{w_i}}$	*reserve cost* pembangkit tenaga angin pada bus-*i*

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.*

a) *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 (2.29).

$$C_{d_{w_i}} = K_{d_{w_i}}(w_i) \tag{2.29}$$

Keterangan

$C_{d_{w_i}}$	*direct cost* pembangkit tenaga angin pada bus-*i*
$K_{d_{w_i}}$	koefisien *direct cost* pembangkit tenaga angin pada bus-*i*
w_i	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin pada bus-*i*

b) *Penalty Cost* Unit Pembangkit Tenaga Angin

Penalty Cost unit pembangkit tenaga angin ini muncul akibat kondisi *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. Persamaan *penalty cost* untuk unit pembangkit tenaga angin dapat dilihat pada persamaan (2.30) sampai (2.32).

$$\begin{aligned} C_{p_{w_i}} &= K_{p_{w_i}}\left(W_{av_i}\text{-}w_i\right) \\ &= K_{p_{w_i}}(s_1+s_2) \end{aligned} \tag{2.30}$$

Dimana

$$s_1 = w_i \times Pr(W=w_r)$$
$$= (w_r\text{-}w_i)\left\{exp\left[-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right] - exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right]\right\} \quad \textbf{(2.31)}$$

Dan

$$s_2 = \int_{w_i}^{w_r} (w\text{-}w_i) fw(w) dw \quad \textbf{(2.32)}$$

c) *Reserve Cost* Unit pembangkit Tenaga Angin

Reserve cost unit pembangkit tenaga angin ini muncul akibat kondisi *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.* Persamaan *reserve cost* untuk unit pembangkit tenaga angin ini dapat dilihat pada persamaan (2.33) sampai (2.35).

$$C_{r_{w_i}} = K_{r_{w_i}}\left(w_i - W_{av_i}\right)$$
$$= K_{r_{w_i}}(s_3 + s_4) \quad \textbf{(2.33)}$$

Dimana

$$s_3 = w_i \times P(W=0)$$
$$= w_i\left\{1 - exp\left[-\left(\frac{v_{in}}{c}\right)^k\right] + exp\left[-\left(\frac{v_{out}}{c}\right)^k\right]\right\} \quad \textbf{(2.34)}$$

Dan

$$s_4 = \int_0^{w_i} \left(w_j\text{-}w\right) fw(w) dw \quad \textbf{(2.35)}$$

2.4 *Optimal Power Flow* mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin

Aliran Daya Optimal atau *Optimal Power Flow (OPF)* merupakan sebuah studi yang pertama kali diperkenalkan oleh J. Carpenter pada tahun 1962 [3] yang di dalam konsepnya menggabungkan antara *economic dispatch* dengan *power flow*. *Optimal power flow* dalam teorinya digunakan untuk mengatur pembebanan dari masing-masing pembangkit yang terhubung pada suatu sistem jaringan untuk memperoleh biaya pembangkitan paling minimum namun tetap mempertimbangkan batasan tertentu pada jaringan.

Optimal Power Flow merupakan masalah aliran daya yang memberikan pengaturan optimal dari variable kontrol untuk pengaturan beban tertentu dengan berbagai jenis *objective function*. Secara umum, formulasi dari *OPF* menggunakan metode Newton yang direpresentasikan sebagai berikut:

Meminimalkan $f(x,u)$

Dengan memenuhi $g(x,u) = 0$

dan $h(x,u) \leq 0$,

dimana u merepresentasikan vektor dari *control variable* sedangkan x merepresentasikan vektor dari *state variable*. $f(x,u)$ merepresentasikan tujuan optimisasi sistem atau *objective function*. $g(x,u)$ merepresentasikan himpunan dari batas persamaan (*equality constraints*) dan $h(x,u)$ merepresentasikan himpunan dari batas pertidaksamaan.

Control Variable

Control Variable pada *Optimal Power Flow* merupakan variabel yang dapat diubah-ubah untuk memenuhi persamaan aliran daya. Formulasi dari himpunan variabel kontrol pada *Optimal Power Flow* adalah sebagai berikut:

- P_G : Daya aktif yang dibangkitkan pada bus PV kecuali pada *slack bus*
- V_G : Besar tegangan pada bus PV
- T : Pengaturan tap dari trafo
- Q_C : Kompensasi VAR

Oleh karena itu, $\boldsymbol{u}$ dapat dituliskan seperti berikut:

$$\boldsymbol{u}^T = \left[P_{G_i} \ldots P_{G_{NG}}, V_{G_1} \ldots V_{G_{NG}}, Q_{C_1} \ldots Q_{C_{NC}}, T_1 \ldots T_{NT}\right]$$

dimana *NG*, *NC*, *NT* adalah jumlah generator, jumlah trafo yang diatur dan jumlah kompensator VAR.

State Variable

State Variable pada *Optimal Power Flow* merupakan variabel yang mendeskripsikan keadaan khusus dari sistem tenaga listrik. Formulasi dari himpunan *state variable* pada *Optimal Power Flow* adalah sebagai berikut:

- P_{G1} : Daya aktif yang dibangkitkan pada *slack bus*
- V_L : Besar tegangan pada bus PQ atau bus beban
- Q_C : Daya reaktif keluaran dari semua unit pembangkit
- S_l : Pembebanan saluran transmisi (aliran daya pada saluran)

Oleh karena itu, $\boldsymbol{x}$ dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\boldsymbol{x}^T = \left[P_{G1}, V_{L1} \ldots V_{L_{NL}}, Q_{G1} \ldots Q_{G_{NG}}, S_l \ldots S_{l_{nl}}\right]$$

dimana *NL* dan *nl* adalah jumlah dari bus beban dan jumlah dari saluran transmisi.

2.4.1 *Objective Function* Dengan Permasalahan *Optimal Power Flow*

Objective function dari permasalahan *Optimal Power Flow* dengan mempertimbangkan ketidakpastian 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.

$$min(TC) = \sum_{i=1}^{N_B} f_i(P_i) + \sum_{j=1}^{N_B} g_i(W_i) \qquad \textbf{(2.36)}$$

Keterangan

N_B	jumlah bus
TC	total biaya pembangkitan ($)
f_i	fungsi biaya unit termal ($)
g_j	fungsi biaya unit tenaga angin ($)
P_i	daya yang dibangkitkan pembangkit termal pada bus-*i* (MW)
W_i	daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin pada bus-*i* (MW)

2.4.2 *Equality Constraints*

2.2.4.1 Batasan Daya Aktif

$$P_{G_i}\text{-}P_{D_i}\text{-}V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j\left[G_{ij}\, cos\left(\theta_{ij}\right)+ B_{ij}\, sin\left(\theta_{ij}\right)\right]=0 \qquad \textbf{(2.37)}$$

2.2.4.2 Batasan Daya Reaktif

$$Q_{G_i}\text{-}Q_{D_i}\text{-}V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j\left[G_{ij}\, sin\left(\theta_{ij}\right)+ B_{ij}\, cos\left(\theta_{ij}\right)\right]=0 \qquad \textbf{(2.38)}$$

Keterangan

$\theta_{ij}=\theta_i\text{-}\theta_j$, sudut antara bus i dan bus j

NB jumlah bus

P_G adalah daya aktif yang dibangkitkan,

Q_G adalah daya reaktif yang dibangkitkan,

P_D permintaan daya aktif,

Q_D permintaan daya reaktif,

G_{ij} dan B_{ij} elemen dari matriks admitansi $\left(Y_{ij}=G_{ij}+jB_{ij}\right)$, mewakili konduktansi dan suseptansi antara bus i dan bus j masing-masing

2.4.3 *Inequality Constraints*

2.3.4.1 Batasan Generator

Untuk semua generator termasuk pada *slack bus*, tegangan, keluaran daya aktif maupun daya reaktif dibatasi oleh batas bawah dan batas atas sebagai berikut:

$$V_{G_i}^{min} \le V_{G_i} \le V_{G_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_B$$
$$P_{G_i}^{min} \le P_{G_i} \le P_{G_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_B$$
$$Q_{G_i}^{min} \le Q_{G_i} \le Q_{G_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_B$$

2.3.4.2 Batasan Transformator

Pengaturan tap trafo dibatasi oleh batas bawah dan batas atas sebagai berikut:

$$T_i^{min} \le T_i \le T_i^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_l$$

2.3.4.3 Batasan Kompensasi VAR

Kompensator VAR dibatasi oleh batas bawah dan batas atas sebagai berikut:

$$Q_{C_i}^{min} \leq Q_{C_i} \leq Q_{C_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_B$$

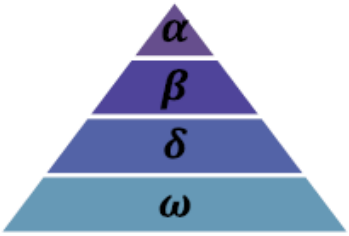
2.3.4.4 Batasan Keamanan

Besar tegangan pada bus beban dibatasi oleh batas atas dan batas bawah dan aliran pada saluran yang melewati saluran transmisi dibatasi oleh batas kapasitasnya. Batasan-batasan ini diformulasikan secara matematis sebagai berikut:

$$V_{L_i}^{min} \leq V_{L_i} \leq V_{L_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_B,$$
$$S_{l_i} \leq S_{l_i}^{max}, \qquad i = 1,\ldots, N_l$$

2.5 *Grey Wolf Optimization*

Serigala abu-abu (*Grey Wolf*) dikenal sebagai *Apex Predator*, artinya mereka berada di tingkat teratas dalam rantai makanan. Sebagian besar serigala abu-abu lebih memilih tinggal secara berkelompok. Dalam satu kelompok rata-rata terdapat 5-12 ekor. Hal yang menarik adalah mereka memiliki hirarki sosial yang dominan dan sangat ketat. Hirarki sosial tersebut terbagi dalam beberapa jenis yakni serigala *Alpha* (α), *Beta* (β), *Delta* (δ) dan *Omega* (ω), seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.6



Gambar 2.6 Hirarki Serigala Abu-abu

Serigala α merupakan pemimpin daripada kelompok, oleh karena itu serigala α disebut sebagai serigala dominan. Serigala α ini bertanggung jawab dalam membuat keputusan mengenai berburu, tempat tidur, waktu untuk bangun, dll. Perilaku demokratis serigala α membuat serigala lain mengikuti serigala α.

Selanjutnya pada level kedua terdapat serigala β. Serigala β ini menjadi serigala bawahan yang membantu serigala β dalam pengambilan keputusan atau kegiatan lainnya dalam kelompok. Serigala β merupakan kandidat terbaik untuk menjadi α dalam kasus apabila serigala α mati atau menjadi tua. Peran serigala β adalah sebagai penasihat α dan penertib kawanan. Serigala β memperkuat perintah α di sepanjang kawanannya dan memberikan umpan balik terhadap serigala α.

Tingkatan terendah dalam hirarki serigala abu-abu adalah serigala ω. Serigala ω ini berperan sebagai kambing hitam. Serigala ω harus selalu patuh pada serigala lain yang lebih dominan. Mereka adalah serigala terakhir yang diperbolehkan untuk makan. Serigala ω merupakan individu yang tidak terlalu penting dalam kawanan, namun telah diamati bahwa seluruh kelompok menghadapi perkelahian dan masalah jika kehilangan serigala ω. Serigala ω ini lah yang menjadi pelampiasan para serigala demi menghilangkan kekerasan antar serigala dan melepaskan perasaan frustasi.

Tingkat terakhir apabila serigala tersebut tidak memiliki peran sebagai serigala α, serigala β dan serigala ω, mereka dapat disebut sebagai serigala δ. Serigala δ harus tunduk dan patuh terhadap serigala α dan β, tetapi tidak untuk serigala ω. Ia dapat menjadi dominan akan serigala ω. Ada beberapa macam tipe serigala ω:

a. Pengintai (*Scout*)
   Memiliki tanggung jawab untuk melihat area perbatasan dan memberi peringatan kepada kelompok jika ada bahaya.
b. Penjaga (*Sentinel*)
   Memiliki tanggung jawab untuk melindungi dan menjamin keselamatan kelompok.
c. Para Tua-Tua (*Elder*)
   Para tua-tua adalah memiliki pengalaman lebih daripada serigala α dan β.
d. Pemburu (Hunter)
   Memiliki tanggung jawab untuk membantu serigala α dan β ketika berburu mangsa dan mendapatkan makanan bagi kelompok.
e. Pemelihara (*Caretaker*)
   Memiliki tanggung jawab untuk mengurus serigala yang lemah, sakit dan terluka dalam kelompok.

