



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE184801

**ALIRAN DAYA OPTIMAL PROBABILISTIK DINAMIS DENGAN
MEMPERTIMBANGKAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA
BAYU (PLTB) PADA SISTEM KELISTRIKAN DI SULAWESI
SELATAN**

Christian Hamonangan Sihotang
NRP 0711154000017

Dosen Pembimbing
Dr. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

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

Halaman ini sengaja dikosongkan



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - EE184801

***DYNAMIC PROBABILISTIC OPTIMAL POWER FLOW
CONSIDERING WIND FARM IN SOUTH SULAWESI
ELECTRICITY SYSTEM***

Christian Hamonangan Sihotang
NRP 0711154000017

Supervisor
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT
Faculty of Electrical Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2019

Halaman ini sengaja dikosongkan

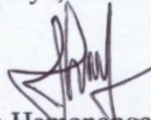
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “**Aliran Daya Optimal Probabilistik Dinamis dengan Mempertimbangkan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) pada Sistem Kelistrikan Di Sulawesi Selatan**” 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 dalam daftar pustaka.

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

Surabaya, 29 Juni 2019



Christian Hamonangan Sihotang
(07 11 15 4000 0017)

Halaman ini sengaja dikosongkan

**ALIRAN DAYA OPTIMAL PROBABILISTIK DINAMIS
DENGAN MEMPERTIMBANGKAN PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA BAYU (PLTB) PADA SISTEM
KELISTRIKAN DI SULAWESI SELATAN**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk 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

Dosen Pembimbing II

Dr Rony Seto Wibowo, S.T., M.T

NIP. 1974 11 29 2000 12 1001

Dr. Dimas Fajar Uman P., S.T., M.T.

NIP. 1988 11 08 2012 12 1001



**ALIRAN DAYA OPTIMAL PROBABILISTIK
DINAMIS DENGAN MEMPERTIMBANGKAN
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BAYU (PLTB)
PADA SISTEM KELISTRIKAN DI SULAWESI
SELATAN.**

Nama Mahasiswa : Christian Hamonangan Sihotang
NRP : 07111540000017
Dosen Pembimbing I : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP : 197411292000121001
Dosen Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP : 198811082012121001

ABSTRAK

Dengan meningkatnya populasi manusia dan berkembangnya peradaban manusia, kebutuhan akan energi listrik semakin bertambah. Untuk memenuhi peningkatan kebutuhan akan energi listrik tersebut, maka pengembangan sistem kelistrikan akan ada diperlukan. Solusi yang juga ramah lingkungan adalah menggunakan Energi Baru Terbarukan (EBT) sebagai sumber energi listrik, salah satunya energi bayu (angin). Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Indonesia telah dikembangkan di daerah Sidrap, Sulawesi Selatan. Namun, pembangkit listrik jenis ini memiliki kekurangan, yaitu bersifat *intermittent*, artinya menghasilkan energi dalam jumlah yang fluktuatif dan bergantung pada kecepatan angin di lokasi pembangkitan. Dalam mengoperasikan pembangkit jenis ini, dibutuhkan pembangkit lain yang dioperasikan secara bersamaan. Tanpa adanya pembangkit lain, beban tidak akan tersuplai ketika angin bergerak di kecepatan yang sangat rendah. Oleh karena itu, suatu perencanaan operasi sistem tenaga diperlukan. *Probabilistic Optimal Power Flow (OPF)* adalah jenis perencanaan dengan mempertimbangkan probabilitas salah satu faktor, dalam hal ini kecepatan angin yang bersifat tidak tetap. Dengan adanya perencanaan ini, maka diharapkan sistem tetap aman dan dapat mengurangi resiko hilangnya suplai energi meskipun terjadi penurunan kecepatan angin, serta dapat mengurangi biaya operasi yang diperlukan.

Kata kunci : DOPF, Quadratic Programming, PLTB, Sulawesi Selatan

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC PROBABILISTIC OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING WIND FARM IN SOUTH SULAWESI ELECTRICITY SYSTEM

Nama Mahasiswa : Christian Hamonangan Sihotang
NRP : 07111540000017
Supervisor I : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP : 197411292000121001
Supervisor II : Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T.
NIP : 198811082012121001

ABSTRACT

With the increasing human population and the development of human civilization, the need for electrical energy is increasing. To meet the increased demand for electricity, the development of the existing electrical system is needed. The solution that is also environmentally friendly is to use New Renewable Energy (EBT) as a source of electrical energy, one of which is wind energy. The Bayu Power Plant (PLTB) in Indonesia has been developed in the Sidrap area, South Sulawesi. However, this type of power plant has disadvantages, which are intermittent, meaning that it produces fluctuating amounts of energy and depends on wind speed at the generation site. In operating this type of generator, other plants are needed to be operated simultaneously. Without another generator, the load will not be supplied when the wind moves at very low speeds. Therefore, a power system operation plan is needed. Probabilistic Optimal Power Flow (OPF) is a type of planning taking into account the probability of one factor, in this case the wind speed is not fixed. With this plan, it is expected that the system remains safe and can reduce the risk of loss of energy supply despite a decrease in wind speed, and can reduce the operating costs needed.

Index terms : DOPF, Quadratic Programming, Wind turbine, South Sulawesi

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Mahaesa atas segala cinta dan kasih sayang yang telah diberikan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan penelitian ini sebagai tugas akhir untuk menyelesaikan jenjang studi S1 pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca, khususnya mahasiswa Teknik Elektro.

Dalam menyelesaikan tugas akhir ini penulis mengucapkan terimakasih atas segala bantuan, bimbingan, dan dukungan yang telah diberikan, kepada:

1. Ayah, Ibu, Kak Erma, dan Daniel atas segala doa, dukungan, nasehat, dan segalanya.
2. Dr. Rony Seto Wibowo ST., MT., selaku Dosen Pembimbing I Tugas Akhir, Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing II Tugas Akhir yang telah memberikan arahan, saran serta bimbingan selama pengerjaan tugas akhir dan selama perkuliahan di Teknik Elektro.
3. Seluruh dosen dan karyawan Jurusan Teknik Elektro ITS, yang telah memberikan ilmu dan inspirasi selama perkuliahan.
4. Baihaqi dan Nanang selaku anggota Kelompok Pecinta Mie (KPM) saya, Miftah a.k.a Totek sebagai teman yang mengajak saya berkompetisi di keilmiahhan, Arba dan Saad teman main FIFA, Elva, Fira, Keke dan Cece Girl's Power PSSL dan semua teman-teman Sahabat Felix dan asisten PSSL 2017 atas cerita dan kenangannya.
5. Ricky, Joshua, Redi, Iyem, Fernando, Nopal, Adit, Satria, Ilham., Samto, mas Win, Mas Gus, Mas Alfan dan semua Tim Hore yang menjadi teman cangkruk di kala galau dan penat melanda.
6. Teman teman Naposo HKBP Manyar yang menjadi tempat berkumpul dan salah satu orangnya yang menjadi sumber motivasi saya.

7. Teman teman E55 yang telah menjadi keluarga saya.
8. Sebastian teman KP dan sahabat karib saya, Cece, Keke dan Beryl yang menjadi teman main saya sejak tahun pertama.
9. Teman-teman Trainer Keilmiah ITS yang juga menjadi teman di saat kesusahan TA melanda, dan juga menjadi tempat saya untuk berkembang dalam membagikan ilmu yang saya miliki.
10. Yusi, Mbak Fia, Mas Nurdin, Rio, dan semua teman pejuang Tugas Akhir di bawah bimbingan Pak Rony.
11. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu, dengan tanpa mengurangi rasa terimakasih penulis.

Dalam menyusun tugas akhir ini, penulis menyadari masih banyak kesalahan dan kekurangan. Oleh karena itu, kritik, saran maupun diskusi sangat diharapkan penulis untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Surabaya, 20 Mei 2019

Penulis

DAFTAR ISI

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. Permasalahan	2
1.3. Tujuan Penelitian	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Metode Penelitian	3
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Relevansi	5
BAB 2 DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW MENGGUNAKAN METODE QUADRATIC PROGRAMMING	7
2.1. Sistem Tenaga Listrik	7
2.1.1. Pembangkitan	8
2.1.2. Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)	8
2.1.3. Transmisi	9
2.1.4. Distribusi	10
2.1.5. Beban	10
2.2. Studi Aliran Daya	11
2.2.1. AC Power Flow	11
2.2.2. DC Power Flow	15
2.3. Optimasi Pembangkit	15
2.3.1. Optimal Power Flow	16
2.3.2. Direct Current Optimal Power Flow (DCOPF)	18

BAB 3 DPDCOPF MEMPERTIMBANGKAN RAMP RATE DAN PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN QP	21
3.1. Metode Penelitian	21
3.2. Pemodelan Kecepatan Angin sebagai Pasokan Energi Listrik dari PLTB	23
3.2.1. Turbin Angin PLTB Sidrap Sulawesi Selatan	23
3.2.2. Data Kecepatan Angin di Sidrap, Sulawesi Selatan	24
3.2.3. Pasokan Energi dari PLTB Sidrap.....	28
3.2.4. Pemodelan Pasokan Energi dari PLTB Sidrap.....	30
3.3. Quadratic Programming pada Matlab.....	31
3.4. Penerapan Quadratic Programming pada DPDCOPF	32
3.4.1. DPDCOPF.....	32
3.4.2. DPDCOPF menggunakan Quadratic Programming	34
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISA	41
4.1. Validasi	41
4.1.1. Validasi Tahap 1	45
4.1.2. Validasi Tahap 2	47
4.1.3. Validasi Tahap 3	49
4.1.4. Validasi Tahap 4	51
4.2. Simulasi <i>DPDCOPF</i> pada Sistem Kelistrikan SulSel	53
4.2.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan	53
4.2.2. Profil Beban Sistem Sulawesi Selatan	58
4.2.3. Penerapan Program <i>DPDCOPF</i> pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan	59
4.2.4. Analisa Hasil Simulasi Sistem Sulawesi Selatan	60
BAB 5 PENUTUP.....	77
5.1. Kesimpulan	77
5.2. Saran	77
DAFTAR PUSTAKA	79
BIODATA PENULIS.....	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Sistem Kelistrikan	7
Gambar 2.2 Ukuran dan perkembangan daya turbin angin	9
Gambar 2.3 Kurva beban harian	10
Gambar 2.4 Diagram impedansi sistem 3 bus	11
Gambar 2.5 Diagram admitansi sistem 3 bus.....	11
Gambar 3.1 Diagram alir metode penelitian	21
Gambar 3.2 Grafik kecepatan angin per tahun.....	25
Gambar 3.3 Grafik kecepatan angin per bulan.....	25
Gambar 3.4 Histogram frekuensi kecepatan angin dalam setahun.....	26
Gambar 3.5 Grafik Kecepatan Angin tiap jam.....	26
Gambar 3.6 Kurva tenaga WTG Gamesa 114.....	28
Gambar 3.7 Total daya aktif PLTB Sidrap	30
Gambar 3.8 Pemodelan 3 kondisi angin.....	30
Gambar 3.9 Sistem 3 bus	34
Gambar 3.10 Matriks A	37
Gambar 4.1 Profil beban validasi.....	42
Gambar 4.2 Single Line Diagram sistem IEEE 9 Bus.....	43
Gambar 4.3 Single Line Diagram Sistem Sulselrabar.....	53
Gambar 4.4 Profil Beban Sulawesi Selatan	59
Gambar 4.5 Plot PLTB scenario 1	61
Gambar 4.6 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 scenario 1	62
Gambar 4.7 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 scenario 1	62
Gambar 4.8 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 1	63
Gambar 4.9 Plot PLTB scenario 2	64
Gambar 4.10 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 scenario 2.....	65
Gambar 4.11 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 scenario 2.....	65
Gambar 4.12 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 2.....	66
Gambar 4.13 Plot PLTB scenario 3	67
Gambar 4.14 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 scenario 3.....	68
Gambar 4.15 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 scenario 3.....	68
Gambar 4.16 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 3.....	69
Gambar 4.17 Plot PLTB scenario 4	70
Gambar 4.18 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 scenario 4.....	70
Gambar 4.19 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 scenario 4.....	71
Gambar 4.20 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 4.....	71

Gambar 4.21 Perbandingan total biaya sistem	72
Gambar 4.22 Pelepasan beban pada skenario 1	73
Gambar 4.23 Pelepasan beban pada skenario 2	74
Gambar 4.24 Pelepasan beban pada skenario 3	74
Gambar 4.25 Pelepasan beban pada skenario 4	75

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Datasheet WTG GAMESA 114	23
Tabel 3.2 Kecepatan Angin per jam.....	27
Tabel 3.3 Energi PLTB Sidrap tiap jam.....	28
Tabel 4.1 Profil beban untuk validasi.....	42
Tabel 4.2 Data bus IEEE 9 bus	43
Tabel 4.3 Data pembangkitan generator sistem IEEE 9 bus	44
Tabel 4.4 Data saluran IEEE 9 bus	44
Tabel 4.5 Daya terbangkit validasi tahap 1 profil beban tetap	45
Tabel 4.6 Daya <i>load bus</i> validasi tahap 1 profil beban tetap.....	45
Tabel 4.7 Daya terbangkit validasi tahap 1 profil beban dinamis	45
Tabel 4.8 Daya <i>load bus</i> validasi tahap 1 profil beban dinamis.....	46
Tabel 4.9 Sudut tegangan <i>DDCOPF</i> validasi tahap 1	46
Tabel 4.10 Daya terbangkit kondisi 1	47
Tabel 4.11 Daya terbangkit kondisi 2	47
Tabel 4.12 Daya terbangkit kondisi 3	48
Tabel 4.13 Daya load bus validasi kondisi 1.....	48
Tabel 4.14 Daya load bus validasi kondisi 2.....	48
Tabel 4.15 Daya load bus validasi kondisi 3.....	48
Tabel 4.16 Daya terbangkit <i>DDCOPF</i> skenario 2 profil beban 3	49
Tabel 4.17 Daya pada <i>load bus DDCOPF</i> skenario 2 profil beban 3 .	49
Tabel 4.18 Sudut tegangan <i>DDCOPF</i> skenario 2 profil beban 3.....	50
Tabel 4.19 Ramp rate validasi tahap 1	50
Tabel 4.20 <i>Ramp rate</i> validasi tahap 3.....	51
Tabel 4.21 Daya terbangkit validasi tahap 4	51
Tabel 4.22 Daya pada <i>load bus</i> validasi tahap 4	51
Tabel 4.23 Sudut tegangan <i>DDCOPF</i> validasi tahap 4	52
Tabel 4.24 Pelepasan beban validasi tahap 4	52
Tabel 4.25 Data Cost Function Untuk Pembangkit.....	54
Tabel 4.26 Data Unit Pembangkit Sistem Sulselrabar	54
Tabel 4.27 Data Saluran Sistem Sulselrabar	55
Tabel 4.28 Data Bus.....	57
Tabel 4.29 Profil beban sistem Sulsel	58
Tabel 4.30 Total biaya sistem	59

Tabel 4.31 Pelanggaran <i>ramp rate DDCOPF</i> tanpa batasan sistem ...	60
Tabel 4.32 Data pembangkit dengan ramp rate 10%	64
Tabel 4.33 Data pembangkit dengan ramp rate 5%	66
Tabel 4.34 Pelepasan beban pada program	73

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan akan energi listrik semakin bertambah seiring berjalannya waktu. Hal ini dikarenakan populasi manusia yang terus bertambah, sehingga menyebabkan meningkatnya juga kebutuhan akan energi listrik. Agar tetap dapat memenuhi kebutuhan energi listrik, sistem tenaga listrik harus dikembangkan mengikuti peningkatan kebutuhan tenaga listrik.

Pengembangan sistem ketenagalistrikan diperlukan sebagai akibat meningkatnya kebutuhan akan energi listrik, baik dari sisi pembangkitan, transmisi maupun distribusi. Salah satu hal yang harus dikembangkan dalam mengikuti peningkatan beban adalah peningkatan kapasitas dari sisi pembangkit. Diperlukan adanya penambahan pembangkit baru. Selain itu, mengingat permasalahan sumber energi fosil yang kurang ramah lingkungan dan akan segera habis, maka diperlukan adanya pembangkit listrik dengan sumber energi berupa Energi Baru Terbarukan (EBT). Salah satu pembangkit yang memenuhi kriteria tersebut adalah Pembangkit Listrik Tenaga Bayu. Di Indonesia, Pembangkit Listrik Tenaga Bayu telah dibangun di daerah Sidrap, Sulawesi Selatan dengan kapasitas sebesar 75 MW.

Namun pembangkit listrik jenis tenaga bayu memiliki suatu kelemahan, yaitu energi yang dihasilkan bersifat fluktuatif tergantung keberadaan tenaga angin di lokasi. Jika angin sedang berhembus kencang, maka tenaga yang dihasilkan juga besar, namun jika angin tidak berhembus sama sekali maka pembangkit tidak akan menghasilkan energi. Hal tersebut berbahaya bagi sistem kelistrikan yang terhubung dengan pembangkit ini, karena sifat ketidakpastian adanya energi tersebut. Cara mengatasi permasalahan tersebut adalah mengoneksikan pembangkit jenis ini dengan grid untuk menjaga keandalan sistem.

Oleh karena itu diperlukan sebuah perencanaan sistem yang mampu mengatur pembangkit lainnya untuk beroperasi secara paralel dengan pembangkit listrik tenaga bayu dalam memenuhi kebutuhan beban. Metode yang digunakan adalah Aliran Daya Optimal atau Optimal Power Flow (OPF). Dan untuk memperhitungkan probabilitas dari tenaga angin maka digunakan metode Dynamic Probabilistic Optimal Power Flow untuk merencanakan perencanaan pembangkit yang

terhubung dengan PLTB serta memperhitungkan probabilitas kecepatan angin.

1.2. Permasalahan

Berdasarkan uraian latar belakang tersebut, terdapat beberapa permasalahan yang akan dibahas pada penelitian ini, yaitu mencari tahu bagaimana perencanaan pembebanan yang paling optimal pada pembangkit listrik tenaga bayu dan pembangkit lainnya dalam memenuhi kebutuhan beban dengan mempertimbangkan kecepatan angin. Diperlukan sebuah metode untuk menyelesaikan permasalahan ini. Metode yang akan digunakan adalah Quadratic Programming. Sehingga permasalahan lain yang akan diselesaikan pada penelitian ini adalah menemukan cara mengimplementasikan metode Quadratic Programming dalam membuat perencanaan sistem tenaga yang terhubung dengan PLTB.

1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah untuk membuat perencanaan pembebanan pembangkit yang paling optimal dalam memenuhi kebutuhan beban dengan mempertimbangkan kecepatan angin. Selain itu, tujuan yang juga ingin dicapai adalah mengetahui cara mengimplementasikan metode Quadratic Programming dalam membuat perencanaan sistem tenaga yang terhubung dengan PLTB.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Simulasi dilakukan dengan menggunakan *Matlab Matpower*.
2. Metode yang dipakai untuk menyelesaikan permasalahan adalah *quadratic programming*.
3. Studi aliran daya yang digunakan berupa aliran daya arus searah.
4. Beban dinamis selama 24 jam dengan selang waktu 1 jam.
5. *Losses* jaringan diabaikan.
6. *Ramp up* pembangkit adalah variabel.
7. Semua pembangkit diasumsikan selalu beroperasi.
8. Prioritas bus untuk pelepasan beban diabaikan.

9. Sistem yang digunakan yaitu sistem kelistrikan Sulawesi Selatan.

1.5. Metode Penelitian

Pada penelitian ini akan dilakukan penelitian mengenai *dynamic direct current optimal power flow (DDCOPF)* dengan mempertimbangkan pembangkit listrik tenaga bayu, batasan ramp rate generator, batasan saluran dan cadangan berputar serta pelepasan beban jika sistem tidak memenuhi cadangan berputar. *Quadratic Programming* digunakan untuk menyelesaikan perhitungan *DDCOPF*. Perhitungan optimal *DDCOPF* akan disimulasikan menggunakan *software* Matlab. Tahapan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah:

1. Studi pustaka

Studi yang dilakukan yaitu berdasarkan jurnal dan buku referensi. Dalam studi pustaka akan dipelajari teori pendukung mengenai *DC power flow*, *DCOPF*, *DDCOPF*, karakteristik saluran, *ramp rate* pembangkit, cadangan berputar, pelepasan beban, dan penggunaan *Quadratic Programming* pada *Matlab Matpower* untuk perhitungan *DDCOPF*.

