



TUGAS AKHIR -TE 141599

Load Frequency Control (LFC) Menggunakan Metode Noise-Tolerable PID Feedback pada Power Generation Plant Simulator PLTU PT. Pembangkitan Jawa dan Bali (PJB) Unit Pembangkitan (UP) Paiton

Rahmadhi Prihandono
NRP 2212 100 101

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Mochammad Rameli

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT -TE 141599

Load Frequency Control (LFC) Using Noise-Tolerable PID Feedback in Power Generation Plant Simulator PLTU PT. Pembangkitan Jawa dan Bali (PJB) Unit Pembangkitan (UP) Paiton

Rahmadhi Prihandono
NRP 2212 100 101

Advisor
Dr. Ir. Mochammad Rameli

***ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2016***

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “***Load Frequency Control (LFC) Menggunakan Metode Noise - Tolerable PID Feedback pada Power Generation Plant Simulator PLTU PT. Pembangkitan Jawa dan Bali (PJB) Unit Pembangkitan (UP) Paiton***” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juni 2016

Rahmadhi Prihandono
NRP 2212100101

**FREQUENCY CONTROL (LFC) MENGGUNAKAN METODE NOISE -
TOLERABLE PID FEEDBACK PADA POWER GENERATION PLANT
EMULATOR PLTU PT. PEMBANGKITAN JAWA DAN BALI (PJB) UNIT
PEMBANGKITAN (UP) PAITON**

TUGAS AKHIR

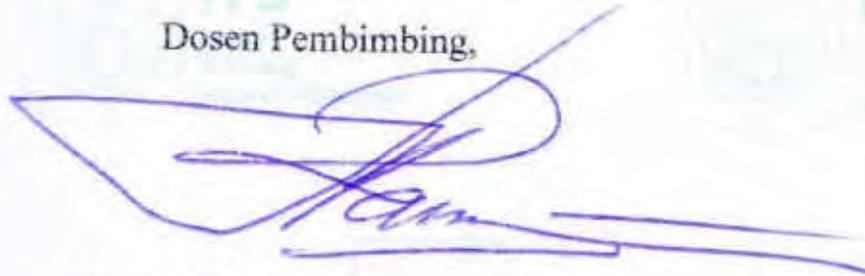
Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Pengaturan
Jurusan Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Menyetujui :

Dosen Pembimbing,



Dr. Ir. Mochammad Rameli
NIP. 195412271981031002



**LOAD FREQUENCY CONTROL (LFC) MENGGUNAKAN
METODE NOISE - TOLERABLE PID FEEDBACK PADA
POWER GENERATION PLANT SIMULATOR PLTU PT.
PEMBANGKITAN JAWA DAN BALI (PJB) UNIT
PEMBANGKITAN (UP) PAITON**

Nama : Rahmadhi Prihandono
NRP : 2212100101
Pembimbing : Dr. Ir. Mochammad Rameli
NIP : 195412271981031002

ABSTRAK

Frekuensi standar sebesar 50 Hz harus dijaga agar memberikan kualitas energi listrik yang baik. Pengaruh dari *switching* pada sisi beban membuat frekuensi energi listrik menjadi fluktuatif dan tidak pada nilai standarnya. Nilai frekuensi yang fluktuatif akan membuat fungsi *derivative* pada kontroler *Proportional Integral Derivative* (PID) menjadi sangat besar, sehingga akan mempengaruhi keluaran kontroler. Nilai tersebut memaksa aktuator bekerja sangat cepat dan mengurangi masa pemakaian aktuator. Penambahan *filter* pada kontroler PID untuk sistem pengaturan pembangkitan energi listrik mampu meredam *noise* yang timbul akibat fluktuasi beban. Penambahan *low pass filter* pada sisi *derivative* memberikan redaman *noise* dan dapat pula menggunakan fungsi *averaged derivative*. Dengan beban acak berupa *Pseudo Random Binary Sequences* (PRBS) sebesar ± 5 MW, nilai kesalahan dengan perhitungan *Integral Absolute Error* (IAE) terkecil dimiliki oleh PID dengan *averaged derivative* sebesar 110,246 Hz dan PID dengan *low pass filter* sebesar 110,486 Hz.

Kata Kunci : *Averaged Derivative, Low Pass Filter, PID*

***LOAD FREQUENCY CONTROL (LFC) USING NOISE-
TOLERABLE PID FEEDBACK IN POWER GENERATION PLANT
SIMULATOR PLTU PT. PEMBANGKITAN JAWA DAN BALI
(PJB) UNIT PEMBANGKITAN (UP) PAITON***

Name : Rahmadhi Prihandono
Register Number : 2212100101
Supervisor : Dr. Ir. Mochammad Rameli
ID Number : 195412271981031002

ABSTRACT

Electricity in Indonesia have 50 Hz nominal frequency and that value must keep in specified range to meet the requirement of electricity. High speed switching in the load side made the load demand changing rapidly and make frequency fluctuated. In secondary control loop can't handle fluctuated frequency if Proportional Integral Derivative (PID) control method used. That controller output could be fluctuated. In the noisy environment fluctuated controller output reduced by using filter. Low pass filter reduce high frequency noise and also averaged derivative filter. Both filter ability to reduce high switching load compared. Load demand generated using pseudo random binary sequencs function which have value +5 MW till -5 MW. As the result, averaged derivative filter have 110.246 Hz error than low pass filter which have 110.486 Hz error.

Key Words: *Averaged Derivative, Low Pass Filter, PID*

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena atas segala rahmat, taufik, dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat dan salam juga penulis sampaikan kepada Rasulullah Muhammad SAW yang telah menjadi teladan bagi penulis.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Strata-1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Pengaturan, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam pengerjaan Tugas Akhir ini, penulis mendapat banyak sekali bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, dengan segala hormat, penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Dr. Ir. Mochammad Rameli dan Bapak Imam Arifin, ST., MT., selaku dosen pembimbing yang telah membimbing dengan penuh kesabaran, orang tua yang selalu mendoakan, seluruh keluarga, warga Lab AJ.104, teman-teman bidang studi Teknik Sistem Pengaturan dan semua pihak yang memberikan dukungan penuh kepada penulis dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.

Penulis menyadari bahwa pengerjaan Tugas Akhir ini masih jauh dari sempurna. Untuk itu, penulis memohon maaf atas segala kekurangan dalam Buku Tugas Akhir ini. Semoga Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan dan teknologi.

Surabaya, Juni 2016

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
ABSTRAK	vii
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xxi
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan.....	2
1.5 Metodologi.....	3
1.5.1 Studi Literatur	3
1.5.2 Pemodelan <i>Plant</i>	3
1.5.3 Perancangan Kontroler.....	3
1.5.4 Simulasi.....	3
1.5.5 Penerapan	4
1.6 Sistematika Laporan	4
1.7 Relevansi.....	5
BAB 2 SISTEM PENGATURAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP.....	7
2.1 <i>Energy Generation</i>	7
2.2 <i>Auxiliary Process</i>	9
2.2.1 <i>Water Treatment</i>	9
2.2.2 <i>Coal Handling</i>	10
2.3 <i>Load Frequency Control (LFC)</i>	11
2.3.1 <i>Primary Control Loop</i>	11
2.3.2 <i>Secondary Control Loop</i>	17
2.4 Pemodelan <i>Power Generation Plant</i>	18
2.4.1 <i>Turbin Tandem Compound</i>	18
2.4.2 <i>Generator</i>	22
2.4.3 Pemodelan <i>Governor</i>	26
2.5 Respon Sistem Orde Kesatu dan Kedua	28

2.5.1 Sistem Orde Kesatu	28
2.5.2 Sistem Orde Kedua	31
2.6 Kontroler PID	33
2.7 Gangguan	34
2.8 PID <i>Noise Tolerable</i>	34
2.8.1 <i>Low Pass Filter</i>	35
2.8.2 <i>Averaged Derivative</i>	36
2.9 Reduksi Model dengan Pendekatan Routh	37

BAB 3 SIMULATOR PLTU DAN SISTEM PENGATURAN ENERGI LISTRIK.....41

3.1 Perancangan Simulator PLTU	41
3.2 Arsitektur Simulator	41
3.2.1 Arsitektur Perangkat Keras	43
3.2.2 Komunikasi	43
3.2.3 <i>Human Machine Interface (HMI) Power Generation Plant</i>	43
3.2.4 <i>HMI Digital Electro Hydraulic Control (DEHC)</i>	43
3.3 <i>Power Generation Plant</i>	50
3.3.1 Turbin Uap.....	51
3.3.2 <i>Generator and Load Model</i>	51
3.3.3 <i>Governor</i>	53
3.4 Spesifikasi Respon.....	55
3.5 Desain Kontroler PID dan <i>Filter</i>	56
3.5.1 Reduksi Model.....	56
3.5.2 Reduksi Orde <i>Plant</i> dengan Menggunakan Pendekatan Routh	57
3.5.3 Parameter Kontroler.....	58
3.5.4 Desain <i>Filter: Averaged Derivative</i>	62
3.5.5 Desain <i>Filter: Low Pass Filter</i>	62

BAB 4 PENGUJIAN DAN ANALISA METODE PADA SIMULATOR.....65

4.1 Gambaran Simulasi	65
4.2 Analisa <i>Primary Control Loop</i>	67
4.2.1 Beban Tetap	67
4.2.2 Beban Berubah.....	69
4.3 Analisa Performa <i>Secondary Control Loop</i>	71
4.3.1 Beban Tetap	71

4.3.2 Beban Berubah	73
4.4 Analisa <i>Filter</i> pada <i>Secondary Control Loop</i>	75
4.4.1 Beban Acak dengan PRBS	75
4.4.2 Beban Acak Terdistribusi <i>Uniform</i>	79
4.4.3 Perubahan Beban Acak dan Berpola	82
4.5 Variasi <i>Gain</i> Kontroler	89
BAB 5 PENUTUP	93
5.1 Kesimpulan	93
5.2 Rekomendasi	93
5.3 Saran	93
DAFTAR PUSTAKA	95
LAMPIRAN I Data Generator PT PJB UP Paiton	97
LAMPIRAN II Data Turbin PT PJB UP Paiton	98
LAMPIRAN III Penurunan Fungsi Alih Sistem dengan Kontroler	99
LAMPIRAN IV Reduksi Model Orde Tinggi dengan Pendekatan	
Routh	101
LAMPIRAN V <i>Block Diagram Power Generation Plant</i>	104
LAMPIRAN VI <i>Front Panel Power Generation Plant</i>	105
LAMPIRAN VII <i>Block Diagram Sinyal PRBS</i>	106
LAMPIRAN VIII <i>Pole Closed Loop System</i>	107
RIWAYAT PENULIS	109

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Diagram Alur <i>Steam</i> pada Turbin Uap	7
Gambar 2.2	Diagram Proses <i>Power Generation</i>	8
Gambar 2.3	Alur Proses <i>Water Treatment</i>	9
Gambar 2.4	Diagram Proses <i>Coal Handling</i>	10
Gambar 2.5	Model Pembangkit Listrik	12
Gambar 2.6	Generator Menyuplai Daerah Terisolasi.....	12
Gambar 2.7	Skema <i>Isochronous Governor</i>	12
Gambar 2.8	Respon Kecepatan dan Beban terhadap Waktu dengan Menggunakan <i>Isochronous Governor</i>	13
Gambar 2.9	Skema <i>Governor</i> dengan <i>Speed Droop</i>	13
Gambar 2.10	Karakteristik <i>Speed Droop Governor</i>	14
Gambar 2.11	Respon Kecepatan dan Beban dengan Menggunakan <i>Governor</i> yang Memiliki <i>Speed Droop</i>	15
Gambar 2.12	<i>Power Ouput</i> Pembangkit untuk Pengoperasian Generator Parallel.....	16
Gambar 2.13	Perubahan Karakteristik <i>Speed Droop</i> Akibat Perubahan <i>Speed Changer</i>	16
Gambar 2.14	<i>Secondary Control Loop</i>	17
Gambar 2.15	Sistem Pengaturan Turbin Generator	18
Gambar 2.16	Turbin <i>Tandem Compound</i>	19
Gambar 2.17	<i>Steam Vessel</i>	19
Gambar 2.18	Diagram Blok Turbin <i>Non Reheat</i>	21
Gambar 2.19	Kontruksi Generator dan Tegangan Induksi	23
Gambar 2.20	Masukan dan Keluaran Generator	23
Gambar 2.21	Diagram Blok Persamaan Torsi – Kecepatan.....	25
Gambar 2.22	Sistem Pengaturan Kecepatan Turbin.....	26
Gambar 2.23	Respon Orde Kesatu	29
Gambar 2.24	Karakteristik Respon Orde Kedua	31
Gambar 2.25	Diagram Blok Sistem Pembangkit Listrik dan Pembebanan.....	34
Gambar 2.26	Pemilihan <i>Time Constant Filter</i> Berpengaruh pada Nilai Frekuensi <i>Cut Off</i>	36
Gambar 3.1	Proses yang Terdapat pada PLTU PT PJB Paiton.	42
Gambar 3.2	Skema Simulator PLTU.....	42
Gambar 3.3	Menu Utama	44
Gambar 3.4	HMI Turbin <i>Control</i>	45
Gambar 3.5	HMI Turbin <i>System</i>	47

Gambar 3.6	DEHC Control	48
Gambar 3.7	Tampilan HMI Control Status.....	49
Gambar 3.8	Diagram Blok Virtual Plant	50
Gambar 3.9	Nilai Karakteristik Droop PLTU milik PT PJB UP Paiton	54
Gambar 3.10	Kurva Frekuensi – Beban Pembangkit 1 dan Pembangkit 2	55
Gambar 3.11	Diagram Blok Plant	56
Gambar 3.12	Reduksi Plant	57
Gambar 3.13	Respon Hasil Pendekatan	57
Gambar 3.14	Diagram Blok dengan Kontroler	59
Gambar 3.15	Root Locus Closed Loop System dengan Kontroler P	60
Gambar 3.16	Root Locus Closed Loop System	61
Gambar 3.17	Diagram Blok Load Frequency Control dengan Averaged Derivative Feedback	62
Gambar 3.18	Diagram Blok Load Frequency Control dengan Low Pass Filter.....	63
Gambar 4.1	Beban Tetap dengan Sinyal berupa Unit Step	65
Gambar 4.2	Beban Berubah dengan Sinyal berupa urutan Unit Step..	66
Gambar 4.3	Perubahan Beban Acak	66
Gambar 4.4	Respon Perubahan Daya Output Pembangkit 1 dan 2....	68
Gambar 4.5	Respon Perubahan Frekuensi terhadap Perubahan Beban.	69
Gambar 4.6	Respon Pembangkit terhadap Perubahan Beban	70
Gambar 4.7	Respon Frekuensi terhadap Perubahan Beban.....	70
Gambar 4.8	Respon Perubahan Daya Setiap Pembangkit.....	71
Gambar 4.9	Perbandingan Perubahan Frekuensi dengan Metode PID, PID AD dan PID LPF.....	72
Gambar 4.10	Perbandingan Perubahan Daya Pembangkitan dan Beban untuk Metode PID, PID AD dan PID LPF.	73
Gambar 4.11	Respon Perubahan Daya Pembangkit untuk Metode PID, PID AD dan PID LPF.....	74
Gambar 4.12	Respon Frekuensi terhadap Perubahan Beban Teratur	75
Gambar 4.13	Beban Acak dengan Sinyal PRBS.....	76
Gambar 4.14	Respon Perubahan Frekuensi untuk LFC dengan PID LPF Akibat Beban Acak PRBS.....	76
Gambar 4.15	Respon Perubahan Frekuensi untuk LFC dengan PID AD Akibat Beban Acak PRBS.....	77

Gambar 4.16	Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban PRBS dengan Variasi <i>Time Constant Filter</i>	78
Gambar 4.17	Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban PRBS dengan Variasi <i>Time Delay</i>	78
Gambar 4.18	Perbandingan Perubahan Frekuensi Akibat Beban Acak dengan Variasi <i>Time Delay (T)</i>	79
Gambar 4.19	Perbandingan Perubahan Frekuensi Akibat Beban Acak dengan Variasi <i>Time Constant Filter</i>	80
Gambar 4.20	Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban Acak dengan Variasi <i>Time Delay (T)</i>	81
Gambar 4.21	Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban Acak dengan Variasi <i>Time Constant Filter</i>	82
Gambar 4.22	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Delay</i> terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Berpola.....	83
Gambar 4.23	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Constant</i> terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Berpola.....	84
Gambar 4.24	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Delay</i> terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Berpola.....	84
Gambar 4.25	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Constant</i> terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Berpola.....	85
Gambar 4.26	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Constant</i> terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Acak.....	86
Gambar 4.27	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Delay</i> terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Acak.....	87
Gambar 4.28	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Delay</i> terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Acak.....	88
Gambar 4.29	Pengaruh Variasi Parameter <i>Time Constant</i> terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Acak.....	89
Gambar 4.30	Perbandingan Variasi <i>Gain (K)</i> Metode PID LPF.....	90
Gambar 4.31	<i>Root Locus</i> LFC dengan Metode PID LPF.....	90
Gambar 4.32	Perbandingan Variasi <i>Gain (K)</i> Metode PID AD.....	91
Gambar 4.33	<i>Root Locus</i> LFC dengan Metode PID AD.....	91

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Konstanta pada Pemodelan Turbin	21
Tabel 2.2	Parameter <i>Governor</i>	28
Tabel 2.3	Pengaruh Paramater Kontroler PID terhadap Respon Sistem	34
Tabel 2.4	Perhitungan Nilai Alpha.....	39
Tabel 2.5	Perhitungan Nilai Beta	39
Tabel 3.1	Variabel pada Menu Utama.....	44
Tabel 3.2	Variabel HMI <i>Turbine Control</i>	46
Tabel 3.3	Variabel yang Terdapat pada HMI <i>Turbine System</i>	47
Tabel 3.4	Variabel DEHC <i>Control Diagram</i>	49
Tabel 3.5	Parameter Turbin <i>Tandem Compound</i>	51
Tabel 3.6	Nilai <i>Inertia Constant</i> Generator	52
Tabel 3.7	Kestabilan Hasil Reduksi	58
Tabel 3.8	Nilai Integral <i>Absolute Error</i>	58
Tabel 3.9	<i>Time Constant</i> Sistem	62
Tabel 4.1	Respon Perubahan Frekuensi terhadap Beban Tetap pada <i>Primary Control Loop</i>	67
Tabel 4.2	Perbandingan Penurunan Frekuensi dan Waktu Puncak	74
Tabel 4.3	Perbandingan IAE LFC dengan PID AD dan PID LPF terhadap Beban Acak PRBS.....	78
Tabel 4.4	Nilai Kesalahan Akibat Variasi Parameter <i>Time Constant</i> dan <i>Time Delay</i> Akibat Beban Acak.....	79
Tabel 4.5	Nilai Kesalahan Perubahan Frekuensi akibat Variasi <i>Time Delay</i> dan <i>Time Constant</i> dengan Beban PRBS.....	83
Tabel 4.6	Nilai Kesalahan Perubahan Frekuensi akibat Variasi <i>Time Delay</i> dan <i>Time Constant</i> dengan Beban Acak	86
Tabel 4.7	Perbandingan Kesalahan Frekuensi	92

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pembangkitan energi listrik di Indonesia memiliki frekuensi standar sebesar 50 Hz. Energi listrik dihasilkan dari berbagai macam pembangkit yang terintegrasi untuk melayani beban dalam cakupan area tertentu. Perubahan daya pada beban harus segera direspon oleh pembangkit. Keterlambatan dalam merespon perubahan beban akan mempengaruhi nilai frekuensi energi listrik pada jaringan kelistrikan untuk suatu area. Apabila perubahan tersebut tidak mampu direspon oleh pembangkit, maka area tersebut mengalami *blackout* dan pada sisi pembangkit listrik mengalami *trip*.