Selain tingkatan sosial, serigala abu-abu memiliki hal menarik lainnya untuk dijadikan referensi dalam sistem optimasi, yaitu teknik berburu. Teknik berburu serigala abu-abu pada umumnya yaitu:

a. Melacak, mengejar dan mendekati mangsa
b. Mengejar, mengitari, dan menggoda mangsa sampai berhenti bergerak
c. Menyerang mangsa secara langsung

Serigala abu-abu mengitari mangsa sebelum mereka menyerang. Prosedur mengitari mangsa dimodelkan dalam persamaan matematika sebagai berikut.

$$\vec{D}=\left|\vec{C}.\vec{X}_p(t)-\vec{X}(t)\right| \quad \textbf{(2.39)}$$

$$\vec{X}(t+1)=\vec{X}_p(t)-\vec{A}.\vec{D} \quad \textbf{(2.40)}$$

Dimana t adalah nomor iterasi, $\vec{A}$ dan $\vec{C}$ adalah vektor koefisien, $\vec{X}_p$ adalah posisi mangsa dan $\vec{X}$ adalah posisi serigala abu-abu. Vektor koefisien dihitung dengan cara sebagai berikut:

$$\vec{A}=2\vec{a}\vec{r}_1-\vec{a} \quad \textbf{(2.41)}$$

$$\vec{C}=2\vec{r}_2 \quad \textbf{(2.42)}$$

Dimana $\vec{r}_1$dan $\vec{r}_2$ adalah vektor acak pada *range* [0, 1] dan $\vec{a}$ menurun secara linier dari 2 menuju 0 selama iterasi. Seperti yang telah disebutkan, tiga peringkat serigala tertinggi (α, β, δ) memiliki pengetahuan yang lebih baik mengenai posisi mangsa. Oleh karena itu, ketiga serigala ini tidak berubah pada iterasi terbaru dan posisi serigala lainnya diperbaharui berdasarkan posisi dari ketiga serigala pertama. Prosedur memeperbarui posisi posisi ω adalah sebagai berikut:

$$\vec{D}_\alpha=\left|\vec{C}_1.\vec{X}_\alpha-\vec{X}\right| \quad \textbf{(2.43)}$$

$$\vec{D}_\beta=\left|\vec{C}_2.\vec{X}_\beta-\vec{X}\right| \quad \textbf{(2.44)}$$

$$\vec{D}_\delta=\left|\vec{C}_3.\vec{X}_\delta-\vec{X}\right| \quad \textbf{(2.45)}$$

$$\vec{X}_1=\vec{X}_\alpha-\vec{A}_1.\vec{D}_\alpha \quad \textbf{(2.46)}$$

$$\vec{X}_2=\vec{X}_\beta-\vec{A}_2.\vec{D}_\beta \quad \textbf{(2.47)}$$

$$\vec{X}_3=\vec{X}_\delta-\vec{A}_3.\vec{D}_\delta \quad \textbf{(2.48)}$$

$$\vec{X}(t+1)=\frac{\vec{X}_1+\vec{X}_2+\vec{X}_3}{3} \quad \textbf{(2.49)}$$

Posisi akhir akan berada di tempat acak di dalam lingkaran yang ditentukan oleh posisi α, β, δ di ruang pencarian. Dengan kata lain

estimasi α, β, δ, posisi mangsa, dan serigala lainnya memperbarui posisi secara acak di sekitar mangsa.

Gambar 2.7 Langkah-langkah dalam Teknik Berburu

Pseudo-code untuk *Grey Wolf Optimization* ditunjukkan pada gambar 2.8.

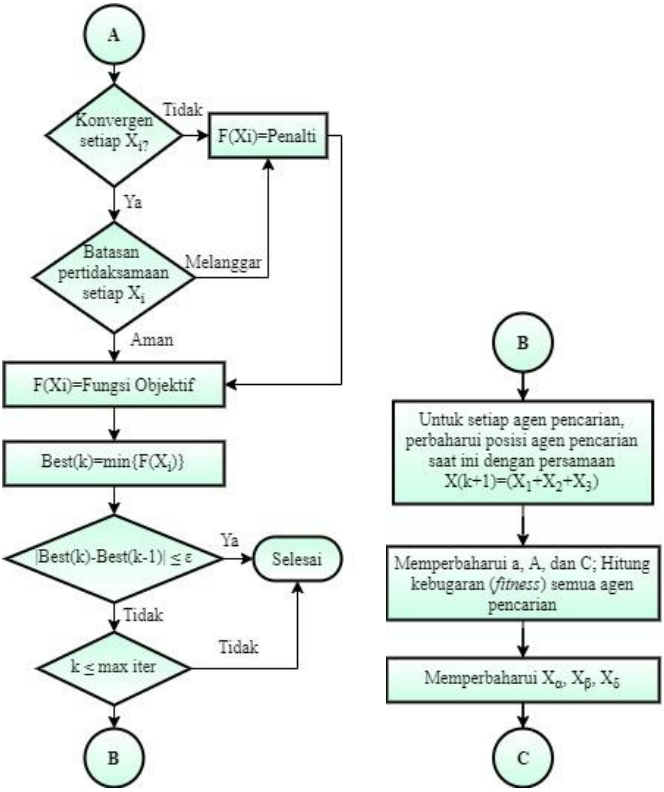
Objective function $f(x), x=(x_1, \ldots, x_d)^T$
Inisialisasi populasi dan agen pencarian grey wolf $x_i (i=1, 2, \ldots, n)$ *secara acak*
Inisialisasi parameter a, A dan C
Hitung nilai kebugaran tiap agen pencarian
X_α *= pencarian terbaik*
X_β *= pencarian terbaik kedua*
X_δ *= pencarian terbaik ketiga*
while $t<$*iterasi*
for $i = 1 : x_s$ *(ukuran dari grey wolf)*
Untuk setiap agen pencarian memperbaharui kembali posisi agen pencarian terbaru dengan persamaan:
$X_{t+1} = \frac{(X_1+X_2+X_3)}{3}$
end for
Memperbaharui α *dan nilai a, A, dan C*
Hitung nilai kebugaran semua agen pencarian
Memperbaharui nilai X_α, X_β *dan* X_δ
$t = t+1$
end while
Mendapatkan nilai X_α

Gambar 2.8 *Pseudo-code Grey Wolf Optimization*

BAB 3
PENERAPAN *GREY WOLF OPTIMIZATION* PADA ALIRAN DAYA OPTIMAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KETIDAKPASTIAN TENAGA ANGIN

3.1 Algoritma Simulasi *OPF* dengan *GWO*

Penelitian ini menggunakan metode *Grey Wolf Optimization* (selanjutnya disingkat: GWO) untuk menyelesaikan perhitungan *Optimal Power Flow* (selanjutnya disingkat: *OPF*) mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin. Pengolahan data dan simulasi dilakukan dengan menggunakan *software* Matlab R2015a. Alur metode *GWO* ditunjukkan pada gambar *flowchart* berikut,



Gambar 3.1 Diagram Alir Simulasi *OPF* dengan *GWO*

Secara keseluruhan prosedur pengerjaan *GWO* untuk menyelesaikan permasalahan *OPF* adalah sebagai berikut:

Langkah 1: Mendeklarasi parameter GWO yang berupa jumlah populasi, dimensi, maksimum iterasi, variabel kontrol beserta batasan minimum dan maksimum

Langkah 2: Menginisialisasi *alpha*, *beta*, dan *delta*

Langkah 3: Membangkitkan populasi awal secara acak untuk variabel kontrol dalam batas rangenya

Langkah 4: Menghitung variabel keadaan berdasarkan solusi aliran daya dengan metode *Newton Raphson*. Atur iterasi mulai $t = 0$

Langkah 5: Menghitung nilai kebugaran (*fitness*) tiap agen pencarian berdasarkan fungsi objektif

Langkah 6: Memperbarui nilai *alpha*, *beta*, dan *delta*. Mengurutkan dengan *alpha* sebagai solusi terbaik pertama, *beta* sebagai solusi terbaik kedua, dan *delta* sebagai solusi terbaik ketiga

Langkah 7: Memperbarui nilai A dan C yang tergantung dari nilai a yang menurun secara linier dari 2 menuju 0 dan menjamin semakin mendapatkan solusi terbaik

Langkah 8: Memperbarui posisi agen pencarian dengan persamaan yang semakin dekat dengan mangsa

Langkah 9: Selama iterasi berjalan $t = t+1$, kebugaran agen pencarian diperbarui sampai maksimum iterasi

Langkah 10: Mendapatkan solusi terbaik dengan *alpha_score* adalah fungsi objektif yang minimum dan *alpha_pos* adalah posisi terbaik serigala abu-abu dalam memperoleh mangsa merepresentasikan solusi variabel kontrol terbaik.

Tabel 3.1 Parameter Algoritma *GWO*

Parameter *GWO*	**Nilai**
Ukuran Populasi	101
Jumlah Iterasi	200

3.2 Penanganan batasan sistem

Batasan persamaan pada simulasi didasarkan pada persamaan keseimbangan daya yang ditangani dengan prinsip perhitungan aliran daya berdasarkan metode *Newton Raphson*. Berdasarkan referensi disebutkan bahwa *control variable* dibatasi secara *self-constrained* [4] artinya telah dibatasi dengan pencarian hasil optimal dengan metode *GWO*. Sebagaimana *output* dari persamaan aliran daya merupakan *state variable* yang bergantung pada *control variable* yang telah dibatasi, maka *state variable* memungkinkan untuk melanggar batasan. Oleh karena itu secara umum dilakukan penanganan batasan sistem dengan memberikan faktor *penalty* yang ditambahkan pada fungsi objektif. Faktor *penalty* diberikan dengan mengalikan deviasi antara besaran-besaran yang melebihi batasan dengan koefisien *penalty* yang besar agar dapat menunjukkan bahwa solusi dengan besaran yang melanggar tersebut bukan solusi yang diinginkan. Besar daripada faktor *penalty* ditentukan dengan metode *trial and error* [5] sampai sedapat mungkin menemukan

penalty terkecil. Perkalian dari pelanggaran dalam batasan pertidaksamaan ditambahkan pada eksponen kuadrat dan koefisien penalti dimasukkan dalam penambahan tujuan dan menjadi optimasi multiobjektif.

$$\begin{aligned} min f_j \quad &= f_{obj,j} + \left(\lambda_P * \left(P_{G1} - P_{G1}^{lim}\right)^2\right) \\ &+ \left(\lambda_V * \sum_{i=1}^{N_L} \left(V_{Li} - V_{Li}^{lim}\right)^2\right) \\ &+ \left(\lambda_Q * \sum_{i=1}^{N_{gen}} \left(Q_{Gi} - Q_{Gi}^{lim}\right)^2\right) \\ &+ \left(\lambda_S * \sum_{i=1}^{N_{line}} \left(S_{Li} - S_{Li}^{lim}\right)^2\right) \end{aligned} \qquad \textbf{(3.1)}$$

% *PenaltyP*

Jika $P_{G1} < P_{G1}^{min}$

$PenaltyP = \lambda_P \left(P_{G1} - P_{G1}^{min}\right)^2$

Jika $P_{G1} > P_{G1}^{max}$

$PenaltyP = \lambda_P (P_{G1} - P_{G1}^{max})^2$

% *PenaltyV*

V_{ss1} : menemukan $\left(V_L < V_L^{min}\right)$

V_{ss2} : menemukan $(V_L > V_L^{max})$

$PenaltyV = \lambda_V \left(\sum \left(V_L(V_{ss1}) - V_L^{min}(V_{ss1})\right)^2 + \sum \left(V_L(V_{ss2}) - V_L^{max}(V_{ss2})\right)^2\right)$

% *PenaltyQ*

Q_{ss1} : menemukan $\left(Q_G < Q_G^{min}\right)$

Q_{ss2} : menemukan $\left(Q_G > Q_G^{max}\right)$

$PenaltyQ = \lambda_Q \left(\sum \left(Q_G(Q_{ss1}) - Q_G^{min}(Q_{ss1})\right)^2 + \sum \left(Q_G(Q_{ss2}) - Q_G^{max}(Q_{ss2})\right)^2\right)$

% *PenaltyS*

S_{ss2} : menemukan $\left(\frac{|S_l|}{S_B} > S_{max}\right)$

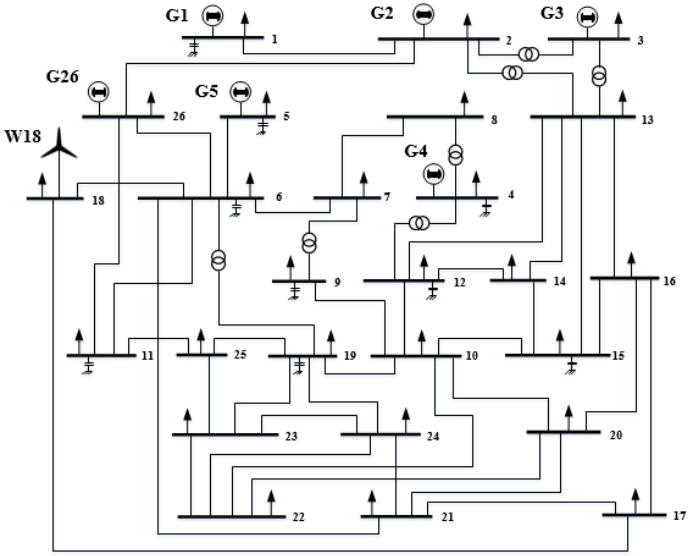
$PenaltyS = \lambda_S \left(\sum \left(\frac{|S_l(S_{ss2})|}{S_B} > S_{max}(S_{ss2})\right)^2\right)$