2. Pengumpulan data

Data yang dibutuhkan yaitu data generator, data saluran, dan data beban. Data generator terdiri dari data *cost function*, kemampuan pembangkitan maksimum dan minimum generator, dan *ramp rate* per jam untuk masing masing generator. Data saluran terdiri dari data impedansi saluran dan kapasitas saluran. Data beban yaitu beban dinamis dalam rentang waktu 24 jam dengan interval waktu 1 jam.

3. Pembuatan program Matlab

Penerapan *DDCOPF* menggunakan *Quadratic Programming* pada *Matlab Matpower* dengan permasalahan dan batasan yang telah disebutkan di atas.

4. Simulasi dan analisis
Simulasi dilakukan dengan lima kondisi yang berbeda. Kondisi pertama tanpa menyertakan batasan apapun. Kondisi kedua menyertakan batasan kapasitas saluran. Kondisi ketiga menyertakan batasan kapasitas saluran dan *ramp rate* pembangkit. Kondisi keempat menyertakan batasan kapasitas saluran, *ramp rate* pembangkit, dan cadangan berputar. Kondisi kelima menyertakan batasan kapasitas saluran, *ramp rate* pembangkit, cadangan berputar dan mempertimbangkan cadangan berputar. Kelima kondisi ini akan dianalisis untuk mengetahui pengaruh dari batasan batasan yang ada terhadap pembangkitan daya dan biaya total pembangkitan, serta analisis sistem yang paling baik dan optimal.
5. Penulisan buku
Hasil penelitian yang telah dilakukan dilaporkan dalam bentuk laporan tugas akhir dan dikembangkan dalam bentuk jurnal. Laporan ditulis berdasarkan kesimpulan dan hasil analisis permasalahan beserta tahapan tahapannya.

1.6. Sistematika Penulisan

Laporan penelitian disusun dengan sistematika sebagai berikut:

Bab 1 : PENDAHULUAN

Bab ini membahas mengenai latar belakang, tujuan penelitian, permasalahan, batasan masalah, metode penelitian, sistematika penulisan dan relevansi dari penelitian.

Bab 2 : *DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW DENGAN METODE QUADRATIC PROGRAMMING*

Bab ini berisi mengenai dasar teori yang merupakan penjelasan mengenai aliran daya, *optimal power flow*, *dynamic direct current optimal power flow*, *quadratic programming*, dan sistem kelistrikan secara umum.

Bab 3 : PENERAPAN BATASAN BATASAN SISTEM

PADA *DDCOPF* MEMPERTIMBANGKAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA BAYU(PLTB) MENGGUNAKAN *QUADRATIC PROGRAMMING*
Bab ini merupakan penjelasan mengenai penerapan batasan batasan sistem pada *DDCOPF* dengan mempertimbangkan pasokan energi listrik dari PLTB menggunakan *quadratic programming*.

Bab 4 : SIMULASI DAN ANALISIS

Bab ini berisi hasil simulasi *DDCOPF* dengan memperhitungkan batasan batasan sistem dan mempertimbangkan pasokan energi PLTB menggunakan *quadratic programming* serta analisis hasil perhitungan *DDCOPF* dengan studi kasus sistem kelistrikan Sulawesi Selatan.

Bab 5 : PENUTUP

Bab ini berisi kesimpulan yang diperoleh dari hasil pembahasan dan saran saran yang berhubungan dengan pokok-pokok pembahasan.

1.7. Relevansi

Hasil yang diperoleh dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi sebagai berikut:

1. Memberikan manfaat terhadap perkembangan sistem tenaga listrik khususnya pada permasalahan mengenai *dynamic optimal power flow* dengan batasan batasan sistem dan mempertimbangkan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu menggunakan *quadratic programming*
2. Menambah penguasaan ilmu pengetahuan dan teknologi (IPTEK) di bidang optimasi pembangkitan tenaga listrik bagi penulis
3. Menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang akan mengambil penelitian dengan permasalahan serupa

Halaman ini sengaja dikosongkan

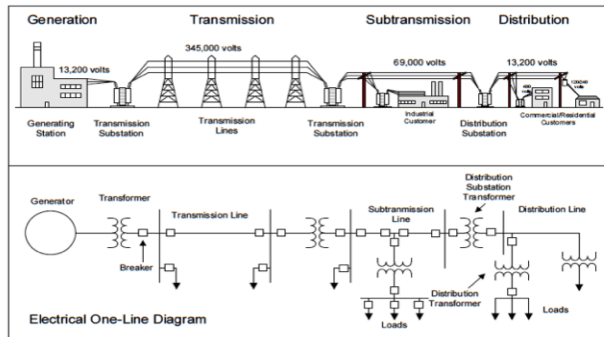
BAB 2

DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW MENGGUNAKAN METODE QUADRATIC PROGRAMMING

2.1. Sistem Tenaga Listrik

Secara umum sistem tenaga listrik dapat dikatakan terdiri dari empat bagian utama [1], yaitu: pembangkit tenaga listrik,

1. Pembangkit tenaga listrik.
2. Transmisi tenaga listrik.
3. Distribusi tenaga listrik dan
4. Beban tenaga listrik.



Gambar 2.1. Sistem Kelistrikan

Sistem tenaga listrik modern merupakan sistem yang kompleks yang terdiri dari pusat pembangkit, saluran transmisi dan jaringan distribusi. Energi listrik dibangkitkan oleh pembangkit tenaga listrik pada sisi pembangkitan. Energi listrik kemudian akan disalurkan melalui saluran transmisi dan didistribusikan ke beban melalui saluran distribusi [2].

Dalam mencapai tujuan operasi sistem tenaga listrik, maka diperlukan 3 hal berikut [3]:

- Keandalan (*security*) merupakan kriteria mengenai keamanan sistem terhadap kemungkinan terjadinya gangguan.
- Ekonomi (*economy*) berarti listrik harus dioperasikan secara ekonomis, tetapi tetap memerhatikan 2 parameter lain.

- Kualitas (*quality*) yaitu kriteria mengenai kualitas dari sistem kelistrikan. Kualitas dari sistem kelistrikan dapat dilihat dari kualitas tegangan dan frekuensi yang dijaga sedemikian rupa sehingga tetap pada kisaran yang telah ditetapkan (standar).

Terdapat teknik teknik optimasi sehingga diharapkan sistem yang beroperasi merupakan sistem yang ekonomis dengan tetap mempehatikan batasan batasan operasi. Didalam pelaksanaan pengendalian operasi sistem tenaga listrik, urutan prioritas dari sasaran diatas dapat berubah-ubah tergantung kondisi *real-time*. Pada saat terjadi gangguan, maka keamanan adalah hal prioritas utama. Demikian juga saat keamanan dan mutu sudah bagus, maka ekonomi yang harus diprioritaskan.

2.1.1. Pembangkitan

Pembangkit listrik memasok tenaga listrik ke sistem tenaga listrik yang dibangkitkan oleh generator. Generator yang biasa digunakan pada sistem tenaga listrik yaitu generator tiga fasa atau generator sinkron. Generator mengubah energi mekanik menjadi energi listrik menggunakan prinsip induksi elektromagnet [4]

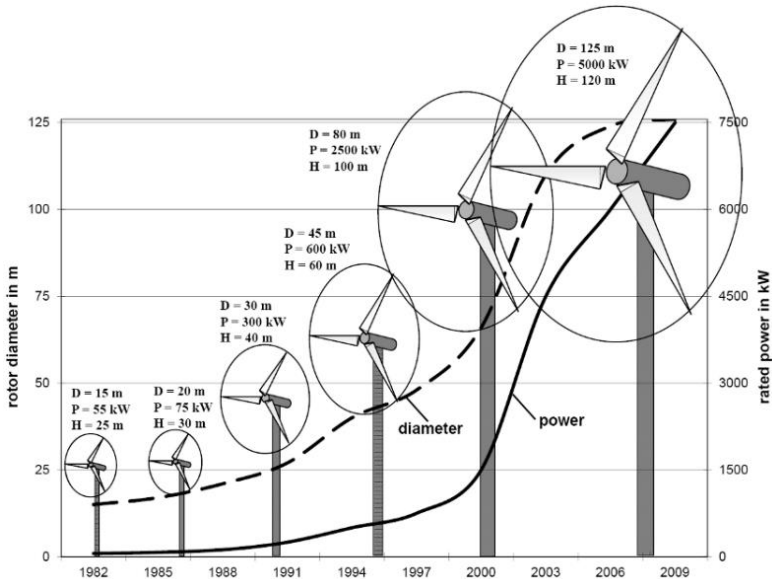
Suatu generator memiliki *rating* masing masing, misalnya batasan daya maksimal dan minimum yang bisa dibangkitkan oleh sistem. *Rating* generator merupakan batasan generator sebaiknya dioperasikan sehingga generator dapat mencapai nilai efisien. Generator dapat dioperasikan dibawah batas daya minimumnya, namun hal ini tidak efisien dan generator juga dapat dioperasikan melebihi batas daya maksimumnya namun hal ini dapat mengakibatkan kerusakan pada generator.

Biaya pembangkitan terbagi menjadi dua jenis, yaitu biaya tetap dan biaya variabel [5]. Biaya tetap yaitu biaya yang dikeluarkan walaupun unit pembangkit tidak beroperasi, misalnya biaya pegawai, biaya administrasi, dan lain sebagainya. Sedangkan biaya variabel yaitu biaya yang berhubungan dengan jumlah energi listrik yang dibangkitkan, misalnya biaya bahan bakar, biaya pemeliharaan dan biaya perbaikan.

2.1.2. Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB)

PLTB menggunakan turbin angin untuk mendapatkan energi kinetik yang kemudian dikopel dengan generator sehingga dapat menghasilkan listrik. [6]. Dalam waktu yang sangat singkat, teknologi energi tenaga angin yang matang dan andal telah dikembangkan. Baik tingkat pertumbuhan kapasitas terpasang dan ukuran turbin mengalami

peningkatan secara luar biasa. Pada 2010, misalnya, mesin komersial terbesar dimiliki kapasitas 7,5 MW dan diameter 126 meter. [7]



Gambar 2.2. Ukuran dan perkembangan daya turbin angin

Konversi tenaga angin menjadi tenaga mekanik dilakukan secara aerodinamis. Daya yang tersedia tergantung pada kecepatan angin tetapi penting untuk dapat mengendalikan dan membatasi kekuatan kecepatan angin yang lebih tinggi untuk menghindari kerusakan. PLTB berskala besar dapat memberikan kontribusi daya yang signifikan ke grid, dan memainkan peran penting dalam operasi sistem tenaga dan kontrol. Akibatnya, tuntutan teknis yang tinggi diharapkan terjadi dipenuhi oleh unit pembangkit ini, seperti frekuensi dan tegangan kontrol, regulasi daya aktif dan reaktif, respons cepat di bawah situasi transien dan dinamis sistem tenaga. [8].

2.1.3. Transmisi

Tujuan dari sistem transmisi yaitu untuk mentransfer energi listrik dari unit unit pembangkit menuju sistem distribusi yang menyuplai beban [1]. Tegangan dari unit unit pembangkit akan dinaikkan terlebih dahulu

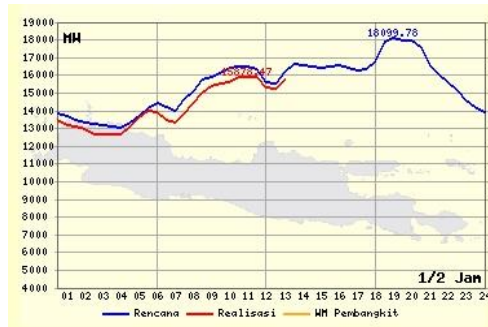
sebelum masuk ke saluran transmisi, kemudian akan diturunkan kembali ketika masuk ke saluran distribusi. Hal ini dilakukan untuk mengurangi losses. Untuk mengurangi daya reaktif, pada saluran transmisi juga dapat dipasang capacitor bank dan reactor bank. Pada saluran transmisi, perlu diperhatikan daya yang mengalir pada saluran harus memenuhi rate saluran untuk menjaga sistem tetap beroperasi dengan aman.

2.1.4. Distribusi

Setelah energi listrik dibangkitkan oleh pembangkit tenaga listrik dan disalurkan melalui saluran transmisi, energi listrik kemudian didistribusikan ke beban atau pelanggan melalui saluran distribusi. Sama halnya pada saluran transmisi, pada saluran distribusi perlu diperhatikan daya yang mengalir pada saluran.

2.1.5. Beban

Beban pada sistem tenaga dibagi menjadi beberapa kawasan yaitu kawasan industri, komersial, dan residensial. Berdasarkan karakteristik beban pada masing masing kawasan, kebutuhan daya listrik selalu berubah ubah dalam satuan waktu. Kurva beban harian menunjukkan beban sistem sebagai fungsi waktu yang berlangsung selama 24 jam.



Gambar 2.3. Kurva beban harian

Pada kurva beban harian, dapat disimpulkan beban pada malam hari cenderung lebih tinggi dibandingkan beban pada siang hari. Permintaan daya minimal yang berlangsung sepanjang hari disebut dengan beban dasar. Sedangkan permintaan daya maksimum yang hanya berlangsung beberapa jam disebut dengan beban puncak. Beban antara beban dasar dan beban puncak disebut beban menengah [1] [9].

Masing masing beban dipikul oleh pembangkit yang karakteristiknya sesuai untuk memenuhi kebutuhan beban. Pemikul beban dasar yaitu

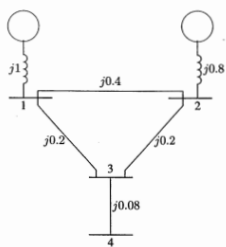
pembangkit yang memiliki daya keluaran yang besar, biaya kapital tinggi, dan biaya operasi rendah, sebagai contoh yaitu pembangkit tenaga uap, panas bumi, dan lain sebagainya. Pemikul beban menengah yaitu pembangkit berbahan bakar gas, pembangkit gas-uap, dan lain sebagainya. Sedangkan pembangkit untuk memikul beban puncak yaitu pembangkit yang berbiaya kapital rendah, mudah diatur daya keluarannya, dan biaya operasi tinggi, misalnya pembangkit berbahan bakar minyak, air, *pump storage*, dan lain sebagainya.

2.2. Studi Aliran Daya

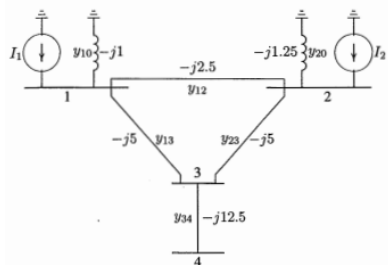
Studi aliran daya merupakan bagian yang sangat penting karena digunakan untuk menganalisa perencanaan, operasi, penjadwalan ekonomis. Beberapa metode untuk menghitung aliran daya antara lain *Gaus-Seidel*, *Newton Rhapson*, dan metode *Fast Decouple*. Tujuan studi aliran daya yaitu untuk mengetahui besar tegangan dan sudut phase pada setiap bus serta aliran daya pada tiap saluran [1] [10].

2.2.1. AC Power Flow

Perhitungan *power flow* sistem 3 bus menggunakan matriks admitansi bus sebagai berikut [1] [10] :



Gambar 2.4 Diagram impedansi sistem 3 bus



Gambar 2.5 Diagram admitansi sistem 3 bus

Jaringan transmisi yang digunakan untuk melakukan transfer daya memiliki data impedansi dan admitansi tiap salurannya. Hal ini dikarenakan di dalam saluran (penghantar) terdapat komponen beban resistif, beban kapasitif, dan beban induktif. Ketika komponen ini dapat dimodelkan dalam persamaan yang berhubungan dengan arus dan tegangan yang nantinya akan menghasilkan nilai arus pada saluran tersebut. Sebagai contoh yaitu jaringan AC dengan diagram impedansi dan admitansi pada gambar 2.10 dan 2.11. Dengan mengaplikasikan hukum KCL pada setiap node, didapatkan:

$$\begin{aligned}
 I_1 &= (y_{10} + y_{12} + y_{13})V_1 - y_{12}V_2 - y_{13}V_3 \\
 I_2 &= -y_{12}V_1 + (y_{20} + y_{12} + y_{13})V_2 - y_{13}V_3 \\
 0 &= -y_{13}V_1 - y_{23}V_2 + (y_{13} + y_{23} + y_{34})V_3 - y_{34}V_4 \\
 0 &= -y_{34}V_3 + y_{34}V_4
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Dengan admitansi

$$\begin{aligned}
 Y_{11} &= y_{10} + y_{12} + y_{13} \\
 Y_{22} &= y_{20} + y_{12} + y_{23} \\
 Y_{33} &= y_{13} + y_{23} + y_{34} \\
 Y_{44} &= y_{34} \\
 Y_{12} &= Y_{21} = -y_{12} \\
 Y_{13} &= Y_{31} = -y_{13} \\
 Y_{23} &= Y_{32} = -y_{13} \\
 Y_{34} &= Y_{43} = -y_{34}
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Sehingga persamaan KCL pada setiap node dapat ditulis sebagai berikut

$$\begin{aligned}
 I_1 &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 \\
 I_2 &= Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \\
 I_3 &= Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 \\
 I_4 &= Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

Dengan mengasumsikan bus sistem sebanyak n , persamaan diatas dapat dibentuk dalam matriks

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

$$I_{bus} = Y_{bus}V_{bus} \quad (2.5)$$

Menggunakan matriks admitansi, nilai tegangan dan sudut tegangan dapat dihitung dengan menggunakan metode *Gauss Seidel*, *Newton Rhapson*, *Fast Decouple*, dan lain sebagainya. Pada sub bab ini akan dijelaskan mengenai *Fast Decouple*.

Metode *Fast Decouple* merupakan penyederhanaan metode *Newton Rhapson* dengan beberapa asumsi. Hal ini untuk mempercepat dan menyederhanakan perhitungan aliran daya. Asumsi pada metode ini adalah sebagai berikut:

- ❖ Perubahan daya aktif sistem hampir tidak berpengaruh terhadap perubahan magnitudo tegangan, namun sangat berpengaruh terhadap perubahan sudut fasa

$$\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|} \right)} = 0 \quad (2.6)$$

- ❖ Perubahan daya reaktif sistem sangat berpengaruh terhadap perubahan magnitudo tegangan, namun hampir tidak berpengaruh terhadap perubahan sudut fasa

$$\frac{\partial \theta_i}{\partial \theta_k} = 0 \quad (2.7)$$

- ❖ Perbedaan sudut tegangan bus yang sangat kecil mendekati nol, maka

$$\begin{aligned} \sin(\theta_i - \theta_k) &\cong 0 \\ \cos(\theta_i - \theta_k) &\cong 1 \end{aligned} \quad (2.8)$$

- ❖ Jaringan transmisi umumnya memiliki perbandingan X/R yang tinggi, dengan demikian

$$G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) \ll B_{ik} \quad (2.9)$$

$$Q_i \ll B_{ii} |E_i|^2 \quad (2.10)$$

$$-B_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}} \quad (2.11)$$

Berdasarkan asumsi asumsi diatas, maka elemen N dan J pada matriks Jacobian dapat diabaikan:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta |E_k|}{|E_k|} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Diperoleh persamaan berikut:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|E_i||E_k|B_{ik} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|}\right)} = -|E_i||E_k|B_{ik} \quad (2.14)$$

$$\Delta P_i = -|E_i||E_k|B_{ik}\Delta\theta_k \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_i = -|E_i||E_k|B_{ik}\frac{\Delta|E_k|}{|E_k|} \quad (2.16)$$

Dengan nilai $|E_k| \cong 1$, dan kedua persamaan dibagi dengan $|E_i|$, maka:

$$\frac{\Delta P_i}{|E_i|} = -B_{ik}\Delta\theta_k \quad (2.17)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{|E_i|} = -B_{ik}\Delta|E_k| \quad (2.18)$$

Persamaan kemudian dijadikan kedalam bentuk matriks, menjadi persamaan umum *Fast Decouple*.