Beban membutuhkan suplai daya aktif dan reaktif. Pengaruh daya aktif akan berdampak pada frekuensi sedangkan daya reaktif berpengaruh pada tegangan *bus*. Sangat penting untuk menjaga frekuensi tetap stabil. Apabila frekuensi tidak pada nilai 50 Hz, beban-beban berupa motor sinkron tidak dapat berjalan dengan semestinya.

Dewasa ini, metode kontrol yang umum diterapkan pada pembangkitan energi listrik adalah *Proportional* dan *Integral* (PI) daripada menggunakan *Proportional*, *Integral* dan *Derivative* (PID). Akibat adanya *switching* memicu *noise* yang akan berdampak pada nilai frekuensi energi listrik yang fluktuatif [1]. Pengaruh dari *noise* dan adanya fungsi *derivative* pada PID akan berdampak keluaran kontroler menjadi fluktuatif.

Di sisi lain, sistem dengan kontroler PID akan memberikan solusi yang lebih baik daripada kontroler PI apabila permasalahan dari *noise* dapat diselesaikan. Metode yang telah diusulkan untuk menyelesaikan masalah tersebut adalah *low pass filter* pada fungsi *derivative* dalam kontroler PID. Pada metode tersebut berpotensi menimbulkan sistem yang tidak stabil akibat penggunaan *low pass filter* dikarenakan naiknya nilai *gain feedback* [1].

Selain dengan menggunakan *low pass filter* untuk menyelesaikan masalah fungsi *derivative* yang membesarkan nilai dari *noise*, maka digunakan metode kontrol PID dengan *averaged derivative feedback*. Dengan menggunakan *averaged derivative* pada umpan balik akan didapat frekuensi dengan *noise* teredam.

Dalam penelitian ini dirancang *load frequency control* dengan menggunakan kontroler PID *noise tolerable feedback* pada *power generation simulator* PT. PJB UP Paiton. Pada metode tersebut menggunakan *averaged derivative feedback* dan *low pass filter* untuk meredam *noise* akibat *switching* pada sisi beban. Pada penelitian ini dibangun simulasi *load frequency control single area*.

1.2 Perumusan Masalah

Switching pada beban menimbulkan perubahan permintaan daya. Apabila hal tersebut terjadi sangat cepat, akan menimbulkan *noise* pada frekuensi energi listrik. Penggunaan kontroler PID pada *secondary control loop* tidak dapat diterapkan karena permasalahan *noise* yang ada. Kontroler PI yang selama ini digunakan tidak mengalami masalah ketika terdapat *noise* pada sistem, namun respon memiliki osilasi yang tidak dapat dihilangkan

Penggunaan *filter* pada kontroler PID dapat memberikan performa yang lebih baik ketika terdapat *noise* apabila dibandingkan dengan kontroler PI. Sejauh ini telah dilakukan penelitian untuk *Load Frequency Control* (LFC) menggunakan metode kontrol PID dengan *low pass filter* dan *averaged derivative*. Penelitian tersebut hanya diterapkan pada satu pembangkit yang terhubung beban dalam area yang terisolasi.

1.3 Batasan Masalah

Dalam melakukan penelitian ini *noise* memiliki fungsi acak yang serupa dengan sinyal *Pseudo Random Binary Sequences* (PRBS) dan beban acak yang memiliki distribusi *uniform*. Beban yang dimodelkan tidak terhubung dengan area lain. Dalam area tersebut disuplai oleh dua pembangkit dengan nilai karakteristik *droop* dan *rating power output* berbeda. Penerapan metode tersebut sebatas simulasi pada model dua pembangkit *single area*.

1.4 Tujuan

Nilai frekuensi energi listrik memiliki rentang operasi 49,5 Hz – 50,5 Hz sesuai dengan standar *Operation Code* Perusahaan Listrik Negara (PLN) [2]. Hal tersebut dapat dicapai dengan merancang kontroler PID pada *load frequency control*. Akibat adanya *switching* pada sisi beban akan membuat frekuensi menjadi fluktuatif. Nilai frekuensi tersebut akan membuat sinyal kontrol menjadi fluktuatif pula. Penambahan *filter* pada

kontroler PID atau dikenal dengan PID *noise tolerable* membuat keluaran kontroler tidak banyak berpengaruh terhadap *noise*. Metode PID *low pass filter* dibandingkan dengan metode PID *averaged derivative* bagaimana performa dari kedua metode tersebut dan pengaruhnya terhadap *noise*.

1.5 Metodologi

Dalam melaksanakan penelitian ini, dilakukan beberapa tahapan, diantaranya:

1.5.1 Studi Literatur

Pada tahapan untuk memenuhi kebutuhan akan teori – teori penunjang, maka dilakukan beberapa tahap:

1. Pengumpulan data / informasi
Informasi didapat dari buku literatur, karya tulis ilmiah mengenai *load frequency control* serta *manual* peralatan pembangkitan.
2. Observasi
Pengetahuan tentang kondisi di *real system* yaitu dengan mengamati dan bertanya mengenai cara kerja sistem pengaturan pembangkitan energi listrik.

1.5.2 Pemodelan *Plant*

Virtual plant membutuhkan model untuk dapat memberikan gambaran dari *real system*, dalam tahapan ini dilakukan pemodelan dengan menurunkan hukum - hukum fisika dari peralatan yang terkait.

1.5.3 Perancangan Kontroler

Berdasarkan spesifikasi respon yang ditentukan dirancang kontroler yang memenuhi kriteria dari respon yang diinginkan. Metode kontrol yang digunakan adalah PID dengan penambahan fungsi *averaged derivative* yang memiliki parameter *delay time* (T) dan *low pass filter* yang memiliki parameter frekuensi *cut off*.

1.5.4 Simulasi

Hasil perancangan kontroler sebelum diterapkan pada simulator di simulasikan terlebih dahulu. Dalam tahap ini dilakukan verifikasi apakah hasil perancangan sudah sesuai dengan harapan yang diinginkan.

1.5.5 Penerapan

Penerapan metode kontrol pada simulator *Power Generation Plant* PT PJB UP Patiton dengan memberikan pengujian - pengujian yang serupa pada simulasi.

1.6 Sistematika Laporan

Sistematika penulisan buku tugas akhir ini dapat dijelaskan sebagai berikut :

BAB I : PENDAHULUAN

Bab ini akan membahas mengenai latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika penulisan dan relevansi dari penelitian yang dilakukan.

BAB II : SISTEM PENGATURAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP

Pembahasan dalam bab ini berupa pemaparan mengenai konsep-konsep yang diperlukan untuk menunjang penelitian yang dilakukan. Penjelasan tentang proses - proses yang terdapat pada sistem pembangkitan energi listrik, di ikuti dengan konsep pengaturan frekuensi akan menjadi pembahasan pokok dalam bab ini.

BAB III : SIMULATOR PLTU DAN SISTEM PENGATURAN ENERGI LISTRIK

Dari konsep - konsep yang telah dimiliki pada BAB II akan dibahas mengenai perancangan simulator dan metode kontrol yang digunakan pada penelitian ini.

BAB IV : PENGUJIAN DAN ANALISA METODE PADA SIMULATOR

Hasil perancangan pada BAB III akan diuji dengan melakukan simulasi pada sistem. Pada bab ini akan di berikan pemaparan mengenai analisa dan perbandingan performa dari hasil pengujian.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

Hasil yang didapat selama perancangan dan pengujian dari penelitian ini akan disimpulkan dan pada bab ini.

1.7 Relevansi

Noise merupakan permasalahan yang kerap ditemukan pada sistem kontrol. Sebagaimana mungkin *noise* harus dieliminasi agar tercapai keluaran yang diinginkan. Dengan melakukan penelitian ini akan dicapai bagaimana meredam *noise* pada sistem kontrol, khususnya pada *load frequency control*.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 2

SISTEM PENGATURAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA UAP

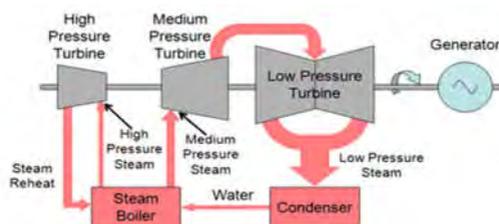
2.1 Energy Generation

Proses pada *energy generation* bermula dari menyuplai air *make up water tank* ke dalam *boiler*. Proses yang diperoleh dari *boiler* adalah uap dengan bertekanan dan temperatur pada 500°C . Setelah digunakan pada turbin, uap akan dikondensasi dan kembali pada menjadi wujud air.

Air tidak dapat langsung digunakan pada *boiler*. Air perlu dikondisikan dengan cara menaikkan temperatur dan menghilangkan kandungan gas seperti oksigen. Temperatur air dinaikkan dengan melewati pada *low pressure heater*. Panas pada *low pressure heater* didapat dari uap yang dihasilkan oleh *boiler*.

Deaerator berfungsi sebagai *degassifier* atau dengan kata lain adalah penghilang kandungan gas terlarut pada air. Gas tersebut perlu dihilangkan karena dapat menimbulkan korosi pada peralatan *steam system*. Setelah melewati *deaerator*, air tersebut akan menuju *high pressure heater*. Pada tahap ini, temperatur air ditingkatkan lagi sebelum memasuki *economizer*. Peralatan tersebut menekan penggunaan energi yang digunakan untuk memanaskan air.

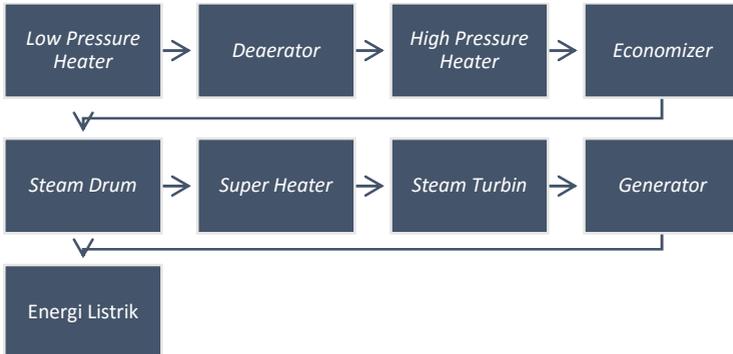
Pada *steam drum* terkumpul air yang telah dikondisikan dan uap air. Uap air dapat langsung ditingkatkan temperaturnya dengan memasuki *superheater*, sedangkan untuk air harus melewati *water wall* terlebih dahulu. *Water wall* merupakan media untuk mengubah air menjadi uap. Air yang menjadi uap memiliki massa jenis yang lebih ringan, maka di dalam *drum* akan bergerak ke atas, sehingga akan menuju *superheater*.



Gambar 2.1 Diagram Alur Steam pada Turbin Uap [3]

Dalam proses produksi energi listrik dibutuhkan waktu produksi yang singkat dikarenakan energi listrik tidak dapat disimpan dan perubahan kebutuhan daya yang cenderung cepat. Dengan demikian, dibutuhkan proses pembangkitan yang cepat dan secara konsisten mengalirkan uap bertekanan ke turbin.

Uap yang dihasilkan oleh *boiler* digunakan untuk memutar turbin. Terdapat beberapa bagian pada turbin yang dibedakan pada tekanan uap yang melewatinya yaitu *high pressure*, *low pressure* dan *intermediate pressure*. Uap mula-mula melewati *high pressure* turbin. Setelah melewati bagian tersebut, uap mengalami penurunan temperatur dan tekanan. *Reheater* meningkatkan efisiensi dengan memanaskan kembali uap yang digunakan pada *high pressure* turbin untuk digunakan pada *intermediate pressure* turbin. Tanpa pemanasan ulang, uap hasil *intermediate pressure* turbin dibawa menuju *low pressure* turbin. Uap keluaran kemudian dibawa menuju kondenser untuk diubah fasanya menjadi air kembali. Alur uap yang terdapat pada turbin dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.2 Diagram Proses *Power Generation*

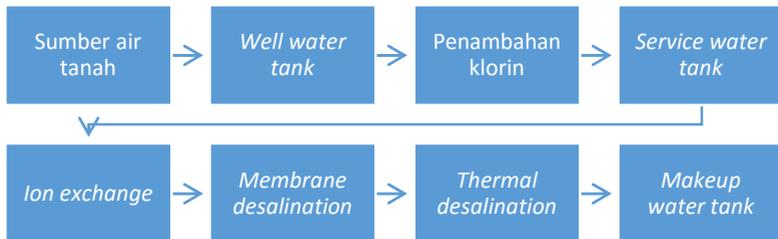
Torsi total dari setiap bagian pada turbin akan memutar *rotor* generator AC. Tegangan yang dihasilkan akan bergantung pada kecepatan putaran turbin. Generator AC akan menghasilkan tegangan tiga fasa yang kemudian digunakan untuk menyuplai beban yang dibutuhkan oleh konsumen. Alur proses *power generation* ditunjukkan oleh Gambar 2.2.

2.2 Auxiliary Process

Proses produksi uap oleh *boiler* membutuhkan proses pendukung meliputi *water treatment* dan *coal handling*.

2.2.1 Water Treatment

Proses pengolahan air yang digunakan dalam keseluruhan proses PLTU adalah proses *water treatment*. Air merupakan kebutuhan dasar bagi PLTU. Sebelum dapat digunakan, air tersebut harus melewati serangkaian proses terlebih dahulu. Proses tersebut bertujuan untuk menghilangkan kandungan mineral pada air yang dapat merusak peralatan- peralatan yang digunakan di PLTU.



Gambar 2.3 Alur Proses *Water Treatment*

Pengolahan air tanah bermula dengan menampung air pada *well water tank*. Kemudian air akan diberikan *chlorin*. Pemberian senyawa tersebut bertujuan untuk memisahkan air yang masih terkandung mikroorganisme, yang dikhawatirkan akan berkembang biak didalam pipa PLTU. Setelah kandungan mikroorganisme menghilang, air tersebut akan ditampung pada *service water tank*. *Service water* digunakan untuk cadangan air saat terjadi kebakaran, bahan baku untuk *demineralizer supply*, sanitasi dan penggunaan untuk *ash handling plant*. Air masih belum bisa digunakan di *boiler* sebelum kandungan mineral dalam air dihilangkan. Kandungan mineral dapat menyebabkan korosi pada pipa dan peralatan lainnya. Selain itu, air yang mengandung mineral akan meninggalkan kerak di *boiler*. Hal tersebut dapat terjadi karena ketika air berubah menjadi uap, mineral yang terkandung tidak berubah fasa menjadi gas layaknya air. Padatan mineral akan menghambat transfer panas dari *furnace* sehingga efisiensi *boiler* akan menurun. Menghilangkan kandungan mineral dilakukan melalui beberapa proses yaitu *ion exchange*, *membrane desalination* dan *thermal desalination*. Air yang telah menghilang kandungan mineralnya (*demin*), ditampung dalam

building. *Transfer building* merupakan suatu bangunan yang memilih jalur mana *conveyor* dari batu bara. Ujung dari *conveyor belt* adalah *coal silo*. Untuk mengubah batu bara menjadi pecahan dengan ukuran diameter 20 mm, batu bara di proses pada mesin *pulverizer*.