- $Penalty = PenaltyP + PenaltyV + PenaltyQ + PenaltyS$

Gambar 3.2 *Pseudo-code* untuk Penanganan Batasan

3.3 Sistem Uji: Modifikasi Sistem IEEE-26 Bus

Sistem uji terdiri dari 6 Unit Pembangkit Termal dan 1 Unit Pembangkit Tenaga Angin dengan total *load demand* sebesar 1263 MW. Data pembangkit termal didapatkan dari [6] dan spesifikasi dari masing-masing unit pembangkit termal dan unit pembangkit tenaga angin dapat dilihat pada tabel 3.2 dan 3.3. Data bus dan saluran diperoleh dari [7]. Berdasarkan referensi [8], batas daya aktif yang dapat dibangkitkan oleh pembangkit angin ditentukan ∈ [0, 165] MW, dan tipe unit pembangkit angin diasumsikan sebagai *unlimited reactive power* DFIG sehingga tidak memiliki batasan daya reaktif [9]. 7 tap-trafo ditentukan pada saluran 2-3, 2-13, 3-13, 4-8, 4-12, 6-19, 7-9 yang pengaturannya dioptimasi dengan *range* ∈ [0.9, 1.1] p.u.. 9 kompensator VAR dipasang pada bus 1, 4, 5, 6, 9, 11, 12, 15, dan 19 yang dioptimasi dengan *range* ∈ [0.9, 1.1] MVAR



Gambar 3.3 Modifikasi Sistem IEEE 26-Bus

Tabel 3.2 Karakteristik Unit Pembangkit Tenaga Angin Sistem Uji

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 3.3 Karakteristik Unit Pembanagkit Termal Sistem Uji IEEE-26 Bus

Unit	a	b	c	e	f	P_i^{min}	P_i^{max}	Q_i^{min}	Q_i^{max}
G1	0.0070	7.0	240	100	0.0545	100	500	80	300
G2	0.0095	10.0	200	80	0.0825	50	200	40	250
G3	0.0090	8.5	220	80	0.0710	80	300	40	150
G4	0.0080	11.0	200	50	0.0930	50	150	40	80
G5	0.0080	10.5	220	80	0.0825	50	200	40	160
G26	0.0075	12.0	190	50	0.0900	50	120	15	50

Tabel 3.4 Data Bus pada Sistem Uji IEEE-26 Bus

No. Bus	Jenis Bus	Tegangan (p.u.)	Beban		Pembangkitan	
			P_{load} (MW)	Q_{load} (MVAR)	P_{gen} (MW)	Q_{gen} (MVAR)
1	1	1.025	51	41	0	0
2	2	1.02	22	15	79	0
3	2	1.025	64	50	20	0
4	2	1.05	25	10	100	0
5	2	1.045	50	30	300	0
6	0	1.0	76	29	0	0
7	0	1.0	0	0	0	0
8	0	1.0	0	0	0	0
9	0	1.0	89	50	0	0
10	0	1.0	0	0	0	0
11	0	1.0	25	15	0	0
12	0	1.0	89	48	0	0
13	0	1.0	31	15	0	0
14	0	1.0	24	12	0	0
15	0	1.0	70	31	0	0
16	0	1.0	55	27	0	0
17	0	1.0	78	38	0	0
18	2	1.0	153	67	0	0
19	0	1.0	75	15	0	0
20	0	1.0	48	27	0	0
21	0	1.0	46	23	0	0
22	0	1.0	45	22	0	0

Tabel 3.4 (lanjutan) Data Bus pada Sistem Uji IEEE-26 Bus

No. Bus	Jenis Bus	Tegangan (p.u)	Beban		Pembangkitan	
			P_{load} (MW)	Q_{load} (MVAR)	P_{gen} (MW)	Q_{gen} (MVAR)
23	0	1.0	25	12	0	0
24	0	1.0	54	27	0	0
25	0	1.0	28	13	0	0
26	2	1.015	40	20	0	0

Tabel 3.5 Data Saluran pada Sistem Uji IEEE-26 Bus

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B_{cap} (p.u.)	S_{Lim}
1	2	0.00055	0.00480	0.03000	400
1	18	0.00130	0.01150	0.06000	350
2	3	0.00146	0.05130	0.05000	300
2	7	0.01030	0.05860	0.01800	150
2	8	0.00740	0.03210	0.03900	150
2	13	0.00357	0.09670	0.02500	200
2	26	0.03230	0.19670	0.00000	100
3	13	0.00070	0.00548	0.00050	300
4	8	0.00080	0.02400	0.00010	300
4	12	0.00160	0.02070	0.01500	300
5	6	0.00690	0.03000	0.09900	200
6	7	0.00535	0.03060	0.00105	200
6	11	0.00970	0.05700	0.00010	100
6	18	0.00374	0.02220	0.00120	200
6	19	0.00350	0.06600	0.04500	200
6	21	0.00500	0.09000	0.02260	150
7	8	0.00120	0.00693	0.00010	200
7	9	0.00095	0.04290	0.02500	200
8	12	0.00200	0.01800	0.02000	200
9	10	0.00104	0.04930	0.00100	100
10	12	0.00247	0.01520	0.01000	200
10	19	0.05470	0.23600	0.00000	100
10	20	0.00660	0.01600	0.00100	200
10	22	0.00690	0.02980	0.00500	150
11	25	0.09600	0.27000	0.01000	100
11	26	0.01650	0.09700	0.00400	100
12	14	0.03270	0.08020	0.00000	100

Tabel 3.6 (lanjutan) Data Saluran pada Sistem Uji IEEE-26 Bus

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B_{cap} (p.u.)	S_{Lim}
12	15	0.01800	0.05980	0.00000	100
13	14	0.00460	0.02710	0.00100	150
13	15	0.01160	0.06100	0.00000	100
13	16	0.01793	0.08880	0.00100	100
14	15	0.00690	0.03820	0.00000	200
15	16	0.02090	0.05120	0.00000	100
16	17	0.09900	0.06000	0.00000	100
16	20	0.02390	0.05850	0.00000	100
17	18	0.00320	0.06000	0.03800	200
17	21	0.02290	0.44500	0.00000	50
19	23	0.03000	0.13100	0.00000	100
19	24	0.03000	0.12500	0.00200	100
19	25	0.11900	0.22490	0.00400	100
20	21	0.06570	0.15700	0.00000	100
20	22	0.01500	0.03660	0.00000	100
21	24	0.04760	0.15100	0.00000	100
22	23	0.02900	0.09900	0.00000	100
22	24	0.03100	0.08800	0.00000	100
23	25	0.09870	0.11680	0.00000	100

BAB 4
SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini akan banyak dibahas mengenai hasil *run* (simulasi) dari tugas akhir ini tentang permasalahan *OPF* mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin dengan menggunakan metode optimasi *GWO*. Perangkat keras/*hardware* yang penulis gunakan untuk melakukan optimasi ditunjukkan pada table 4.1. Untuk setiap sistem uji maka dilakukan 5 kali uji trial untuk mengetahui tingkat konsistensi dari hasil optimasi yang dilakukan. Kemudian untuk aplikasi *compilernya*, penulis menggunakan *sofware* matlab versi R2015a.

Tabel 4.1 Spesifikasi *Hardware* untuk Proses Simulasi

No	Parameter	Spesifikasi
1	Prosessor	AMD FX-8800P Radeon R7
2	Kecepatan prosessor	2.1 GHz
3	*Random Access Memory (RAM)*	4 GB
4	Tipe sistem operasi	Windows 10 Pro 64-bit
5	*System Model*	HP ENVY m6 Notebook

4.1 Uji Validasi Metode *GWO*

Sebelum mengunakan *GWO* untuk sistem yang lebih kompleks, maka penulis mencoba menerapkannya pada sistem yang lebih sederhana terlebih dahulu untuk mengetahui deviasi total biaya hasil optimasi. Uji Validasi dilakukan untuk menguji keabsahan solusi yang dihasilkan oleh metode *GWO* dari hasil simulasi *OPF* dengan membandingkan dengan metode lain. Contoh sistem yang digunakan berasal dari referensi buku Allen J.Wood, *Power Generation, Operation and Control* edisi 3 pada pembahasan *ACOPF* untuk *example* 8C

Tabel 4.2 Data Unit Termal *Example* 8C

Bus	a	b	c	P_i^{min}	P_i^{max}	Q_i^{min}	Q_i^{max}	V_g
1	213.1	11.669	0.00533	50.0	200.0	150.0	-100	1.07
2	200.0	10.333	0.00889	37.5	150.0	150.0	-100	1.05
3	240.0	10.833	0.00741	45.0	180.0	120.0	-100	1.05

Tabel 4.3 Data Bus Beban *Example* 8C

Load Bus	P_{load}	Q_{load}
4	100.0	15.0
5	100.0	15.0
6	100.0	15.0

Tabel 4.4 Data Saluran *Example* 8C

Dari Bus	Ke Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B_{cap} (p.u.)	P_{Lim}
1	2	0.10	0.20	0.04	100.0
1	4	0.05	0.20	0.04	100.0
1	5	0.08	0.30	0.06	100.0
2	3	0.05	0.25	0.06	60.0
2	4	0.05	0.10	0.02	60.0
2	5	0.10	0.30	0.04	60.0
2	6	0.07	0.20	0.05	60.0
3	5	0.12	0.26	0.05	60.0
3	6	0.02	0.10	0.02	60.0
4	5	0.20	0.40	0.08	60.0
5	6	0.10	0.30	0.06	60.0

Tabel 4.5 Perbandingan Hasil *OPF GWO* dengan LP pada *Example* 8C

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	*LP*	*GWO*
P1 (MW)	78.5	78.8
P2 (MW)	118.8	118.7
P3 (MW)	109.6	109.4
V1 (p.u.)	1.07	1.07
V2 (p.u.)	1.07	1.07
V3 (p.u.)	1.07	1.07
Total Gen (MW)	307	306.92
Total Cost ($)	4232	4231.61
Power Loss (MW)	7	6.92

Dari tabel 4.5 dapat dilihat hasil *OPF* dari masing-masing unit pembangkit dan biaya yang dibutuhkan untuk setiap unit pembangkit termal, dengan dilakukan *run* sebanyak 3 kali , maka didapatkan 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 pada tabel 4.7. Deviasi *total cost* antara metode *Linear Programming* dengan *GWO* dapat dilihat pada tabel 4.6 dan untuk grafik

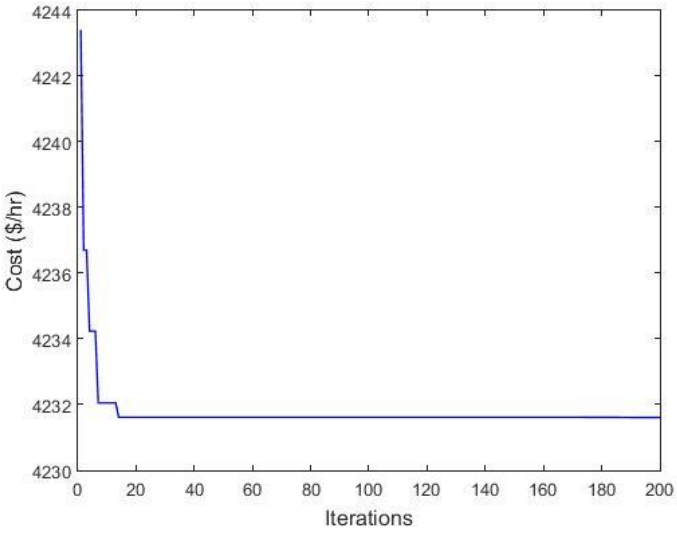
konvergensi dari *example* 8C dapat dilihat pada gambar 4.1. Selain itu untuk deviasi biaya untuk sistem uji *example* 8C yang terlihat pada tabel 4.6 hanya sebesar 0.009% dari angka 4232$ untuk *Linear Programming* dan 4231.16$ untuk *GWO*.