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|E_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|E_2|} \\ \vdots \end{bmatrix} = [B''] \begin{bmatrix} \Delta|E_1| \\ \Delta|E_2| \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

2.2.2. DC Power Flow

Untuk lebih menyederhanakan perhitungan aliran daya, perhitungan daya reaktif dan magnitud tegangan dapat diabaikan. Sehingga perhitungan menjadi perhitungan aliran daya linear non-iterasi. Pada perhitungan aliran daya arus searah, magnitud tegangan diasumsikan bernilai 1.0 pu. Persamaan menjadi:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

2.3. Optimasi Pembangkit

Kebutuhan beban pada sistem harus dipenuhi oleh unit unit pembangkit yang ada. Permasalahan optimasi pada sistem tenaga yaitu mengenai total biaya minimal untuk membangkitkan permintaan beban. *Unit commitment* merupakan perhitungan optimal penjadwalan pembangkit untuk menentukan unit mana saja yang beroperasi dan tidak beroperasi untuk memenuhi permintaan beban [10]. *Economic dispatch* merupakan perhitungan optimal pembagian pembangkit untuk menentukan besarnya pembangkitan masing-masing unit untuk memenuhi permintaan beban. Perhitungan menggunakan *economic dispatch (ED)* dilakukan tanpa memperhitungkan batasan aliran daya dan

batasan sistem. Untuk optimasi pembagian pembangkit dengan memperhitungkan batasan tersebut, maka dikembangkan metode *optimal power flow* [11] [12].

2.3.1. Optimal Power Flow

Optimal power flow (OPF) menggabungkan perhitungan *ED* dengan aliran daya. Hasil dari perhitungan *OPF* yaitu berupa pembagian pembangkitan yang juga memperhitungkan aliran daya dengan total biaya minimal [10]. *OPF* memiliki peranan penting pada sistem operasi untuk perencanaan jangka panjang maupun penjadwalan harian [12].

Terdapat beberapa teknik optimasi untuk perhitungan *OPF*, antara lain metode Newton, Non-Linear Programming (NLP), quadratic programming, linear programming, dan metode dekomposisi. Namun metode metode tersebut hanya dapat mencapai nilai *local minima* dan gagal mencapai nilai *global minima*. Algoritma revolusioner kemudian digunakan untuk menyelesaikan *OPF*, seperti *differential evolution*, *modified differential evolution*, *tabu search*, *evolutionary programming*, *improved EP*, *ant colony optimization*, *simulated annealing*, *genetic algorithm*, dan lain lain [13].

Terdapat variabel variabel pada batasan perhitungan *OPF* untuk mencari nilai optimal, yaitu daya aktif generator, tegangan atau daya reaktif generator, rasio tap transformator untuk menentukan sudut tegangan dan pergeseran fasa, dan *start-up* darurat serta pelepasan beban untuk kondisi tertentu. Variabel ini disebut dengan variabel kontrol [12].

Fungsi objektif dari *OPF* yaitu mengenai total biaya minimal sistem. Operasi sistem yang optimal dari segi biaya dapat diperhitungkan dengan meminimalkan biaya produksi, dalam hal ini berkaitan dengan biaya bahan bakar, yang juga berkaitan dengan besarnya pembangkitan oleh masing masing pembangkit.

Selain biaya bahan bakar, biaya lain juga dapat diminimalkan misalnya biaya kerugian akibat pelepasan beban. Pada kasus tertentu, pelepasan beban diperlukan untuk mencapai sistem yang diinginkan. Namun perlu diperhatikan pula bahwa proses pelepasan beban akan merugikan konsumen. Misalnya konsumen industri, penyedia jasa, dan lain sebagainya. Maka, ketika diperlukan tindakan pelepasan beban, biaya pelepasan beban juga harus diperhitungkan untuk dioptimalkan atau dalam hal ini diminimalkan. Pada permasalahan daya reaktif, *losses* pada saluran juga dapat diminimalkan untuk mencapai sistem yang optimal dari segi biaya [12].

Perhitungan pada *OPF* mencakup:

- Fungsi objektif berupa total biaya pembangkitan (uang/jam)
- *Inequality constraint* generator
- Pada setiap bus berlaku daya pada saluran merupakan pengurangan antara daya pembangkitan dengan beban.

Sehingga dapat dituliskan sebagai berikut:
Fungsi objektif:

$$\min \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_{gen_i}) \quad (2.22)$$

Indeks nomor bus ditunjukkan oleh i , dan $F_i(P_i)$ merupakan fungsi biaya generator.

Inequality constraint generator:

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad (2.23)$$

$$Q_{gen_i}^{min} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{gen_i}^{max} \quad (2.24)$$

Untuk i dari 1 hingga sejumlah n bus

Aliran daya pada bus i :

$$P_{net_i} + Q_{net_i} = V_i \left(\sum_{i=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \quad (2.25)$$

P_{net} dan Q_{net} adalah daya aktif dan daya reaktif saluran pada bus i . dapat juga dituliskan sebagai:

$$\left(P_{gen_i} - P_{load_i} \right) + j \left(Q_{gen_i} - Q_{load_i} \right) = V_i \left(\sum_{i=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \quad (2.26)$$

Dengan daya aktif saluran dan daya reaktif saluran dijabarkan sebagai berikut:

$$\left(P_{gen_i} - P_{load_i} \right) - Real \left\{ V_i \left(\sum_{i=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \right\} = 0 \quad (2.27)$$

$$\left(Q_{gen_i} - Q_{load_i} \right) - Imag \left\{ V_i \left(\sum_{i=1}^{N_{bus}} Y_{ik} V_{ik} \right) \right\} = 0 \quad (2.28)$$

Untuk perhitungan yang lebih mendekati keadaan *real* sistem, persamaan OPF dapat ditambahkan dengan batasan batasan lain, misalnya *inequality constraint* kapasitas saluran, *inequality constraint* tegangan pada bus, dan sebagainya.

Aliran daya arus searah dapat digunakan untuk mempermudah perhitungan *OPF* dengan batasan saluran. Hasil perhitungan *OPF* menggunakan aliran daya arus searah atau *DCOPF* memberikan hasil mendekati hasil perhitungan *OPF* menggunakan aliran daya arus bolak balik atau *ACOPF*, dan lebih cepat dari segi waktu perhitungan [10].

2.3.2. Direct Current Optimal Power Flow (DCOPF)

Economic Dispatch merupakan metode awal untuk perhitungan pembagian pembebanan pembangkit, dengan harga pembangkitan yang minimal. Namun perhitungan ED masih mengabaikan kapasitas saluran. Optimal Power Flow merupakan penggabungan antara ED dengan aliran daya sehingga didapatkan parameter saluran [10] [12]. OPF dapat diformulasikan dengan analisa aliran daya dc. Penggunaan aliran daya dc merupakan pendekatan dari aliran daya ac dengan waktu perhitungan yang lebih cepat dan perhitungan yang lebih mudah. Perhitungan aliran daya ac dapat dilihat pada persamaan (2.1)

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} + V_i V_j \left(g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right) \quad (2.29)$$

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (2.30)$$

$$b_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (2.31)$$

Pendekatan aliran daya ac ke dc dilakukan dengan beberapa asumsi:

1. Rasio resistansi r_{ij} dan reaktansi x_{ij} pada sistem sangat besar, sehingga $g_{ij} \approx 0$
2. Nilai magnitudo tegangan diasumsikan 1 p.u
3. Perbedaan sudut tegangan sangat kecil sehingga $\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1$, $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j$

Sehingga persamaan 2.1 dapat disederhanakan menjadi:

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} (\delta_i - \delta_j) \quad (2.32)$$

Pada [14] perbedaan hasil analisa aliran daya DC dan AC tidak begitu signifikan. Dengan permasalahan OPF selama 24 jam, diperlukan waktu penyelesaian yang cepat sehingga analisa aliran daya arus searah dapat digunakan untuk penyelesaian *optimal power flow*. Analisa aliran daya arus searah seperti persamaan 2.4 digunakan pada perhitungan *optimal power flow* dapat disebut juga dengan DCOPF. Penyelesaian DCOPF pada [10] diselesaikan dengan menggunakan *lagrangian multiplier*, dapat dituliskan pada persamaan sebagai berikut:

$$\min \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) \quad (2.33)$$

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda^T \left([B_x] \theta - (P_{gen} - P_{load}) \right) + \lambda_{N_{bus}+1} (\theta_{refbus} - 0) \quad (2.34)$$

Terdapat matriks B_x yang merupakan bilangan negatif imajiner dari matriks Y_{bus} . Untuk menyelesaikan permasalahan optimasi dengan beban dinamis, DCOPF kemudian dikembangkan menjadi *dynamic* DCOPF atau pada penelitian ini disebut DDCOPF.

2.3.3. Quadratic Programming (QP)

Quadratic programming merupakan metode untuk menyelesaikan persamaan optimasi, dengan fungsi objektif berupa persamaan kuadrat. *Quadratic programming* diselesaikan dengan menggunakan Karush-Kuhn Tucker untuk mengubah persamaan menjadi persamaan linear dengan batasan operasi matematis [15]. Batasan linear dapat berupa persamaan atau pertidaksamaan. Fungsi objektif QP adalah sebagai berikut:

$$\text{Min } f(x) = \frac{1}{2}x^T Hx + gx \quad (2.35)$$

$$lb \leq Ax \leq ub \quad (2.36)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (2.37)$$

$$lb = ub = b_{eq} \quad (2.38)$$

$$Ax = b_{eq} \quad (2.39)$$

Keterangan :

x = variabel control

H = koefisien kuadrat fungsi objektif

g = koefisien pangkat satu fungsi objektif

A = matriks batasan *Quadratic Programming*

lb = batas bawah matriks A

ub = batas atas matriks A

x_{\min} = batas bawah variabel kontrol

x_{\max} = batas atas variabel kontrol

b_{eq} = nilai dari batasan persamaan

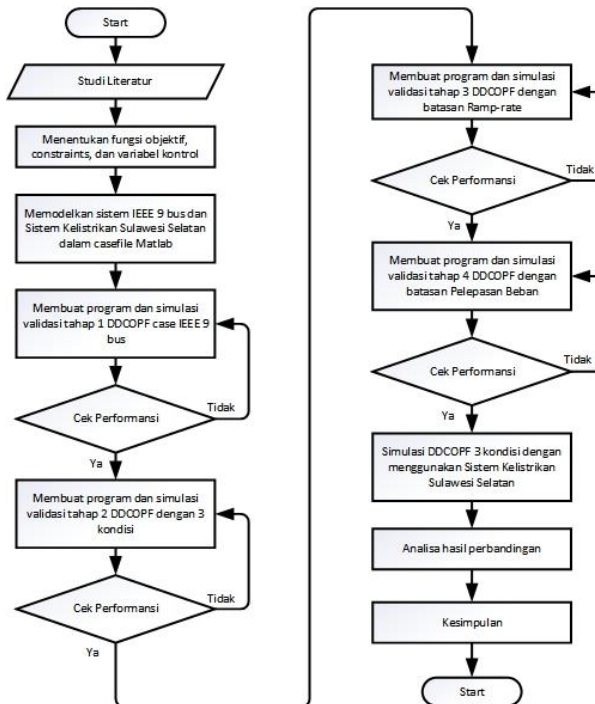
Hasil perhitungan *quadratic programming* yaitu menentukan nilai x sehingga menghasilkan fungsi objektif dengan nilai minimum.

BAB 3

DPDCOPF MEMPERTIMBANGKAN RAMP RATE DAN PELEPASAN BEBAN MENGGUNAKAN QP

3.1. Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode *quadratic programming* untuk menyelesaikan perhitungan *DDCOFF* mempertimbangkan pasokan energi listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB). Pengolahan data dan simulasi dilakukan dengan menggunakan *software* Matlab R2017b, dan dengan menggunakan file *Matpower*. Alur penyelesaian penelitian adalah sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram alir metode penelitian

Pengerjaan tugas akhir ini diawali dengan studi literatur mengenai sistem kelistrikan, aliran daya, dan optimasi menggunakan *dynamic optimal power flow*. Untuk pemodelan, digunakan case *m-file* IEEE 9 bus terlebih dahulu. Kemudian menentukan fungsi objektif, batasan batasan sistem, dan variabel kontrol dari permasalahan *DDCOPF*. Pembuatan program *DDCOPF* dilakukan dengan lima tahap untuk melihat pengaruh batasan batasan sistem terhadap permasalahan *DDCOPF*.

Tahap pertama yaitu *DDCOPF* menggunakan *quadratic programming*. Validasi dilakukan dengan mengecek total daya pembangkitan generator dan total daya beban. Program valid jika total daya pembangkitan generator dan total daya beban adalah sama. Apabila sudah sesuai, maka dilanjutkan dengan penyusunan program tahap kedua.

Tahap kedua yaitu *DDCOPF* dengan batasan kapasitas saluran. Validasi dilakukan dengan mengecek daya pada saluran masih sesuai batas kapasitas saluran. Apabila sudah sesuai, maka dilanjutkan dengan menambahkan batasan lain pada tahap ketiga.

Tahap ketiga yaitu *DDCOPF* dengan batasan *ramp rate*, dan validasi dilakukan dengan mengecek kenaikan maupun penurunan daya pembangkitan masing masing generator setiap satu jam. Ketika sudah sesuai, batasan lain akan ditambahkan pada pembuatan program tahap selanjutnya.

Tahap selanjutnya yaitu *DDCOPF* dengan batasan cadangan berputar, dan validasi dilakukan dengan mengecek sisa total daya pembangkitan apakah memenuhi cadangan berputar sistem atau tidak. Tahap terakhir yaitu menambahkan fungsi objektif pelepasan beban. Jika program dengan batasan ini terpenuhi, maka dilanjutkan dengan pembuatan program tahap akhir.

Pada tahap terakhir, ketika sistem tidak memenuhi batasan kapasitas saluran, *ramp rate*, dan cadangan berputar maka sistem akan melakukan pelepasan beban.

Selanjutnya yaitu mengimplementasikan program pada sistem IEEE 30 bus. Hasil keluaran program pada sistem IEEE 30 bus kemudian dianalisa dan dibandingkan. Hasil yang dibandingkan yaitu daya pembangkitan masing masing generator, daya pada *load bus*, dan total biaya. Setelah dilakukan analisa dan perbandingan, maka didapatkan kesimpulan dari tugas akhir ini.

3.2. Pemodelan Kecepatan Angin sebagai Pasokan Energi Listrik dari PLTB

3.2.1. Turbin Angin PLTB Sidrap Sulawesi Selatan

Dalam sistem kelistrikan Sulawesi Selatan, terdapat Pembangkit Listrik Tenaga Bayu yang terletak di daerah Sidrap. Jenis turbin angin yang digunakan pada PLTB ini adalah WTG Gamesa 114 yang memiliki daya *rating* 2.5 MW. Terdapat 30 buah turbin angin dalam PLTB ini, sehingga daya *output* maksimal yang dapat dihasilkan adalah sebesar 75MW. Berikut adalah spesifikasi WTG Gamesa 114

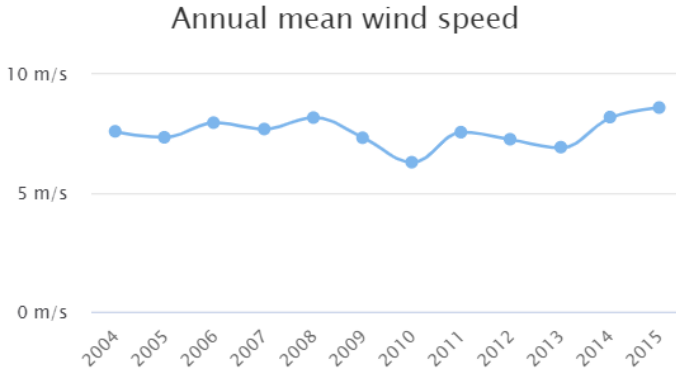
Tabel. 3.1 *Datasheet* WTG GAMESA 114

POWER		
1	Rated power:	2,500.0 kW
2	Flexible power ratings:	-
3	Cut-in wind speed:	2.0 m/s
4	Rated wind speed:	10.0 m/s
5	Cut-out wind speed:	25.0 m/s
6	Survival wind speed:	-
7	Wind zone (DIBt):	-
8	Wind class (IEC):	IIa
ROTOR		
1	Diameter:	114.0 m
2	Swept area:	10,207.0 m ²
3	Number of blades:	3
4	Rotor speed, max:	14.6 U/min
5	Tipspeed:	87 m/s
6	Type:	56
7	Material:	Fibreglass reinforced polyester
8	Manufacturer:	Gamesa
9	Power density 1:	244.9 W/m ²
10	Power density 2:	4.1 m ² /kW

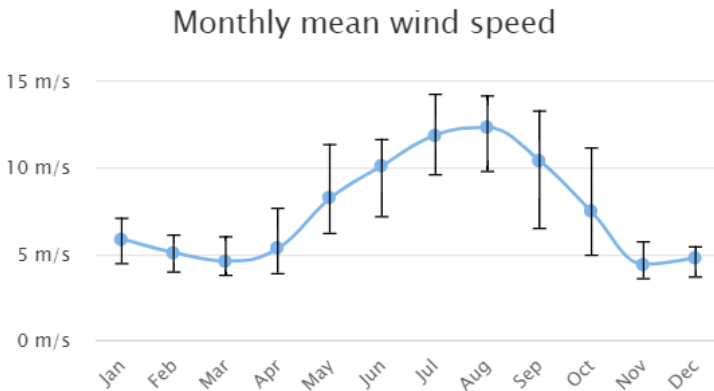
GEAR BOX		
1	Type:	spur/planetary
2	Stages:	3
3	Ratio:	0.131944444
4	Manufacturer:	Echesa (Gamesa Group)/Hansen/ Bosch Rexroth/Winergy
GENERATOR		
1	Type:	Double Fed Asyn
2	Number:	1
3	Speed, max:	1,898.0 U/min
4	Voltage:	690.0 V
5	Grid connection:	IGBT
6	Grid frequency:	50/60 Hz
7	Hersteller:	Cantarey (Gamesa Group)/ABB/Indar
TOWER		
1	Hub height:	64/80/93/120/140 m
2	Type:	Steel tube
3	Shape:	conical
4	Corrosion protection:	multi-coated
5	Manufacturer:	Gamesa

3.2.2. Data Kecepatan Angin di Sidrap, Sulawesi Selatan

Pembangkit Listrik Tenaga Bayu membutuhkan tenaga angin untuk menggerakkan turbin angin. Dalam penelitian ini, digunakan data kecepatan angin di daerah Sidrap, Sulawesi Selatan. Data kecepatan angin [www.indonesia.windprospecting.com] yang didapat berupa data kecepatan angin dengan durasi per jam dalam sehari, data per bulan, dan data per tahun dengan interval 1 jam, bulan, dan tahun. Data tersebut merupakan data kecepatan angin hasil rata rata dalam beberapa tahun terakhir. Data yang diambil merupakan data kecepatan angin yang diambil pada ketinggian 100 m diatas permukaan tanah.



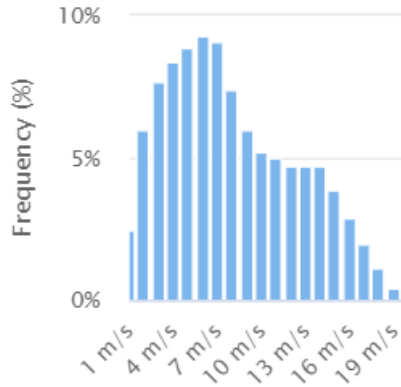
Gambar 3.2 Grafik kecepatan angin per tahun



Gambar 3.3 Grafik kecepatan angin per bulan

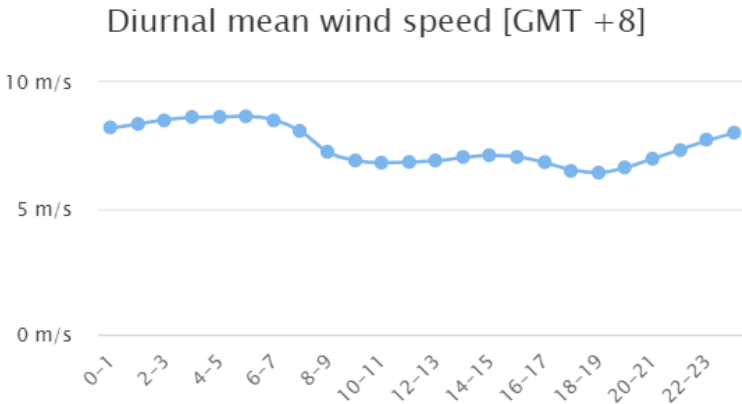
Berdasarkan gambar 3.2, rata rata kecepatan angin dalam setahun pada tahun 2004-2015 adalah sekitar 7.6 m/s. Dan berdasarkan gambar 3.3, angin berhembus paling kencang pada bulan Juli-Agustus yang merupakan musim kemarau. Tapi jika dirata-rata, dalam setahun kecepatan angin di Sidrap berkisar pada kecepatan 8.1 m/s dengan kecepatan rata-rata terendah yang didapat adalah 4.9 m/s pada bulan Maret.