2.3 Load Frequency Control (LFC)

Penting untuk menjaga frekuensi energi listrik agar tetap konstan. Hal tersebut berkaitan dengan beban yang sebagian besar adalah motor arus bolak-balik. Pengoperasian motor tersebut sangat bergantung pada besarnya frekuensi energi listrik. Agar motor sinkron dapat beroperasi sesuai spesifikasi, maka frekuensi harus konstan. Untuk mengatur frekuensi, perlu mengatur besarnya daya aktif yang dihasilkan oleh pembangkit agar sesuai dengan yang diinginkan.

LFC memiliki peranan dalam mengatur pembangkit dalam menyuplai beban. Hal tersebut berkaitan dengan hubungan antar jaringan lain. Mengatur *flow* daya antar jaringan membuat frekuensi pada koneksi tersebut tetap konstan.

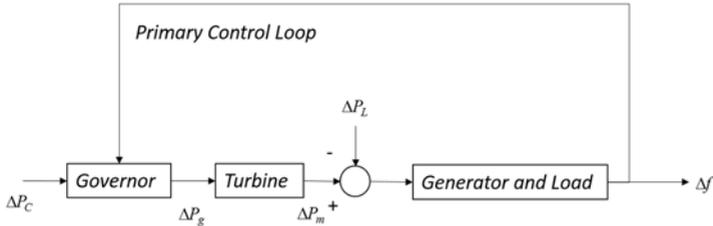
2.3.1 Primary Control Loop

Kontrol daya aktif, dibangun dalam 3 *loop* kontrol. Pertama adalah *loop* yang mengatur daya keluaran dari generator agar seimbang dengan permintaan beban, dengan cara mengatur kecepatan turbin agar tetap konstan. *Loop* tersebut dikenal dengan *primary control loop*. Pada *loop* tersebut dilakukan pembacaan nilai kecepatan turbin dan dengan *feedback* tersebut akan digunakan untuk memberikan berapa besarnya pembukaan *control valve* turbin berdasarkan penurunan frekuensi yang terjadi, seperti yang terdapat pada Gambar 2.5.

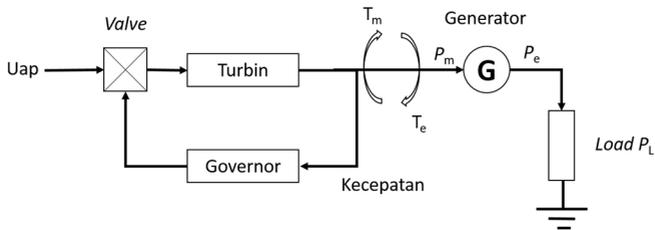
2.3.1.1 Konsep Sistem Pengaturan Kecepatan Turbin

Uap yang masuk dalam turbin diatur *flow*-nya oleh *Control Valve* (CV). Besarnya uap yang masuk ke turbin mempengaruhi keluaran dari turbin berupa torsi mekanik (T_m). Akibat efek pembebanan akan muncul torsi elektrik (T_e) yang melawan arah dari torsi mekanik seperti yang ditunjukkan Gambar 2.6. *Governor* menerima sinyal kecepatan turbin dan kemudian menyesuaikan putaran turbin pada nilai seharusnya dengan mengatur bukaan dari CV, dengan demikian *governor* akan mengatur kecepatan turbin agar tetap konstan. Dasar dari konsep sistem pengaturan

kecepatan turbin dapat diilustrasikan dengan generator yang menyuplai daerah terisolasi seperti pada Gambar 2.6.



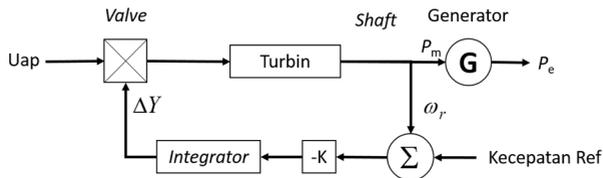
Gambar 2.5 Model Pembangkit Listrik [5]



Gambar 2.6 Generator Menyuplai Daerah Terisolasi [6]

2.3.1.2 Isochronous Governor

Pengoperasian *isochronous* akan membuat turbin berputar dengan kecepatan konstan. Kecepatan rotor (w_r) akan dibandingkan dengan nilai kecepatan acuan (w_o). Nilai kesalahan akan dikuatkan dan dilakukan operasi integral untuk menghasilkan sinyal untuk membuka CV (ΔY).

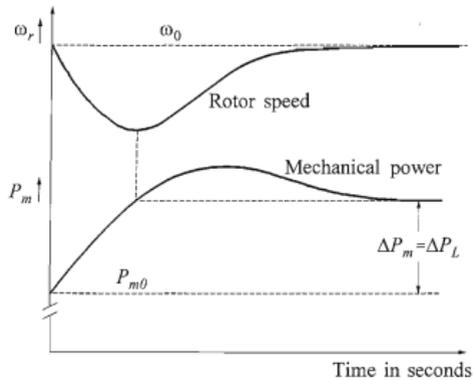


Gambar 2.7 Skema Isochronous Governor [6]

Pengaturan dengan menggunakan *isochronous governor* ditunjukkan oleh Gambar 2.7. Pengoperasian tersebut sangat bermanfaat ketika pembangkit sedang menyuplai beban yang tidak terhubung ke

jaringan, karena dengan mengatur kecepatan turbin pada nilai *rating*-nya maka akan didapat frekuensi yang stabil.

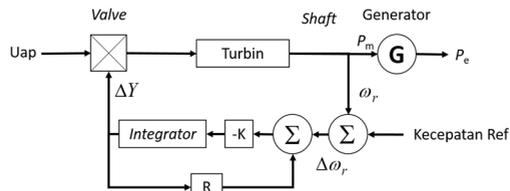
Respon perubahan kecepatan dan beban terhadap waktu dapat ditunjukkan Gambar 2.8. *Isochronous governor* bekerja sangat baik saat menyuplai dalam satu daerah terisolasi atau ketika salah satu generator bekerja.



Gambar 2.8 Respon Kecepatan dan Beban terhadap Waktu dengan Menggunakan *Isochronous Governor* [6]

2.3.1.3 Governor dengan Karakteristik *Speed Droop*

Synchronous governor tidak dapat digunakan untuk menyuplai dua atau lebih daerah terhubung dalam suatu sistem yang sama. Untuk dapat bekerja pada jaringan energi listrik, maka diperlukan *governor* yang memiliki karakteristik *speed droop*. Skema *governor* tersebut ditunjukkan oleh Gambar 2.9.

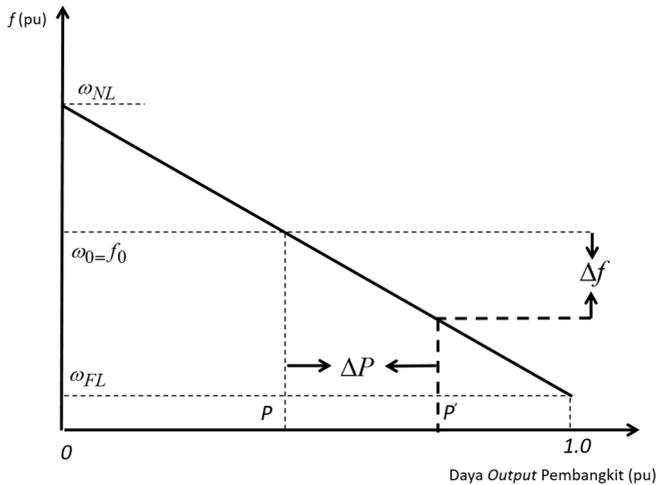


Gambar 2.9 Skema Governor dengan *Speed Droop* [6]

Governor tipe ini memiliki karakteristik *proportional gain controller* dengan *gain* sebesar $1/R$. Perbandingan antara perubahan kecepatan ($\Delta\omega_r$)

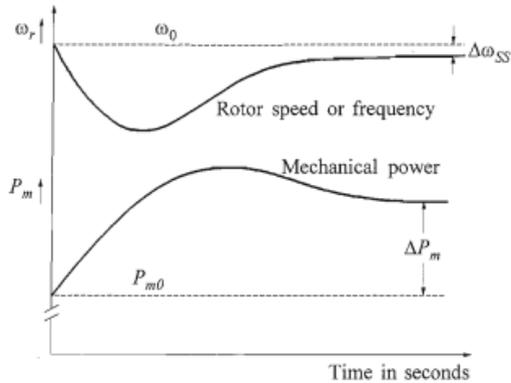
atau perubahan frekuensi (Δf) dengan posisi bukaan CV (ΔY) atau *power output* (ΔP) adalah nilai dari R , seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.10. Besarnya *power output* ketika tanpa beban (*No Load/NL*) adalah 0, sedangkan pada saat *Full Load* (FL) adalah 1 p.u. Perubahan frekuensi (Δf) yang terjadi membuat pembangkit mengeluarkan daya sebesar P' yang perubahannya sebesar ΔP . Parameter R juga dapat diartikan sebagai *regulasi* kecepatan atau *droop*. Parameter tersebut dapat ditunjukkan pada Persamaan 2.1.

$$R = \frac{\text{Persen perubahan kecepatan atau frekuensi}}{\text{Persen perubahan power output}} \quad (2.1)$$



Gambar 2.10 Karakteristik *Speed Droop Governor* [6]

Gambar 2.11 menunjukkan respon kecepatan dan beban terhadap waktu dengan menggunakan *governor* dengan karakteristik *speed droop*. Kenaikan *power output* akan diikuti dengan deviasi nilai frekuensi *error* (Δw_{ss}).



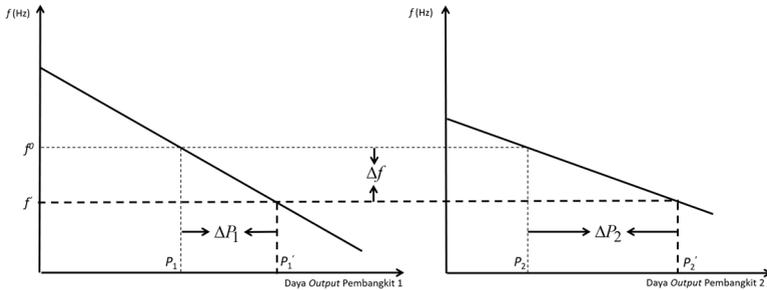
Gambar 2.11 Respon Kecepatan dan Beban dengan Menggunakan *Governor* yang Memiliki *Speed Droop* [6]

2.3.1.4 Pengoperasian Generator Paralel

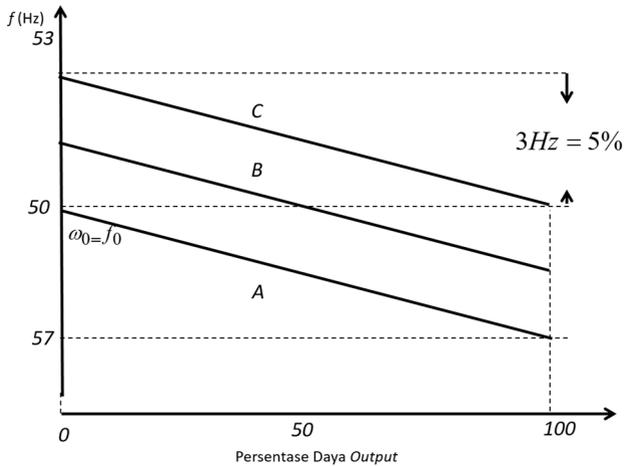
Dalam menyuplai beban, sangat sedikit pembangkit yang beroperasi sendiri. Untuk meningkatkan keandalan dalam menyuplai beban maka pembangkit dioperasikan secara paralel. Sistem dengan pengoperasian tersebut membutuhkan proses sinkronisasi. Setelah hal tersebut tercapai, pembangkit dapat menyuplai beban berdasarkan partisipasinya yang ditentukan dari nilai karakteristik *droop*-nya. Apabila dengan *rating output* generator yang sama, semakin kecil nilai *droop* akan membuat *droop* dengan nilai terkecil menopang beban lebih besar dari pada *droop* yang lebih besar. Pada Gambar 2.12 menunjukkan bahwa dengan perubahan nilai frekuensi (Δf) yang sama akan membuat pembangkit menghasilkan daya yang berbeda (P_1' dan P_2'), bergantung pada nilai kemiringan dari harga R.

2.3.1.5 Konsep Pengendalian *Power Output*

Untuk merespon perubahan kecepatan akibat beban dapat dilakukan dengan mengubah masukan nilai acuan beban. Praktiknya, mengubah nilai acuan beban dilakukan dengan memberikan perubahan posisi dari *speed changer motor*. Efek perubahan tersebut ditunjukkan oleh Gambar 2.13, yang mana menunjukkan beberapa karakteristik perubahan pada *speed changer motor*.



Gambar 2.12 Power Output Pembangkit untuk Pengoperasian Generator Paralel [6]



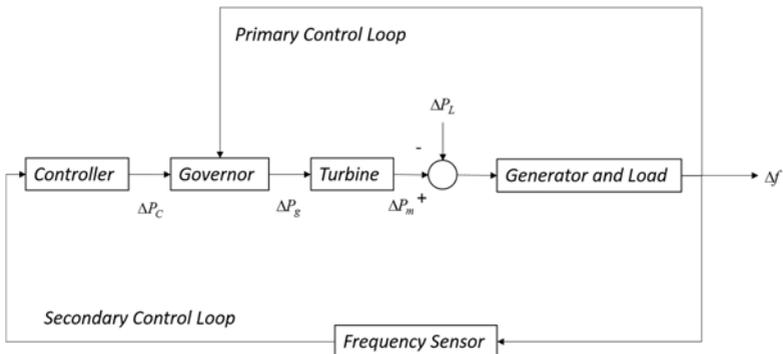
Gambar 2.13 Perubahan Karakteristik Speed Droop Akibat Perubahan Speed Changer [6]

Pada nilai 50 Hz dari karakteristik A menunjukkan *zero output*, sedangkan pada karakteristik B menunjukkan *50% power output*, dan untuk karakteristik C menunjukkan *100% power output*. Dengan demikian *power output* dari generator dapat ditentukan dengan cara mengubah nilai acuan beban, perubahan tersebut mengakibatkan kecepatan pada *speed changer motor* mengalami kenaikan atau penurunan. Untuk setiap karakteristik memiliki *droop* sebesar 5%, yang berarti perubahan kecepatan 5% (3 Hz) akan berdampak pada 100% perubahan pada *power output*.

2.3.2 Secondary Control Loop

Loop kedua atau dikenal dengan *secondary loop* memiliki peranan dalam membawa frekuensi (Δf) energi listrik yang berubah akibat perubahan beban pada nilai yang seharusnya. Selain itu, untuk sistem yang terhubung dengan jaringan, *loop* ini bertugas menyeimbangkan transfer daya antar area (ΔP_{tie}). Nilai tersebut dikenal dengan *Area Control Error* (ACE) seperti pada Persamaan 2.2. Nilai β merupakan koefisien dari *factor bias*, nilai tersebut menunjukkan berapa daya yang sudah dibangkitkan untuk penurunan frekuensi sebesar Δf .

$$ACE = \Delta P_{tie} + \beta \Delta f \quad (2.2)$$

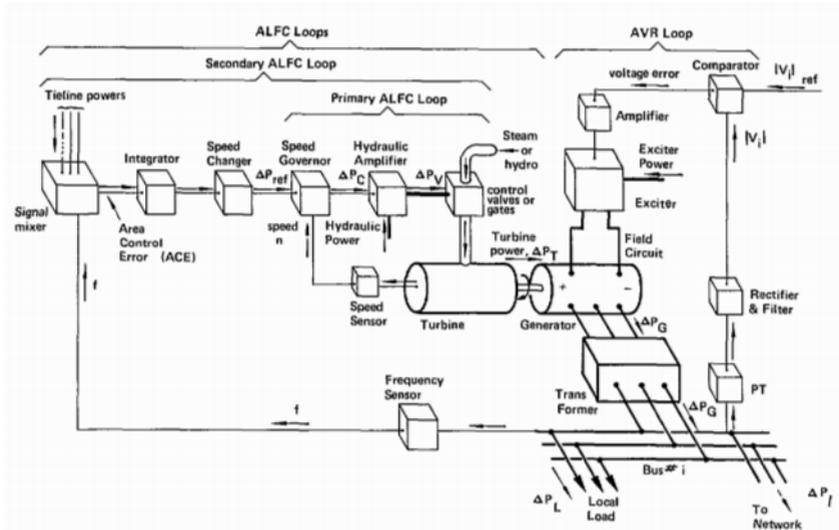


Gambar 2.14 Secondary Control Loop [5]

Nilai ACE tersebut kemudian sebagai masukan dari kontroler. Pembangkit menerima sinyal kontrol kalkulasi dari ACE. Tidak semua pembangkit memiliki nilai sinyal kontrol yang sama, nilai tersebut bergantung dengan faktor partisipasinya. Respon untuk *loop* ini memiliki *range* waktu dalam hitungan menit. Pada umumnya metode kontrol yang digunakan adalah *Proportional Integral* (PI) untuk mengembalikan deviasi frekuensi yang tidak dapat dicapai dengan menggunakan *primary control loop* saja. Untuk sistem yang tidak terhubung dengan jaringan lain ditunjukkan oleh Gambar 2.14.

2.4 Pemodelan *Power Generation Plant*

Untuk menggambarkan dinamika yang terjadi di dalam *plant*, maka dibutuhkan model matematis. Di dalam *plant* PLTU dibuat *virtual plant* dari *steam* turbin, *governor* dan generator. Diagram fisik dari sistem ditunjukkan oleh Gambar 2.15. Model digambarkan melalui LFC loop, baik *primary* LFC loop dan *secondary* LFC loop.