Tabel 4.6 Deviasi *Total Cost Example* 8C

LP	*GWO*	Deviasi (%)
4232	4231.6	0.009%

Tabel 4.7 Total Biaya Pembangkitan Minimum, Rata-Rata dan Maksimum dalam Berbagai Iterasi

TC_{min} ($)	TC_{avg} ($)	TC_{max} ($)	σ
4231.60972	4231.60975	4231.60980	0.0000436



Gambar 4.1 Grafik Konvergensi Sistem Uji *Example* 8C

4.2 Perbandingan *Economic Dispatch* dengan *OPF*

Pengujian pertama adalah membandingkan hasil simulasi *OPF* pada tugas akhir ini dengan hasil simulasi *ED* yang telah dilakukan sebelumnya pada referensi [10]. Hasil perbandingan keduanya ditunjukkan pada tabel 4.8

Tabel 4.8 Perbandingan Hasil Simulasi *ED* dengan *OPF*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	***ED***	***OPF***
G1 (MW)	426.39	417.39
Cost G1 ($)	4497.39	4381.22
G2 (MW)	145.39	148.76
Cost G2 ($)	1854.71	1897.89
G3 (MW)	244.69	236.61
Cost G3 ($)	2838.72	2735.03
G4 (MW)	108.00	124.81
Cost G4 ($)	1481.31	1697.57
G5 (MW)	145.72	148.28
Cost G5 ($)	1919.93	1952.79
G26 (MW)	70.06	72.80
Cost G26 ($)	1067.53	1103.29
***Thermal Cost* ($)**	13659.59	13767.79
W18(MW)	122.75	124.58
***Direct Cost* ($)**	982.00	996.64
***Penalty Cost* ($)**	64.72	61.18
***Reserve Cost* ($)**	514.88	527.27
***Wind Cost* ($)**	1561.60	1585.09
V1	-	1.049
V2	-	1.046
V3	-	1.048
V4	-	1.043
V5	-	1.046
V18	-	1.044
V26	-	1.045
T3 (2-3)	-	1.009
T6 (2-13)	-	0.962
T8 (3-13)	-	1.003
T9 (4-8)	-	1.006
T10 (4-12)	-	1.015
T15 (6-19)	-	0.977
T18 (7-9)	-	0.961
QC1	-	0.732
QC4	-	0.056
QC5	-	3.608
QC6	-	0.800

Tabel 4.8 (lanjutan) Perbandingan Hasil Simulasi *ED* dengan *OPF*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	*ED*	*OPF*
QC6	-	0.800
QC9	-	0.002
QC11	-	0.539
QC12	-	2.995
QC15	-	0.359
QC19	-	0.496
Total Gen (MW)	1263	1273.23
Total Cost($)	15221.19	15352.87
Power loss (MW)	-	11.24
Voltage Deviation	-	0.33

Pada tabel 4.8, ditunjukkan hasil simulasi *OPF* dan perbandingannya dengan hasil simulasi *ED* yang telah dilakukan sebelumnya. Total daya yang dibangkitkan berdasarkan hasil simulasi *OPF* sebesar 1273.23 MW yang beroperasi untuk menyuplai beban 1263 MW dan menanggung rugi-rugi daya aktif sebesar 11.24 MW. Total biaya pembangkitan yang diperoleh dari hasil simulasi *OPF* sebesar 15352.87$, lebih tinggi daripada hasil simulasi *ED* sebesar 15221.19$, dikarenakan simulasi *OPF* mempertimbangkan batasan-batasan pada jaringan.

4.3 Pengaruh Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin

Faktor penambahan Unit Tenaga Angin akan diterapkan sebagai permasalahan dalam simulasi *OPF* yang dilakukan dengan membandingkan sistem tanpa dan dengan penambahan Unit Tenaga Angin. Perbandingan hasil simulasi *OPF* dengan melihat pengaruh dari faktor penambahan Unit Tenaga Angin ditampilkan pada tabel 4.9

Tabel 4.9 Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Tanpa Unit Angin	Dengan Unit Angin
G1 (MW)	444.64	417.39
Cost G1 ($)	4736.43	4381.22
G2 (MW)	168.31	148.76
Cost G2 ($)	2152.21	1897.89
G3 (MW)	258.23	236.61
Cost G3 ($)	3015.06	2735.03
G4 (MW)	149.29	124.81

Tabel 4.9 (lanjutan) Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Tanpa Unit Angin	Dengan Unit Angin
Cost G4 ($)	2020.46	1697.57
G5 (MW)	170.67	148.28
Cost G5 ($)	2245.12	1952.79
G26 (MW)	84.08	72.80
Cost G26 ($)	1252.01	1103.29
***Thermal Cost* ($)**	15421.28	13767.79
W18(MW)	-	124.58
***Direct Cost* ($)**	-	996.64
***Penalty Cost* ($)**	-	61.18
***Reserve Cost* ($)**	-	527.27
***Wind Cost* ($)**	-	1585.09
V1	1.031	1.049
V2	1.028	1.046
V3	1.043	1.048
V4	1.016	1.043
V5	1.022	1.046
V18	-	1.044
V26	1.031	1.045
T3 (2-3)	0.975	1.009
T6 (2-13)	0.948	0.962
T8 (3-13)	1.011	1.003
T9 (4-8)	1.000	1.006
T10 (4-12)	1.001	1.015
T15 (6-19)	0.940	0.977
T18 (7-9)	0.900	0.961
QC1	0.655	0.732
QC4	1.859	0.056
QC5	3.694	3.608
QC6	0.210	0.800
QC9	3.960	0.002
QC11	2.029	0.539
QC12	1.280	2.995
QC15	0.037	0.359
QC19	0.426	0.496
Total Gen (MW)	1275.22	1273.23

Tabel 4.9 (lanjutan) Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Faktor Penambahan Unit Tenaga Angin

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Tanpa Unit Angin	Dengan Unit Angin
Total Cost ($)	15421.28	15352.87
Power loss (MW)	12.70	11.24
Voltage Deviation	0.24	0.33

Pada tabel 4.9, ditunjukkan perbandingan hasil simulasi *OPF* tanpa Unit Tenaga Angin dan dengan Unit Tenaga Angin. Hasil simulasi *OPF* dengan penambahan Unit Tenaga Angin menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar 15352.87$, lebih murah daripada sistem tanpa penambahan Unit Tenaga Angin sebesar 15421.28$. Dari hasil simulasi terlihat bahwa penambahan Unit Tenaga Angin pada sistem mampu menurunkan total biaya pembangkitan sebesar 68.41$ atau sekitar 0.44% lebih murah daripada sistem tanpa penambahan Unit Tenaga Angin.

4.4 Pengaruh Faktor Kepemilikan Unit Tenaga Angin

Pada simulasi ini, pengaruh dari kepemilikian Unit Tenaga Angin terhadap total biaya pembangkitan akan dilihat. Biaya pembangkitan dari Unit Tenaga Angin dipengaruhi oleh faktor kepemilikan yang dibedakan menjadi 2 sektor, yaitu Unit Tenaga Angin yang dimiliki oleh sektor privat dan Unit Tenaga Angin yang dimiliki oleh operator

Tabel 4.10 Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* Mempertimbangkan Faktor Kepemilikan Unit Tenaga Angin

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	***By Private Sector***	***By Operator***
G1 (MW)	417.39	407.13
Cost G1 ($)	4381.22	4250.20
G2 (MW)	148.76	144.54
Cost G2 ($)	1897.89	1843.90
G3 (MW)	236.61	233.46
Cost G3 ($)	2735.03	2694.92
G4 (MW)	124.81	113.67
Cost G4 ($)	1697.57	1553.77
G5 (MW)	148.28	143.16
Cost G5 ($)	1952.79	1887.09
G26 (MW)	72.80	66.29
Cost G26 ($)	1103.29	1018.39
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	13248.28
W18(MW)	124.58	165.00

Tabel 4.10 (lanjutan) Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* Mempertimbangkan Faktor Kepemilikan Unit Tenaga Angin

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	*By Private Sector*	*By Operator*
***Direct Cost* ($)**	996.64	-
***Penalty Cost* ($)**	61.18	-
***Reserve Cost* ($)**	527.27	829.51
***Wind Cost* ($)**	1585.09	829.51
V1	1.049	1.049
V2	1.046	1.046
V3	1.048	1.048
V4	1.043	1.050
V5	1.046	1.044
V18	1.044	1.046
V26	1.045	1.043
T3 (2-3)	1.009	1.004
T6 (2-13)	0.962	0.959
T8 (3-13)	1.003	1.002
T9 (4-8)	1.006	1.015
T10 (4-12)	1.015	1.019
T15 (6-19)	0.977	0.983
T18 (7-9)	0.961	0.934
QC1	0.732	0.816
QC4	0.056	0.039
QC5	3.608	3.392
QC6	0.800	0.917
QC9	0.002	0.001
QC11	0.539	0.547
QC12	2.995	3.316
QC15	0.359	0.415
QC19	0.496	0.654
Total Gen (MW)	1273.23	1273.25
Total Cost ($)	15352.87	14077.79
Power loss (MW)	11.24	11.10
Voltage Deviation	0.33	0.37

Pada tabel 4.10, ditunjukkan hasil simulasi *OPF* sistem dengan Unit Tenaga Angin oleh *Private Sector* menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar 15352.87$, sedangkan untuk sistem dengan Unit Tenaga Angin oleh *Operator* menghasilkan biaya sebesar 14077.79$,

lebih murah dengan selisih 1275.08$. Dari perbandingan ini, dapat dilihat bahwa faktor kepemilikan dari Unit Tenaga Angin secara signifikan mempengaruhi total biaya pembangkitan. Unit Tenaga Angin yang dijalankan oleh operator dapat diatur sendiri pengeluaran biaya untuk *direct cost* dan *penalty cost*, sehingga operator tidak dikenakan kedua biaya tersebut dan oleh karena itu dapat dilihat juga pada tabel 4.10 bahwa pembangkit tenaga angin dapat dimaksimalkan hingga kapasitas *rating* dayanya yaitu sebesar 165 MW dengan biaya pembangkitan tenaga angin ditentukan dengan *reserve cost* sebesar 829.51$.

4.5 Pengaruh Efek Katup pada Unit Termal

Pada pengujian yang keempat, simulasi dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi sistem tanpa mempertimbangkan efek katup pada unit termal dan hasil simulasi dengan mempertimbangkan efek katup pada unit termal. Hasil perbandingan ditunjukkan pada tabel 4.11

Tabel 4.11 Perbandingan hasil simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Efek Katup

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Tanpa Efek Katup	Dengan Efek Katup
G1 (MW)	417.39	445.82
Cost G1 ($)	4381.22	4752.25
G2 (MW)	148.76	164.14
Cost G2 ($)	1897.89	2098.03
G3 (MW)	236.61	212.81
Cost G3 ($)	2735.03	2436.95
G4 (MW)	124.81	117.44
Cost G4 ($)	1697.57	1602.72
G5 (MW)	148.28	164.30
Cost G5 ($)	1952.79	2161.48
G26 (MW)	72.80	67.19
Cost G26 ($)	1103.29	1041.86
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	14093.28
W18(MW)	124.58	102.42
***Direct Cost* ($)**	996.64	819.37
***Penalty Cost* ($)**	61.18	109.21
***Reserve Cost* ($)**	527.27	385.74
***Wind Cost* ($)**	1585.09	1314.33
V1	1.049	1.045
V2	1.046	1.044

Tabel 4.11 (lanjutan) Perbandingan Hasil Simulasi *OPF* tanpa dan dengan Mempertimbangkan Efek Katup

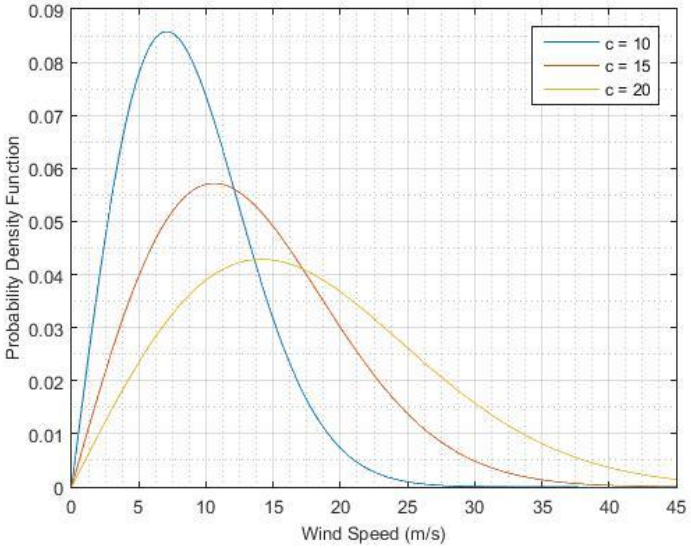
Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Tanpa Efek Katup	Dengan Efek Katup
V3	1.048	1.044
V4	1.043	1.047
V5	1.046	1.045
V18	1.044	1.034
V26	1.045	1.044
T3 (2-3)	1.009	1.027
T6 (2-13)	0.962	0.956
T8 (3-13)	1.003	1.011
T9 (4-8)	1.006	1.010
T10 (4-12)	1.015	1.044
T15 (6-19)	0.977	0.971
T18 (7-9)	0.961	0.981
QC1	0.732	0.478
QC4	0.056	0.027
QC5	3.608	3.503
QC6	0.800	1.181
QC9	0.002	0.001
QC11	0.539	0.382
QC12	2.995	1.818
QC15	0.359	0.330
QC19	0.496	0.790
Total Gen (MW)	1273.23	1274.13
Total Cost ($)	15352.87	15407.61
Power loss (MW)	11.24	11.61
Voltage Deviation	0.33	0.24

Berdasarkan tabel 4.11, ditunjukkan perbandingan hasil simulasi *OPF* tanpa mempertimbangkan efek katup dengan hasil simulasi *OPF* mempertimbangkan efek katup. Total biaya pembangkitan yang dihasilkan dari simulasi dengan mempertimbangkan efek katup sebesar 15407.61$ dan lebih besar daripada hasil simulasi tanpa mempertimbangkan efek katup, yakni sebesar 15352.87$. Efek katup mempengaruhi biaya pembangkitan unit termal, dimana sistem dengan efek katup menghasilkan biaya unit termal sebesar 14093.28$, lebih besar daripada biaya unit termal sistem tanpa efek katup sebesar 13767.79$.