Histogram



Gambar 3.4 Histogram frekuensi kecepatan angin dalam setahun

Berdasarkan gambar 3.4, dapat terlihat bahwa kecepatan angin memiliki frekuensi terjadinya masing masing dalam jangka waktu setahun. Kecepatan angin yang paling sering terjadi berkisar antara 6-8 m/s.



Gambar 3.5 Grafik Kecepatan Angin tiap jam

Dalam penelitian ini, yang digunakan adalah data kecepatan angin rata-rata dengan interval waktu 1 jam. Berdasarkan gambar 3.5, dapat dibuat grafik kecepatan angin rata-rata tiap jamnya yang disajikan pada tabel 3.2.

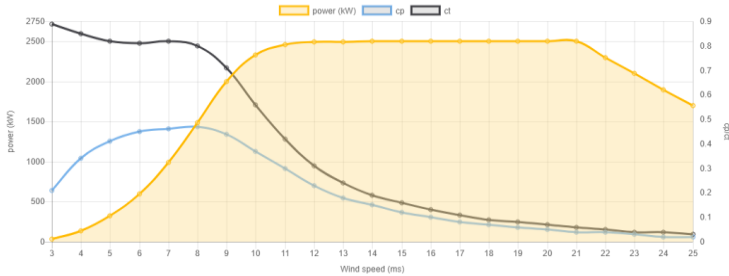
Tabel 3.2 Kecepatan Angin per jam

Pukul	Kecepatan Angin (m/s)
00.00-01.00	8.2
01.00-02.00	8.36
02.00-03.00	8.51
03.00-04.00	8.6
04.00-05.00	8.63
05.00-06.00	8.65
06.00-07.00	8.52
07.00-08.00	8.05
08.00-09.00	7.25
09.00-10.00	6.93
10.00-11.00	6.87
11.00-12.00	6.96
12.00-13.00	7.11
13.00-14.00	7.32
14.00-15.00	7.46
15.00-16.00	7.44
16.00-17.00	7.21
17.00-18.00	6.9
18.00-19.00	6.76
19.00-20.00	6.88
20.00-21.00	7.13
21.00-22.00	7.41
22.00-23.00	7.74
23.00-24.00	8.01

3.2.3. Pasokan Energi dari PLTB Sidrap

Berdasarkan tabel 3.2 didapatkan nilai kecepatan angin rata rata tiap jamnya. Kecepatan angin tersebut akan diubah menjadi energi listrik menggunakan turbing angin pada PLTB. Tingkat kecepatan angin mempengaruhi besarnya energi yang dihasilkan.

Power curve



Gambar 3.6 Kurva tenaga WTG Gamesa 114

Dari gambar 3.6 dapat dilihat bagaimana kecepatan angin yang berbeda akan memengaruhi besarnya energi yang dihasilkan oleh turbin angin. Turbin angin yang digunakan di Sidrap adalah WTG Gamesa 114. Data kecepatan angin Sidrap jika dikombinasikan dengan kurva energi WTG Gamesa 114 akan menghasilkan jumlah energi yang dihasilkan tiap jamnya oleh PLTB Sidrap. Besarnya energi yang dihasilkan tiap jamnya oleh PLTB Sidrap disajikan dalam tabel 3.3

Tabel 3.3 Energi PLTB Sidrap tiap jam

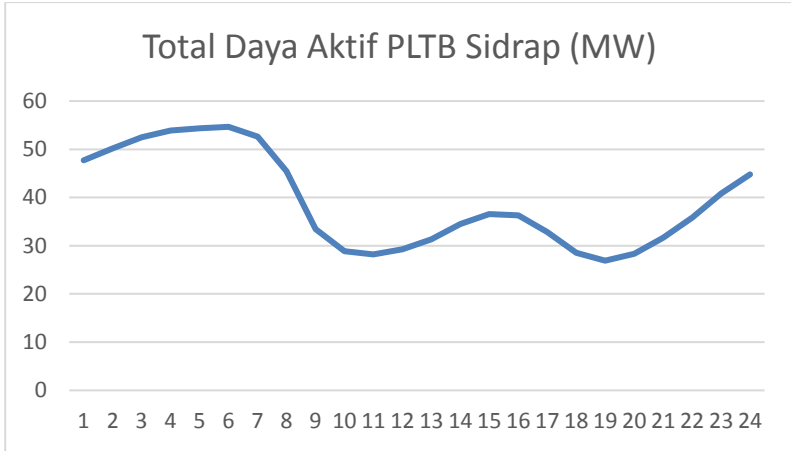
Pukul	Kecepatan Angin (m/s)	Daya aktif per turbin (MW)	Total Daya Aktif PLTB Sidrap (MW)
00.00-01.00	8.20	1.5914	47.742
01.00-02.00	8.36	1.6733	50.199
02.00-03.00	8.51	1.7501	52.503
03.00-04.00	8.60	1.7962	53.886
04.00-05.00	8.63	1.8115	54.346
05.00-06.00	8.65	1.8218	54.654

Tabel 3.3 Energi PLTB Sidrap tiap jam (Lanjutan)

06.00-07.00	8.52	1.7552	52.657
07.00-08.00	8.05	1.5146	45.438
08.00-09.00	7.25	1.1147	33.442
09.00-10.00	6.93	0.9627	28.883
10.00-11.00	6.87	0.9394	28.182
11.00-12.00	6.96	0.9744	29.233
12.00-13.00	7.11	1.0448	31.346
13.00-14.00	7.32	1.1496	34.490
14.00-15.00	7.46	1.2195	36.586
15.00-16.00	7.44	1.2095	36.286
16.00-17.00	7.21	1.0947	32.843
17.00-18.00	6.90	0.9511	28.533
18.00-19.00	6.76	0.8966	26.899
19.00-20.00	6.88	0.9433	28.299
20.00-21.00	7.13	1.0548	31.646
21.00-22.00	7.41	1.1945	35.837
22.00-23.00	7.74	1.3592	40.777
23.00-24.00	8.01	1.4941	44.823

Pada tabel 3.3, energi listrik dihasilkan sesuai dengan kecepatan angin tiap jamnya. Data tersebut diolah menggunakan kurva energi WTG Gamesa 114 sehingga dihasilkan energi per turbinnya (kolom 3). Kemudian, data energi per turbinnya akan dikalikan dengan jumlah total turbin yang terpasang, yaitu 30 buah turbin. Sehingga energi total dari PLTB Sidrap yang dihasilkan adalah 30 kali nilai energi yang dihasilkan tiap turbinnya (kolom 4).

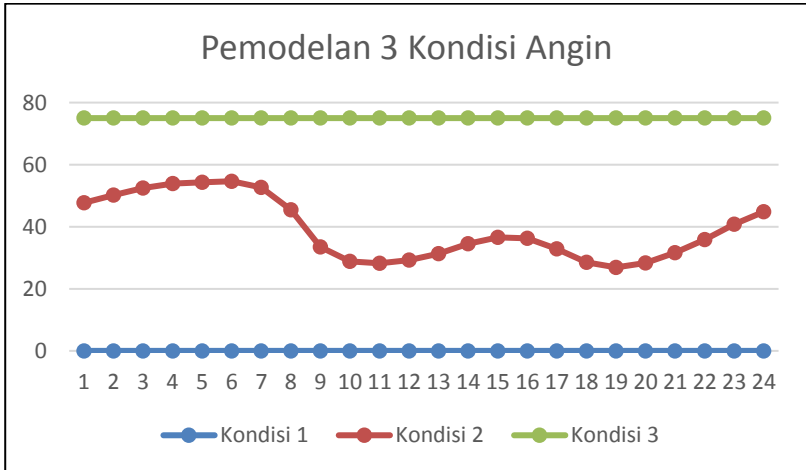
Grafik energi yang dihasilkan tiap jamnya ditampilkan pada gambar 3.7. Dalam sehari, energi total yang dihasilkan tiap jamnya memiliki kenaikan dan penurunan yang cukup drastis. Hal ini akan berpengaruh terhadap pembangkitan energi yang dihasilkan oleh pembangkit thermal yang lainnya. Oleh karena itu, pengaturan pembangkitan sangat penting untuk menanggulangi hal ini.



Gambar 3.7 Total daya aktif PLTB Sidrap

3.2.4. Pemodelan Pasokan Energi dari PLTB Sidrap

Pada penelitian ini, probabilitas yang dimaksud adalah ketidakpastian pasokan energi dari PLTB. Pasokan energi dari PLTB dimodelkan menjadi 3 kondisi yang akan disimulasikan secara bersama sama.



Gambar 3.8 Pemodelan 3 kondisi angin

Pada gambar 3.8, digambarkan pemodelan kondisi angin yang digunakan dalam penelitian ini. Pasokan energi dari PLTB dimodelkan menjadi 3 kondisi. Kondisi 1 yaitu ketika pasokan energi bernilai 0, atau ketika PLTB dianggap tidak memberikan pasokan energi sama sekali. Hal ini diperhitungkan untuk menyiapkan sistem ketika angin tiba-tiba berhembus di bawah 2m/s, sehingga turbin angin tidak menghasilkan energi. Kondisi 2 adalah kondisi normal, yaitu ketika angin berhembus sesuai dengan kecepatan rata-rata tiap jamnya. Kondisi ke 3 adalah kondisi ketika PLTB menghasilkan energi maksimum dari setiap turbin atau ketika angin berhembus lebih dari 10 m/s. Hal ini diperhitungkan untuk mengantisipasi pembangkit thermal lainnya agar mampu menyuplai energi ketika dari keadaan maksimal angin kembali ke keadaan normal. Nantinya, ke 3 kondisi ini akan dihubungkan dengan nilai ramprate dari pembangkit pembangkit thermal yang lain.

3.3. Quadratic Programming pada Matlab

Quadprog merupakan salah satu fungsi pada Matlab untuk menyelesaikan permasalahan optimasi fungsi kuadrat dengan metode *quadratic programming*. Salah satu *M-files* yang telah dikembangkan untuk penyelesaian OPF yaitu Matpower. Pada Matpower, terdapat fungsi `qps_matpower` yang merupakan pengembangan dari `quadprog`.

Argumen input pada `qps_matpower` adalah sebagai berikut:

- H
Matriks simetris yang menyatakan bentuk kuadratik fungsi objektif.
- c
Vektor yang menyatakan bentuk linear dari fungsi objektif.
- A
Matriks yang menyatakan koefisien linear dari *inequality* dan *equality constraints*.
- l
vektor yang menyatakan batas atas dari persamaan *inequality* dan *equality constraints*.
- u
vektor yang menyatakan batas bawah dari persamaan *inequality* dan *equality constraints*.

Perintah yang dapat digunakan untuk memanggil program dengan argumen input dalam `qps_matpower` adalah sebagai berikut:

- `x = qps_matpower (H, c, A, l, u)`

Meminimalkan vektor x terhadap *inequality* dan *equality constraint* $l \leq A^*x \leq u$, H dan c merupakan fungsi objektif *quadratic programming*.

- $x = \text{qps_matpower}(H, c, A, l, u, x_{\min}, x_{\max})$
Meminimalkan vektor x terhadap *inequality* dan *equality constraint* $l \leq A^*x \leq u$ dan terdapat batasan nilai x maksimal dan x minimal. H dan c merupakan fungsi objektif *quadratic programming*.
- $x = \text{qps_matpower}(H, c, A, l, u, x_{\min}, x_{\max}, x_0)$
Menyelesaikan permasalahan *quadratic programming* dengan inialisasi nilai awal x_0 untuk mempercepat proses pencarian.

3.4. Penerapan Quadratic Programming pada DPDCOPF

Penerapan *quadratic programming* dilakukan dengan inialisasi permasalahan *DDCOPF*. Inialisasi terdiri dari dua komponen utama yaitu fungsi objektif dan *constraints*. Pada penelitian ini, penyusunan komponen Quadratic Programming dimodifikasi untuk mensimulasikan 3 skenario sekaligus pada saat program dijalankan. Masing masing skenario dibedakan berdasarkan 3 kondisi pasokan PLTB yang telah dijelaskan pada subbab 3.2.4. Pada skenario 1, kondisi pasokan angin yang digunakan adalah kondisi 1 dan begitu juga untuk skenario 2 dan 3.

3.4.1. DPDCOPF

Fungsi objektif :

$$\text{Minimize } \sum_{j=1}^S \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N F_i(P_i)_t^j \right) + \sum_{j=1}^S \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N k P_{Li}^{j,t} \quad (3.1)$$

$$F_i(P_i) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (3.2)$$

Keterangan

- T : Jumlah rentang waktu beban
- N : Jumlah bus
- S : Jumlah skenario
- P_L : Daya pada *load bus*
- k : Konstanta yang menyatakan biaya pelepasan beban P_G
- : Daya pembangkitan generator
- $F_i(P_i)$: Fungsi biaya generator pada bus i .

Fungsi objektif berupa fungsi biaya unit pembangkit dan fungsi biaya pelepasan beban. Kedua fungsi biaya ini diminimalkan sehingga didapatkan biaya sistem yang optimal. Dalam proses mendapatkan fungsi objektif yang termurah, diperlukan batasan-batasan tertentu untuk menjaga agar hasil optimasi tetap berada pada batasannya, agar sesuai dengan kondisi dan keadaan sistem yang digunakan. Batasan yang digunakan dalam melakukan optimasi sistem yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

- *Equality Constraints*
Active Power Balance

$$P_{Li}^t - P_{Gi}^t + P_{INi}^t = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{IN}^t = \sum \frac{1}{x_{ij}} [\delta_i - \delta_j] \quad (3.4)$$

Keterangan

P_{IN} : Daya yang mengalir pada saluran dari bus i ke bus j

δ : Sudut tegangan

x : Reaktansi saluran

- *Inequality Constraints*
Ramp Rate

$$-\delta_i \leq P_{Gi}^{t+1} - P_{Gi}^t \leq \delta_i \quad (3.5)$$

Kapasitas Saluran Transmisi

$$|P_{ij}^t| \leq P_{ij} \quad (3.6)$$

Daya Pembangkitan

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (3.7)$$

Variabel yang dioptimasi disebut juga dengan variabel kontrol. Pada permasalahan *DCOPF* sederhana, variabel kontrol berupa sudut tegangan dan daya pembangkitan generator. Dengan mempertimbangkan pelepasan beban, maka variabel kontrol bertambah menjadi sudut tegangan, daya pembangkitan generator, dan daya pada *load bus*. Jika nb adalah jumlah bus, ng adalah jumlah generator, dan nlb adalah jumlah *load bus*, maka jumlah variabel kontrol (n) yaitu sebanyak $nb+ng+nlb$. Pada penelitian ini, variabel kontrol x disusun atas 3 bagian, yaitu variabel

kontrol skenario 1, x_1 , variabel kontrol skenario 2, x_2 , dan variabel kontrol skenario 3, x_3 , yang disusun secara vertikal. Variabel kontrol x disusun sebagai berikut:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad x_1 = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{nb} \\ P_{Gi} \\ \vdots \\ P_{Gng} \\ P_{Li} \\ \vdots \\ P_{Lnlb} \end{bmatrix} \quad x_2 = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{nb} \\ P_{Gi} \\ \vdots \\ P_{Gng} \\ P_{Li} \\ \vdots \\ P_{Lnlb} \end{bmatrix} \quad x_3 = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{nb} \\ P_{Gi} \\ \vdots \\ P_{Gng} \\ P_{Li} \\ \vdots \\ P_{Lnlb} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

3.4.2. DPDCOPF menggunakan Quadratic Programming

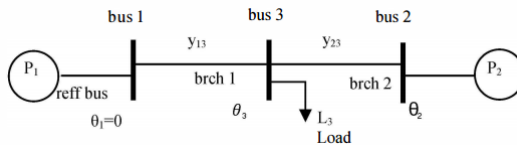
Berdasarkan inialisasi *DPDCOPF* serta persamaan pada *quadratic programming*, maka *DPDCOPF* dapat diselesaikan dengan tahap sebagai berikut.

3.4.2.1. Pembentukan Matriks A

Pada *quadratic programming*, persamaan 2.36 dapat dimodifikasi menjadi matriks. Dan matriks A merupakan koefisien orde satu variabel kontrol dari *constraint* permasalahan. Pada *DDCOF*, matriks A terdiri dari *equality constraint* (A_{eq}) dan *inequality constraint* (A_{ineq}). Untuk memudahkan penyusunan matriks, *constraint* yang tidak berubah terhadap waktu seperti *active power balance* dan kapasitas saluran disusun terlebih dahulu. *Constraint* yang berubah terhadap waktu seperti ramp rate dan cadangan berputar disusun setelahnya.

$$A = \begin{bmatrix} A_{eq} \\ A_{ineq} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Sebagai contoh, dapat digunakan sistem sederhana 3 bus seperti pada gambar 3.9 dibawah ini.



Gambar 3.9 Sistem 3 bus

❖ A_{eq}

Persamaan *active power balance* sebagai A_{eq} dapat dituliskan:

$$\begin{aligned} 0 - P_{G1}^1 + (y_{11}\theta_1 - y_{13}\theta_3)^1 &= 0 \\ 0 - P_{G2}^1 + (y_{22}\theta_2 - y_{23}\theta_3)^1 &= 0 \\ P_{L3}^1 - 0 + (-y_{13}\theta_1 - y_{23}\theta_2 + y_{33}\theta_3)^1 &= 0 \end{aligned} \quad (3.11)$$

Matriks A_{eq} dapat dituliskan sebagai berikut:

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} y_{11} & 0 & -y_{13} & -1 & 0 & 0 \\ 0 & y_{22} & -y_{23} & 0 & -1 & 0 \\ -y_{13} & -y_{23} & y_{33} & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

❖ A_{ineq}

Inequality constraint batasan saluran dapat dijabarkan menjadi persamaan *from bus to branch* dan *to bus from branch*.