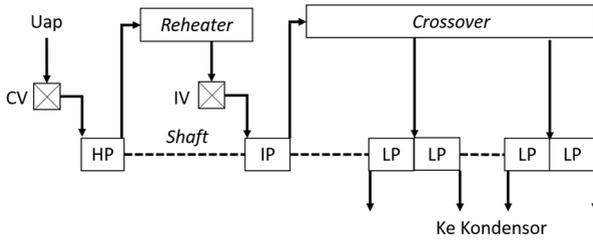


Gambar 2.15 Sistem Pengaturan Turbin Generator [7]

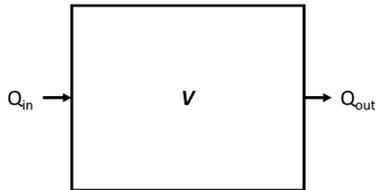
2.4.1 Turbin *Tandem Compound*

Pada pembangkit listrik tenaga uap dengan bahan bakar batu bara, turbin uap merupakan *prime mover* untuk menggerakkan *rotor* generator. Pada PT PJB UP Paiton menggunakan turbin uap dengan konfigurasi *tandem compound*. Konfigurasi tersebut ditunjukkan seperti pada Gambar 2.16. *Tandem* turbin memiliki *rotor* yang selaras antara turbin dan generatornya, sehingga kecepatan *rotor* turbin sama dengan *rotor* generator. *Compound* turbin memiliki beberapa bagian berdasarkan tingkatan tekanan uap yang melewatinya yaitu *High Pressure* (HP), *Intermediate Pressure* (IP) dan *Low Pressure* (LP).

Uap bertekanan hasil produksi *boiler* digunakan untuk memutar sudu turbin uap, dimana laju dari uap pada setiap bagian turbin dipengaruhi oleh *vessel* yang dilewatinya.



Gambar 2.16 Turbin *Tandem Compound* [6]



Gambar 2.17 *Steam Vessel* [6]

Menurut hukum Bernouli, fluida yang melewati suatu pipa (*vessel*) dengan luasan penampang yang sama akan memiliki laju yang sama, ilustrasi aliran pada *vessel* ditunjukkan oleh Gambar 2.17. Persamaan aliran berdasarkan hukum tersebut dapat ditulis seperti Persamaan 2.3.

$$\frac{dW}{dt} = V \frac{d\rho}{dt} = Q_{in} - Q_{out} \quad (2.3)$$

Pada Persamaan 2.3 memiliki empat parameter, berat uap didalam *vessel* (w) dalam satuan kg, *Volume of vessel* (v) dalam satuan m^3 , massa jenis uap (ρ) dalam satuan kg/m^3 dan aliran massa uap (Q) dalam satuan kg/s dan waktu (t) dalam sekon.

Dengan menganggap aliran uap keluar *vessel* sebanding dengan tekanan pada *vessel*, maka dapat ditulis laju aliran fluida dalam Persamaan 2.4.

$$Q_{out} = \frac{Q_o}{P_o} P \quad (2.4)$$

Persamaan 2.4 memiliki parameter tekanan dalam (P) dengan satuan kPa. Tekanan nominal (P_o) dalam satuan yang sama dengan P dan laju aliran keluar nominal (Q_o) dengan satuan Kg/s.

Dengan temperatur konstan pada *vessel*, maka laju perubahan massa jenis dapat ditunjukkan oleh Persamaan 2.5.

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{dP}{dt} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (2.5)$$

Perubahan dari masa jenis uap terhadap tekanan uap di representasikan pada Persamaan 2.5. Dengan substitusi Persamaan 2.4 dan 2.5 ke dalam Persamaan 2.3, diperoleh Persamaan 2.6.

$$Q_{in} - Q_{out} = V \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{P_o}{Q_o} \frac{dQ_{out}}{dt} \quad (2.6)$$

Dimana nilai dari temperatur *vessel* dianggap tetap maka dapat dituliskan dalam Persamaan 2.7 nilai dari *time constant vessel* (T_v) dalam satuan sekon.

$$T_v = \frac{P_o}{Q_o} V \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (2.7)$$

Pada Persamaan 2.6 dilakukan substitusi dengan Persamaan 2.7, diperoleh Persamaan 2.8. Dalam bentuk Laplace, Persamaan 2.8 menjadi Persamaan 2.9.

$$Q_{in} - Q_{out} = T_v \frac{dQ_{out}}{dt} \quad (2.8)$$

$$Q_{in} - Q_{out} = T_v Q_{out} s \quad (2.9)$$

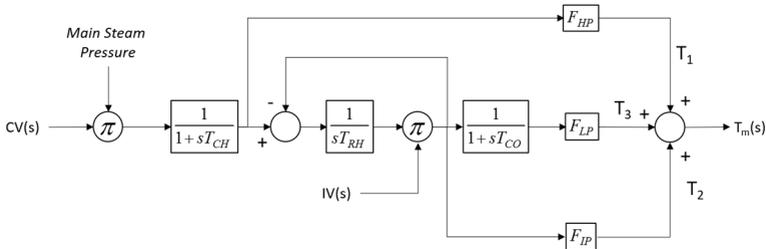
Atau dapat ditulis dalam bentuk fungsi transfer seperti pada Persamaan 2.10.

$$\frac{Q_{out}}{Q_{in}} = \frac{1}{1 + T_v s} \quad (2.10)$$

Torsi yang dihasilkan untuk setiap tahapan pada turbin sebanding dengan besarnya *flow rate*, maka dapat ditentukan torsi turbin seperti pada Persamaan 2.11 dengan k adalah konstanta.

$$T_m = kQ \quad (2.11)$$

Dari Persamaan 2.10 pada setiap *vessel*, maka dapat dibuat untuk setiap *vessel* pada turbin, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.18. Nilai konstanta pada gambar tersebut merupakan representasi dari komponen - komponen penyusun sistem seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.1.



Gambar 2.18 Diagram Blok Turbin *Non Reheat*

Tabel 2.1 Konstanta pada Pemodelan Turbin

No	Nama	Keterangan
1	T_{ch}	Konstanta waktu dari <i>main inlet volume</i> dan <i>steam chest</i>
2	T_{rh}	Konstanta waktu <i>reheater</i>
3	T_{co}	Konstanta waktu dari pipa <i>cross over</i> dan LP Inlet <i>volumes</i> .
4	T_m	Total torsi turbin dalam satuan perunit
5	T_{mc}	Total torsi turbin dalam basis MVA
6	P_{max}	Nilai daya maksimum
7	F_{HP}, F_{IP}, F_{LP}	Konstanta torsi
8	MVA	Besarnya daya turbin

Keseluruhan model turbin dapat ditulis pada Persamaan 2.14.

$$\frac{T_1(s)}{CV(s)} = \frac{F_{HP}}{1 + sT_{CH}} \quad (2.12)$$

$$\frac{T_2(s)}{CV(s)} = \frac{F_{IP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (2.13)$$

$$\frac{T_3(s)}{CV(s)} = \frac{F_{LP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO})} \quad (2.14)$$

Besarnya pengaruh konstanta torsi *high pressure* (F_{HP}), *low pressure* (F_{LP}), dan *intermediate pressure* (F_{IP}) adalah 1, maka dapat ditulis seperti pada Persamaan 2.15.

$$F_{HP} + F_{IP} + F_{LP} = 1 \quad (2.15)$$

Apabila dilakukan substitusi Persamaan 2.15 ke dalam Persamaan 2.14 maka didapat Persamaan 2.16.

$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{T_1(s) + T_2(s) + T_3(s)}{CV(s)} \quad (2.16)$$

Dari hasil penyederhanaan Persamaan 2.16, maka didapat Persamaan 2.17. Apabila fungsi alih turbin pada Persamaan 2.17 disederhanakan, maka diperoleh Persamaan 2.18.

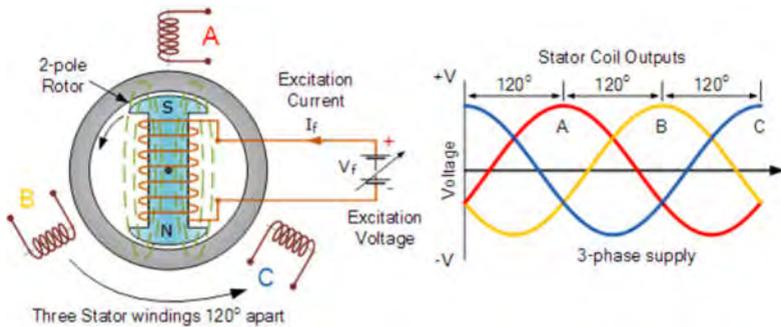
$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{F_{HP}}{1 + sT_{CH}} + \frac{F_{IP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} + \frac{F_{LP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO})} \quad (2.17)$$

$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{F_{HP}(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO}) + F_{IP}(1 + sT_{CO}) + F_{LP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO})} \quad (2.18)$$

2.4.2 Generator

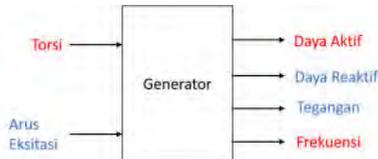
Konversi energi mekanik menjadi energi listrik terjadi pada generator. Peralatan tersebut mempunyai bagian *stator* dan *rotor*. *Stator* merupakan bagian yang diam dan terdapat kumparan jangkar. Poros yang berputar akibat putaran *prime mover* disebut dengan *rotor* dan terdapat kumparan medan.

Pada saat *rotor* generator berputar, maka menimbulkan medan putar. Medan tersebut memotong kumparan jangkar pada *stator* yang terdistribusi sebesar 120 derajat. Setiap kumparan tersebut akan terinduksi medan putar, sehingga menimbulkan tegangan tiga fasa. Proses tersebut ditunjukkan oleh Gambar 2.19.



Gambar 2.19 Kontruksi Generator dan Tegangan Induksi [8]

Mengatur besarnya frekuensi pada generator dapat dicapai dengan memberikan torsi dari penggerak mula untuk melawan torsi beban akibat generator terhubung pada jaringan. Seperti pada Gambar 2.20, menunjukkan masukan dan keluaran dari generator. Torsi akan berhubungan langsung dengan keluaran daya aktif dan frekuensi.



Gambar 2.20 Masukan dan Keluaran Generator [7]

Pada *rotor* turbin terdapat torsi akibat dari aliran uap pada *vessel* dan torsi lawan yang diakibatkan oleh adanya arus pada *stator* generator. Arus tersebut akan menghasilkan torsi lawan pada sisi *rotor* generator. Keseluruhan torsi pada *shaft* turbin dapat ditunjukkan oleh Persamaan 2.19.

$$T_a = T_m - T_e \tag{2.19}$$

Dimana T_a merupakan torsi yang bekerja pada *shaft*, sedangkan T_m adalah torsi mekanik (dari *steam* turbin) dan T_e adalah torsi elektrik akibat terjadinya efek pembebanan. Semua torsi tersebut dalam satuan

N.m. Menurut hukum Newton ke 2, maka pada Persamaan 2.19 dapat ditulis menjadi menjadi Persamaan 2.20.

$$T_m - T_e = J \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.20)$$

Dari Persamaan 2.20, J merupakan momen inersia antara generator dan turbin (Kgm^2), ω_m merupakan kecepatan sudut dari *rotor* (rad/s). Nilai dari perbandingan energi kinetik dan besarnya daya basis (VA_{base}) disebut *per unit inertia* (H), atau dapat ditunjukkan pada Persamaan 2.21.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{om}^2}{VA_{\text{base}}} \quad (2.21)$$

Dari Persamaan 2.21, dapat diubah menjadi Persamaan 2.22. Sehingga didapatkan nilai momen inersia dari persamaan tersebut.

$$J = \frac{2H}{\omega_{om}^2} VA_{\text{base}} \quad (2.22)$$

Menggabungkan Persamaan 2.22 dan 2.20 maka menjadi Persamaan 2.23.

$$T_m - T_e = \frac{2H}{\omega_{om}^2} VA_{\text{base}} \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.23)$$

Dengan $T_{\text{base}} = \frac{VA_{\text{base}}}{\omega_{om}}$ dan $\bar{\omega}_r = \frac{\omega_m}{\omega_{om}} = \frac{\omega_r / pf}{\omega_{om} / pf} = \frac{\omega_r}{\omega_o}$ maka Persamaan 2.23 menjadi Persamaan 2.24.

$$\bar{T}_m - \bar{T}_e = 2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} \quad (2.24)$$

Apabila δ , merupakan posisi sudut dari *rotor* maka, Persamaan 2.24 dapat ditulis menjadi Persamaan 2.25.

$$T_m - T_e = \frac{2H}{\omega_o} VA_{base} \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2.25)$$

Beban induktif dan kapasitif memiliki karakteristik yang berbeda, begitu juga dengan efek pembebanan yang diberikan. Akibat dari penggunaan beban yang sebagian besar merupakan motor arus bolak-balik, maka pada Persamaan 2.25 akan ditambahkan nilai K_d yang merupakan *damping torque*. Efek pembebanan tersebut bergantung pada nilai perubahan frekuensi ($\Delta\bar{\omega}$). Pada umumnya nilai konstanta pembebanan adalah 1%-2%, jika nilai frekuensi berubah 1% maka beban berubah sebesar 1%-2% [6]. Persamaan 2.25 apabila ditambahkan dengan K_d tersebut ditunjukkan oleh Persamaan 2.26.

$$\bar{T}_m - \bar{T}_e - K_d \Delta\bar{\omega}_r = 2H \frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} \quad (2.26)$$

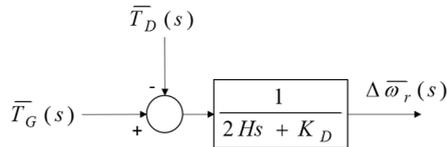
Pada Persamaan 2.26 dengan menggunakan transformasi Laplace maka akan didapat seperti pada Persamaan 2.27.

$$\bar{T}_m(s) - \bar{T}_e(s) - K_d \Delta\bar{\omega}_r(s) = 2H \Delta\bar{\omega}_r(s) s \quad (2.27)$$

Dari Persamaan 2.27 dapat dipindah ruas untuk torsi yang bekerja sehingga seperti pada Persamaan 2.28.

$$\bar{T}_m(s) - \bar{T}_e(s) = (K_d + 2Hs) \Delta\bar{\omega}_r(s) \quad (2.28)$$

$$\frac{\Delta\bar{\omega}_r(s)}{\bar{T}_G(s) - \bar{T}_D(s)} = \frac{1}{(2Hs + K_D)} \quad (2.29)$$

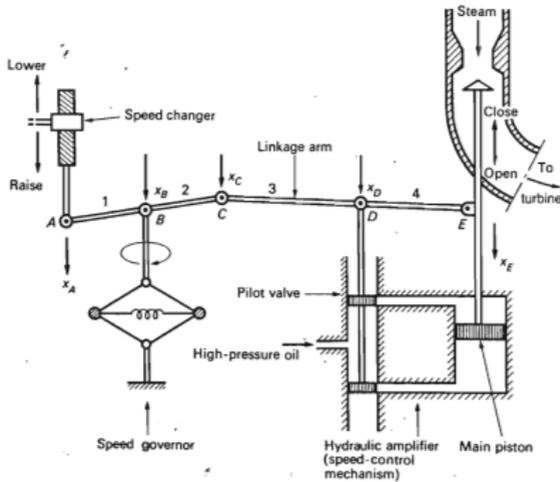


Gambar 2.21 Diagram Blok Persamaan Torsi – Kecepatan

Persamaan 2.29 dapat dituliskan dalam diagram blok seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.21.

2.4.3 Pemodelan *Governor*

Awal perkembangan, *governor* menggunakan prinsip *mechanical hydraulic control* (MHC) untuk sebagai penggerak CV turbin, seperti pada Gambar 2.22. Dari skema tersebut terdapat *speed changer* dan *flyball governor* sebagai masukan dari *governor*. *Speed changer* merupakan masukan untuk mengatur besarnya *power output* dari turbin. *Fly ball governor* digunakan untuk mendeteksi besarnya kecepatan turbin. Kedua mekanisme tersebut menggerakkan lengan C dan B.