4.6 Pengaruh Variasi Parameter Distribusi Weibull terhadap Total Biaya Pembangkitan

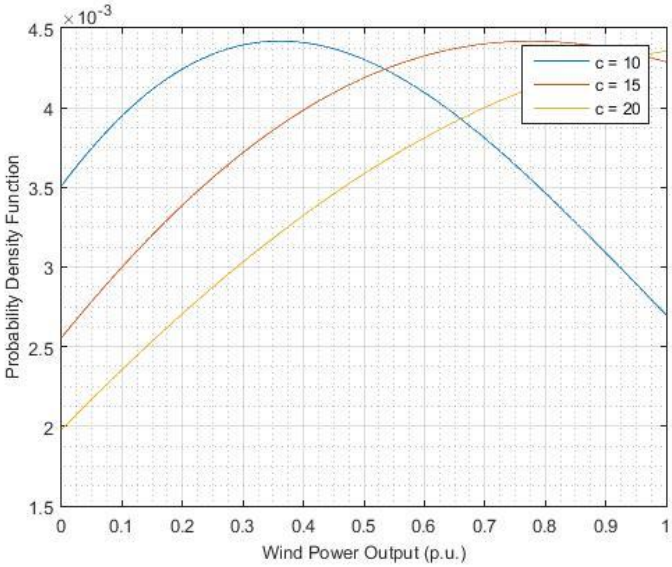
Pada simulasi yang kelima, akan dilakukan perbandingan total biaya pembangkitan dengan parameter distribusi weibull yang berbeda-beda. Parameter distribusi yang akan divariasi adalah *scale factor* (*c*) dan *shape factor* (*k*).

Pertama, parameter distribusi weibull yang akan divariasi adalah *c*. Parameter *c* akan divariasi dengan nilai *c* = 10, 15, 20 sedangkan parameter *shape factor*, *k* tetap yakni *k* = 2. Distribusi weibull dengan *k* = 2 disebut sebagai *Rayleigh distribution* [11]. Karakteristik dari angin bergantung pada beberapa faktor seperti geografi, topografi, dll, dan dapat diestimasi dengan pengamatan kecepatan angin di lokasi yang digambarkan pada gambar 4.2



Gambar 4.2 PDF Distribusi Kecepatan Angin Dengan Variasi *Scale Factor*, *c*

Jika telah diasumsikan bahwa kecepatan angin telah dinyatakan dalam distribusi weibull dengan *c* yang berbeda-beda, maka kemudian akan dikonversi menjadi fungsi distribusi daya angin. Berdasarkan [12] fungsi distribusi daya angin dinyatakan pada gambar 4.3.



Gambar 4.3 PDF Distribusi Daya Angin dengan Variasi *Scale Factor, c*

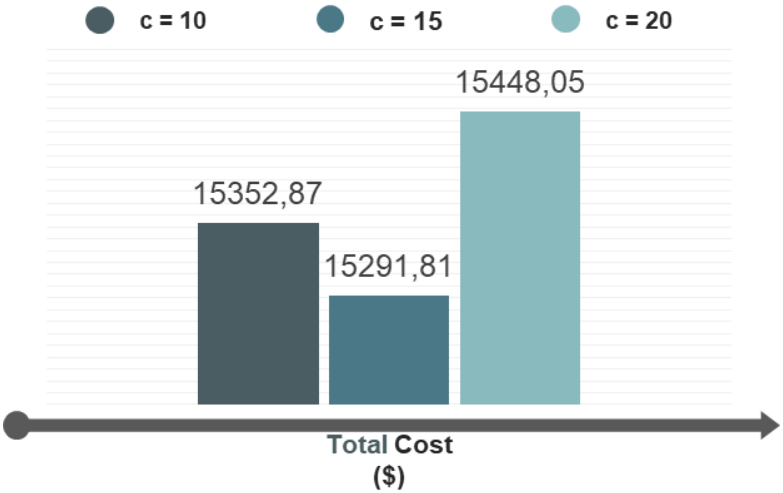
Hasil simulasi *OPF* dengan melihat pengaruh variasi, *c* pada sistem ditunjukkan pada tabel 4.12

Tabel 4.12 Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Scale Factor, c*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	c = 10	c = 15	c = 20
G1 (MW)	417.39	404.89	409.85
Cost G1 ($)	4381.22	4221.77	4284.77
G2 (MW)	148.76	144.55	142.65
Cost G2 ($)	1897.89	1843.94	1819.80
G3 (MW)	236.61	230.85	232.78
Cost G3 ($)	2735.03	2661.81	2686.29
G4 (MW)	124.81	117.61	117.10
Cost G4 ($)	1697.57	1604.40	1597.83
G5 (MW)	148.28	142.06	145.39
Cost G5 ($)	1952.79	1873.02	1915.76
G26 (MW)	72.80	68.28	68.25
Cost G26 ($)	1103.29	1044.34	1043.91
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	13249.29	13348.35
W18(MW)	124.58	165.00	157.33

Tabel 4.12 (lanjutan) Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Scale Factor*, *c*

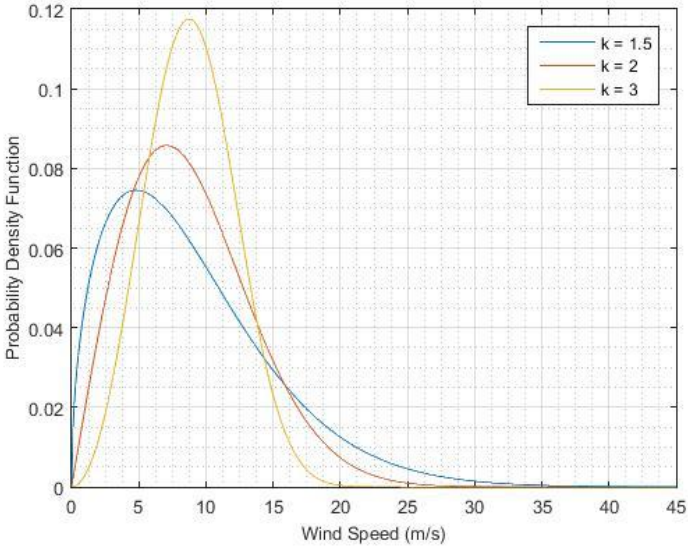
Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	c = 10	c = 15	c = 20
***Direct Cost* ($)**	996.64	1320.00	1258.61
***Penalty Cost* ($)**	61.18	0.00	14.60
***Reserve Cost* ($)**	527.27	722.52	826.49
***Wind Cost* ($)**	1585.09	2042.52	2099.70
V1	1.049	1.050	1.049
V2	1.046	1.047	1.047
V3	1.048	1.050	1.049
V4	1.043	1.022	1.028
V5	1.046	1.042	1.038
V18	1.044	1.047	1.045
V26	1.045	1.049	1.047
T3 (2-3)	1.009	0.999	1.008
T6 (2-13)	0.962	0.960	0.954
T8 (3-13)	1.003	1.002	1.003
T9 (4-8)	1.006	0.982	0.996
T10 (4-12)	1.015	0.995	0.994
T15 (6-19)	0.977	0.951	0.941
T18 (7-9)	0.961	0.938	0.966
QC1	0.732	0.425	0.765
QC4	0.056	0.025	0.035
QC5	3.608	3.354	4.807
QC6	0.800	0.406	1.591
QC9	0.002	0.001	0.000
QC11	0.539	0.856	0.499
QC12	2.995	3.956	2.544
QC15	0.359	0.375	1.532
QC19	0.496	0.367	0.562
Total Gen (MW)	1273.23	1273.23	1273.35
Total Cost ($)	15352.87	15291.81	15448.05
Power loss (MW)	11.24	11.89	11.68
Voltage Deviation	0.33	0.41	0.37



Gambar 4.4 Perbandingan Total Biaya Pembangkitan dengan Variasi *Scale Factor*, *c*

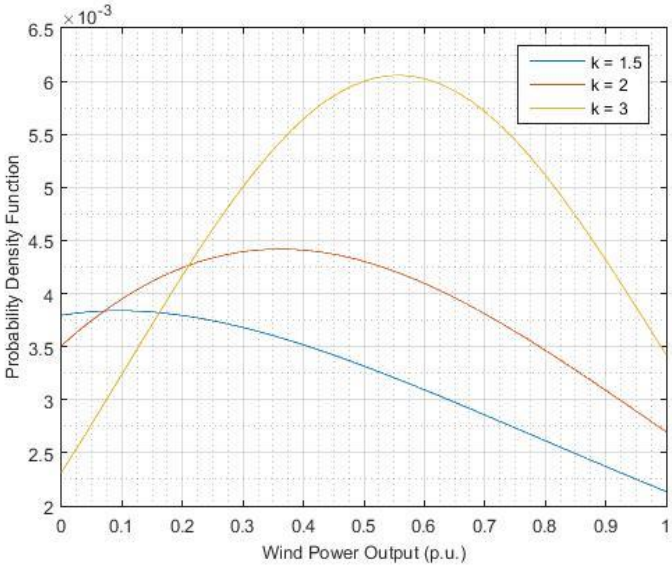
Berdasarkan hasil simulasi *OPF* dengan variasi *c* pada tabel 4.12 dan pada gambar ditunjukkan bahwa perbedaan parameter *c* mempengaruhi fungsi distribusi weibull nya, khususnya terhadap biaya pembangkitan Unit Tenaga Angin, *penalty cost* dan *reserve cost*. Pada tabel 4.12 ditunjukkan *trend* yang berbeda antara keduanya, dimana *penalty cost* dari nilai pada *c* = 10 sebesar 61.18$ turun hingga nilai terkecil pada *c* = 15 sebesar 0$ kemudian naik hingga *c* = 25 sebesar 67.45$, sedangkan pada *reserve cost* dari nilai terkecil pada *c* = 5 sebesar 185.73$ kemudian naik hingga nilai terbesar pada *c* = 20 sebesar 826.49$. Kemudian pada gambar 4.4 ditunjukkan perbandingan total biaya pembangkitan pada sistem, biaya terkecil diperoleh dari hasil simulasi dengan *scale factor*, *c* = 15 sebesar 15291.81$ dan terbesar pada *c* = 20 sebesar 15448.05$.

Selanjutnya, parameter distribusi weibull yang akan divariasi adalah *shape factor* (*k*). Parameter *k* akan divariasi dengan nilai *k* = 1.5, 2, 3 sedangkan parameter *scale factor* tetap yakni *c* = 10. Karakteristik dari angin dapat diestimasi dengan pengamatan kecepatan angin di lokasi yang digambarkan pada gambar 4.5



Gambar 4.5 PDF Distribusi Kecepatan Angin dengan Variasi *Shape Factor*, *k*

Jika telah diasumsikan bahwa kecepatan angin telah dinyatakan dalam distribusi weibull dengan *k* yang berbeda-beda, maka kemudian akan dikonversi menjadi fungsi distribusi daya angin. Berdasarkan [12] fungsi distribusi daya angin dinyatakan pada gambar 4.6.