- *from bus to branch i*

$$P_{to\ branch\ 1} = y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 \quad (3.13)$$

$$P_{to\ branch\ 2} = y_{23}\theta_2 - y_{23}\theta_3 \quad (3.14)$$

- *to bus from branch i*

$$P_{from\ branch\ 1} = y_{13}\theta_3 - y_{13}\theta_1 \quad (3.15)$$

$$P_{from\ branch\ 2} = y_{23}\theta_3 - y_{23}\theta_2 \quad (3.16)$$

Matriks $A_{ineq\ branch}$ dituliskan sebagai:

$$A_{ineq\ branch} = \begin{bmatrix} y_{13} & 0 & -y_{13} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{23} & -y_{23} & 0 & 0 & 0 \\ -y_{13} & 0 & y_{13} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Inequality constraint ramp rate generator ke- i antar jam pada jam ke- t dan ke- $t+1$ dijabarkan menjadi persamaan sebagai berikut:

$$-\delta_i \leq P_{Gi}^{t+1} - P_{Gi}^t \leq \delta_i \quad (3.18)$$

Sebagai contoh, persamaan ramp rate untuk generator 2 pada jam ke-1 menuju ke 2 dapat dijabarkan sebagai pada persamaan 3.19 sebagai berikut :

$$-\delta_2 \leq P_{G2}^2 - P_{G2}^1 \leq \delta_2 \quad (3.19)$$

Persamaan 3.18 dan 3.19 dapat dimasukkan pada matriks ng baris pada waktu t dan $t+1$ sebagai berikut:

$$RR = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Jam ke t
Jam ke $t+1$

Selain *Inequality constraint ramp rate* antar jam, pada penelitian ini juga diberikan batasan *Inequality constraint ramp rate* antar skenario. Hal ini dilakukan untuk mempersiapkan pembangkit thermal lainnya meningkatkan atau menurunkan besar daya pembangkitannya menyesuaikan suplai energi dari PLTB kondisi 1 dan 3. Hal ini juga dilakukan untuk menghubungkan antara kondisi 1 dan 2 serta kondisi 2 dan 3 dalam simulasi yang dilakukan secara bersama-sama. Penghubungan kondisi 1 dan 2 untuk mengatur dan mempersiapkan pembangkit thermal lainnya menghadapi turunnya suplai energi PLTB hingga daya OMW, dan penghubungan kondisi 2 dan 3 untuk mengatur dan mempersiapkan pembangkit thermal ketika suplai energi PLTB mengingkat hingga kapasitas maksimalnya. *Inequality constraint ramp rate* generator ke- i pada jam ke- t antar skenario pada skenario ke-1 dan ke-2 dapat dijabarkan menjadi persamaan sebagai berikut:

$$-\delta_i \leq P_{Gi}^{t,2} - P_{Gi}^{t,1} \leq \delta_i \quad (3.18)$$

Inequality constraint ramp rate generator ke- i pada jam ke- t antar skenario pada skenario ke-2 dan ke-3 dapat dijabarkan menjadi persamaan sebagai berikut::

$$-\delta_i \leq P_{Gi}^{t,2} - P_{Gi}^{t,3} \leq \delta_i \quad (3.19)$$

Sebagai contoh, persamaan 3.18 dapat dimasukkan pada matriks ng baris pada waktu t sebagai berikut:

$$RR = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Skenario 1
Jam ke t
Skenario 2
Jam ke t

Matriks A dengan 3 skenario yang digunakan pada penelitian ini dengan waktu 2 jam dapat digambarkan seperti pada Gambar 3.10 berikut :

Skenario 1											
Jam ke-1											
		Skenario 1									
		Jam ke-2									
Ramp rate antar jam											
				Skenario 2							
				Jam ke-1							
						Skenario 2					
						Jam ke-2					
Ramp rate antar jam											
								Skenario 3			
								Jam ke-1			
										Skenario 3	
										Jam ke-2	
Ramp rate antar jam											
Ramp rate (link) kondisi 1 dan 2											
						Ramp rate (link) kondisi 2 dan 3					

Gambar 3.10 Matriks A

Pada gambar 3.10, digambarkan matriks A dengan waktu operasi selama 2 jam. Pembangkit thermal antar jam dihubungkan dengan *ramp rate* antar jam,

dan skenario 1 dan 2 serta 2 dan 3 dihubungkan dengan *ramp rate* antar kondisi.

3.4.2.2. Pembentukan Vektor lb , ub

Vektor lb dan ub merupakan batas atas dan batas bawah constraint sistem. Panjang vektor lb dan ub adalah sepanjang baris matriks A . Untuk skenario ke- s , matriks lb dan ub dapat disusun sebagai berikut :

$$lb_s = \begin{bmatrix} 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ 0^{2,s} \\ \vdots \\ -inf^{2,s} \\ -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_2^{12,s} \\ -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_2^{12,s} \end{bmatrix} \begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \end{array} \right\} b_{eq} \text{ power balance jam 1} \\ \left. \begin{array}{l} -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \\ -inf^{1,s} \end{array} \right\} b_{inea} \text{ kapasitas saluran jam 1} \\ \left. \begin{array}{l} 0^{2,s} \\ \vdots \\ -inf^{2,s} \end{array} \right\} b_{eq}, b_{ineq} \text{ power balance dan} \\ \text{kapasitas saluran jam 2} \\ \left. \begin{array}{l} -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_2^{12,s} \end{array} \right\} b_{inea} \text{ ramp rate jam 1-2} \\ \left. \begin{array}{l} -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_2^{12,s} \end{array} \right\} b_{ineq} \text{ ramp rate skenario 1-2} \\ \text{jam 1 \& 2} \end{array} \quad (3.24)$$

$$ub_s = \begin{bmatrix} 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ P_{13}^{1,s} \text{ max} \\ P_{23}^{1,s} \text{ max} \\ P_{31}^{1,s} \text{ max} \\ P_{32}^{1,s} \text{ max} \\ 0^{2,s} \\ \vdots \\ P_{32}^{2,s} \text{ max} \\ \delta_1^{12,s} \\ \delta_2^{12,s} \\ -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_1^{12,s} \end{bmatrix} \begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \\ 0^{1,s} \end{array} \right\} b_{eq} \text{ power balance jam 1} \\ \left. \begin{array}{l} P_{13}^{1,s} \text{ max} \\ P_{23}^{1,s} \text{ max} \\ P_{31}^{1,s} \text{ max} \\ P_{32}^{1,s} \text{ max} \end{array} \right\} b_{ineq} \text{ kapasitas saluran} \\ \left. \begin{array}{l} 0^{2,s} \\ \vdots \\ P_{32}^{2,s} \text{ max} \end{array} \right\} b_{eq}, b_{ineq} \text{ power balance dan} \\ \text{kapasitas saluran jam 2} \\ \left. \begin{array}{l} \delta_1^{12,s} \\ \delta_2^{12,s} \end{array} \right\} b_{inea} \text{ ramp rate jam 1-2} \\ \left. \begin{array}{l} -\delta_1^{12,s} \\ -\delta_1^{12,s} \end{array} \right\} b_{ineq} \text{ ramp rate skenario 1-2} \\ \text{jam 1 \& 2} \end{array} \quad (3.25)$$

Karena matriks A merupakan matriks untuk 3 skenario, maka panjang dan isi matriks lb dan ub harus mengikuti panjangnya matriks A, sehingga matriks untuk masing-masing skenarionya akan disusun vertikal ke bawah seperti susunan berikut :

$$lb = \begin{bmatrix} lb_1 \\ lb_2 \\ lb_3 \end{bmatrix} \quad ub = \begin{bmatrix} ub_1 \\ ub_2 \\ ub_3 \end{bmatrix}_1 \quad (3.26)$$

Dengan penyusunan masing-masing matriks lb dan ub pada skenario seperti persamaan 3.24 dan 3.25.

3.4.2.3. Pembentukan Matriks H

Matriks H merupakan koefisien orde dua variabel kontrol dari fungsi objektif. Berdasarkan persamaan fungsi objektif *quadratic programming* 2.37, matriks H dikalikan dengan x^T dan x (variabel kontrol), maka besarnya matriks H adalah matriks simetris $n \times n$, dengan n sejumlah variabel kontrol. Matriks H dengan periode 1 jam pada sistem 3 bus seperti diatas dapat dituliskan sebagai berikut:

$$H_s = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_1^{1,s} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & a_2^{1,s} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Untuk matriks H dengan periode lebih dari satu jam, maka matriks H saat $t+1$ disusun secara diagonal dibawah matriks H saat t jam. Dan untuk matriks H dengan 3 skenario, maka penyusunan matriks H juga dapat dilakukan secara diagonal ke bawah. Sebagai contoh, penyusunan matriks H_s^t untuk 3 skenario selama 2 jam dapat disusun seperti berikut :

$$H = \begin{bmatrix} H_1^1 & \mathbf{0} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mathbf{0} & H_1^2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & H_2^1 & \mathbf{0} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & H_2^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H_3^1 & \mathbf{0} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{0} & H_3^2 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

3.4.2.4. Pembentukan Vektor G

Vektor G merupakan koefisien orde satu variabel kontrol dari fungsi objektif. Matriks G^T dapat dituliskan sebagai berikut:

$$G^T = [0 \quad 0 \quad 0 \quad b_1^1 \quad b_2^1 \quad -1] \quad (3.29)$$

Untuk s skenario, maka penyusunan matriks G_s^T adalah sebagai berikut :

$$G^T = [G_1^T \quad G_2^T \quad G_3^T] \quad (3.30)$$

Untuk matriks G dengan periode lebih dari satu jam, maka matriks G saat $t+1$ disusun secara vertikal dibawah matriks G saat t jam. -1 merupakan koefisien untuk biaya pelepasan beban.

3.4.2.5. Pembentukan Vektor x_{min} dan x_{max}

Vektor x_{min} dan x_{max} merupakan batas atas dan batas bawah dari variabel kontrol. Dengan persamaan *quadratic programming* 2.39, maka x_{min} dan x_{max} untuk satu jam dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \theta_1^1 \min \\ \theta_2^1 \min \\ \theta_2^1 \min \\ P_{G1}^1 \min \\ P_{G2}^1 \min \\ P_{L1}^1 \min \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \theta_1^1 \\ \theta_2^1 \\ \theta_2^1 \\ P_{G1}^1 \\ P_{G2}^1 \\ P_{L1}^1 \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \theta_1^1 \max \\ \theta_2^1 \max \\ \theta_2^1 \max \\ P_{G1}^1 \max \\ P_{G2}^1 \max \\ P_{L1}^1 \max \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Dan untuk 3 skenario, maka vektor x_{min} dan x_{max} akan disusun secara vertikal ke bawah seperti berikut :

$$x_{min} = \begin{bmatrix} x_{min1} \\ x_{min2} \\ x_{min3} \end{bmatrix} \quad x_{max} = \begin{bmatrix} x_{max1} \\ x_{max2} \\ x_{max3} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Untuk vektor x_{min} dan x_{max} dengan periode lebih dari satu jam, maka vektor x_{min} dan x_{max} saat $t+1$ disusun secara vertikal dibawah vektor x_{min} dan x_{max} saat t jam.

3.4.2.6. Vektor x_0

Variabel kontrol didefinisikan sebagai x memiliki nilai awal x_0 yang disebut dengan *initial point*. Vektor x_0 boleh disertakan dan boleh tidak disertakan pada perhitungan *quadratic programming*.

BAB 4

SIMULASI DAN ANALISA

4.1. Validasi

Program *DDCOPF* dengan *quadratic programming* mempertimbangkan PLTB berbasis M-file yang telah dibuat, diuji terlebih dahulu dengan menggunakan sistem IEEE 9 bus. Program *DDCOPF* mempertimbangkan PLTB selanjutnya disebut dengan program *DDCOPF*. Validasi dimaksudkan untuk mengetahui apakah program *DDCOPF* telah berjalan dengan benar atau belum. Validasi yang akan dilakukan melalui 3 tahap, sebelum diterapkan kepada sistem Sulawesi Selatan. 3 tahapan tersebut adalah :

1. *DDCOPF* dalam kondisi normal
2. *DDCOPF* dengan 3 kondisi tanpa mempertimbangkan *ramp rate*
3. *DDCOPF* dengan mempertimbangkan *ramp rate*
4. *DDCOPF* dengan mempertimbangkan *ramp rate* dan pelepasan beban

Hal ini dilakukan untuk mengetahui apakah program dapat memenuhi batasan *ramp rate* ketika terjadi perubahan suplai dari PLTB yang tiba tiba tidak menyuplai atau tiba tiba menyuplai secara maksimal. Dan ketika tidak memenuhi batasan, program diharapkan akan dapat melakukan perhitungan untuk pelepasan beban.

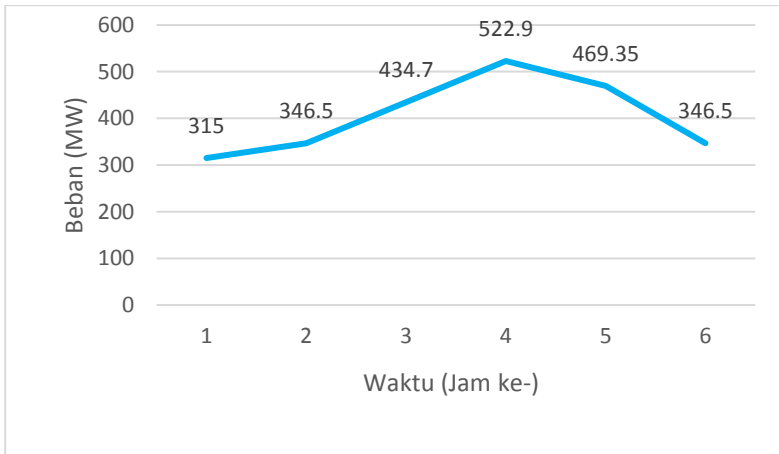
Validasi dilakukan dengan menggunakan data profil beban selama kurun waktu 6 jam. Hal ini dilakukan untuk menganalisa efek dari perubahan beban apakah melampaui batasan *ramp rate* dari pembangkit atau tidak. Jika tidak melewati batasan *ramp rate*, berarti program telah berhasil dan tervalidasi. Kemudian jika hasil simulasi melewati batasan *ramp rate* pembangkit, dan sistem tidak mampu memenuhi kebutuhan beban, maka akan dilakukan pelepasan beban. Jika terjadi pelepasan beban, maka program telah berjalan dengan benar dan tervalidasi. Pada validasi ini, profil beban yang digunakan adalah beban puncak, yaitu beban sore sampai malam hari (pukul 16.00-21.00), yang memiliki kenaikan beban yang cukup signifikan namun juga akan turun kembali di akhir waktu profil beban. Hal ini dilakukan untuk melihat efek dari perubahan beban yang cukup besar.

Variabel yang diamati sebagai bahan validasi adalah daya pembangkitan generator, daya pada beban dan sudut tegangan. Data profil

beban yang digunakan untuk validasi dapat dilihat pada tabel 4.1, dan grafik profil beban dapat dilihat pada gambar 4.1 sebagai berikut.

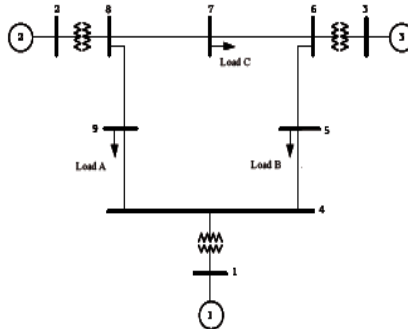
Tabel 4.1 Profil beban untuk validasi

Bus	Jam 1 (MW)	Jam 2 (MW)	Jam 3 (MW)	Jam 4 (MW)	Jam 5 (MW)	Jam 6 (MW)
5	90	99.0	124.2	149.4	134.1	99
7	100	110.0	138.0	166.0	149.0	110.0
9	125	137.5	172.5	207.5	186.25	137.5
Total	315	346.5	434.7	522.9	469.4	346.5



Gambar 4.1 Profil beban validasi

Pada validasi sistem ini digunakan *case* IEEE 9 bus. *Single line diagram* sistem IEEE 9 bus yang digunakan sebagai bahan validasi dapat dilihat pada gambar 4.2 sebagai berikut:



Gambar 4.2 Single Line Diagram sistem IEEE 9 Bus

Tabel 4.2 Data bus IEEE 9 bus

Bus	Type Bus	Pd	Tegangan (KV)
1	3	0	345
2	2	0	345
3	2	0	345
4	1	0	345
5	1	90	345
6	1	0	345
7	1	100	345
8	1	0	345
9	1	125	345

Pada tabel 4.4 ditampilkan data bus pada sistem yang digunakan sebagai bahan validasi. Nomor pada masing masing bus memiliki arti yang berbeda. Tipe bus dengan nomor 3 berarti bus tersebut merupakan *slack bus*. Tipe bus 2 adalah bus yang terhubung dengan generator. Tipe bus 1 adalah bus beban. Bus beban (*load bus*) dengan nilai $P_d = 0$ menunjukkan bahwa bus tersebut tidak terhubung langsung dengan beban. Untuk mempermudah penyebutan, selanjutnya generator disebut unit. Unit dan *load bus* dinamakan berdasarkan nomor bus masing masing. Data pembangkit sistem IEEE 9 bus meliputi *generation cost*, P_{max} , P_{min} dan ramp rate yang digunakan pada validasi ini ditampilkan pada tabel 4.5, dan data saluran sistem IEEE 9 bus ditunjukkan oleh tabel 4.6.

Tabel 4.3 Data pembangkitan generator sistem IEEE 9 bus

Unit	Cost Function	Average Cost (\$/MW)	P max (MW)	P min (MW)	Ramp Rate (MW/Jam)
1	$0.11P_1^2 + 5P_1 + 150$	32.50	250	10	40
2	$0.085P_2^2 + 1.2P_2 + 600$	26.70	300	10	40
3	$0.1225P_3^2 + P_3 + 150$	34.08	270	10	40

Tabel 4.4 Data saluran IEEE 9 bus

Saluran	From Bus	To Bus	x	Kapasitas Saluran (MW)
1	1	4	0.058	250
2	4	5	0.092	250
3	5	6	0.170	150
4	3	6	0.059	300
5	6	7	0.101	150
6	7	8	0.072	250
7	8	2	0.063	250
8	8	9	0.161	250
9	9	4	0.085	250

Variabel yang dianalisa yaitu batasan kapasitas saluran, *ramp rate* unit pembangkit, dan pemenuhan beban. Perhitungan *ramp rate* diperoleh dengan cara mencari selisih antara pembangkitan jam ke t dengan pembangkitan pada jam ke t+1. Nilai negatif menunjukkan penurunan jumlah pembangkitan pada periode tersebut, dan nilai positif menunjukkan kenaikan jumlah pembangkitan. Berdasarkan data generator, besarnya *ramp rate* yaitu 40 MW untuk masing masing generator. Biaya sistem dapat dicari dengan menjumlahkan biaya pembangkitan dengan biaya pelepasan beban setiap jamnya, jika terdapat proses pelepasan beban.

Validasi program akan dilakukan sebanyak 4 kali sebelum diimplementasikan pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan, dibagi menjadi 4 tahap, yaitu Validasi tahap 1, Validasi tahap 2, Validasi tahap 3, dan Validasi tahap 4.

4.1.1. Validasi Tahap 1

4.1.1.1. Hasil Simulasi DDCOPF tahap 1

Pada tahap pertama, beban yang digunakan antar jamnya memiliki beban yang sama. Hasil yang dibandingkan berupa daya terbangkit, daya pada load bus dan sudut tegangan pada tiap jamnya, hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.7 dan 4.8.

Tabel 4.5 Daya terbangkit validasi tahap 1 profil beban tetap

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315
2	86.56	134.38	94.06	315
3	86.56	134.38	94.06	315
4	86.56	134.38	94.06	315
5	86.56	134.38	94.06	315
6	86.56	134.38	94.06	315

Tabel 4.6 Daya load bus validasi tahap 1 profil beban tetap

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90	100	125	315
2	90	100	125	315
3	90	100	125	315
4	90	100	125	315
5	90	100	125	315
6	90	100	125	315

Validasi tahap pertama juga dilakukan dengan menggunakan profil beban dinamis pada tabel 4.1. Hasil yang didapat dapat dilihat pada tabel 4.9 dan 4.10

Tabel 4.7 Daya terbangkit validasi tahap 1 beban dinamis

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7

Tabel 4.7 Daya terbangkit validasi tahap 1 beban dinamis(Lanjutan)

4	151.69	218.66	152.54	522.9
5	134.92	196.95	137.48	469.3
6	96.43	147.15	102.92	346.5

Tabel 4.8 Daya *load bus* validasi tahap 1 profil beban dinamis

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100	125.0	315.0
2	99.0	110	137.5	346.5
3	124.2	138	172.5	434.7
4	149.4	166	207.5	522.9
5	134.1	149	186.2	469.3
6	99.0	110	137.5	346.5

Tabel 4.9 Sudut tegangan *DDCOPF* validasi tahap 1

Bus	Jam ke-					
	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0
2	10.5421	10.7780	11.5643	13.3729	12.8225	11.8003
3	6.9864	7.1202	7.5662	8.5920	8.2798	7.7000
4	-4.9861	-5.1566	-5.7250	-7.0324	-6.6345	-5.8956
5	-8.0900	-8.3695	-9.3013	-11.4444	-10.7922	-9.5809
6	1.4746	1.4526	1.3793	1.2108	1.2621	1.3574
7	-2.3352	-2.4724	-2.9299	-3.9819	-3.6617	-3.0671
8	2.1435	2.1400	2.1281	2.1010	2.1092	2.1246
9	-9.4764	-9.7978	-10.8693	-13.3337	-12.5836	-11.1907

4.1.1.2. Analisa Validasi tahap 1

Berdasarkan hasil simulasi diatas, program yang dibuat telah berhasil melakukan iterasi DDCOPF sesuai dengan waktu yang diinginkan, dalam validasi ini digunakan waktu selama 6 jam. Hal ini terbukti dengan daya yang dihasilkan selama 6 jam memiliki nilai yang sama, sesuai dengan beban yang tidak berubah selama 6 jam. Ini juga membuktikan bahwa tidak ada variabel lain yang mempengaruhi program ini.