Gambar 2.22 Sistem Pengaturan Kecepatan Turbin [7]

Besarnya perubahan pada titik A, berdasarkan perubahan nilai *speed changer* seperti pada Persamaan 2.30.

$$\Delta x_A(t) = k_2 \Delta P_c(t) \quad (2.30)$$

Akibat perubahan kecepatan turbin akan menggerakkan titik B sesuai pada Persamaan 2.31.

$$\Delta x_B(t) = k_1 \Delta f(t) \quad (2.31)$$

Untuk titik C, dipengaruhi dari pergerakan titik A dan B, maka dapat dituliskan dalam Persamaan 2.32.

$$\Delta x_C(t) = \Delta x_B(t) - \Delta x_A(t) \quad (2.32)$$

Dari Persamaan 2.30 dan Persamaan 2.31 maka dapat disubstitusikan dengan Persamaan 2.32, sehingga diperoleh rumusan perubahan kecepatan dan posisi *speed changer* terhadap perubahan posisi pada titik C sesuai dengan Persamaan 2.33.

$$\Delta x_C(t) = k_1 \Delta f(t) - k_2 \Delta p_C(t) \quad (2.33)$$

Perubahan pada *pilot valve* bergantung pada titik D. Titik tersebut dipengaruhi oleh perubahan pada titik C dan E, maka dapat dituliskan untuk menggambarkan dinamika tersebut dalam Persamaan 2.34.

$$\Delta x_D(t) = k_3 \Delta x_C(t) + k_4 \Delta x_E(t) \quad (2.34)$$

Besarnya perubahan pada titik E bergantung pada nilai integral dari perubahan posisi titik D, sebagaimana ditunjukkan dalam Persamaan 2.35.

$$\Delta x_E(t) = k_5 \int -\Delta x_D(t) dt \quad (2.35)$$

Dari Persamaan 2.34 dan 2.33 dapat disubstitusikan dalam Persamaan 2.36.

$$\Delta X_D(s) = k_3 k_1 \Delta F(s) - k_2 k_3 \Delta P_C(s) + k_4 \Delta X_E(s) \quad (2.36)$$

Substitusi Persamaan 2.36 dengan Persamaan 2.35 akan mendapatkan Persamaan 2.37 dengan melakukan transformasi Laplace.

$$\Delta X_E(s) = \frac{-k_5 k_1 k_3 \Delta F(s) + k_5 k_2 k_3 \Delta P_C(s) - k_5 k_4 \Delta X_E(s)}{s} \quad (2.37)$$

Dengan mengelompokkan *input* dan *output* pada Persamaan 2.35, maka didapat Persamaan 2.38.

$$\Delta X_E(s) = \frac{\frac{k_2 k_3}{k_4}}{\left(\frac{s}{k_4 k_5} + 1\right)} (\Delta P_C(s) - \frac{k_1}{k_2} \Delta F(s)) \quad (2.38)$$

Pengelompokan konstanta pada Persamaan 2.38 kedalam bentuk sistem orde pertama maka didapat Persamaan 2.39. Pada persamaan tersebut nampak respon *governor* dipengaruhi oleh *governor time constant* (T_G).

$$\Delta X_E(s) = \frac{K_G}{(T_G s + 1)} (\Delta P_C(s) - \frac{1}{R} \Delta F(s)) \quad (2.39)$$

Besarnya komponen penyusun model dari *governor* ditunjukkan oleh Tabel 2.2, diantaranya terdapat K_G , T_G , dan R .

Tabel 2.2 Parameter *Governor*

No	Simbol	Keterangan
1	$K_G = \frac{k_2 k_3}{k_4}$	<i>Static Gain of Speed-Governing Mechanism</i>
2	$T_G = \frac{1}{k_4 k_5}$	<i>Time Constant Speed-Governing Mechanism</i>
3	$R = \frac{k_2}{k_1}$	<i>Speed Regulation</i>

2.5 Respon Sistem Orde Kesatu dan Kedua

Dalam sistem pembangkitan energi listrik, komponen penyusun sistem tersebut memiliki model matematis orde kesatu ataupun orde kedua.

2.5.1 Sistem Orde Kesatu

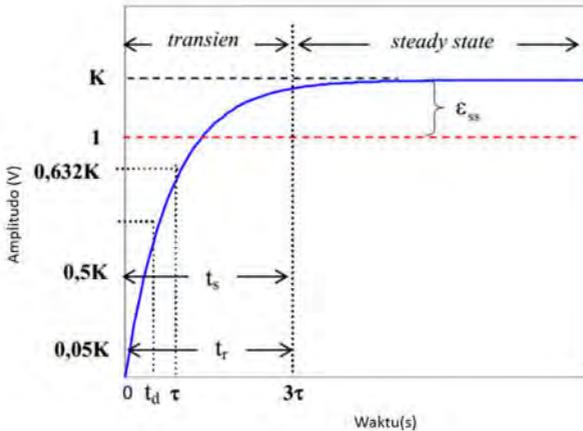
Model matematis dari sistem orde pertama dapat dinyatakan dalam Persamaan 2.40, dimana $R(s)$ dan $C(s)$ adalah sinyal masukan dan sinyal keluaran sistem orde pertama dalam Laplace. Dengan K adalah *gain overall* dan τ adalah konstanta waktu.

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{K}{\tau s + 1} \quad (2.40)$$

Respon sistem orde kesatu ditunjukkan pada Gambar 2.23. Karakteristik sistem orde kesatu dibedakan menjadi karakteristik respon transien dan karakteristik respon keadaan tunak.

2.5.1.1 Spesifikasi Teoritis

Konstanta waktu (τ) adalah waktu yang dibutuhkan respon mulai $t=0$ sampai dengan respon mencapai 63,2% dari respon *steady state*. Konstanta waktu menyatakan kecepatan respon sistem.



Gambar 2.23 Respon Orde Kesatu [9]

2.5.1.2 Spesifikasi Praktis

Waktu tunak atau *settling time* (t_s), adalah ukuran waktu yang menyatakan bahwa respon sistem telah masuk pada daerah stabil (dapat dianggap stabil). Jika dihubungkan dengan konstanta waktu τ , maka t_s dapat diformulasikan berdasarkan waktu ketika nilai mengalami fluktuasi $\pm 5\%$ (Persamaan 2.41), $\pm 2\%$ (Persamaan 2.42) dan $\pm 0,5\%$ (Persamaan 2.43).

$$t_s(\pm 5\%) \approx 3\tau \quad (2.41)$$

$$t_s(\pm 2\%) \approx 4\tau \quad (2.42)$$

$$t_s(\pm 0,5\%) \approx 5\tau \quad (2.43)$$

Waktu naik atau *rise time* (t_r), adalah ukuran waktu yang menyatakan bahwa respon sistem telah naik dari 5% ke 95% (Persamaan 2.44) atau 10% ke 90% (Persamaan 2.45) dari nilai respon pada keadaan tunak (*steady state*). Jika dihubungkan dengan konstanta waktu τ .

$$t_r(5\% - 95\%) = \tau \ln 19 \quad (2.44)$$

$$t_r(10\% - 90\%) = \tau \ln 9 \quad (2.45)$$

Waktu tunda atau *delay time* (t_d), adalah waktu yang dibutuhkan respon mulai $t = 0$ sampai respon mencapai 50% (Persamaan 2.46) dari nilainya pada keadaan tunak (*steady state*).

$$t_d = \tau \ln 2 \quad (2.46)$$

Karakteristik respon keadaan tunak (*steady state*) sistem orde pertama diukur berdasarkan kesalahan *steady state* (e_{ss}). Besarnya kesalahan pada keadaan tunak ditunjukkan oleh Persamaan 2.47.

$$e_{ss} = C_{ss} - R_{ss} \quad (2.47)$$

C_{ss} dan R_{ss} masing-masing adalah keluaran dan masukan sistem pada keadaan tunak, yang besarnya ditunjukkan oleh Persamaan 2.48 dan Persamaan 2.49.

$$C_{ss} = \lim_{t \rightarrow \infty} c(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s C(s) = \lim_{s \rightarrow 0} s \left(\frac{K}{s(\tau s + 1)} \right) = K \quad (2.48)$$

$$R_{ss} = \lim_{t \rightarrow \infty} r(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s R(s) = \lim_{s \rightarrow 0} s \left(\frac{1}{s} \right) = 1 \quad (2.49)$$

Besarnya kesalahan pada keadaan tunak adalah seperti yang ditunjukkan oleh Persamaan 2.50.

$$e_{ss} = 1 - K \quad (2.50)$$

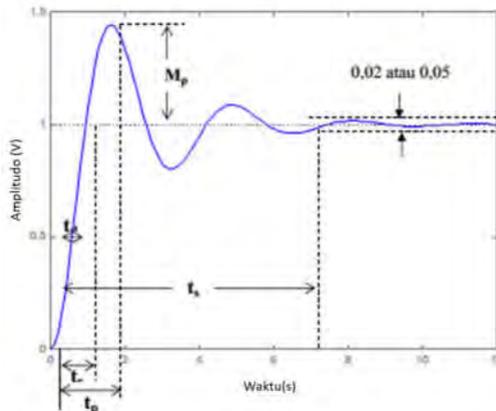
2.5.2 Sistem Orde Kedua

Model matematika dari sistem orde kedua dapat dinyatakan dalam bentuk Persamaan 2.51. Respon orde kedua ditunjukkan pada Gambar

2.24. Dimana $R(s)$ dan $C(s)$ masing-masing adalah sinyal masukan dan sinyal keluaran sistem orde kedua dalam domain s .

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{K \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.51)$$

Nilai K merupakan *gain overall*, ω_n adalah frekuensi alami dan memiliki nilai untuk rasio peredaman ξ . Berdasarkan fungsi alih *loop* tertutupnya dapat diketahui bahwa karakteristik dari respon orde kedua dipengaruhi oleh nilai ω_n dan ξ .



Gambar 2.24 Karakteristik Respon Orde Kedua[9]

- a. Untuk $0 < \xi < 1$, kutub *loop* tertutup merupakan konjugat kompleks dengan akar-akar yang ditunjukkan oleh Persamaan 2.52 dan 2.53.

$$p_1 = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} \quad (2.52)$$

$$p_2 = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} \quad (2.53)$$

Dalam hal ini sistem dikatakan mengalami redaman kurang (*under damped*).

- b. Untuk $\xi = 1$, kutub *loop* tertutup merupakan bilangan *real negatif* dan kembar yaitu seperti yang ditunjukkan oleh Persamaan 2.54. Sistem dikatakan mengalami redaman kritis (*critically damped*).

$$p_1 = p_2 = -\omega_n \quad (2.54)$$

- c. Untuk $\xi > 1$, kutub *loop* tertutup sehingga didapat bilangan *real negatif* dan berbeda. Kutub - kutub tersebut ditunjukkan oleh Persamaan 2.55 dan 2.56. Redaman lebih (*over damped*) akan terjadi pada sistem ini.

$$p_1 = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{\xi^2 - 1} \quad (2.55)$$

$$p_2 = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{\xi^2 - 1} \quad (2.56)$$

Karakteristik respon waktu untuk sistem orde kedua diberikan berdasarkan respon sistem terhadap masukan *unit step*. Karakteristik respon waktu sistem orde kedua dibedakan menjadi karakteristik respon transien dan karakteristik respon keadaan tunak atau *steady state*.

2.5.2.1 Spesifikasi Teoritis

Frekuensi alami tak teredam (ω_n) dan rasio peredaman (ξ).

2.5.2.2 Spesifikasi Praktis

Spesifikasi praktis didapatkan dengan asumsi respon sistem orde kedua dalam keadaan redaman kurang (*under damped*). Spesifikasi praktis terdiri dari:

- a. Waktu tunda (*delay time*), T_d
Merupakan besarnya waktu yang diperlukan oleh respon untuk mencapai setengah dari nilai *steady state*.
- b. Waktu naik (*rise time*), T_r

Ukuran waktu yang dibutuhkan oleh respon untuk naik dari 5% ke 95% atau 10% ke 90% dari nilai *steady state* merupakan definisi waktu naik.

- c. Waktu puncak (*peak time*), T_p
Waktu puncak adalah waktu yang diperlukan respon untuk mencapai puncak pertama *overshoot*.
- d. *Overshoot* maksimum, M_p
Nilai puncak kurva respon diukur dari nilai *unity* sering disebut dengan *overshoot* maksimum. Apabila nilai akhir keadaan tunak responnya jauh dari satu, maka dapat digunakan persen *overshoot* maksimum dan didefinisikan oleh Persamaan 2.57. Besarnya persen *overshoot* maksimum menunjukkan kestabilan relatif dari sistem

$$\text{Maksimum (\%)} \text{ overshoot} = \frac{e(t_p) - e(\infty)}{e(\infty)} \times 100\% \quad (2.57)$$

- e. Waktu tunak (*settling time*), T_s
Waktu tunak adalah waktu yang dibutuhkan respon untuk mencapai keadaan stabil (keadaan tunak) atau dianggap stabil.

2.6 Kontroler PID

Respon yang diberikan *plant* kerap kali tidak sesuai dengan spesifikasi respon yang diinginkan. Dengan memberikan kontroler maka akan didapat respon yang sesuai dengan keinginan. Kontroler PID memiliki tiga komponen utama, yaitu proporsional, integral dan derivatif yang memiliki fungsi dan peranan masing - masing dalam menentukan sinyal kontrol ke aktuator. Struktur umum kontroler PID ditunjukkan oleh Persamaan 2.58.

$$u(t) = K(e(t) + \frac{1}{Ti} \int_0^t e(t)dt + Td \frac{de(t)}{dt}) \quad (2.58)$$

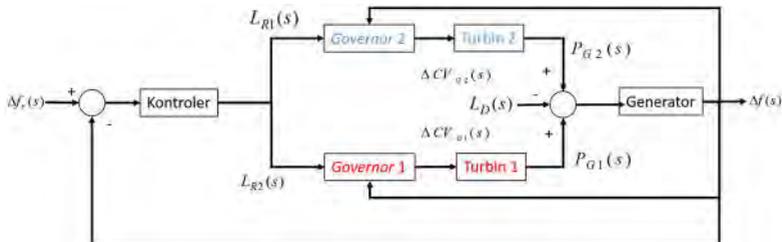
Dimana $u(t)$ adalah sinyal kontrol dan $e(t)$ adalah sinyal *error* yang merupakan masukan kontroler. Pengaruh parameter kontroler terhadap respon dapat dilihat pada Tabel 2.3

Tabel 2.3 Pengaruh Paramater Kontroler PID terhadap Respon Sistem [10]

	<i>Rise Time</i>	<i>Overshoot</i>	<i>Settling Time</i>	<i>Error Steady State</i>
Kp	Berkurang	Bertambah	Tidak Banyak Perubahan	Berkurang
Ki	Berkurang	Bertambah	Bertambah	Tidak Terdapat
Kd	Tidak Banyak Perubahan	Berkurang	Berkurang	Tidak Berubah

2.7 Gangguan

Dalam sistem pembangkitan energi listrik, nilai frekuensi energi listrik berdasarkan jumlah kesesuaian daya aktif dan permintaan daya. Daya keluaran dari setiap pembangkit berbanding lurus dengan daya turbin pembangkit tersebut. Pembebanan terjadi ketika pembangkit terhubung ke jaringan. Pembebanan tersebut akan dirasakan oleh setiap pembangkit dan akan mempengaruhi nilai dari putaran kecepatan turbin. Pada Gambar 2.25, besarnya pembebanan disimbolkan dengan *Load Demand* (L_D). Kenaikan L_D akan mempengaruhi nilai frekuensi.



Gambar 2.25 Diagram Blok Sistem Pembangkit Listrik dan Pembebanan

Dalam penelitian ini, nilai beban akan dimodelkan dengan menggunakan *unit step* [11]. Untuk beban acak digunakan sinyal *Pseudo Random Binary Sequence* (PRBS) dan juga digunakan beban acak yang terdistribusi *uniform*.

2.8 PID Noise Tolerable

Kontroler PID mampu memperbaiki respon agar sesuai dengan yang diinginkan. Dengan menentukan spesifikasi desain yang diinginkan, dapat ditentukan besarnya parameter kontroler yang dibutuhkan. Agar

PID mampu mengatasi adanya *noise* perlu ditambahkan komponen *filter*, atau disebut PID *noise tolerable*.

Komponen *filter* mampu meredam adanya *noise* yang tidak diinginkan dalam suatu sinyal. *Filter* dapat dikelompokkan menjadi *time domain filter* dan *frequency domain filter*. Dalam domain frekuensi dikenal salah satunya dengan *low pass filter* dan pada domain waktu adalah *averaged derivative*.

2.8.1 Low Pass Filter

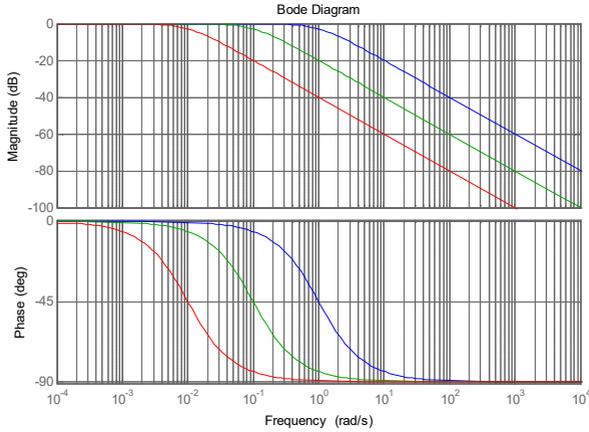
Untuk menghilangkan sinyal yang tidak diinginkan dalam domain frekuensi dapat menggunakan *filter*. Pada dasarnya *filter* memberikan pelemahan pada *range* frekuensi tertentu. Apabila *range* pelemahan terdapat pada frekuensi rendah maka disebut *high pass filter*, apabila dalam *range* pelemahan dalam frekuensi tinggi disebut *low pass filter* [1]. *Low pass filter* orde pertama memiliki formula yang ditunjukkan pada Persamaan 2.59.

$$H(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (2.59)$$

Dengan τ merupakan *time constant* dari *filter*. Frekuensi *cut off* merupakan titik frekuensi dimana besarnya penguatan adalah $1/\sqrt{2}$. Pemilihan τ akan berpengaruh pada besarnya penguatan yang diberikan untuk *range* frekuensi pada *filter*. Seperti pada Gambar 2.26, apabila dipilih τ sebesar 1 rad/s, 1/10 rad/s, dan 1/100 rad/s akan memiliki frekuensi *cut off* yang berbeda-beda.