Gambar 4.6 PDF Distribusi Daya Angin dengan Variasi *Shape Factor*, *k*

Hasil simulasi *OPF* dengan melihat pengaruh variasi *k* pada sistem ditunjukkan pada tabel 4.13

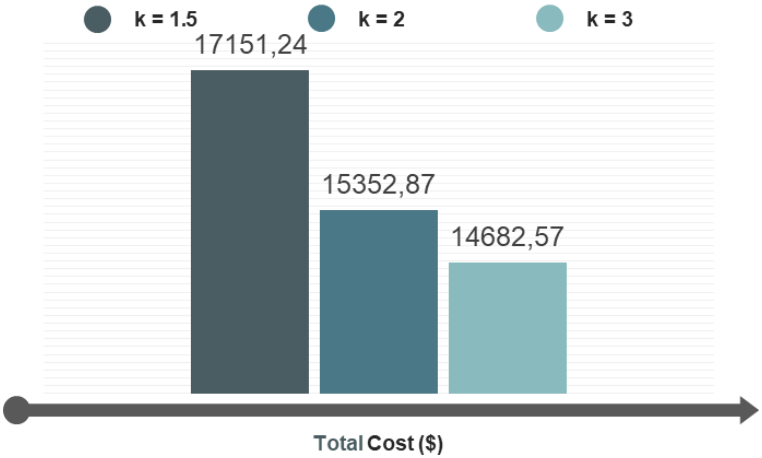
Tabel 4.13 Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Shape Factor*, *k*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	k=1.5	k = 2	k=3
G1 (MW)	434.87	417.39	406.20
Cost G1 ($)	4607.85	4381.22	4238.41
G2 (MW)	161.69	148.76	142.50
Cost G2 ($)	2065.26	1897.89	1817.92
G3 (MW)	252.20	236.61	233.12
Cost G3 ($)	2936.19	2735.03	2690.62
G4 (MW)	137.98	124.81	113.74
Cost G4 ($)	1870.11	1697.57	1554.67
G5 (MW)	160.17	148.28	145.43
Cost G5 ($)	2107.03	1952.79	1916.22
G26 (MW)	69.47	72.80	67.35
Cost G26 ($)	1059.85	1103.29	1032.23
***Thermal Cost* ($)**	14646.29	13767.79	13250.06

Tabel 4.13 (lanjutan) Hasil Simulasi *OPF* dengan Variasi *Shape Factor*, *k*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	k=1.5	k = 2	k=3
W18(MW)	57.39	124.58	165.00
***Direct Cost* ($)**	459.08	996.64	1320.00
***Penalty Cost* ($)**	1170.13	61.18	0.00
***Reserve Cost* ($)**	875.73	527.27	112.51
***Wind Cost* ($)**	2504.95	1585.09	1432.51
V1	1.047	1.049	1.047
V2	1.046	1.046	1.044
V3	1.046	1.048	1.049
V4	1.036	1.043	1.035
V5	1.035	1.046	1.043
V18	1.040	1.044	1.045
V26	1.047	1.045	1.048
T3 (2-3)	1.010	1.009	0.997
T6 (2-13)	0.984	0.962	0.945
T8 (3-13)	1.001	1.003	1.003
T9 (4-8)	1.003	1.006	1.003
T10 (4-12)	1.005	1.015	1.001
T15 (6-19)	0.940	0.977	0.959
T18 (7-9)	0.938	0.961	0.929
QC1	0.706	0.732	0.924
QC4	0.017	0.056	0.035
QC5	3.361	3.608	3.987
QC6	0.557	0.800	1.006
QC9	0.000	0.002	0.001
QC11	0.953	0.539	0.528
QC12	4.709	2.995	3.501
QC15	1.099	0.359	0.275
QC19	0.742	0.496	0.599
Total Gen (MW)	1273.77	1273.23	1273.35
Total Cost($)	17151.24	15352.87	14682.57
Power loss (MW)	11.68	11.24	11.37
Voltage Deviation	0.36	0.33	0.39

Perbandingan total biaya pembangkitan dari sistem berdasarkan parameter *k* yang berbeda-beda ditunjukkan pada gambar 4.7



Gambar 4.7 Perbandingan Total Biaya Pembangkitan dengan Variasi *Shape Factor*, *k*

Berdasarkan hasil simulasi *OPF* dengan variasi *k* pada tabel 4.13 dan pada gambar 4.7 ditunjukkan bahwa perbedaan parameter *shape factor*, *k* mempengaruhi fungsi distribusi weibull nya, khususnya terhadap biaya pembangkitan unit angin, *penalty cost* dan *reserve cost*. Pada tabel 4.13 *penalty cost* dari nilai terbesar pada *k* = 1.5 sebesar 1170.13$ kemudian turun pada *k* = 2 dengan nilai 61.18$ hingga bernilai 0$ pada *k* = 3, sedangkan pada *reserve cost* dari nilai terbesar *k* = 1.5 sebesar 875.73$ kemudian turun pada *k* =2 dengan nilai 527.27$ hingga nilai terkecil pada *k* = 3 sebesar 112.51$. Kemudian pada gambar 4.7 ditunjukkan perbandingan total biaya pembangkitan pada sistem, biaya terkecil diperoleh dari hasil simulasi dengan *k* = 3 sebesar 14682.57$

4.7 Meningkatkan Profil Tegangan

Pada simulasi ini, pengujian sistem akan dilakukan untuk mengetahui kondisi optimal operasi sistem dengan tujuan meningkatkan profil tegangan pada sistem. Salah satu indeks keamanan dan kualitas pelayanan yang paling penting dan signifikan adalah tegangan bus. Meskipun dengan meminimalkan biaya pembangkitan dapat memperoleh solusi yang optimal namun mungkin dari segi profil tegangan tidak dapat diterima. Penilaian akan kualitas profil tegangan dilakukan dengan menghitung total deviasi tegangan dari setiap bus dengan referensi

tegangan 1 p.u. peningkatan profil tegangan dinyatakan dengan total deviasi tegangan yang dinyatakan oleh persamaan berikut,

$$min_{Vdev} = \sum VD = \sum_{i=1}^{N_B} |V_{L_i}\text{-}1|$$

Hasil simulasi *OPF* dengan tujuan meningkatkan profil tegangan akan dibandingkan dengan hasil simulasi *OPF* yang bertujuan untuk meminimalkan biaya pembangkitan. Perbandingan hasil simulasi keduanya ditunjukkan pada tabel 4.14

Tabel 4.14 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya dan Meningkatkan Profil Tegangan

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Cost	VPI
G1 (MW)	417.39	400.51
Cost G1 ($)	4381.22	4166.43
G2 (MW)	148.76	169.16
Cost G2 ($)	1897.89	2163.45
G3 (MW)	236.61	285.20
Cost G3 ($)	2735.03	3376.29
G4 (MW)	124.81	126.17
Cost G4 ($)	1697.57	1715.18
G5 (MW)	148.28	176.36
Cost G5 ($)	1952.79	2320.60
G26 (MW)	72.80	69.75
Cost G26 ($)	1103.29	1063.51
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	14805.46
W18(MW)	124.58	49.49
***Direct Cost* ($)**	996.64	395.92
***Penalty Cost* ($)**	61.18	273.45
***Reserve Cost* ($)**	527.27	130.17
***Wind Cost* ($)**	1585.09	799.54
V1	1.049	1.036
V2	1.046	1.031
V3	1.048	1.019
V4	1.043	1.049
V5	1.046	1.029
V18	1.044	1.033
V26	1.045	1.023
T3 (2-3)	1.009	1.044

Tabel 4.14 (lanjutan) Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya dan Meningkatkan Profil Tegangan

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Cost	VPI
T6 (2-13)	0.962	0.955
T8 (3-13)	1.003	1.018
T9 (4-8)	1.006	1.084
T10 (4-12)	1.015	0.998
T15 (6-19)	0.977	0.918
T18 (7-9)	0.961	0.960
QC1	0.732	1.265
QC4	0.056	0.025
QC5	3.608	4.285
QC6	0.800	0.533
QC9	0.002	0.000
QC11	0.539	0.591
QC12	2.995	1.884
QC15	0.359	1.024
QC19	0.496	0.578
Total Gen (MW)	1273.23	1276.64
Total Cost($)	15352.87	15605.00
Power loss (MW)	11.24	12.77
Voltage Deviation	0.33	0.13

Berdasarkan tabel 4.14, total deviasi tegangan yang diperoleh dari simulasi *OPF* yang bertujuan meningkatkan profil tegangan diperoleh sebesar 0.13, lebih kecil daripada simulasi *OPF* yang bertujuan meminimalkan biaya pembangkitan, yaitu sebesar 0.33. Dalam hal ini, profil tegangan telah ditingkatkan sebesar 60.6%. Sebaliknya, total biaya pembangkitan yang diperoleh dari hasil simulasi *OPF* yang bertujuan meningkatkan profil tegangan sebesar 15605.00$, lebih besar daripada hasil simulasi *OPF* dengan tujuan meminimalkan biaya pembangkitan. Perbandingan hasil simulasi juga ditampilkan dengan profil tegangan tiap bus seperti yang terlihat pada Lampiran 6.

Berdasarkan grafik profil tegangan pada Lampiran 6, dapat dilihat bahwa profil tegangan yang dihasilkan dari simulasi *OPF* dengan meningkatkan profil tegangan secara umum memiliki grafik yang lebih stabil dan mendekati tegangan 1 p.u. dari setiap tegangan bus nya, dibandingkan grafik dari simulasi *OPF* dengan meminimalkan biaya pembangkitan.

4.8 Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif Saluran

Pada simulasi yang ketujuh, tujuan *OPF* adalah untuk mendapatkan kondisi operasi sistem dengan rugi-rugi (*losses*) paling minimum. Rugi-rugi yang dimaksudkan dalam *case* yang ke tujuh ini adalah rugi-rugi daya aktif (MW). Fungsi objektif untuk meminimalkan rugi-rugi daya aktif dinyatakan sebagai berikut,

$$min_{PLoss} = \sum_{i=1}^{N_B} P_{L_i} = \sum_{i=1}^{N_B} P_{G_i} - \sum_{i=1}^{N_B} P_{D_i}$$

dengan P_L merupakan total rugi-rugi daya aktif pada jaringan, P_G merupakan total daya yang dibangkitkan pada sistem, dan P_D merupakan total kebutuhan daya beban pada sistem.

Hasil optimasi sistem dengan meminimalkan rugi-rugi daya sistem ditunjukkan pada tabel 4.15.

Tabel 4.15 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan dan Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Cost	Ploss
G1 (MW)	417.39	357.43
Cost G1 ($)	4381.22	3636.28
G2 (MW)	148.76	132.00
Cost G2 ($)	1897.89	1685.49
G3 (MW)	236.61	211.94
Cost G3 ($)	2735.03	2425.74
G4 (MW)	124.81	149.76
Cost G4 ($)	1697.57	2026.78
G5 (MW)	148.28	169.67
Cost G5 ($)	1952.79	2231.80
G26 (MW)	72.80	87.10
Cost G26 ($)	1103.29	1292.10
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	13298.19
W18(MW)	124.58	165.00
***Direct Cost* ($)**	996.64	1320.00
***Penalty Cost* ($)**	61.18	0.00
***Reserve Cost* ($)**	527.27	829.51
***Wind Cost* ($)**	1585.09	2149.51
V1	1.049	1.039
V2	1.046	1.036
V3	1.048	1.050

Tabel 4.15 (lanjutan) Perbandingan Hasil *OPF* dengan Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan dan Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	Cost	Ploss
V4	1.043	1.050
V5	1.046	1.038
V18	1.044	1.036
V26	1.045	1.041
T3 (2-3)	1.009	1.001
T6 (2-13)	0.962	0.950
T8 (3-13)	1.003	1.013
T9 (4-8)	1.006	1.020
T10 (4-12)	1.015	1.028
T15 (6-19)	0.977	0.949
T18 (7-9)	0.961	0.943
QC1	0.732	0.744
QC4	0.056	0.019
QC5	3.608	3.549
QC6	0.800	0.585
QC9	0.002	0.000
QC11	0.539	0.634
QC12	2.995	3.844
QC15	0.359	0.607
QC19	0.496	0.827
Total Gen (MW)	1273.23	1272.9
Total Cost($)	15352.87	15447.70
Power loss (MW)	11.24	9.92
Voltage Deviation	0.33	0.26

Pada tabel 4.15, diperoleh hasil optimasi *OPF* dengan rugi-rugi daya aktif (*Plosses*) pada sebesar 9.92 MW. Dari segi ekonomis, total biaya pembangkitan hasil optimasi dengan meminimalkan rugi-rugi daya aktif didapatkan sebesar 15477.7$, lebih tinggi dari total biaya pembangkitan yang dihasilkan pada simulasi dengan tujuan meminimalkan biaya pembangkitan. Perbandingan rugi-rugi daya tiap saluran dari simulasi sistem dengan meminimalkan rugi-rugi daya aktif dan simulasi sistem dengan meminimalkan biaya pembangkitan ditunjukkan pada Lampiran 7.

4.9 Perbandingan dengan Metode Lain

Setelah melakukan optimasi dengan metode *GWO*, maka perbandingan akan dilakukan dengan metode *Artificial Intelligence* yang lain. Pada simulasi kali ini, *GWO* akan dibandingkan dengan metode *Particle Swarm Optimization* (*PSO*). Perbandingan hasil simulasi antara *GWO* dan *PSO* dapat dilihat pada table 4.16

Tabel 4.16 Perbandingan Hasil *OPF* dengan Metode *GWO* dan *PSO*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	*GWO*	*PSO*
G1 (MW)	417.39	413.19
Cost G1 ($)	4381.22	4327.46
G2 (MW)	148.76	146.70
Cost G2 ($)	1897.89	1871.44
G3 (MW)	236.61	242.49
Cost G3 ($)	2735.03	2810.43
G4 (MW)	124.81	122.66
Cost G4 ($)	1697.57	1669.68
G5 (MW)	148.28	145.94
Cost G5 ($)	1952.79	1922.71
G26 (MW)	72.80	78.94
Cost G26 ($)	1103.29	1184.08
***Thermal Cost* ($)**	13767.79	13785.80
W18(MW)	124.58	124.09
***Direct Cost* ($)**	996.64	992.75
***Penalty Cost* ($)**	61.18	62.11
***Reserve Cost* ($)**	527.27	523.96
***Wind Cost* ($)**	1585.09	1578.82
V1	1.049	1.014
V2	1.046	1.012
V3	1.048	1.033
V4	1.043	0.989
V5	1.046	1.003
V18	1.044	1.008
V26	1.045	1.010
T3 (2-3)	1.009	0.992
T6 (2-13)	0.962	0.987
T8 (3-13)	1.003	1.024
T9 (4-8)	1.006	0.986

Tabel 4.16 (lanjutan) Perbandingan Hasil *OPF* dengan *GWO* dan *PSO*

Variabel Kontrol dan Hasil Optimal	*GWO*	*PSO*
T10 (4-12)	1.015	0.999
T15 (6-19)	0.977	0.960
T18 (7-9)	0.961	0.969
QC1	0.732	3.165
QC4	0.056	3.062
QC5	3.608	3.368
QC6	0.800	1.620
QC9	0.002	3.601
QC11	0.539	1.799
QC12	2.995	1.453
QC15	0.359	2.385
QC19	0.496	2.022
Total Gen (MW)	1273.23	1274.03
Total Cost($)	15352.87	15364.62
Power loss (MW)	11.24	12.51
Voltage Deviation	0.33	0.43

Dari tabel 4.16, terlihat hasil simulasi *OPF* dengan *GWO* menghasilkan total biaya pembangkitan lebih kecil daripada hasil simulasi *OPF* dengan *PSO* sebesar $15364.62, yakni dengan selisih 0.076%, dari segi keamanan, deviasi tegangan dan rugi-rugi daya yang dihasilkan oleh metode *GWO* lebih kecil daripada yang dihasilkan oleh metode *PSO* masing-masing sebesar 0.43 dan 12.51, sehingga dapat diartikan bahwa metode *GWO* menghasilkan hasil optimasi lebih murah dan lebih aman daripada yang dihasilkan oleh *PSO*.