Selain itu, dengan mengubah profil beban menjadi profil beban dinamis selama 6 jam, program juga telah mampu

memenuhi kebutuhan beban. Dengan adanya perubahan profil beban, daya yang terbangkitkan juga berubah mengikuti kebutuhan beban. Hal ini membuktikan bahwa program telah mampu memproses perubahan beban dalam waktu yang dinamis.

4.1.2. Validasi Tahap 2

4.1.2.1. Hasil Simulasi DDCOPF tahap 2

Validasi tahap 2 digunakan untuk melihat apakah program telah berhasil untuk membuat 3 kondisi dijalankan secara bersamaan. Ini dilakukan untuk mensimulasikan pemodelan probabilitas angin. Hasil validasi yang dibandingkan berupa daya terbangkit dan daya pada load bus pada tiap jamnya, hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.7 dan 4.8.

Tabel 4.10 Daya terbangkit kondisi 1

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7
4	151.69	218.66	152.54	522.9
5	134.92	196.95	137.48	469.3
6	96.43	147.15	102.92	346.5

Tabel 4.11 Daya terbangkit kondisi 2

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7
4	151.69	218.66	152.54	522.9
5	134.92	196.95	137.48	469.3
6	96.43	147.15	102.92	346.5

Tabel 4.12 Daya terbangkit kondisi 3

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7
4	151.69	218.66	152.54	522.9
5	134.92	196.95	137.48	469.3
6	96.43	147.15	102.92	346.5

Tabel 4.13 Daya *load bus* validasi kondisi 1

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100	125.0	315.0
2	99.0	110	137.5	346.5
3	124.2	138	172.5	434.7
4	149.4	166	207.5	522.9
5	134.1	149	186.2	469.3
6	99.0	110	137.5	346.5

Tabel 4.14 Daya *load bus* validasi kondisi 2

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100	125.0	315.0
2	99.0	110	137.5	346.5
3	124.2	138	172.5	434.7
4	149.4	166	207.5	522.9
5	134.1	149	186.2	469.3
6	99.0	110	137.5	346.5

Tabel 4.15 Daya *load bus* validasi kondisi 3

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100	125.0	315.0
2	99.0	110	137.5	346.5
3	124.2	138	172.5	434.7
4	149.4	166	207.5	522.9
5	134.1	149	186.2	469.3
6	99.0	110	137.5	346.5

4.1.2.2. Analisa Validasi tahap 2

Berdasarkan hasil simulasi, beban yang dihasilkan pada 3 kondisi memiliki nilai yang sama. Maka dapat disimpulkan bahwa program pemodelan 3 kondisi ini telah berjalan dengan baik.

4.1.3. Validasi Tahap 3

4.1.3.1. Hasil Simulasi DDCOPF tahap 3

Validasi tahap 3 merupakan tahap program dilengkapi dengan *ramp rate* pembangkit. Validasi dilakukan untuk melihat apakah program telah berhasil untuk mengondisikan pembangkit agar naik atau turun dalam batasan *ramp rate*. Program dinyatakan berhasil jika penurunan atau kenaikan pembangkitan berada di dalam batasan nilai *ramp rate*. Hasil validasi yang dibandingkan berupa daya terbangkit, daya pada load bus pada tiap jamnya, dan selisih antara pembangkitan jam ke-t dan jam ke-t+1. Hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.7 dan 4.8.

Tabel 4.16 Daya terbangkit DDCOPF validasi tahap 3

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7
4	151.69	218.66	152.54	522.9
5	135.23	191.47	139.80	466.5
6	95.23	151.47	99.80	346.5

Tabel 4.17 Daya pada load bus DDCOPF validasi tahap 3

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100	125.0	315.0
2	99.0	110	137.5	346.5
3	124.2	138	172.5	434.7
4	149.4	166	207.5	522.9
5	133.2	148	185.3	466.5
6	99	110	137.5	346.5

Tabel 4.18 Sudut tegangan *DDCOPF* skenario 2 profil beban 3

Bus	Jam ke-					
	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0
2	10.542	11.328	13.530	15.732	13.601	12.052
3	6.986	7.432	8.681	9.930	9.346	7.225
4	-4.986	-5.554	-7.146	-8.737	-7.789	-5.485
5	-8.090	-9.021	-11.630	-14.239	-12.597	-8.985
6	1.474	1.401	1.196	0.991	1.153	1.377
7	-2.335	-2.792	-4.073	-5.354	-4.784	-2.538
8	2.143	2.131	2.098	2.065	1.634	2.585
9	-9.476	-10.547	-13.548	-16.548	-14.841	-10.345

4.1.3.2. Analisa Validasi tahap 3

Berdasarkan hasil simulasi validasi tahap 1, sebelum *ramp rate* diaplikasikan, terdapat pelanggaran pada batasan *ramp rate* sistem. Pada tabel 4.7 dapat dilihat permintaan beban pada jam ke-5 adalah 469.4 MW dan pada jam ke-6 yaitu 346 MW. Pelanggaran *ramp rate* terjadi pada unit 2 yaitu antara jam ke-5 dan ke-6. Pelanggaran terhadap *ramp rate* terjadi dikarenakan permintaan beban pada jam ke-5 yaitu 469.4 MW Secara keseluruhan, sistem harus menurunkan pembangkitan sebesar 122.85 MW. Sehingga antara jam ke-5 dan ke-6 sistem melakukan pembagian pembebanan seperti pada tabel 4.7. Namun pada unit 2 pembagian pembebanan melebihi batasan *ramp rate* yaitu 40 MW, ditunjukkan pada tabel 4.19.

Tabel 4.19 *Ramp rate* validasi tahap 1

Jam ke-	Kenaikan/Penurunan Pembangkitan (MW)		
	Unit 1	Unit 2	Unit 3
1 - 2	9.87	12.77	8.86
2 - 3	27.63	35.76	24.81
3 - 4	27.63	35.76	24.81
4 - 5	-16.78	-21.71	-15.06
5 - 6	-38.49	-49.81	-34.56

Setelah program diberi batasan *ramp rate*, sesuai dengan validasi tahap 3, tidak terdapat pelanggaran terhadap *ramp rate*, ditunjukkan pada tabel 4.20.

Tabel 4.20 Ramp rate validasi tahap 3

Jam ke-	Kenaikan/Penurunan Pembangkitan (MW)		
	Unit 1	Unit 2	Unit 3
1 - 2	9.87	12.77	8.86
2 - 3	27.63	35.76	24.81
3 - 4	27.63	35.76	24.81
4 - 5	-16.47	-27.19	-12.74
5 - 6	-40.00	-40.00	-40.00

4.1.4. Validasi Tahap 4

4.1.4.1. Hasil Validasi tahap 4

Validasi tahap 4 merupakan tahap program dilengkapi dengan pelepasan beban. Validasi dilakukan untuk melihat apakah program telah berhasil untuk melakukan pelepasan beban ketika sistem tidak mampu lagi memenuhi kebutuhan beban. Hasil validasi tahap 4 dapat dilihat pada tabel 4.21 dan 4.22.

Tabel 4.21 Daya terbangkit validasi tahap 4

Jam ke-	Daya terbangkit pada tiap unit (MW)			Total (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	
1	86.56	134.38	94.06	315.0
2	96.43	147.15	102.92	346.5
3	124.06	182.91	127.73	434.7
4	150.79	217.49	151.73	520.0
5	135.23	191.47	139.80	466.5
6	95.23	151.47	99.80	346.5

Tabel 4.22 Daya pada load bus validasi tahap 4

Jam ke-	Beban yang terpenuhi (MW)			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	90.0	100.0	125.0	315.0
2	99.0	110.0	137.5	346.5
3	124.2	138.0	172.5	434.7
4	148.5	165.0	206.5	520.0
5	133.2	148.0	185.3	466.5
6	99.0	110.0	137.5	346.5

Tabel 4.23 Sudut tegangan *DDCOPF* validasi tahap 4

Bus	Jam ke-					
	1	2	3	4	5	6
1	0	0	0	0	0	0
2	10.542	11.328	13.530	15.664	13.601	12.052
3	6.986	7.432	8.681	9.898	9.346	7.225
4	-4.986	-5.554	-7.146	-8.685	-7.789	-5.485
5	-8.090	-9.021	-11.630	-14.146	-12.597	-8.985
6	1.474	1.401	1.196	1.007	1.154	1.377
7	-2.335	-2.792	-4.073	-5.302	-4.783	-2.538
8	2.143	2.131	2.098	2.071	1.634	2.585
9	-9.476	-10.547	-13.548	-16.456	-14.841	-10.345

4.1.4.2. Analisa Validasi Tahap 4

Pada tabel 4.7 dapat dilihat permintaan beban pada jam ke-4 yaitu sebesar 522.9 MW, sedangkan seharusnya sistem hanya boleh memenuhi permintaan beban sebesar 520 MW. Pada program validasi tahap 3, tidak terdapat pelanggaran terhadap *ramp rate*, ditunjukkan pada tabel 4.20.

Seperti yang telah disebutkan pada analisa validasi tahap 3, sistem harus melakukan penurunan beban sebesar 122.85 MW. Sedangkan sistem hanya diperbolehkan melakukan penurunan sebesar 120 MW. Maka, terjadi pelepasan beban untuk memenuhi batasan *ramp rate* tersebut. Besarnya beban yang dilepas yaitu 2.85 MW, ditunjukkan pada tabel 4.44.

Tabel 4.24 Pelepasan beban validasi tahap 4

Jam ke-	Pelepasan Beban (MW) per load bus			Total (MW)
	Bus 5	Bus 7	Bus 9	
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0.95	0.95	0.95	2.85
6	0	0	0	0

Pada setiap tahap validasi, dapat dilihat bahwa daya terbangkit jumlahnya selalu sama dengan daya pada *load bus*. Ketika terjadi

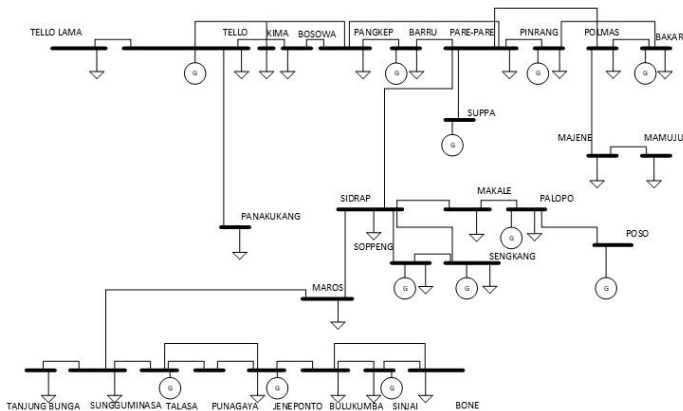
pelepasan beban, maka penjumlahan antara daya pada *load* bus dengan daya yang dilepas adalah sama dengan permintaan beban pada masing masing tahap validasi. Biaya pada setiap profil beban antara program *DDCOPF* lebih mahal dibanding *DDCOPF* dengan *ramp rate*. Dapat dikatakan bahwa program telah valid dan dapat digunakan untuk sistem yang lain.

4.2. Simulasi *DPDCOPF* pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

4.2.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

4.2.1.1. Gambaran Umum Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

Pada tahun 2018, Pemerintah Indonesia meresmikan PLTB Sidrap di daerah Sulawesi Selatan yang merupakan PLTB terbesar di Indonesia saat ini. PLTB Sidrap memiliki kapasitas 75 MW dengan jumlah 30 turbin dengan kapasitas masing masing 2,5 MW. Penelitian ini dilakukan untuk melihat efek dari ketidakpastian suplai energy dari PLTB Sidrap dan mempersiapkan sistem Sulselrabar menghadapi ketidakpastian ini. Simulasi dilakukan dengan 3 kondisi yaitu kondisi ketika PLTB tidak menyuplai, kondisi ketika menyuplai dengan energy rata-rata dan kondisi PLTB Sidrap menyuplai maksimal. Simulasi dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui efek dan biaya pembangkitan dari sistem kelistrikan Sulselrabar saat terjadi perubahan.



Gambar 4.3 Single Line Diagram Sistem Sulselrabar

4.2.1.2. Data Pembangkit Sistem Sulselbar

Terdapat 12 unit pembangkit selain PLTB Sidrap yang terpasang pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan. 12 unit tersebut terdiri dari 3 unit PLTA, 4 unit PLTD, 3 unit PLTU, 1 unit PLTGU, dan 1 unit PLTMH. Total daya yang dapat dibangkitkan oleh 12 unit tersebut sebesar 1188,9 MW seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.26

Tabel 4.25 Data Cost Function Untuk Unit Pembangkit Dan Ramp Rate

Unit	Cost Function
1	0
2	0
3	$3480P_3^2 + 1553820P_3 + 18009000$
4	$754,488P_4^2 + 1585080P_4 + 17675280$
5	$8662,5P_5^2 + 1099350P_5 + 3515400$
6	$6156,92P_6^2 + 2749066P_6 + 31862076$
7	$8662,5P_7^2 + 1099350P_7 + 3515400$
8	0
9	$108750P_9^2 + 575940P_9 + 3758300$
10	$137,9539P_{10}^2 + 240000P_{10} + 27839000$
11	0
12	$435000P_{11}^2 + 977880P_{11} + 9004500$
13	0

Tabel 4.26 Data Unit Pembangkit Sistem Sulselrabar

No Bus	Nama	Type	Kapasitas (MW)	Jenis Pembangkit
1	Bakaru	Generator	126	PLTA
5	Pinrang	Generator	0,8	PLTMH
7	Suppa	Generator	64,8	PLTD
8	Barru	Generator	50	PLTU
12	Tello	Generator	205,32	PLTU
18	Talasa	Generator	115	PLTD

Tabel 4.26 Data Unit Pembangkit Sistem Sulselrabar (Lanjutan)

19	Jeneponto	Generator	200	PLTU
21	Sinjai	Generator	10	PLTA
23	Soppeng	Generator	15	PLTD
24	Sengkang	Generator	195	PLTGU
25	Sidrap	Generator	75	PLTB
27	Palopo	Generator	9	PLTD
28	Poso	Slack	195	PLTA

4.2.1.3. Data Saluran Sistem Sulselbar

Terdapat 34 saluran yang terdiri dari double circuit dengan 2 jenis konduktor yaitu double hawk dan zebra. Untuk kapasitas dari konduktor double hawk yaitu sebesar 651 MVA dan untuk konduktor zebra yaitu 911 MVA.

Tabel 4.27 Data Saluran Sistem Sulselrabar

Dari Bus	Ke Bus	r (pu)	x (pu)	b (pu)	Kapasitas Saluran
1	2	0,02627	0,09440	0,00743	651
1	5	0,03076	0,11023	0,01012	651
2	3	0,02630	0,09451	0,00744	651
2	6	0,03663	0,13159	0,01819	651
3	4	0,07342	0,26379	0,02076	651
5	6	0,01388	0,04974	0,00670	651
6	7	0,00393	0,01413	0,00111	651
6	8	0,02314	0,08290	0,01116	651
6	24	0,01002	0,03599	0,00283	651
8	9	0,02419	0,08667	0,01176	651
9	10	0,01090	0,03919	0,00493	651
9	11	0,01090	0,03919	0,00493	651

Tabel 4.27 Data Saluran Sistem Sulselrabar (Lanjutan)

10	12	0,01683	0,06049	0,00761	651
11	12	0,01090	0,03919	0,00493	651
12	13	0,00363	0,01300	0,00175	651
12	16	0,00192	0,01318	0,00249	651
12	14	0,00236	0,00848	0,00067	651
9	12	0,01090	0,03919	0,00493	651
15	16	0,00354	0,02128	0,00271	911
16	17	0,00485	0,03324	0,00627	651
16	28	0,02717	0,18617	0,03512	651
17	18	0,03333	0,11974	0,00942	651
18	19	0,02431	0,08733	0,00687	651
19	20	0,07195	0,25851	0,02035	911
19	21	0,07195	0,25851	0,03025	911
20	21	0,04064	0,14603	0,01149	911
21	22	0,02289	0,08153	0,00804	911
22	23	0,01053	0,06335	0,00807	911
22	24	0,02821	0,10138	0,00964	911
23	24	0,01090	0,03919	0,00493	911
24	28	0,01090	0,03919	0,00493	651
24	25	0,03137	0,18876	0,02406	651
25	26	0,01959	0,07038	0,00554	651
26	27	0,04064	0,14603	0,01149	651

4.2.1.4. Data Bus Sistem Sulselbar

Terdapat 28 bus pada sistem kelistrikan Sulselrabar 150 kV dan 275 kV dengan total beban 926 MW. Data tersebut ditunjukkan pada tabel 4.27 dan 4.28

Tabel 4.28 Data Bus

Bus	tipe bus	Beban		V	Batas Tegangan	
		P	Q		Vmax	Vmin
Bakaru	2	16	12	150	1,1	0,9
Polmas	1	16	12	150	1,1	0,9
Majene	1	16	12	150	1,1	0,9
Mamuju	1	24	18	150	1,1	0,9
Pinrang	2	24,8	18,6	150	1,1	0,9
Pare-pare	1	36,8	27,6	150	1,1	0,9
Suppa	2	0	0	150	1,1	0,9
Barru	2	16	12	150	1,1	0,9
Pangkep	1	99,6	74,7	150	1,1	0,9
Bosowa	1	36,8	27,7	150	1,1	0,9
Kima	1	24	18	150	1,1	0,9
Tello	2	48	36	150	1,1	0,9
Tello Lama	1	48	36	150	1,1	0,9
Panakukang	1	48	36	150	1,1	0,9
Tanjungbunga	1	96	72	150	1,1	0,9
Sungguminasa	1	72	54	150	1,1	0,9
Talasa	2	0	0	150	1,1	0,9
Jeneponto	2	40	30	150	1,1	0,9
Bulukumba	1	24	18	150	1,1	0,9
Sinjai	2	24	18	150	1,1	0,9
Bone	1	56	42	150	1,1	0,9
Soppeng	2	24	18	150	1,1	0,9
Sengkang	2	24	18	150	1,1	0,9
Sidrap	1	40	30	150	1,1	0,9
Makale	1	24	18	150	1,1	0,9
Palopo	2	24	18	150	1,1	0,9
Poso	3	0	0	275	1,1	0,9
Maros	1	24	18	150	1,1	0,9

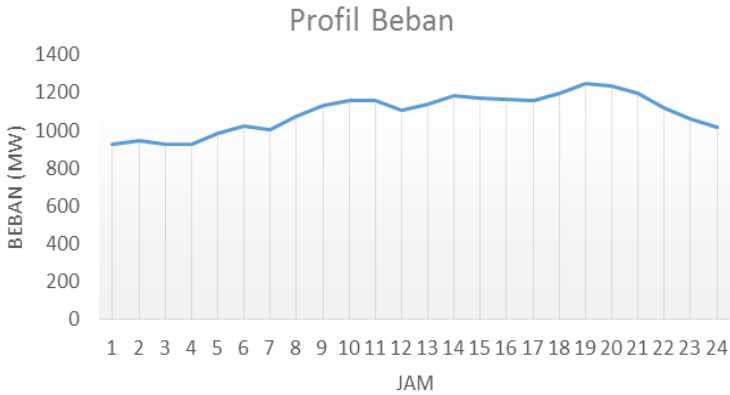
Data sistem Sulselrabar tahun 2018 berdasarkan tabel kemudian dimodelkan menggunakan software matlab dan matpower dalam bentuk M-file yang menerapkan metode quadratic programming.