Struktur untuk kontroler PID dengan *low pass filter* terdapat beberapa konfigurasi, diantaranya adalah dengan memasang pada sisi derivatif. Untuk konfigurasi tersebut memiliki bentuk sesuai dengan Persamaan 2.60.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K \left(1 + \frac{s}{Ti} + \frac{Tds}{\tau s + 1} \right) \quad (2.60)$$



Gambar 2.26 Pemilihan *Time Constant Filter* Berpengaruh pada Nilai Frekuensi *Cut Off*

2.8.2 Averaged Derivative

Fungsi matematis yang digunakan untuk menentukan nilai turunan dan kemudian dirata - rata adalah *averaged derivative*. Terdapat dua komponen fungsi yaitu, rata - rata dan turunan yang dituliskan dalam Persamaan 2.61 dan 2.62 [1].

$$f(t)_{avg} = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t f(t) dt \quad (2.61)$$

$$f(t)' = \frac{f(t) - f(t - T)}{dt} \quad (2.62)$$

Apabila akan dicari *averaged derivative* dari $f(t)$ maka dapat dilihat pada Persamaan 2.63. Hasil dari operasi integral didapat seperti pada Persamaan 2.64.

$$[f(t)']_{avg} = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t \frac{d(f(t))}{dt} dt \quad (2.63)$$

$$[f(t)']_{avg} = \frac{1}{T} [F(t) - F(t - T)] \quad (2.64)$$

Jika fungsi tersebut ditransformasi ke dalam domain Laplace, maka didapat elemen eksponensial seperti pada Persamaan 2.65.

$$[[f(t)]_{avg}]_{Laplace} = \frac{F(s)}{T} [1 - e^{-sT}] \quad (2.65)$$

Dari Persamaan 2.65 dapat dianalisa untuk kasus *noise* berupa sinyal sinusoidal yang memiliki variasi frekuensi. Besarnya redaman dari fungsi apabila dipilih $T \ll$ akan bernilai sangat kecil. Hal tersebut dapat dibuktikan dengan melakukan operasi *limit* pada Persamaan 2.66.

$$\lim_{T \rightarrow 0} [f(t)]_{avg} = \lim_{T \rightarrow 0} \frac{1}{T} [F(t) - F(t-T)] \quad (2.66)$$

Dengan memuat T sangat kecil maka hasil pada Persamaan 2.66 menjadi Persamaan 2.67.

$$\lim_{T \rightarrow 0} [f(t)]_{avg} = \frac{1}{\Delta t} [F(t) - F(t')], t' \approx t \quad (2.67)$$

Dalam aplikasi pada kontroler PID, fungsi *averaged derivative* memiliki struktur seperti pada Persamaan 2.68.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K \left(1 + \frac{s}{Ti} + \frac{Td(1 - e^{-sT})}{T} \right) \quad (2.68)$$

2.9 Reduksi Model dengan Pendekatan Routh

Untuk mereduksi sistem orde tinggi menjadi orde yang lebih rendah dapat digunakan berbagai macam metode. Salah satu metode tersebut adalah dengan menggunakan pendekatan Routh. Metode tersebut menggunakan tabel Routh untuk menentukan nilai *numerator* dan *denominator* untuk model reduksinya [12]. Langkah - langkah untuk melakukan reduksi meliputi:

- a. Bentuk fungsi transfer seperti pada Persamaan 2.69, dengan b_n adalah konstanta *numerator* dan a_n adalah konstanta *denominator*.

$$H(s) = \frac{b_n s^{n-1} + \dots + b_1}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \dots + a_1} \quad (2.69)$$

- b. Lakukan *reciprocal transformation* dengan menggunakan Persamaan 2.70.

$$\hat{H}(s) = \frac{1}{s} H\left(\frac{1}{s}\right) \quad (2.70)$$

- c. Hasil *reciprocal transformation* akan memuat nilai a dan b yang tertukar. Nilai tersebut akan bertukar antara polinomial paling rendah dengan yang tertinggi pada *numerator* atau *denominator*, seperti pada Persamaan 2.71.

$$\hat{H}(s) = \frac{b_1 s^{n-1} + \dots + b_n}{a_0 s^n + a_1 s^{n-1} + \dots + a_n} \quad (2.71)$$

- d. Tentukan setiap nilai a dan b seperti pada Persamaan 2.72.

$$a_0, \dots, a_n, b_1, \dots, b_n \quad (2.72)$$

- e. Tentukan nilai alpha berdasarkan pada Tabel 2.4. Nilai tersebut ditentukan sebanyak nilai a.
- f. Tentukan nilai beta berdasarkan pada Tabel 2.5. Nilai tersebut dipengaruhi oleh nilai a dan b.
- g. Bentuk persamaan polinomial dalam domain s. Untuk alpha menggunakan Persamaan 2.73, sedangkan untuk beta menggunakan Persamaan 2.74. Nilai A(s) merupakan persamaan yang membentuk *denominator* dari hasil pendekatan Routh sebanyak k buah. Sedangkan nilai B(s) merupakan persamaan yang membentuk *numerator* dari hasil pendekatan Routh sebanyak k buah.

$$A_k(s) = \alpha_k s A_{k-1}(s) + A_{k-2}(s) \quad (2.73)$$

$$B_k(s) = \alpha_k s B_{k-1}(s) + B_{k-2}(s) + \beta_k \quad (2.74)$$

Tabel 2.4 Perhitungan Nilai Alpha

	$a_0^0 = a_0$	$a_2^0 = a_2$	$a_4^0 = a_4$	$a_6^0 = a_6$
	$a_1^1 = a_1$	$a_2^1 = a_3$	$a_4^1 = a_5$	
$\alpha_1 = a_0^0 / a_0^1$	$a_0^2 = a_2^0 - \alpha_1 a_2^1$	$a_2^2 = a_4^0 - \alpha_1 a_4^1$	$a_4^2 = a_6^0 - \alpha_1 a_6^1$	
$\alpha_2 = a_0^1 / a_0^2$	$a_0^3 = a_2^1 - \alpha_2 a_2^2$	$a_2^3 = a_4^1 - \alpha_2 a_4^2$		
$\alpha_3 = a_0^2 / a_0^3$	$a_0^4 = a_2^2 - \alpha_3 a_2^3$		
.....				

Tabel 2.5 Perhitungan Nilai Beta

	$b_0^1 = b_1$	$b_2^1 = b_3$	$b_4^1 = b_5$	$b_6^1 = b_7$
	$b_0^2 = b_2$	$b_2^2 = b_4$	$b_4^2 = b_6$	
$\beta_1 = b_0^1 / a_0^1$	$b_0^3 = b_2^1 - \beta_1 a_2^1$	$b_2^3 = b_4^1 - \beta_1 a_4^1$	$a_4^2 = a_6^0 - \alpha_1 a_6^1$	
$\beta_2 = b_0^2 / a_0^2$	$b_0^4 = b_2^2 - \beta_2 a_2^2$	$b_2^4 = b_4^2 - \beta_2 a_4^2$		
$\beta_3 = b_0^3 / a_0^3$	$b_0^5 = b_2^3 - \beta_3 a_2^3$		
.....				

- h. Bentuk fungsi alih dengan membentuk $R_k = B_k/A_k$ seperti pada Persamaan 2.75. Persamaan tersebut akan tercipta sebanyak k persamaan.

$$\hat{R}_k(s) = \frac{d_k s^{k-1} + \dots + d_1}{c_k s^k + \dots + c_1 s + c_0} \quad (2.75)$$

- i. Lakukan kembali *reciprocal transformation* dari Persamaan 2.75. Dari hasil tersebut akan didapat serupa seperti pada Persamaan 2.76.

$$H_k(s) = \frac{d_1 s^{k-1} + \dots + d_k}{c_0 s^k + c_1 s^{k-1} + \dots + c_k} \quad (2.76)$$

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 3

SIMULATOR PLTU DAN SISTEM PENGATURAN ENERGI LISTRIK

Simulator merupakan suatu media yang digunakan sebagai sarana untuk menggambarkan kejadian atau proses. Dengan mengetahui proses atau dinamika yang terdapat pada kondisi *real*, sehingga dapat meningkatkan rasa percaya diri dan kemampuan, baik teknis dan non teknis khususnya bagi operator baru. Dalam bab ini akan dibahas mengenai perancangan simulator PLTU. Simulator PLTU dirancang menyerupai PLTU milik PT PJB UP Paiton terutama pada bagian HMI yang terdapat di *main unit* dan lebih spesifik pada kontrol turbin. Sesuai dengan konsep, dalam *virtual plant* akan terdapat satu unit pembangkit lain untuk mendapatkan fenomena *load sharing*.

Dalam kontrol frekuensi erat kaitannya dengan menjaga daya yang dibangkitkan sesuai dengan permintaan beban agar tercapai frekuensi konstan 50 Hz. Pemodelan yang menggambarkan dinamika sistem pembangkitan tersebut akan dibahas pada bab ini meliputi, turbin, *governor* dan generator & *load*.

3.1 Perancangan Simulator PLTU

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) merupakan salah satu jenis instalasi pembangkit listrik yang menggunakan energi kinetik uap panas hasil pembakaran batu bara untuk memutar turbin sebagai penggerak utama generator. PLTU menghasilkan energi listrik melalui 3 tahapan, yaitu *water treatment*, *coal handling*, dan *power generation*. *Water treatment* merupakan tahap pengolahan air yang digunakan dalam keseluruhan proses PLTU. *Coal handling* merupakan tahap pengolahan batu bara sebagai bahan bakar utama untuk menghasilkan uap yang digunakan untuk memutar turbin. *Power generation* merupakan tahap pembangkitan energi listrik melalui generator yang dikopel dengan turbin untuk memutar *rotor* generator. Secara umum proses yang terdapat di PLTU ditunjukkan oleh Gambar 3.1.

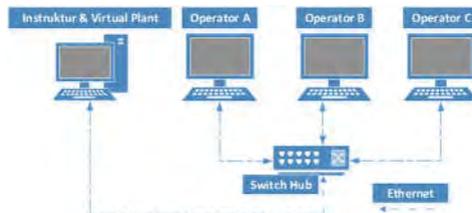
3.2 Arsitektur Simulator

Simulator merupakan media untuk menggambarkan dinamika yang terjadi pada suatu sistem. Dalam simulator untuk pendidikan memiliki tujuan untuk memberikan informasi mengenai suatu kejadian

bagi penggunaanya. Simulator dapat berupa alat peraga ataupun berupa *software*. Keunggulan dari simulator berupa *software* adalah pada tingkat fleksibilitasnya dalam penggunaan, dikarenakan tidak terbatas pada peralatan.



Gambar 3.1 Proses yang Terdapat pada PLTU PT PJB Payton.



Gambar 3.2 Skema Simulator PLTU

Simulator PLTU dibangun dalam bentuk *software*. Terdapat *software* untuk tampilan, *Human Machine Interface* (HMI), dan *software* untuk *virtual plant*. Pada *software* untuk HMI terdiri dari proses yang terdapat pada *power generation*. Proses tersebut adalah perubahan air menjadi uap pada serangkaian peristiwa yang terjadi pada *boiler*. Untuk membangun simulator tersebut, digunakan perangkat keras dan perangkat lunak. Perangkat keras yang digunakan adalah komputer dan peralatan jaringan yaitu *switch*. Simulator yang dibangun memiliki 3 buah komputer untuk HMI dan satu buah PC sebagai *virtual plant*, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.2.

3.2.1 Arsitektur Perangkat Keras

Empat buah komputer yang digunakan terhubung oleh jaringan lokal yang menggunakan media kabel Ethernet. *Switch hub* sebagai penghubung jaringan antar komputer memiliki peranan pusat pertukaran data antara HMI dan *virtual plant*.

3.2.2 Komunikasi

Untuk melakukan pertukaran data antara satu komputer dan komputer yang lain perlu adanya protokol yang mengatur transfer data dari satu komputer ke komputer yang lain. Untuk membangun komunikasi antara computer HMI dan *virtual plant* menggunakan prokol NI Publish Shared Variable (NI-PSP). Protokol tersebut digunakan untuk melakukan transfer data antar komputer. Kelebihan (NI-PSP) adalah organisasi *variable* yang mudah dikarenakan berbasis *project*. Koneksi dilakukan dengan cara membuat *tag variable* terlebih dahulu pada *project*, pemilihan *variable* bergantung pada tipe data yang digunakan. Kemudian dilakukan *data binding* baik di sisi komputer yang bertindak sebagai *server* maupun sebagai *client*. Pemilihan akses *read* atau *write* bergantung pada kedudukan komputer, apakah sebagai *server* ataupun sebagai *client*.

3.2.3 Human Machine Interface (HMI) Power Generation Plant

Perubahan air menjadi uap pada *boiler* terjadi pada proses *power generation plant*. Dalam *central control room* proses tersebut digambarkan melalui HMI *Power Generation Plant*. Pada HMI tersebut terdapat HMI:

- a. *Boiler Feed Pump*
- b. *Cooling Generator*
- c. *Gland Steam System*
- d. *High Pressure Heaters*
- e. *Turbin Steam Temperature and Valve*.
- f. *Unit Master*

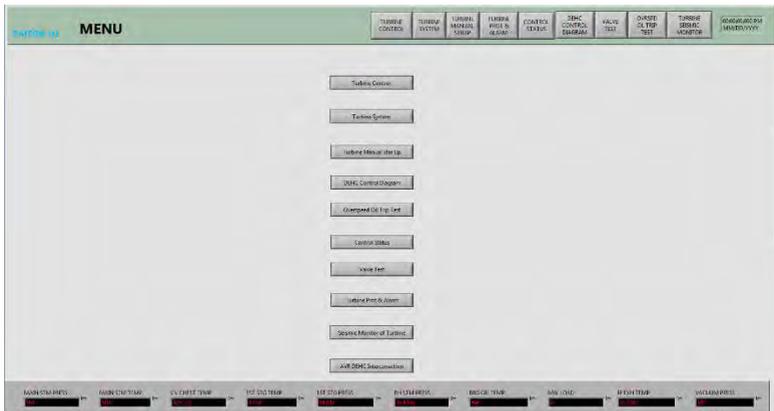
3.2.4 HMI Digital Electro Hydraulic Control (DEHC)

Kontrol turbin pada PT PJB UP Paiton menggunakan *Distributed Control System* (DCS) dari vendor Emerson. Secara hierarki posisi DCS Emerson terletak dibawah DCS ABB untuk menangani *power generation plant*. Didalam DCS tersebut terdapat HMI untuk memonitor dan

mengatur kecepatan turbin. Pada setiap menu tersebut terdapat tampilan tombol dan *display*, serta ilustrasi pendukung dari proses yang digambarkan [12].

3.2.4.1 Menu Utama

Pada menu utama menghubungkan semua submenu yang terdapat pada HMI DEHC. Menu tersebut merupakan tampilan awal saat pengguna menggunakan HMI DEHC. Pada menu tersebut terdapat tombol untuk mengakses menu lain. Tombol tersebut tersebar pada bagian tengah HMI dan bagian atas, sementara pada bagian bawah terdapat panel monitor untuk variabel tekanan uap, daya *output* turbin. Tampilan HMI tersebut ditunjukkan oleh Gambar 3.3. Pada sisi atas terdapat *shortcut* menuju ke menu yang lain, *shortcut* tersebut tersedia untuk semua menu pada HMI. Terdapat pula *display* dari variabel-variabel yang penting untuk di tampilkan seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 3.1.



Gambar 3.3 Menu Utama

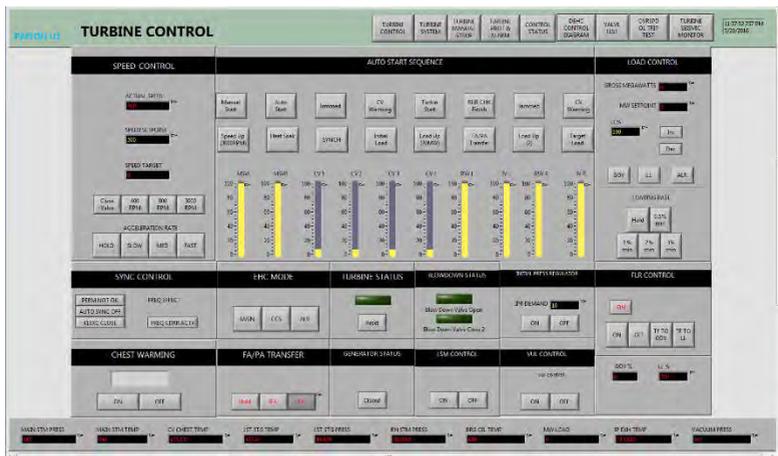
Tabel 3.1 Variabel pada Menu Utama

No	Nama	Satuan
1	<i>Main steam temperature</i>	°C
2	<i>CV chest temperature</i>	°C
3	<i>First stage temperature</i>	°C
4	<i>First stage pressure</i>	Kg ^o C
5	<i>Reheat steam pressure</i>	Kg ^o C

No	Nama	Satuan
6	<i>Bearing oil temperature</i>	°C
7	<i>Intermediate pressure</i>	Kg/C
8	<i>Exhaust temperature</i>	°Celcius
9	<i>Vacuum pressure</i>	mmHg
10	<i>MW load</i>	MW

3.2.4.2 Turbine Control

HMI *Turbine Control* memberikan informasi bagi pengguna mengenai mode pengoperasian turbin dan *monitoring* parameter turbin. Mode pengoperasian tersebut berkaitan dengan *start up* dan saat sinkronisasi pembangkit dengan jaringan. Saat proses *start up* digunakan mode *Auto Start Sequence*, *Speed Control*, *Sync Control* dan *Chest Warming*. Setelah sinkron, dapat digunakan mode *EHC Mode*, *Load Control*, *Vul Control FA/PA Transfer*, *Chest Warming* dan *FLR Regulator*



Gambar 3.4 HMI Turbin Control

Nilai parameter yang di-*monitoring* terdapat 2 variabel utama yaitu kecepatan dan bukaan *valve* yang keseluruhan nilai ditunjukkan pada Tabel 3.2. Variabel yang berkaitan dengan kecepatan berupa *actual speed*, *speed setpoint* dan *speed target*. Empat buah CV pada *high pressure section* mengatur laju uap yang masuk pada bagian tersebut.