BAB 5
PENUTUP

5.1 Kesimpulan

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

1. Hasil simulasi *OPF* menghasilkan biaya yang lebih tinggi yakni daripada hasil simulasi *ED* karena pada simulasi *OPF* mempertimbangkan batasan-batasan pada jaringan.
2. Hasil simulasi menunjukkan bahwa *Grey Wolf Optimization* mampu menyelesaikan permasalahan *Optimal Power Flow* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin.
3. Perencanaan dari Unit Tenaga Angin sangat dipengaruhi oleh koefisien dari *direct cost, penalty cost,* dan *reserve cost*. Biaya pembangkitan daya angin linier dengan *direct cost* sedangkan biaya yang menjadikan pertimbangan dari ketidakpastian tenaga angin ditentukan dari *penalty cost* dan *reserve cost*.
4. Parameter *shape factor* dan *scale factor* pada *weibull distribution* memodelkan karakteristik angin dan mempengaruhi besarnya daya yang dibangkitkan dan total biaya pembangkitan tenaga angin.
5. Penambahan Unit Tenaga Angin pada sistem mampu menurunkan biaya pembangkitan pada sistem.
6. Unit Tenaga Angin yang dimiliki oleh operator menghasilkan biaya lebih murah daripada Unit Tenaga Angin yang dimiliki oleh sektor privat, karena tidak perlu menanggung *direct cost* dan *penalty cost*

5.2 Saran

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

1. Mempertimbangkan *Energy Storage System* untuk sistem penyimpanan ketika kondisi *underestimate* dari perencaaan Unit Tenaga Angin
2. Melakukan penyelesaian masalah *Optimal Power Flow* dengan mempertimbangkan ketidakpastian tenaga angin dengan metode *Artificial Intelligent* lainnya.

---halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR PUSTAKA

[1] M. R. Patel, Wind and Solar Power Systems. Design, Analysis, and Operation 2nd edition, CRC Press, 2005.

[2] H. Saadat, Power System Analysis 2nd edition, McGraw-Hill Companies, 2002.

[3] J. Carpentier, "Optimal Power Flows," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 1, no. 1, pp. 3-15, 1979.

[4] H. R. E. H. Bouchekara and M. A. Abido, "Optimal Power Flow Using Differential Search Algorithm," *Electric Power Components and Systems,* 2014.

[5] A. F. Zobaa, S. H. A. Aleem and A. Y. Abdelaziz, Classical and Recent Aspects of Power System Optimization, Elsevier Inc., 2018.

[6] Z.-L. Gaing, "Particle Swarm Optimization to Solving Economic Dispatch Considering the Generator Constraints," *IEEE Transaction on Power Systems,* vol. 18, no. 3, 2003.

[7] Z.-L. Gaing, "Security-Constrained Optimal Power Flow by Mixed-Integer Genetic Algorithm with Arithmetic Operators," *IEEE Power Engineering Society Meeting,* 2006.

[8] F. Guo, C. Wen, J. Mao and Y.-D. Song, "Distributed Economic Dispatch for Smart Grids With Random Wind Power," *IEEE Transaction on Smart Grids,* 2015.

[9] L. Meegahapola, S. Durairaj, D. Flynn and B. Fox, "Coordinated utilisation of wind farm reactive power capability for system loss optimisation," *European Transactions on Electrical Power,* 2011.

[10] N. Ihsan, "Pembebanan Ekonomis Pembangkit Mempertimbangkan Ketidakpastian Tenaga Angin," 2018.

[11] J. Hetzer, D. C. Yu and K. Bhattarai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 23, no. 2, pp. 603-611, 2008.

[12] J. T. Jose, "Economic Load Dispatch Including Wind Power Using Bat Algorithm," *International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE),* 2014.

[13] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheblé, Power Generation, Operation, and Control 3rd edition, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2014.

[14] T. Kang, J. Yao, T. Duong, S. Yang and X. Zhu, "A Hybrid Approach for Power System Security Enhancement via Optimal Installation of Flexible AC Transmission System," *Energies,* 2017.

[15] E. E. Elattar, "Optimal Power Flow a Power System Incorporating Stochastic Wind Power Based on Modified Moth Swarm Algorithm," *IEEE Access,* 2019.

[16] A. Man-Im, W. Ongsakul, J. G. Singh and M. N. Mahdu, "Multi-objective optimal power flow considering wind power cost functions using enhanced PSO with chaotic mutation and stochastic weights," 2019.

[17] S. R. Salkuti, "Optimal power flow using multi-objective glowworm swarm optimization algorithm in a wind energy integrated power system," *International Journal of Green Energy,* 2019.

BIOGRAFI PENULIS

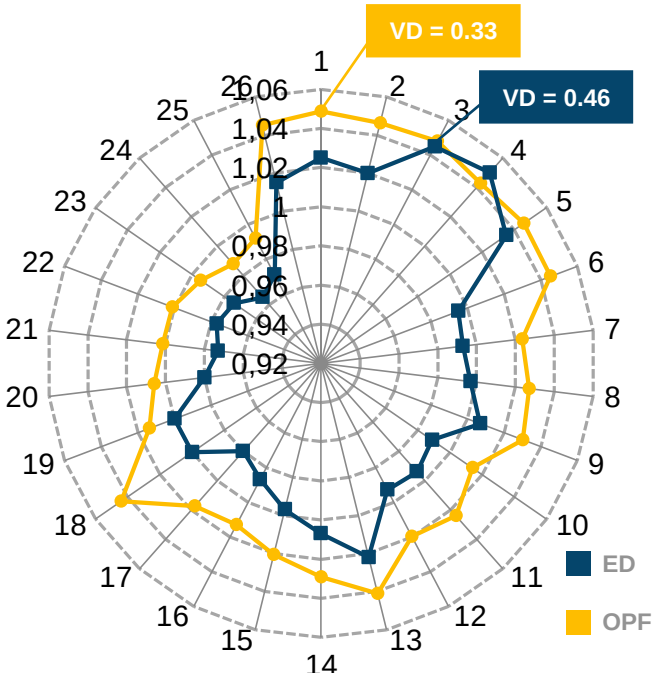
Eyov Glenn Christensen lahir di Surabaya pada tanggal 29 April 1998. Merupakan anak pertama dari pasangan Bpk. Godlief Eleanus Lalumedja dan Ibu. Christiana Magdalena. Pada tahun 2016, setelah lulus dari SMA Negeri 5 Surabaya, penulis melanjutkan kuliah di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dan mengambil konsentrasi bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Selama menempuh perkuliahan, selain dalam hal akademik, penulis juga aktif berorganisasi di Persekutuan Mahasiswa Kristen ITS dan pernah mendapatkan amanah menjadi Ketua Panitia Natal PMK ITS 2018 dan Ketua Panitia Paskah PMK ITS 2019

Email : eyovglenn@gmail.com

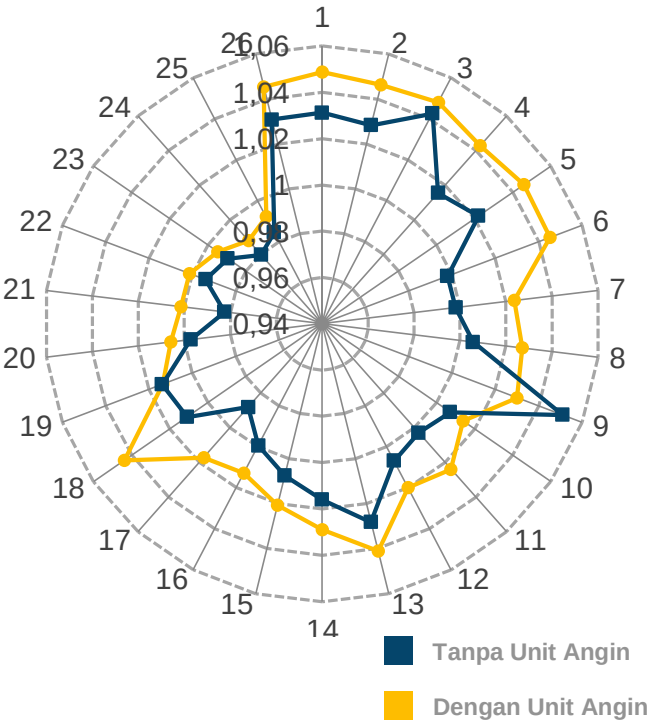
---halaman ini sengaja dikosongkan---

LAMPIRAN

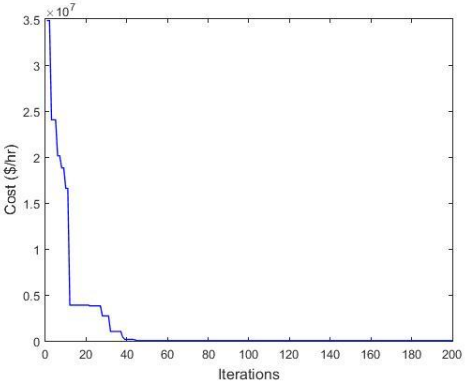
Lampiran 1 Perbandingan Profil Tegangan antara Hasil Simulasi *ED* dan *OPF*



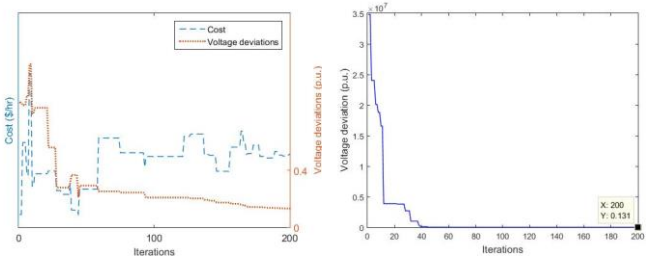
Lampiran 2 Perbandingan Profil Tegangan antara Hasil Simulasi *OPF* dengan dan tanpa Unit Angin



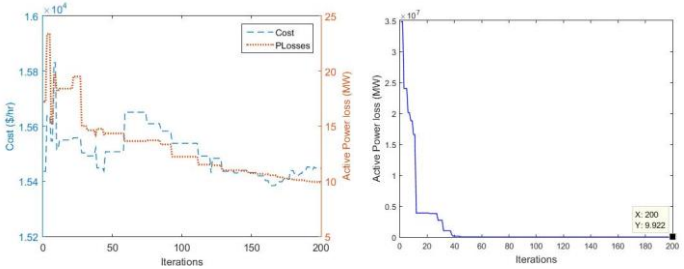
Lampiran 3. *OPF* Mempertimbangkan Unit Tenaga Angin dengan Objektif Untuk Meminimalkan Biaya Pembangkitan



Lampiran 4. *OPF* Mempertimbangkan Unit Tenaga Angin dengan Objektif untuk meningkatkan Profil Tegangan

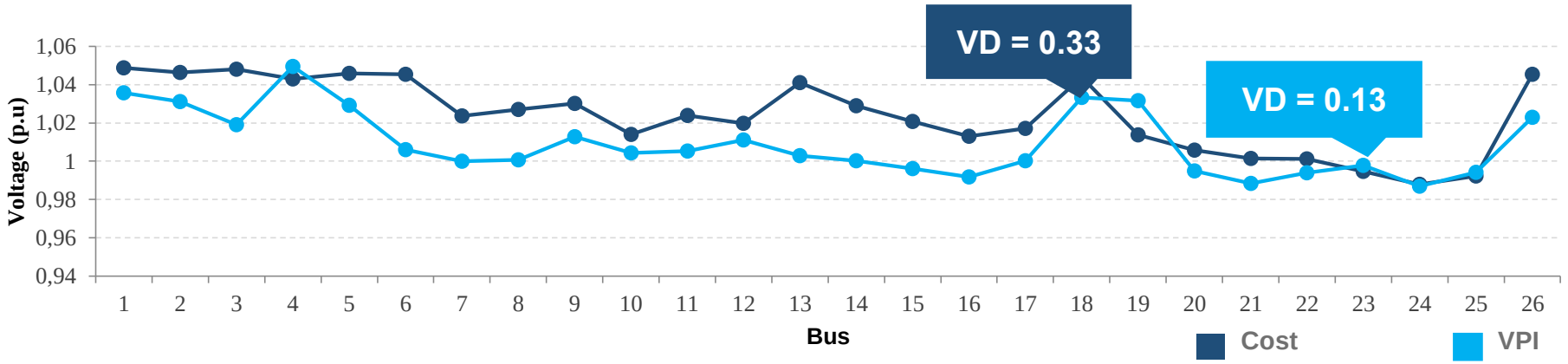


Lampiran 5. *OPF* Mempertimbangkan Unit Tenaga Angin dengan Objektif untuk Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif Saluran