4.2.2. Profil Beban Sistem Sulawesi Selatan

Sistem kelistrikan Sulawesi Selatan memiliki 28 bus, 13 unit pembangkit dan 15 *load bus* dengan nilai pembebanan yang telah dimodifikasi dengan kenaikan/penurunan tiap jamnya. Profil beban yang digunakan selama 24 jam dapat dilihat pada tabel 4.29

Tabel 4.29 Profil beban sistem Sulsel

Jam	Beban (MW)
00.00-01.00	926.00
01.00-02.00	943.59
02.00-03.00	926.00
03.00-04.00	928.592
04.00-05.00	984.615
05.00-06.00	1019.803
06.00-07.00	1001.191
07.00-08.00	1072.308
08.00-09.00	1129.720
09.00-10.00	1155.648
10.00-11.00	1160.278
11.00-12.00	1108.422
12.00-13.00	1138.054
13.00-14.00	1183.428
14.00-15.00	1171.390
15.00-16.00	1164.908
16.00-17.00	1154.722
17.00-18.00	1199.170
18.00-19.00	1249.174
19.00-20.00	1232.506
20.00-21.00	1197.318
21.00-22.00	1115.830
22.00-23.00	1060.270
23.00-24.00	1013.970



Gambar 4.4 Profil Beban Sulawesi Selatan

4.2.3. Penerapan Program *DDCOPF* pada Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

Program yang telah divalidasi diaplikasikan pada sistem Sulawesi Selatan. Simulasi dilakukan menggunakan tiga skenario pada sistem Sulawesi Selatan. Kemudian akan dilakukan analisa untuk masing masing skenario. Simulasi dilakukan selama 24 jam dengan interval waktu yaitu satu jam. Pada simulasi ini PLTB akan disimulasikan dalam 3 kondisi, yaitu kondisi 1 ketika PLTB tidak menyuplai energi sama sekali, kondisi 2 ketika PLTB menyuplai energi sesuai dengan data kecepatan angin rata-rata dan kondisi 3 ketika PLTB menyuplai energi sesuai dengan kapasitas maksimal.

Tabel 4.30 Total biaya sistem

Skenario	Total Biaya (\$)
<i>DDCOPF</i> tanpa batasan sistem	3778000.00
<i>DDCOPF</i> dengan <i>ramp rate</i> pembangkit sebesar 10% dari kapasitas maksimal	3796900.00
<i>DDCOPF</i> dengan <i>ramp rate</i> pembangkit sebesar 5% dari kapasitas maksimal	3870900.00

4.2.4. Analisa Hasil Simulasi Sistem Sulawesi Selatan

Pada sub sub bab ini, akan dianalisa mengenai hasil simulasi, kinerja masing masing program terhadap batasan sistem seperti *ramp rate*, pelepasan beban dan juga, akan dianalisa mengenai total biaya sistem. Berdasarkan hasil simulasi, pada ketiga program, daya terbangkit selalu sama dengan daya pada *load bus* setiap jamnya. Ini artinya sistem telah berjalan dan memenuhi kebutuhan beban.

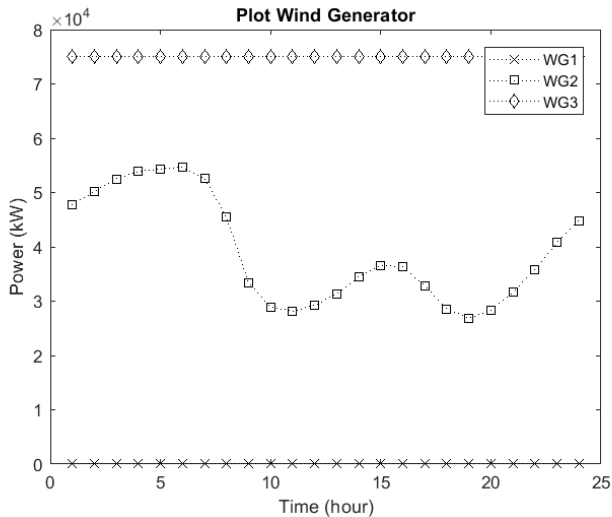
4.2.4.1. Skenario 1

Pada kondisi pertama yaitu *DDCOPF* tanpa batasan sistem, unit pembangkit mampu menyuplai beban sebesar permintaan beban pada setiap bus nya, sesuai dengan profil beban. Namun terdapat pelanggaran pada batasan *ramp rate*. Pada beberapa jam terdapat kondisi dimana pembangkit mengalami kenaikan/penurunan pembangkitan yang berada di luar batas *ramp rate* yang telah ditentukan. Pelanggaran ini dapat dilihat pada tabel 4..

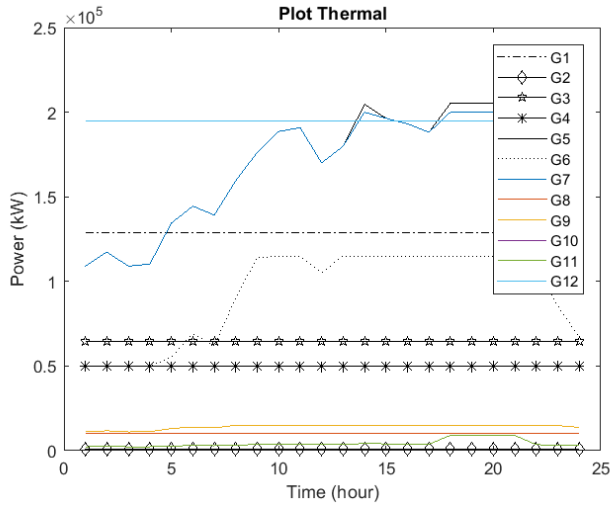
Tabel 4.31 Pelanggaran *ramp rate DDCOPF* tanpa batasan sistem

Jam ke-	Unit Pembangkit	<i>Ramping</i> (MW)
03.00-04.00	Unit 5	26463.62
	Unit 7	26463.62
06.00-07.00	Unit 5	26764.30
	Unit 6	22142.51
	Unit 7	26764.30
	Unit 9	2131.915
07.00-.08.00	Unit 6	28116.86
08.00-09.00	Unit 6	12517.07
09.00-10.00	Unit 6	2188.396
10.00-11.00	Unit 6	-21721.50
16.00-17.00	Unit 5	22044.94
	Unit 7	22044.94
20.00-21.00	Unit 5	-31809.70
	Unit 6	-21426.80
	Unit 7	-31809.70
21.00-22.00	Unit 6	-24391.00
22.00-23.00	Unit 6	-19182.30

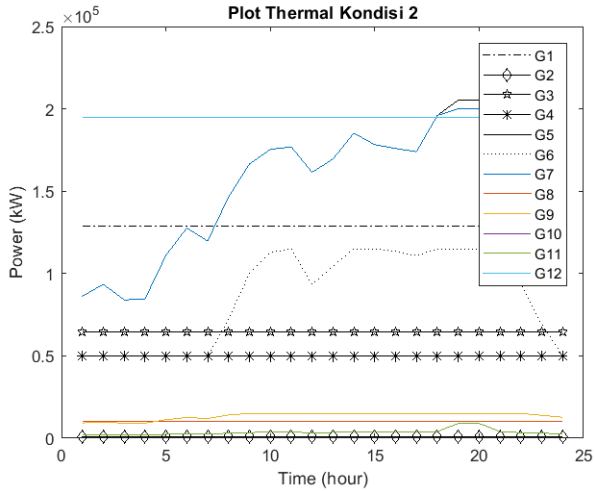
Pada simulasi kondisi pertama tanpa batasan *ramp rate*, terdapat banyak pelanggaran batasan *ramp rate*. Hal ini dapat membahayakan sistem kelistrikan jika memang terjadi di dunia nyata. Secara umum pembangkit memiliki batasan untuk menaikkan/meurunkan nilai pembangkitannya. Selain itu, karena *ramp rate* tidak membatasi perubahan pembangkitan pembangkit thermal, maka perubahan suplai energi dari PLTB tidak terlalu berpengaruh terhadap pergerakan sistem. Pembangkit thermal bebas untuk naik dan turun sejauh apapun selama masih dalam batas kapasitas pembangkitan. Sehingga meskipun suplai PLTB tiba-tiba tidak menyuplai, maka sistem tetap dapat terjaga karena pembangkit bisa naik secepat apapun. Tapi hal ini tidak bisa diaplikasikan dalam sistem yang nyata. Plot pembangkitan oleh PLTB dan pembangkit lainnya dapat dilihat pada gambar 4.5-4.8.



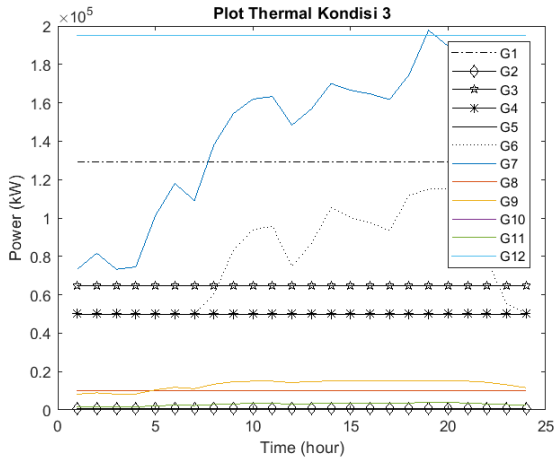
Gambar 4.5 Plot PLTB scenario 1



Gambar 4.6 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 scenario 1



Gambar 4.7 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 scenario 1



Gambar 4.8 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 1

Dapat dilihat pada gambar bahwa kenaikan dan penurunan pada pembangkit bisa berubah secara signifikan.

4.2.4.2. Skenario 2

Pada skenario 2, *ramp rate* pembangkit diberi batasan sebesar 10 persen dari kapasitas maksimalnya. Tabel nilai *ramp rate* skenario dapat dilihat pada tabel 4.32.

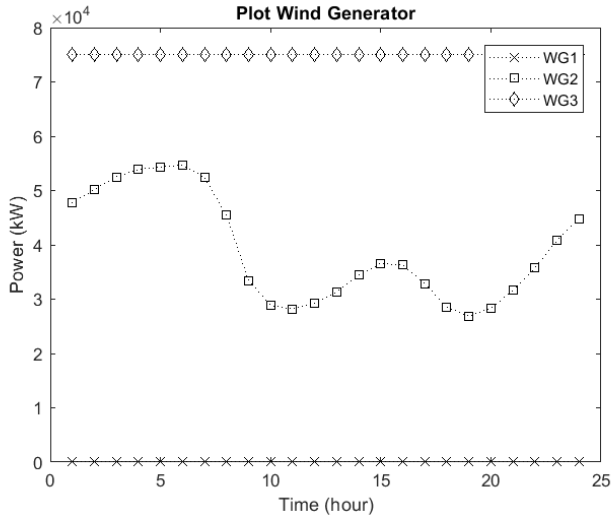
Tabel 4.32 Data pembangkit dengan *ramp rate* 10%

Unit Generator	Kapasitas Maksimal (MW)	Ramp rate (MW/jam)
1	129	12.9
2	0.8	0.08
3	64.8	6.48
4	50	5
5	205	20.5
6	115	11.5
7	200	20

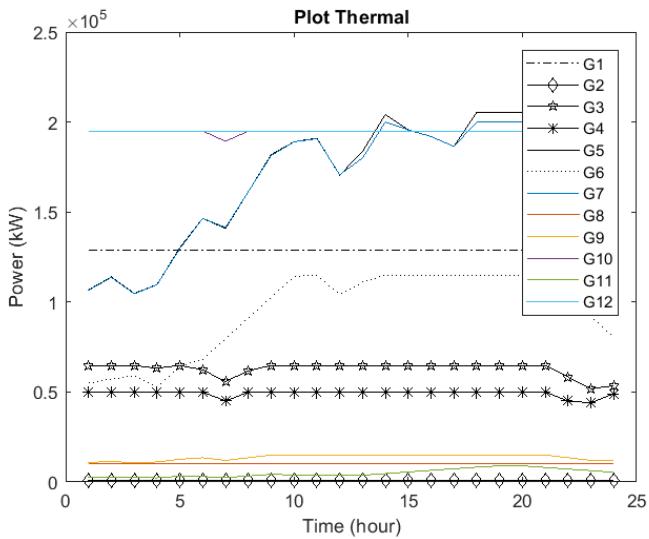
Tabel 4.32 Data pembangkit dengan *ramp rate* 10% (Lanjutan)

8	10	1
9	15	1.5
10	195	19.5
11	75	999
12	9	0.9
13	195	19.5

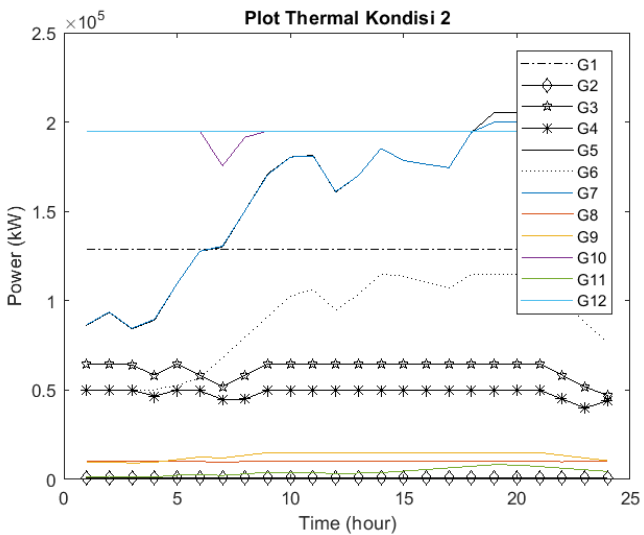
Hasil simulasi skenario 2 dapat dilihat pada gambar 4.9 – 4.12. Pada simulasi skenario 2, tidak terdapat lagi pelanggaran batasan *ramp rate*. Kenaikan dan penurunan pembangkitan pembangkit lainnya masih cukup bebas, tapi tidak sebebas pada skenario 1. Plot pembangkitan PLTB masih sama seperti pada skenario 1. Hal ini dikarenakan batasan *ramp rate* yang mengikat tidak terlalu ketat, masih dalam batas 10%, sehingga perubahan kecepatan angin masih bisa diatasi oleh pembangkitan dari pembangkit lainnya.



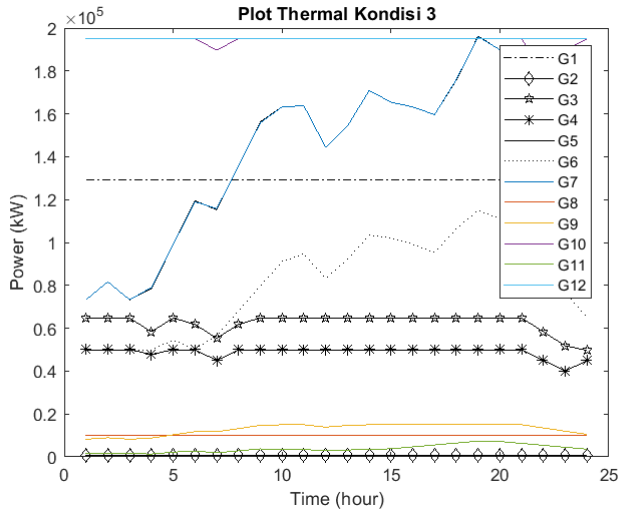
Gambar 4.9 Plot PLTB skenario 2



Gambar 4.10 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 skenario 2



Gambar 4.11 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 skenario 2



Gambar 4.12 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 2

4.2.4.3. Skenario 3

Pada skenario 3, *ramp rate* pembangkit diberi batasan sebesar 5 persen dari kapasitas maksimalnya. Tabel nilai *ramp rate* skenario dapat dilihat pada tabel 4.33.

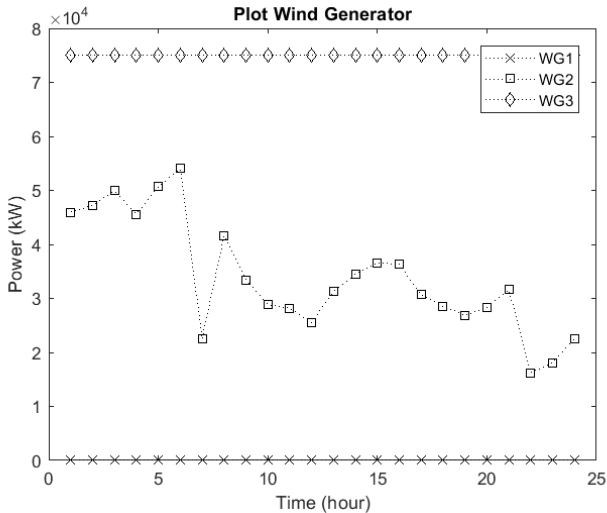
Tabel 4.33 Data pembangkit dengan *ramp rate* 5%

Unit Generator	Kapasitas Maksimal (MW)	Ramp rate (MW/jam)
1	129	6.45
2	0.8	0.04
3	64.8	3.24
4	50	2.5
5	205	10.25
6	115	5.75
7	200	10
8	10	0.5

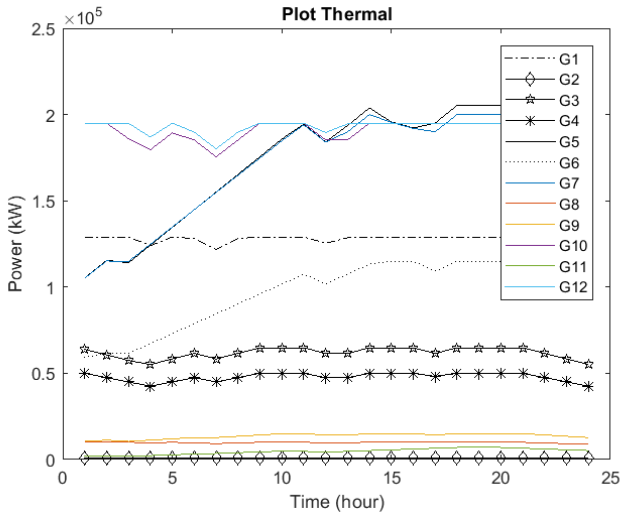
Tabel 4.33 Data pembangkit dengan *ramp rate* 5% (Lanjutan)

9	15	0.75
10	195	9.75
11	75	999
12	9	0.45
13	195	9.75

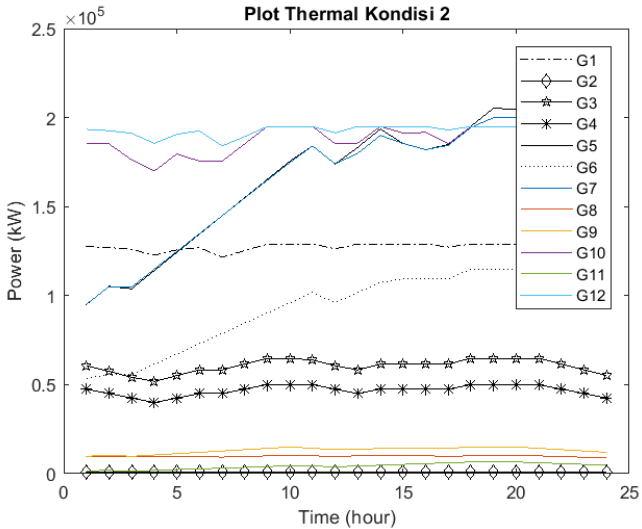
Hasil simulasi skenario 3 dapat dilihat pada gambar 4.13 – 4.16. Jika dibandingkan dengan skenario 2, pembangkitan pembangkit thermal semakin kecil perubahannya karena batasan *ramp rate* yang lebih kecil. Dan yang terlihat sangat berubah dari skenario ini adalah plot pembangkitan dari PLTB, dimana pada skenario 3 plot pembangkitan PLTB menjadi memiliki range batas atas dan bawah yang semakin kecil. Hal ini dikarenakan program mengusahakan agar kenaikan dan penurunan PLTB tidak terlalu signifikan sehingga pembangkit lain masih mampu mengatasi perubahannya.