Tabel 3.2 Variabel HMI *Turbine Control*

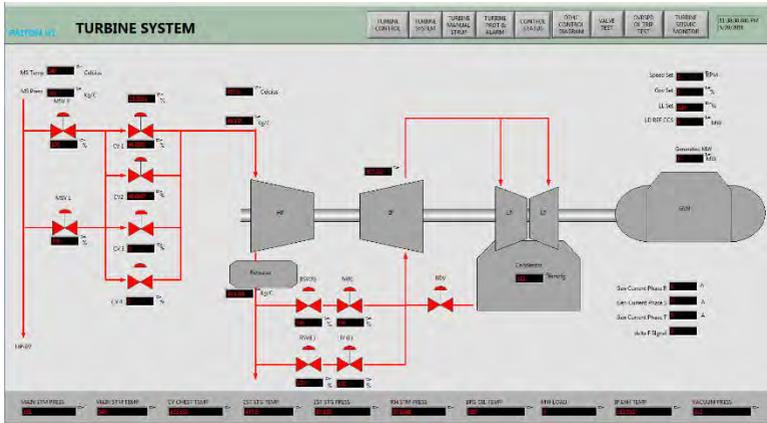
No	Nama	Satuan
1	<i>Actual Speed</i>	RPM
2	<i>Speed Setpoint</i>	RPM
3	<i>Speed Target</i>	RPM
4	<i>CV 1</i>	%position
5	<i>CV 2</i>	%position
6	<i>CV 3</i>	%position
7	<i>CV 4</i>	%position
8	<i>RSVL</i>	%position
9	<i>RSVR</i>	%position
10	<i>MSVR</i>	%position
11	<i>MSVL</i>	%position
12	<i>Gross Megawatts</i>	MegaWatt
13	<i>MW Setpoint</i>	MegaWatt
14	<i>Load Limit Value</i>	%
15	<i>Governor Value</i>	%

HMI tersebut terbagi dalam beberapa bagian, bagian *speed control*, *auto start sequence*, *load control*, *sync control* dan *FA/PA transfer*. Untuk memasukkan nilai kecepatan turbin dapat melalui HMI Turbin *Control*. Nilai tersebut dapat dimasukkan melalui *speed setpoint*, seperti kolom yang terdapat pada Gambar 3.4.

3.2.4.3 Turbine System

Alur uap yang memasuki dan keluar turbin ditunjukkan oleh HMI Turbin *System*. Pada HMI tersebut terdapat diagram aliran beserta nilai-nilai dari tekanan uap pada bagian tertentu pada turbin. Bagian tersebut terdapat pada *high pressure section*, *low pressure section* dan *intermediate pressure section*. Pada menu *Turbine System* ditunjukkan oleh Gambar 3.5 memiliki alur dari *steam* dari masuk dan keluar dari turbin. Variabel yang terdapat pada HMI tersebut ditunjukkan oleh Tabel 3.3.

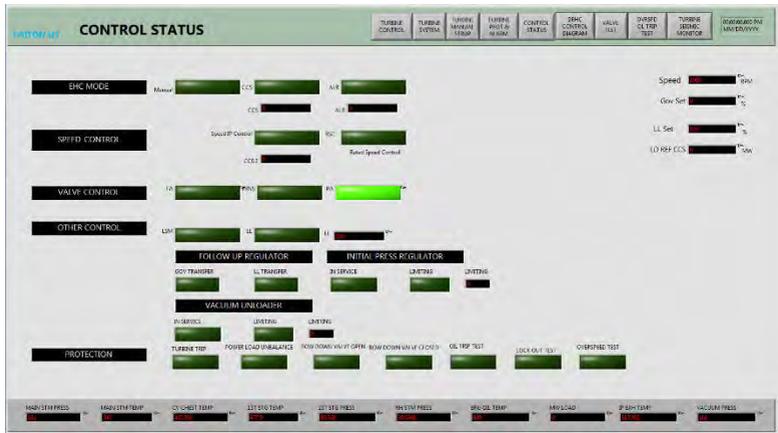
Selain nilai tekanan dan temperatur uap yang terdapat pada HMI tersebut, terdapat monitor nilai bukaan *Control Valve (CV)* turbin. Terdapat 4 CV turbin pada konfigurasi turbin tandem *compound* tersebut. Untuk proteksi turbin terdapat *main stop valve right* dan *left*, kedua *valve* tersebut berfungsi untuk saat darurat yang mengharuskan turbin *trip*.



Gambar 3.5 HMI Turbin System

Tabel 3.3 Variabel yang Terdapat pada HMI Turbine System

No	Nama	Satuan
1	<i>Actual Speed</i>	RPM
2	<i>Speed Setpoint</i>	RPM
3	<i>Speed Target</i>	RPM
4	<i>CV 1</i>	%position
5	<i>CV 2</i>	%position
6	<i>CV 3</i>	%position
7	<i>CV 4</i>	%position
8	<i>RSVL</i>	%position
9	<i>RSVR</i>	%position
10	<i>MSVR</i>	%position
11	<i>MSVL</i>	%position
12	<i>IVR</i>	%position
13	<i>IVL</i>	%position
14	<i>Generator Megawatts</i>	MegaWatt
15	<i>Generator Current Phase R</i>	A
16	<i>Generator Current Phase S</i>	A
17	<i>Generator Current Phase T</i>	A
18	<i>Load Limit Value</i>	%
19	<i>Governor Value</i>	%
20	<i>Main Steam Temperature</i>	°C
21	<i>Main Steam Pressure</i>	KG/°C



Gambar 3.7 Tampilan HMI Control Status

Tabel 3.4 Variabel DEHC Control Diagram

No	Nama	Satuan
1	<i>Load Demand</i>	RPM
2	<i>Speed Ref</i>	RPM
3	<i>Speed Sensor 1</i>	RPM
4	<i>Speed Sensor 2</i>	RPM
5	<i>Main Steam Pressure</i>	%position
6	<i>CV 1</i>	%position
7	<i>CV 2</i>	%position
8	<i>CV 3</i>	%position
9	<i>CV 4</i>	%position
10	<i>RSVL</i>	%position
11	<i>RSVR</i>	%position
12	<i>MSVR</i>	%position
13	<i>MSVL</i>	%position
14	<i>IVR</i>	%position
15	<i>IVL</i>	%position

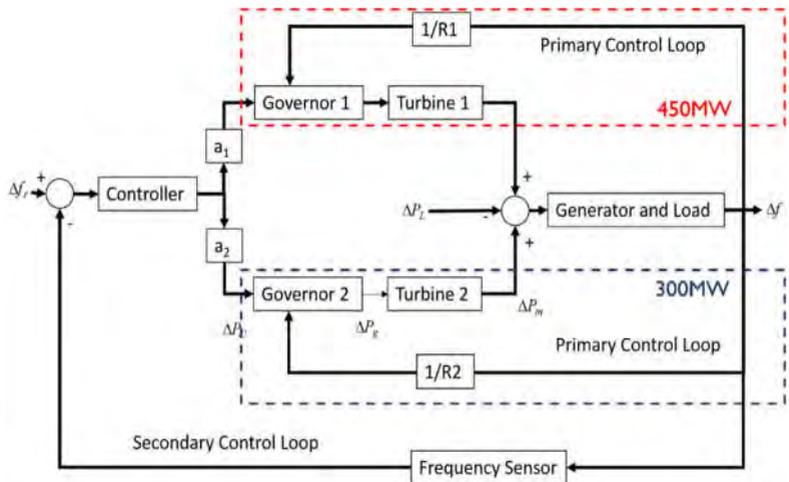
3.2.4.5 Control Status

Dalam HMI *Control Status* menunjukkan kondisi atau status dari mode turbin. Terdapat *EHC Mode*, *Speed Control*, *Valve Control*, *Other Control* dan *Protection*. HMI *Control Status* ditunjukkan oleh Gambar 3.7 . Dalam HMI tersebut ditunjukkan aktivitas dan mode turbin yang

terjadi saat ini. Apabila turbin dalam mode *Partial Admissian* (PA) maka indikator PA akan menyala.

3.3 Power Generation Plant

Dalam *load frequency control*, terdapat beberapa komponen penyusun. Komponen tersebut terdiri beberapa pembangkit yang menyuplai satu daerah ataupun daerah lain yang terhubung melewati jaringan. Ketika terjadi perubahan beban harus ada mekanisme kontrol untuk mengkoordinasikan dari pembangkit-pembangkit agar tercapai kesesuaian antara beban dan daya aktif yang dibangkitkan.



Gambar 3.8 Diagram Blok *Virtual Plant*

Setiap pembangkit terdiri dari *governor*, turbin dan generator. Diagram blok keseluruhan sistem tersebut ditunjukkan oleh Gambar 3.8. Pada gambar tersebut dibangun simulator dengan *virtual plant* dua pembangkit yang menyuplai beban. Pembangkit tersebut memiliki karakteristik *droop* dan kapasitas yang berbeda. Kapasitas Pembangkit 1 sebesar 450 MW dan Pembangkit 2 sebesar 300 MW

Pada saat simulator dijalankan pembangkit telah menopang beban sebesar 400 MW. Masing-masing pembangkit menopang beban sebesar 200 MW. Dengan terbatasnya kapasitas pembangkitan, maka Pembangkit

1 memiliki maksimal beban yang dapat ditanggung sebesar 250 MW dan Pembangkit 2 sebesar 100 MW.

3.3.1 Turbin Uap

Turbin *tandem compound* memiliki fungsi alih seperti yang telah dibahas pada BAB 2 Persamaan 2.18, maka dengan parameter yang telah ditentukan [6] diperoleh fungsi alih pada Persamaan 3.1. Dengan memasukkan nilai parameter turbin pada Tabel 3.5, maka didapat fungsi alih turbin seperti pada Persamaan 3.2. Dengan melakukan penyederhanaan, maka diperoleh Persamaan 3.3.

$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{F_{HP}(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO}) + F_{IP}(1 + sT_{CO}) + F_{LP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})(1 + sT_{CO})} \quad (3.1)$$

Tabel 3.5 Parameter Turbin *Tandem Compound* [6]

No	Nama	Nilai
1	T _{ch}	0,3 sekon
2	T _{rh}	7 sekon
3	T _{co}	0,5 sekon
6	F _{hp}	0,3 sekon
7	F _{ip}	0,4 sekon
8	F _{lp}	0,3 sekon

$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{0,3(1 + 7s)(1 + 0,5s) + 0,3(1 + 0,5s) + 0,4}{(1 + 0,3s)(1 + 7s)(1 + 0,5s)} \quad (3.2)$$

$$\frac{T(s)}{CV(s)} = \frac{1,05s^2 + 2,4s + 1}{1,05s^3 + 5,75s^2 + 7,8s + 1} \quad (3.3)$$

3.3.2 Generator and Load Model

Dinamika yang terjadi pada generator adalah dinamika putaran terhadap beban yang digambarkan dengan *swing equation*. Dari Persamaan 2.29 pada Subbab 2.4.2 dapat ditulis dengan Persamaan 3.4.

$$\frac{\Delta \overline{P_{G1}}(s) + \Delta \overline{P_{G2}}(s) - \Delta \overline{P_D}(s)}{\Delta \overline{\omega_r}(s)} = \frac{1}{(D + 2Hs)} \quad (3.4)$$

Konstanta D yang digunakan sebesar 2%, dengan arti jika nilai frekuensi berubah 2% pada beban akan mengalami perubahan daya

sebesar 1%-2% [6]. Dengan *damping constant* sebesar 2%, memiliki nilai sebesar 30 MW/Hz (Persamaan 3.5). Dengan mengalikan nilai tersebut dengan frekuensi *base* dan nilai *load base* sebesar 50 Hz dan 750 MW.

$$D = 30 \text{ MW/Hz} \quad (3.5)$$

Nilai tersebut memiliki arti bahwa besarnya perubahan frekuensi sebesar 1 Hz akan mengakibatkan perubahan daya pada beban sebesar 30 MW.

Tabel 3.6 Nilai *Inertia Constant* Generator [6]

Type of Generating Unit	H (sekon)
Thermal Unit	2,5-6
(a) 3600 r/min (2 pole)	4,0-10
(b) 1800 r/min (4 pole)	
Hydraulic Unit	2,0-4,0

Setiap unit (Pembangkit 1 dan Pembangkit 2) memiliki kapasitas yang berbeda. Untuk Pembangkit 1 dengan kapasitas sebesar 450 MVA, secara konstruksi, memiliki ukuran yang lebih besar dari *stator* maupun *rotornya*. Dengan konstruksi yang berbeda mempengaruhi dari besarnya nilai *inertia constant* (H) pada setiap pembangkit.

Untuk memberikan gambaran perbedaan ukuran dari generator, maka digunakan nilai *inertia constant* yang berbeda. Berdasarkan Tabel 3.6, nilai *inertia constant* untuk *thermal unit* sekitar pada nilai 2.5 hingga 10 sekon. Generator pada PT PJB UP Paiton memiliki karakteristik dengan putaran nominal sebesar 3600 RPM dan jumlah kutub sebanyak 2. Dengan demikian besarnya *inertia constant* pada Pembangkit 1 dipilih sebesar 5 sekon dan Pembangkit 2 sebesar 4 sekon.

$$2H_1 = 2 \times 5s \quad (3.6)$$

$$2H_1 = 10s \quad (3.7)$$

Dalam pemodelan didapat hasil perkalian sebesar 10 sekon untuk Pembangkit 1 (Persamaan 3.7) dan 8 sekon untuk Pembangkit 2 (Persamaan 3.9).

$$2H_2 = 2 \times 4s \quad (3.8)$$

$$2H_2 = 8s \quad (3.9)$$

Pengoperasian generator secara paralel akan berdampak pada nilai *time constant* dari fungsi alih generator. Nilai tersebut merupakan penjumlahan antara nilai *inertia constant* dari kedua generator. Sehingga pada Persamaan 3.10, besarnya nilai *inertia constant* ketika generator beroperasi secara paralel sebesar 18 sekon.

$$2H_1 + 2H_2 = 10s + 8s = 18s \quad (3.10)$$

Dengan demikian fungsi alih yang terdapat pada generator pengoperasian paralel ditunjukkan oleh Persamaan 3.11.

$$\frac{\Delta \overline{P_{G1}}(s) + \Delta \overline{P_{G2}}(s) - \Delta \overline{P_D}(s)}{\Delta \overline{\omega_r}(s)} = \frac{1}{(2 + 18s)} \quad (3.11)$$

3.3.3 Governor

Pada Persamaan 2.31, dengan K adalah *integral gain* dan R adalah karakteristik *droop*. K dan R menentukan besarnya *time constant governor* (Tg) yang memiliki nilai sebesar 0,03 sekon. Nilai tersebut berdasarkan pada karakteristik dari *governor* yang digunakan pada PT PJB UP Paiton. *Governor* yang digunakan merupakan *governor digital electro hydraulic control* (DEHC), yang merupakan *governor* yang aksi kerjanya merupakan kombinasi antara mekanik dan elektrik. Sisi mekanik terletak pada penggunaan *hydraulic* kontrol sebagai penggerak *control valve* turbin. Algoritma sistem kontrol, terutama untuk *primary control* dan proteksi dilakukan oleh sistem digital yang berbasis mikroprosesor.

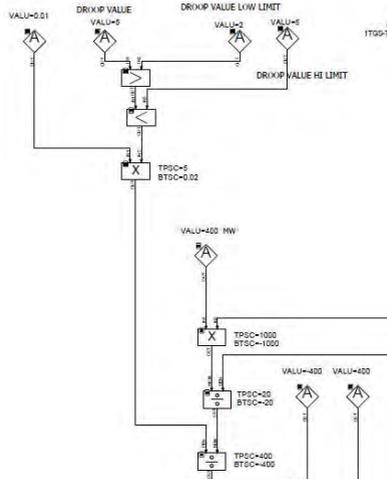
Besarnya *time constant governor* tersebut sekitar 0,03 sekon. Maka diperoleh fungsi alih seperti pada Persamaan 3.12.

$$G(s) = \frac{1}{1 + T_g s} (\Delta L_r(s) - \frac{1}{R} \Delta F(s)) \quad (3.12)$$

Besarnya nilai karakteristik *droop*, pada PLTU PT PJB UP Paiton memiliki nilai sebesar 5% [14]. Nilai tersebut terdapat pada *logic diagram* dari DCS DEHC Ovation yang ditunjukkan oleh Gambar 3.9.

Untuk memberikan perbedaan, maka nilai dari karakteristik *droop* pada Pembangkit 2 dibedakan menjadi 4%. Sehingga kurva karakteristik frekuensi - beban kedua pembangkit memiliki bentuk seperti pada

Gambar 3.10. Pembangkit 1 digambarkan dengan kurva berwarna merah sedangkan Pembangkit 2 berwarna biru.