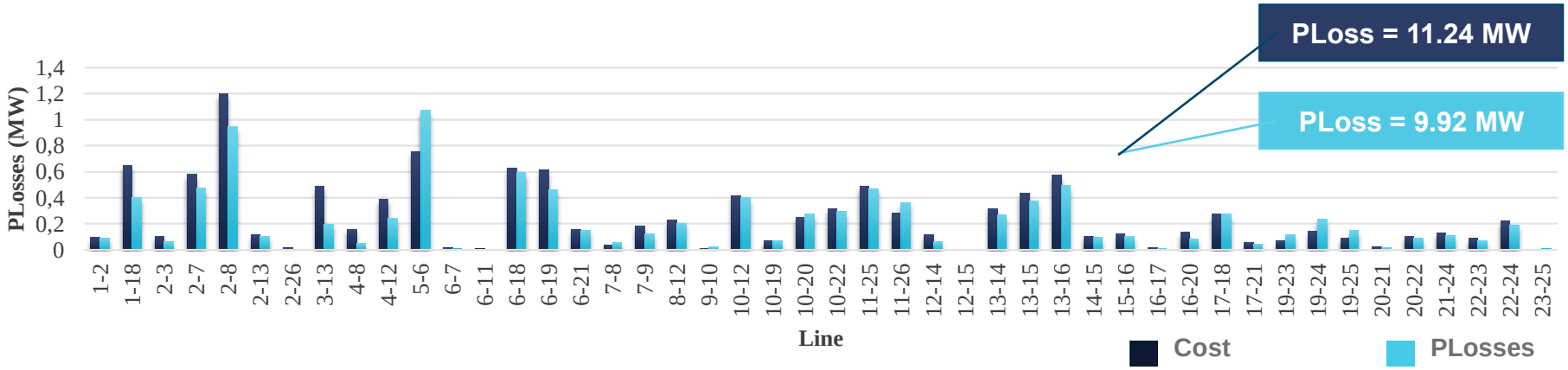


---halaman ini sengaja dikosongkan---

Lampiran 6 Perbandingan Profil Tegangan Setiap Bus antara Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan dan Meningkatkan Profil Tegangan



Lampiran 7 Perbandingan Rugi-rugi Daya Aktif pada Setiap Saluran antara Objektif Meminimalkan Biaya Pembangkitan dan Meminimalkan Rugi-rugi Daya Aktif



---halaman ini sengaja dikosongkan---

Lampiran 8 *Output* setiap Bus pada Simulasi *OPF*

Optimal Power Flow 1						
Bus	**Tegangan**	**Sudut**	**Beban**		**Pembangkitan**	
			MW	**MVAR**	**MW**	**MVAR**
1	1.049	0.000	51	41	417.389	89.213
2	1.046	-0.006	22	15	148.764	52.699
3	1.048	-0.018	64	50	236.609	114.558
4	1.043	-0.041	25	10	124.813	79.897
5	1.046	-0.022	50	30	148.276	62.732
6	1.026	-0.047	76	29	0	0
7	1.024	-0.043	0	0	0	0
8	1.027	-0.042	0	0	0	0
9	1.030	-0.076	89	50	0	0
10	1.014	-0.075	0	0	0	0
11	1.024	-0.051	25	15	0	0
12	1.020	-0.059	89	48	0	0
13	1.041	-0.027	31	15	0	0
14	1.029	-0.046	24	12	0	0
15	1.021	-0.058	70	31	0	0
16	1.013	-0.069	55	27	0	0
17	1.017	-0.071	78	38	0	0
18	1.044	-0.024	153	67	124.580	150.455
19	1.014	-0.101	75	15	0	0
20	1.006	-0.082	48	27	0	0
21	1.001	-0.090	46	23	0	0
22	1.001	-0.091	45	22	0	0
23	0.995	-0.108	25	12	0	0
24	0.988	-0.112	54	27	0	0
25	0.992	-0.107	28	13	0	0
26	1.045	-0.018	40	20	72.795	36.970

Lampiran 9 *Output* setiap Saluran pada Simulasi *OPF*

Optimal Power Flow							
Saluran		**Aliran Daya pada Bus dan Saluran**			**Rugi-rugi Saluran**		**Kapasitas Saluran (MVA)**
Dari	**Ke**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**MW**	**MVAR**	
1		366.389	48.944	369.644			
	2	133.083	34.953	137.596	0.096	-5.748	400
	18	233.307	13.991	233.726	0.648	-7.404	350
2		131.372	151.055	200.190			
	1	-132.987	-40.701	139.076	0.096	-5.748	400
	3	29.078	82.543	87.515	0.107	-7.686	300
	7	72.957	27.093	77.825	0.580	-0.556	150
	8	128.335	31.250	132.085	1.198	-3.185	150
	13	27.310	51.342	58.153	0.111	-2.672	200
	26	6.678	-0.472	6.695	0.013	0.081	100
3		131.619	-309.991	336.775			
	2	-28.972	-90.229	94.766	0.107	-7.686	300
	13	160.591	-219.762	272.185	0.488	3.715	300
4		77.944	-273.796	284.674			
	8	-1.304	-139.701	139.707	0.158	4.727	300
	12	79.248	-134.095	155.762	0.387	1.968	300
5		98.276	36.339	104.780			
	6	98.276	36.339	104.780	0.750	-17.991	200
6		-70.830	21.478	74.015			
	5	-97.527	-54.330	111.639	0.750	-17.991	200
	7	-11.469	10.210	15.355	0.012	-0.151	200
	11	8.378	2.404	8.716	0.007	0.020	100
	18	-118.252	-61.594	133.332	0.631	3.488	200
	19	96.575	100.860	139.641	0.618	1.773	200
	21	51.465	23.929	56.756	0.159	-1.790	150
7		1.682	31.338	31.383			
	2	-72.377	-27.649	77.478	0.580	-0.556	150
	6	11.481	-10.361	15.465	0.012	-0.151	200
	8	-26.728	-46.207	53.381	0.033	0.167	200
	9	89.306	115.555	146.043	0.180	2.577	200
8		6.303	184.725	184.832			
	2	-127.137	-34.435	131.718	1.198	-3.185	150
	7	1.462	144.428	144.435	0.158	4.727	300
	12	26.761	46.375	53.542	0.033	0.167	200

Lampiran 9 (lanjutan) *Output* setiap Saluran pada Simulasi *OPF*

Optimal Power Flow							
Saluran		**Aliran Daya pada Bus dan Saluran**			**Rugi-rugi Saluran**		**Kapasitas Saluran (MVA)**
Dari	**Ke**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**MW**	**MVAR**	
	13	105.217	28.357	108.972	0.228	-2.142	200
9		-90.629	-79.240	120.385			
	7	-89.126	-112.978	143.901	0.180	2.577	200
	10	-1.503	33.738	33.771	0.011	0.324	100
10		0.000	0.000	0.000			
	9	1.514	-33.413	33.448	0.011	0.324	100
	12	-130.578	-20.807	132.225	0.419	0.171	200
	19	10.911	-2.255	11.142	0.066	0.285	100
	20	56.026	27.829	62.557	0.252	0.406	200
	22	62.127	28.646	68.413	0.316	0.350	150
11		-25.000	-14.461	28.881			
	6	-8.371	-2.384	8.704	0.007	0.020	100
	25	22.553	3.562	22.833	0.485	-0.668	100
	26	-39.182	-15.640	42.188	0.278	0.778	100
12		-73.053	121.596	141.853			
	4	-78.861	136.063	157.264	0.387	1.968	300
	8	-104.990	-30.499	109.330	0.228	-2.142	200
	10	130.997	20.978	132.666	0.419	0.171	200
	14	-18.677	-3.910	19.082	0.114	0.281	100
	15	-1.522	-1.035	1.841	0.001	0.002	100
13		5.706	250.653	250.718			
	2	-27.199	-54.014	60.475	0.111	-2.672	200
	3	-160.102	223.476	274.908	0.488	3.715	300
	14	79.956	33.706	86.771	0.320	1.670	150
	15	58.894	24.511	63.791	0.435	2.290	100
	16	54.156	22.973	58.827	0.573	2.628	100
14		-24.000	-12.000	26.833			
	12	18.791	4.191	19.253	0.114	0.281	100
	13	-79.637	-32.036	85.839	0.320	1.670	150
	15	36.845	15.845	40.108	0.105	0.580	200
15		-70.000	-30.641	76.412			
	12	1.523	1.037	1.842	0.001	0.002	100
	13	-58.459	-22.221	62.539	0.435	2.290	100
	14	-36.741	-15.265	39.786	0.105	0.580	200

Lampiran 9 (lanjutan) *Output* setiap Saluran pada Simulasi *OPF*

Optimal Power Flow							
Saluran		**Aliran Daya pada Bus dan Saluran**			**Rugi-rugi Saluran**		**Kapasitas Saluran (MVA)**
Dari	**Ke**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**MW**	**MVAR**	
	16	23.677	5.808	24.379	0.119	0.292	100
16		-55.000	-27.000	61.270			
	13	-53.583	-20.345	57.315	0.573	2.628	100
	15	-23.557	-5.516	24.194	0.119	0.292	100
	17	-2.100	-3.669	4.228	0.017	0.010	100
	20	24.240	2.530	24.372	0.138	0.339	100
17		-78.000	-38.000	86.764			
	16	2.117	3.680	4.246	0.017	0.010	100
	18	-85.085	-42.769	95.229	0.271	-3.001	200
	21	4.967	1.089	5.085	0.057	0.111	50
18		-28.420	83.455	88.162			
	1	-232.658	-21.395	233.640	0.648	-7.404	350
	6	118.883	65.083	135.532	0.631	3.488	200
	17	85.355	39.768	94.165	0.271	-3.001	200
19		-79.916	-59.917	99.883			
	6	-95.957	-99.087	137.935	0.618	1.773	200
	10	-10.845	2.540	11.138	0.066	0.285	100
	23	8.098	12.816	15.160	0.067	0.293	100
	24	13.016	17.605	21.894	0.142	0.191	100
	25	5.773	6.209	8.478	0.089	-0.636	50
20		-48.000	-27.000	55.073			
	10	-55.774	-27.423	62.151	0.252	0.406	200
	16	-24.102	-2.191	24.201	0.138	0.339	100
	21	5.515	0.559	5.543	0.020	0.048	100
	22	26.361	2.056	26.441	0.104	0.253	100
21		-46.000	-23.000	51.430			
	6	-51.306	-25.719	57.392	0.159	-1.790	150
	17	-4.910	-0.978	5.006	0.057	0.111	50
	20	-5.495	-0.511	5.519	0.020	0.048	100
	24	15.711	4.208	16.265	0.126	0.398	100
22		-45.000	-22.000	50.090			
	10	-61.810	-28.296	67.980	0.316	0.350	150
	20	-26.258	-1.803	26.319	0.104	0.253	100
	23	17.309	1.705	17.393	0.088	0.299	100

Lampiran 9 (lanjutan) *Output* setiap Saluran pada Simulasi *OPF*

Optimal Power Flow							
Saluran		**Aliran Daya pada Bus dan Saluran**			**Rugi-rugi Saluran**		**Kapasitas Saluran (MVA)**
Dari	**Ke**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**MW**	**MVAR**	
	24	25.759	6.395	26.541	0.218	0.618	100
23		-25.000	-12.000	27.731			
	19	-8.031	-12.523	14.877	0.067	0.293	100
	22	-17.222	-1.406	17.279	0.088	0.299	100
	25	0.252	1.929	1.946	0.004	0.004	100
24		-54.000	-27.000	60.374			
	19	-12.873	-17.414	21.656	0.142	0.191	100
	21	-15.586	-3.810	16.045	0.126	0.398	65
	22	-25.541	-5.776	26.186	0.218	0.618	100
25		-28.000	-13.000	30.871			
	11	-22.068	-4.231	22.470	0.485	-0.668	100
	19	-5.684	-6.845	8.897	0.089	-0.636	50
	23	-0.248	-1.925	1.941	0.004	0.004	100
26		32.795	16.971	36.926			
	2	-6.665	0.552	6.688	0.013	0.081	100
	11	39.460	16.418	42.739	0.278	0.778	100
Total loss					11.239	-22.491	

---halaman ini sengaja dikosongkan---