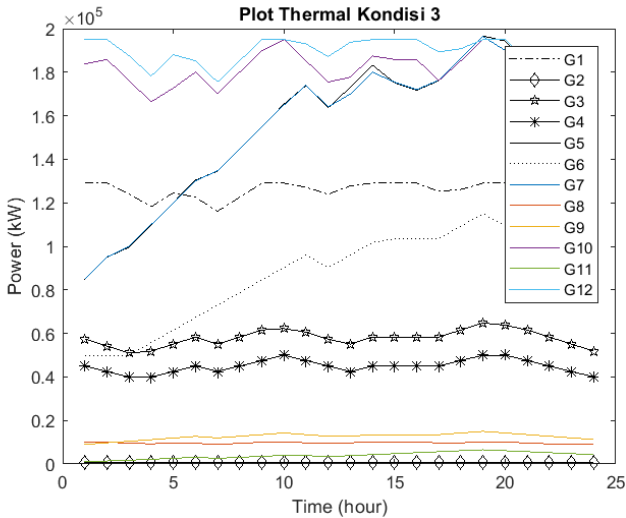
Gambar 4.13 Plot PLTB skenario 3



Gambar 4.14 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 skenario 3



Gambar 4.15 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 skenario 3

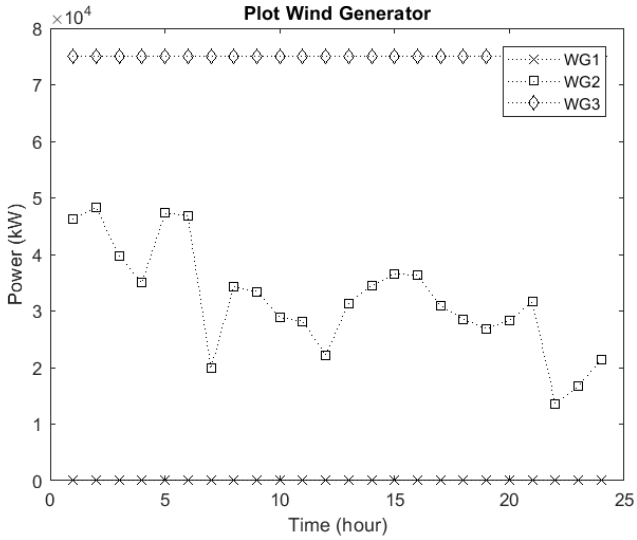


Gambar 4.16 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 scenario 3

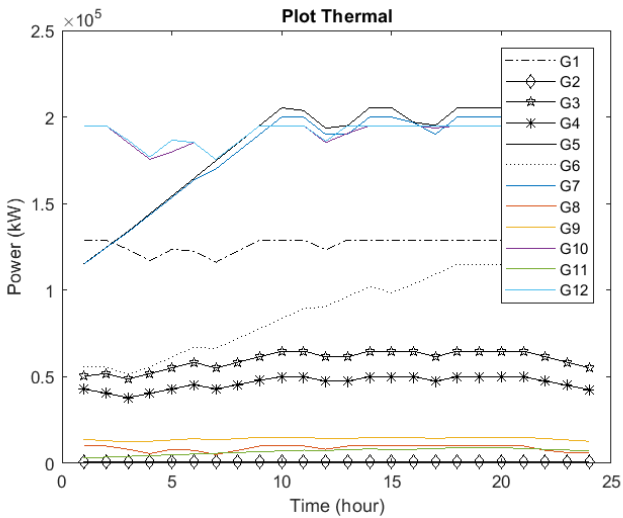
4.2.4.4. Skenario 4

Pada skenario 4, batasan *ramp rate* yang digunakan sama seperti sebelumnya. Yang ditambahkan adalah nilai probabilitasnya pada fungsi objektif masing masing kondisi. Pada kondisi 1 diberi probabilitas 0.2, karena sangat jarang terjadi. Pada kondisi 2 diberi probabilitas 0.5, karena merupakan kondisi yang paling sering terjadi. Dan pada kondisi 3 diberi probabilitas 0.3, karena lebih sering terjadi dibanding kondisi 1.

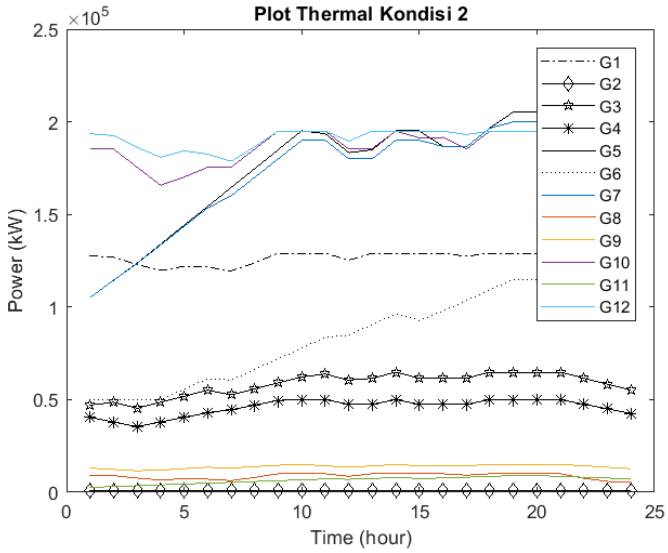
Hasil simulasi skenario 4 dapat dilihat pada gambar 4.17 – 4.20. Jika dibandingkan dengan skenario 3, pembangkitan daya PLTB menjadi lebih kecil perubahannya antar jam. Hal ini dikarenakan program menghasilkan sistem yang menjaga agar pembangkit lain mampu mengatasi perubahannya. Pada skenario ini juga terjadi pelepasan beban ketika memasuki beban puncak pada pukul 18.00-21.00. Terjadi pelepasan beban dengan total daya sebesar 206,48 MW.



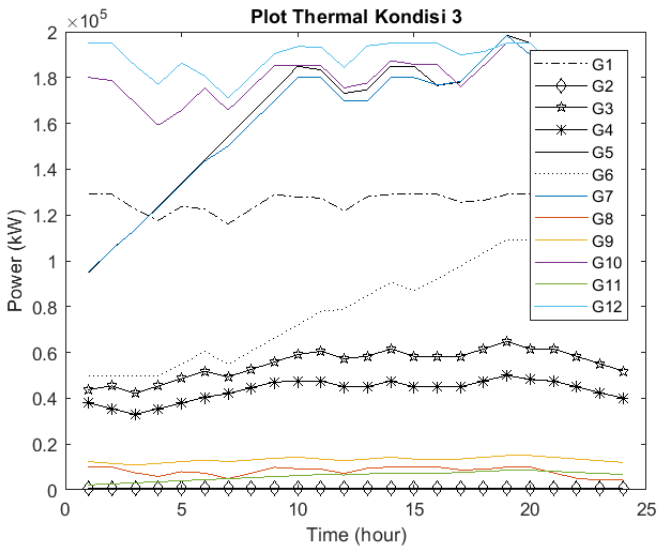
Gambar 4.17 Plot PLTB skenario 4



Gambar 4.18 Plot Pembangkit Thermal kondisi 1 skenario 4

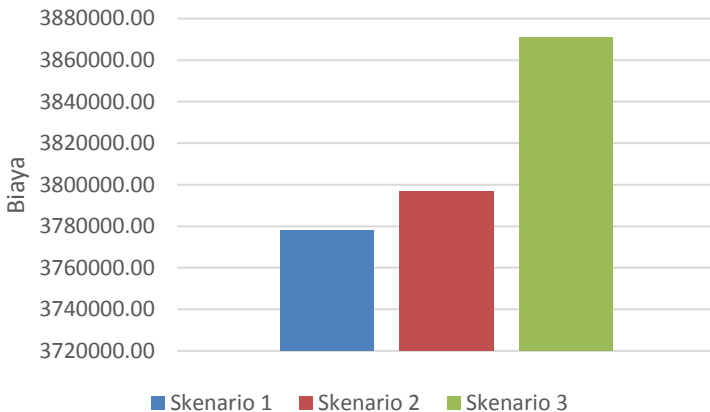


Gambar 4.19 Plot Pembangkit Thermal kondisi 2 skenario 4



Gambar 4.20 Plot Pembangkit Thermal kondisi 3 skenario 4

Berdasarkan tabel 4.30 dapat dilihat bahwa program *DDCOPF* tanpa batasan sistem lebih murah dibandingkan dengan program *DDCOPF* dengan batasan *ramp rate* dan pelepasan beban. Semakin banyak batasan yang diaplikasikan, semakin besar biaya yang harus dibayarkan.



Gambar 4.21 Perbandingan total biaya sistem

Pada gambar 4.4, grafik pertama menunjukkan total biaya sistem menggunakan program skenario 1, *DDCOPF* tanpa batasan. Grafik kedua menunjukkan total biaya sistem menggunakan program skenario 2, *DDCOPF* dengan batasan kapasitas saluran, *ramp rate* dan pelepasan beban. Grafik ketiga menunjukkan total biaya sistem menggunakan program skenario 3, *DDCOPF* batasan kapasitas saluran, *ramp rate*, cadangan berputar dan pelepasan beban. Dapat dilihat bahwa program *DDCOPF* dengan tanpa batasan sistem akan jauh lebih murah dibandingkan dengan program *DDCOPF* dengan batasan. Semakin banyak batasan sistem maka total biaya sistem juga akan semakin mahal.

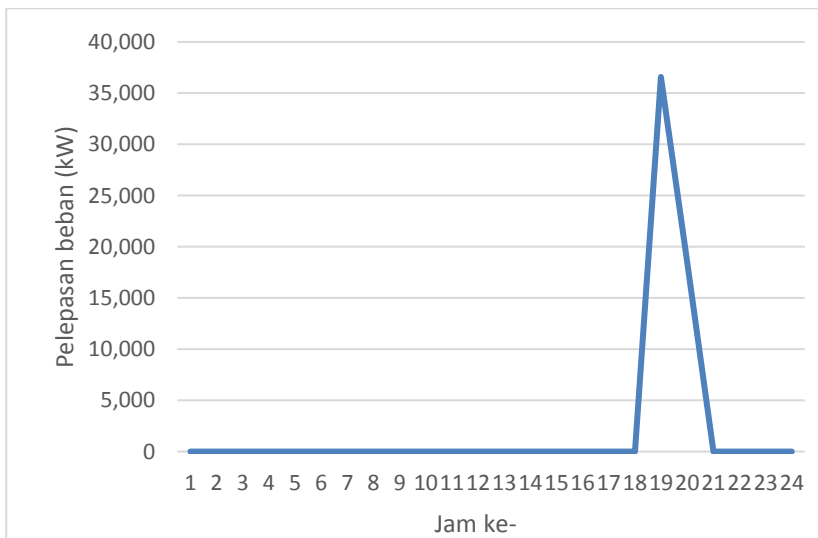
4.2.4.5. Analisis Pelepasan Beban

Selain biaya, pelepasan biaya pada program ini juga diperhitungkan. Hasil perhitungan pelepasan beban pada masing masing skenario dapat dilihat pada tabel 4.34.

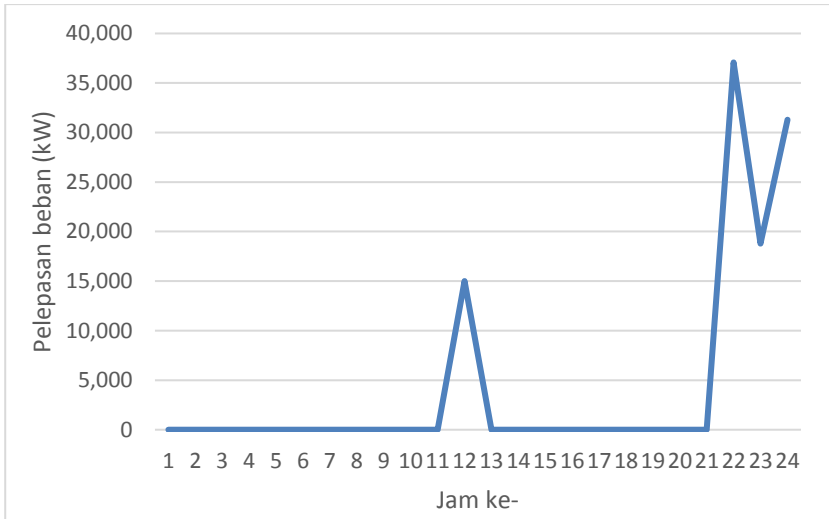
Tabel 4.34 Pelepasan Beban pada program

Program	Pelepasan beban (MW)
<i>DDCOPF</i> tanpa batasan sistem	55,09
<i>DDCOPF</i> dengan <i>ramp rate</i> pembangkit sebesar 10% dari kapasitas maksimal	102,15
<i>DDCOPF</i> dengan <i>ramp rate</i> pembangkit sebesar 5% dari kapasitas maksimal	401,82

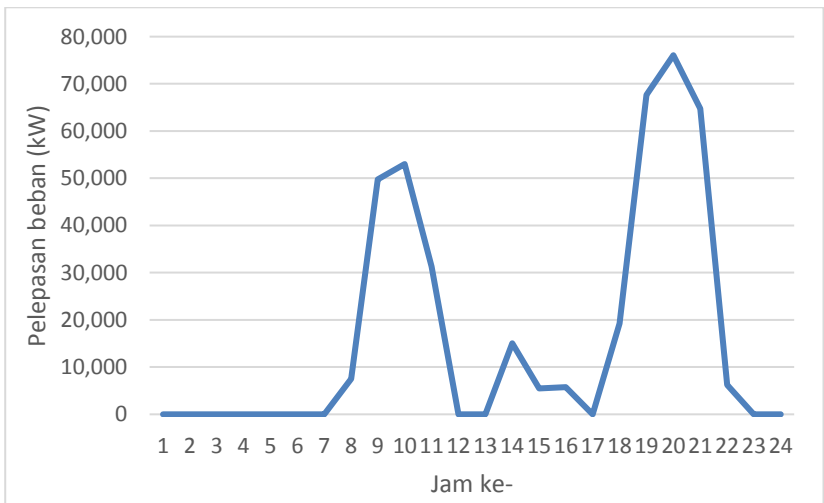
Untuk pelepasan beban pada masing masing skenario dapat dilihat pada gambar 4.22 – 4.25. Pelepasan beban terjadi ketika sistem tidak mampu memenuhi kebutuhan sistem. Berdasarkan hasil simulasi, pelepasan terjadi ketika beban puncak atau ketika beban naik signifikan dalam waktu yang singkat sehingga pembangkit tidak mampu memenuhi kebutuhan bebannya.



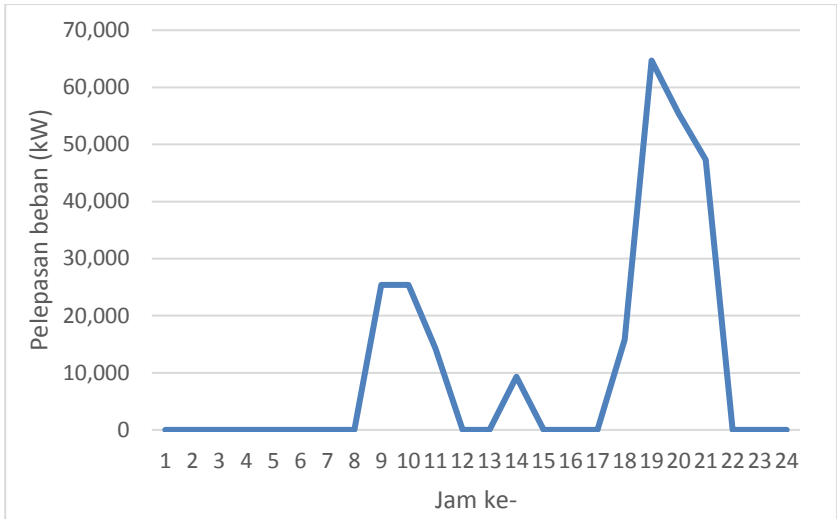
Gambar 4.22 Pelepasan beban pada skenario 1



Gambar 4.23 Pelepasan beban pada skenario 2



Gambar 4.24 Pelepasan beban pada skenario 3



Gambar 4.25 Pelepasan beban pada skenario 4

Berdasarkan 4 jenis skenario, dapat dilihat bahwa tiap skenario memiliki nilai pelepasan beban yang berbeda. Skenario 1 dan skenario 2 memiliki nilai pelepasan beban yang tidak terlalu besar. Skenario 3 dan skenario 4 memiliki pelepasan beban yang cukup besar. Dari keempat skenario tersebut dapat disimpulkan bahwa semakin banyak batasan yang diberikan, maka pelepasan beban yang terjadi juga akan semakin besar.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5 PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Dari hasil simulasi dan analisa diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. *Quadratic Programming* dapat digunakan untuk melakukan perhitungan pembagian pembebanan pembangkit mempertimbangkan ketidakpastian PLTB di sistem Sulawesi Selatan.
2. Apabila batasan sistem tidak terpenuhi, maka sistem akan melakukan pembagian pembebanan untuk setiap unit pembangkit pada sistem.
3. Biaya pelepasan beban diperhitungkan untuk menghitung biaya total sistem.
4. Dengan adanya batasan sistem, pembebanan unit pembangkit menjadi terbatas.
5. Semakin banyak batasan sistem yang digunakan untuk perhitungan, biaya total sistem menjadi semakin tinggi.
6. Semakin banyak batasan, maka sistem akan mempertimbangkan suplai PLTB agar pembangkit lain tetap mampu memenuhi kebutuhan beban.
7. Jika batasan sistem tetap tidak dapat terpenuhi, maka sistem akan melakukan pelepasan beban. Semakin banyak batasan, maka pelepasan beban juga semakin besar.

5.2. Saran

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya pada bidang operasi sistem tenaga berdasarkan hasil simulasi dan analisa pada penelitian ini, yaitu:

1. Menggunakan batasan *ramp rate* yang lebih *real*.
2. Mempertimbangkan prioritas *load bus* dan metode pelepasan beban.
3. Memperhitungkan rugi rugi transmisi untuk optimasi sistem.
4. Mengembangkan *dynamic optimal power flow* menjadi *unit commitment* sehingga semakin mendekati keadaan *real* sistem.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.
- [2] W. D. Stevenson, *Elements of Power System Analysis*, 4th ed., London: McGraw-Hill, 2009.
- [3] M. Adji A.G., *Gambaran Umum Pengelolaan Sistem Jawa Bali*, Jakarta: Ekspose Sekuriti Sistem Jawa Bali, 2005.
- [4] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, McGraw-Hill, 2005.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [6] Shikha, T. Bhatti and D. Kothari, "Aspects of Technological Development," *J. Energy Engineering*, vol. 129, no. 3, pp. 81-95, 2003.
- [7] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants - Fundamentals, Design, Construction and Operation*, London: Springer, 2012.
- [8] Z. Chen and F. Blaabjerg, "Wind farm—A power source in future power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1288-1300, 2009.
- [9] D. Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, Yogyakarta: Graha Ilmu, 2006.
- [10] A. J. Wood, *Power Generation, Operation, and Control*, New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [11] M. B. Cain, R. P. O'Neill and A. Castillo, "History of Optimal Power Flow and Formulations," 2012.
- [12] J. Carpentier, "Optimal Power Flows," *IPC Business Press*, vol. 1, no. 1, 1979.
- [13] T. Niknam, M. Narimani, J. Aghaei, S. Tabatabaei and M. Nayeripour, "Modified Honey Bee Mating Optimisation to solve dynamic optimal power flow considering generator constraints," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. V, no. 10, pp. 989-1002, 2011.

- [14] Y. Zhang, N. Rahbari-Asr, J.Duan and M. Chow, "Day-Ahead Smart Grid Cooperative Distributed Energy Scheduling With Renewable and Storage Integration," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. VII, no. 4, pp. 1949-2029, 2016.
- [15] P. A. Jensen and J. F. Bard, *Operations Research Models and Methods*, 2002.

BIOGRAFI PENULIS



Christian Hamonangan Sihotang lahir di Surabaya pada 14 Juli 1997. Merupakan anak ke-2 dari 3 bersaudara. Penulis menempuh pendidikan dasar di SDK Sang Timur Pasuruan pada tahun 2003-2009. Penulis melanjutkan pendidikannya di SMPK Sang Timur Pasuruan pada tahun 2009-2012 dan melanjutkan pendidikan menengah atas di SMAN 1 Pasuruan pada tahun 2012-2015. Pada tahun 2015, penulis melanjutkan studi S1 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya jurusan Teknik Elektro. Bidang studi yang penulis ambil yaitu Teknik Sistem Tenaga. Penulis aktif dalam beberapa organisasi yaitu Himpunan Mahasiswa Teknik Elektro pada tahun 2016 hingga 2018, dan menjadi asisten di Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik (PSSL) pada tahun 2017 hingga sekarang. Penulis dapat dihubungi melalui alamat email: christiansihotang48@gmail.com

Halaman ini sengaja dikosongkan