Gambar 3.9 Nilai Karakteristik *Droop* PLTU milik PT PJB UP Paiton [14]

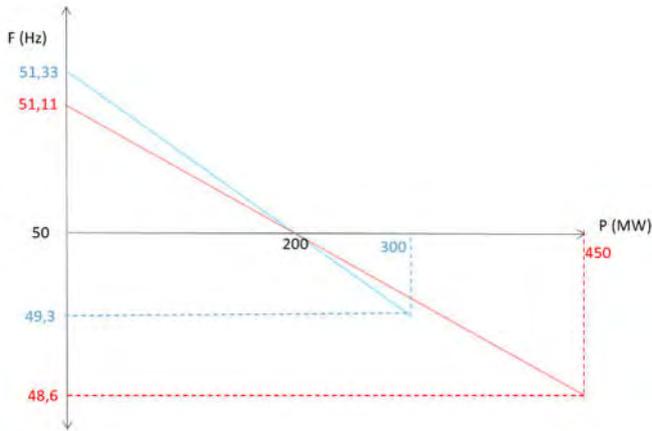
Nilai *droop* Pembangkit 1 sebesar 5% akan memiliki nilai sebesar 0,0055 Hz/MW (Persamaan 3.15) dengan mengalikan dengan nilai frekuensi *base* sebesar 50 Hz dan *rating output* generator Pembangkit 1 sebesar 450 MW. Nilai tersebut merupakan besarnya *slope* dari kurva Pembangkit 1 pada Gambar 3.10. Dengan kata lain, apabila diubah dalam bentuk yang terdapat pada Persamaan 3.16 maka, nilai karakteristik Pembangkit 1 sebesar 180 MW/Hz. Hal tersebut memiliki arti besarnya penurunan frekuensi sebesar 1 Hz, maka akan berdampak pada daya *output* generator sebesar 180 MW pada saat *steady state*.

$$R_1 = 0,05 \quad (3.13)$$

$$R_1 = 0,05 \times \frac{50}{450} \quad (3.14)$$

$$R_1 = 0,0055 \text{ Hz} / \text{MW} \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{R_1} = 180 \text{ MW} / \text{Hz} \quad (3.16)$$



Gambar 3.10 Kurva Frekuensi – Beban Pembangkit 1 dan Pembangkit 2

Untuk Pembangkit 2 memiliki nilai karakteristik *droop* sebesar 4%, dengan cara yang sama pada Persamaan 3.17, nilai karakteristik *droop* pembangkit tersebut sebesar 0,00667 Hz/MW (Persamaan 3.19). Apabila dibandingkan nilai kemiringan karakteristik *droop* Pembangkit 1 lebih kecil dari pada Pembangkit 2, dengan demikian kurva Pembangkit 1 lebih condong ke sumbu horizontal. Kemiringan kurva tersebut mengindikasikan besarnya partisipasi pembangkit dalam menopang beban. Semakin mendekati sumbu horizontal, maka semakin besar nilai partisipasinya pada *primary control loop*.

$$R_2 = 0,04 \quad (3.17)$$

$$R_2 = 0,04 \times \frac{50}{300} \quad (3.18)$$

$$R_2 = 0,00667 \text{ Hz} / \text{MW} \quad (3.19)$$

$$\frac{1}{R_2} = 150 \text{ MW} / \text{Hz} \quad (3.20)$$

3.4 Spesifikasi Respon

Standar untuk pembangkitan energi listrik diatur oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam. Dalam standar tersebut fluktuasi frekuensi harus dijaga sebesar 49,5 Hz hingga 50,5 Hz [2]. Pada

umumnya *secondary controller* menggunakan *proportional integral*. Respon sistem dengan kontroler tersebut masih terdapat osilasi. Untuk menjaga agar tidak terjadi *ripple* maka digunakan komponen *derivative* sehingga mampu mengurangi adanya *ripple*.

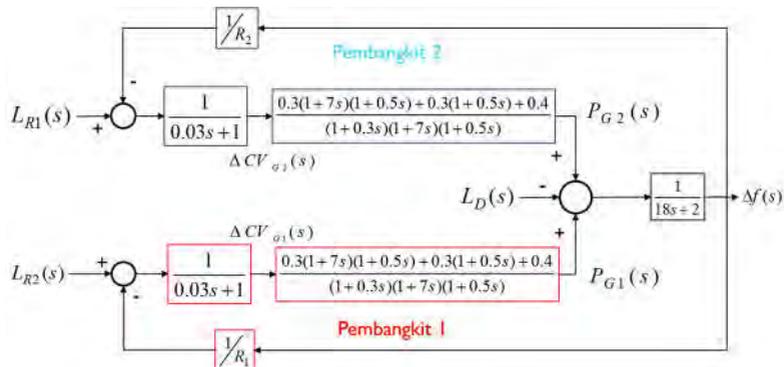
Untuk nilai frekuensi harus dijaga sekitar 50 Hz, maka diperlukan agar *error steady state* mendekati 0%. Hal tersebut tercapai dengan membuat parameter *gain* (K) dari *closed loop system* dengan kontroler sebesar 1. *Overshoot* merupakan hal yang dihindari karena dapat mengurangi masa penggunaan dari aktuator. Untuk mengurangi *overshoot* yang terjadi, maka besarnya nilai zeta adalah sama dengan 1.

3.5 Desain Kontroler PID dan *Filter*

Dengan menerapkan *primary control loop* saja tidak mampu menjaga frekuensi pada nilai nominal ketika terjadi perubahan beban. Dengan mendesain kontroler PID pada *secondary control loop* akan diperoleh frekuensi yang dapat kembali ke nilai yang seharusnya.

3.5.1 Reduksi Model

Hasil penurunan fungsi alih dari *plant* telah dilakukan pada pembahasan pada BAB 2. Untuk dapat merumuskan parameter kontroler yang digunakan, maka diperlukan pengetahuan mengenai model *plant* yang ada. Dengan menggunakan penyederhanaan diagram blok *plant* pada Gambar 3.11 maka diperoleh fungsi alih seperti pada Gambar 3.12.



Gambar 3.11 Diagram Blok *Plant*

Dengan memasukkan setiap fungsi alih kedalam model yang terdapat pada Gambar 3.12 maka akan didapat seperti pada Persamaan IV.1 pada Lampiran IV. Persamaan tersebut memiliki orde tinggi yang menyulitkan untuk mengetahui bagaimana respon dari sistem.

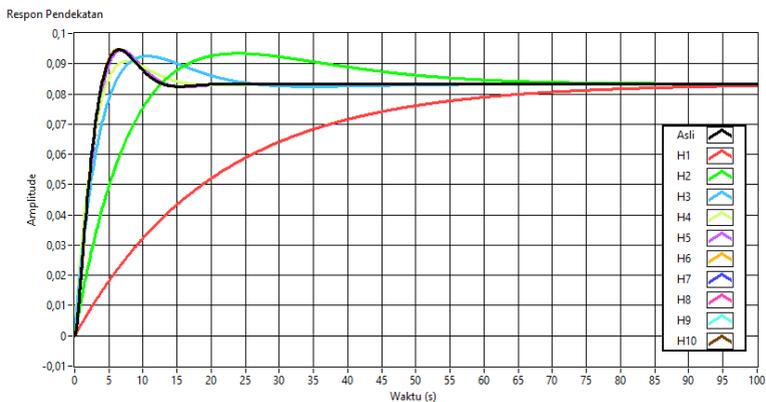
$$L_R(s) \rightarrow \left[\frac{G(s)F(s)T(s)}{1 + G(s)F(s)T(s)((1/R_1) + (1/R_2))} \right] \rightarrow \Delta f(s)$$

Gambar 3.12 Reduksi *Plant*

3.5.2 Reduksi Orde *Plant* dengan Menggunakan Pendekatan Routh

Fungsi alih *plant* memiliki orde kesepuluh. Untuk menentukan parameter kontroler dengan fungsi alih sistem dengan orde tinggi akan sangat menyulitkan. Dengan demikian diperlukan reduksi dari fungsi alih dengan orde tinggi menjadi orde yang lebih rendah.

Reduksi sistem orde tinggi menuju orde yang lebih rendah dengan menggunakan pendekatan Routh diperoleh model hasil reduksi sejumlah polinomial tertinggi dari fungsi alih *plant*. Hasil pendekatan yang terdapat pada Lampiran IV terdapat 10 buah hasil pendekatan, dengan semua hasil pendekatan merupakan sistem stabil seperti pada Tabel 3.7. Untuk menentukan model hasil reduksi mana yang memiliki respon yang serupa dengan aslinya, dilakukan pengujian dengan membandingkan dengan respon sistem asli dengan sinyal *unit step*. Untuk mengukur tingkat kesalahan dari hasil reduksi, setiap respon dihitung dengan perhitungan kesalahan menggunakan *Integral Absolute Error* (IAE).



Gambar 3.13 Respon Hasil Pendekatan

Tabel 3.7 Kestabilan Hasil Reduksi

H ₁	H ₂	H ₃	H ₄	H ₅	H ₆	H ₇	H ₈	H ₉	H ₁₀
Stabil									

Respon yang diberikan ditunjukkan oleh Gambar 3.13. Respon yang ditunjukkan oleh H₁(s) (kurva berwarna hijau) mempunyai nilai IAE terhadap respon asli sebesar 21,35 Hz, sedangkan nilai terkecil dimiliki oleh H₁₀(s) (kurva berwarna coklat) dengan nilai IAE sebesar 0,0081 Hz. Untuk nilai IAE dari fungsi alih hasil reduksi yang lain (H₂(s) dan H₉(s)) ditunjukkan oleh Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Nilai Integral *Absolute Error*

Pendekatan	IAE (Hz)	RMSE (Hz)
H ₁	21,3545	0,0244962
H ₂	7,73974	0,010339
H ₃	2,20237	0,00331019
H ₄	0,823591	0,00159039
H ₅	0,314004	0,000674194
H ₆	0,0855847	0,000230823
H ₇	0,0254744	6,193 10 ⁻⁵
H ₈	0,00904523	7,341 10 ⁻⁶
H ₉	0,00837382	6,297 10 ⁻⁶
H ₁₀	0,00818326	6,186 10 ⁻⁶

Fungsi alih yang digunakan adalah hasil pendekatan orde kedua, karena memudahkan dalam perancangan kontroler PID. Hasil perhitungan dengan IAE dari pendekatan kedua dari Tabel 3.8 memiliki nilai sebesar 7,739 Hz. Fungsi alih tersebut ditunjukkan oleh Persamaan 3.21.

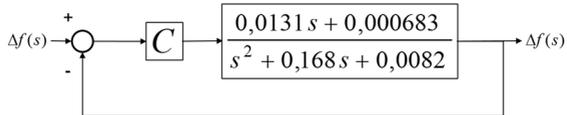
$$H_2(s) = \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082} \quad (3.21)$$

3.5.3 Parameter Kontroler

Penentuan parameter kontroler dilakukan dengan membuat sistem *closed loop* dengan kontroler. Dengan membuat sistem *closed loop* kemudian ditentukan fungsi alih dari sistem tersebut. Karakteristik sistem yang baru ditentukan melalui spesifikasi respon sistem. Kalkulasi antara

karakteristik respon dan fungsi alih yang baru dari sistem, diperoleh besarnya parameter kontroler.

Sistem *closed loop* dari hasil reduksi memiliki diagram blok seperti pada Gambar 3.14. Dengan fungsi alih kontroler ($C(s)$) dirangkai seri dengan *plant* dan diberikan umpan balik, diperoleh fungsi alih yang ditunjukkan oleh Persamaan 3.22.



Gambar 3.14 Diagram Blok dengan Kontroler

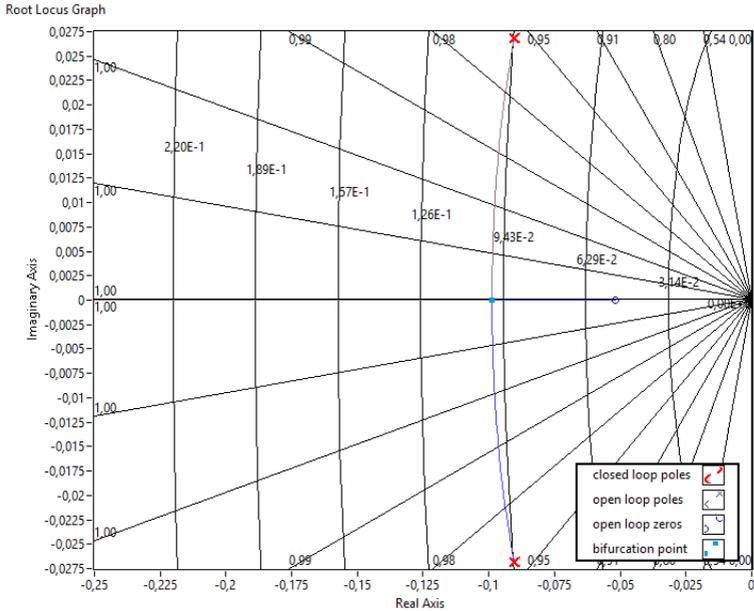
$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{C(s) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}}{1 + C(s) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}} \quad (3.22)$$

Penambahan kontroler akan mempengaruhi letak *pole* dan *zero* dari sistem. Untuk mengetahui pengaruh tersebut, mula-mula diketahui letak *pole* dan *zero* dari *plant*. Dari Persamaan 3.23, maka diketahui *plant* memiliki satu *zero* yaitu $-0,052$ dan *poles* terletak pada $-0,084 \pm 0,0338i$.

$$H(s) = \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082} \quad (3.23)$$

Penggambaran letak *poles* dan *zero* pada *root locus* diketahui dari penyebaran akar-akar karakteristik sistem dengan menggambarkan *root locus* dari *open loop system*. Seperti pada Gambar 3.15, terlihat bahwa terdapat akar-akar yang berada bidang kompleks. Hal tersebut memungkinkan sistem menjadi osilasi akibat perubahan nilai penguatan apabila menggunakan kontroler proporsional saja.

Untuk menghilangkan adanya kemungkinan tersebut, *zero* kontroler dapat ditempatkan pada *pole* dari *plant* yang terdapat pada bidang kompleks. Dengan Persamaan 3.24, merupakan persamaan kontroler PID, untuk memudahkan perhitungan perlu diubah kedalam bentuk polinomial derajat 2 sehingga menjadi seperti pada Persamaan 3.25.



Gambar 3.15 Root Locus Closed Loop System dengan Kontroler P

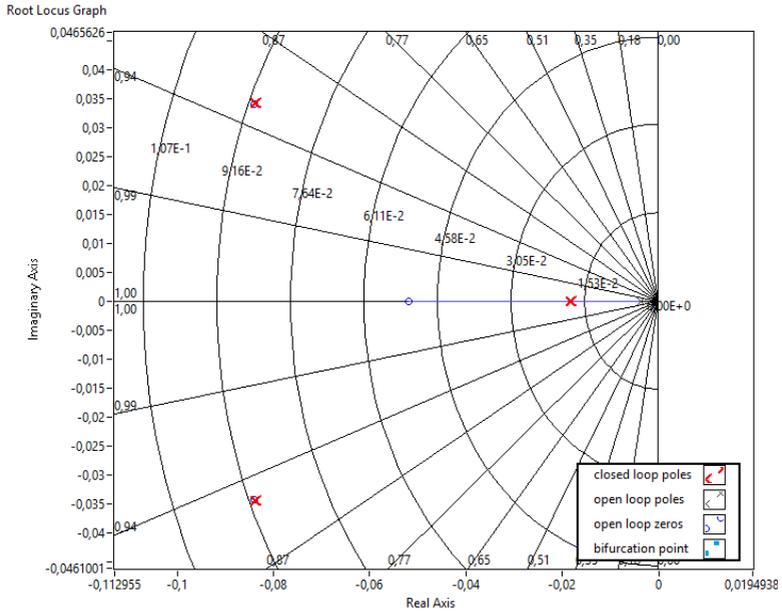
$$PID(s) = Kp \left(1 + \frac{1}{\tau_i s} + \tau_d s \right) \quad (3.24)$$

$$PID(s) = \frac{Kp \tau_d}{s} \left(\frac{1}{\tau_d} s + \tau_i \tau_d + s^2 \right) \quad (3.25)$$

Untuk menghilangkan kemungkinan adanya *poles* yang memiliki nilai ζ tidak sama dengan 1, maka dengan *pole cancellation* dapat membatalkan *poles* dari *plant* yang terletak pada $-0,084 \pm 0,0338i$. Pembatalan terjadi ketika nilai t_d dan t_i sebesar 5,95 sekon dan 20,44 sekon. Dengan memilih nilai tersebut, maka didapat *root locus* seperti pada Gambar 3.16. Dari gambar tersebut, nampak *locus* berada pada sumbu *real* disebelah kiri sumbu imajiner sehingga memiliki nilai zeta sama dengan 1.

Hasil persamaan sistem *closed loop* memiliki fungsi alih seperti pada Persamaan 3.26. Untuk mengetahui karakteristik dari sistem tersebut

maka perlu disederhanakan. Pengaruh dari perubahan nilai K_p berdampak pada kecepatan respon dari sistem. Pada persamaan tersebut juga menunjukkan bahwa nilai dari penguatan bernilai 1, dengan demikian kesalahan pada keadaan tunak mendekati 0.



Gambar 3.16 Root Locus Closed Loop System

$$\frac{\Delta f}{\Delta f_r} = \frac{1}{1 + (19,18 + \frac{246}{K_p})s} \quad (3.26)$$

Respon dengan menggunakan hasil reduksi orde kedua memiliki karakteristik *time constant* tidak melebihi 19,18 s. Pengaruh nilai K_p yang semakin membesar membuat respon menjadi cepat dikarenakan nilai *time constant* yang semakin kecil.

3.5.4 Desain Filter: Averaged Derivative

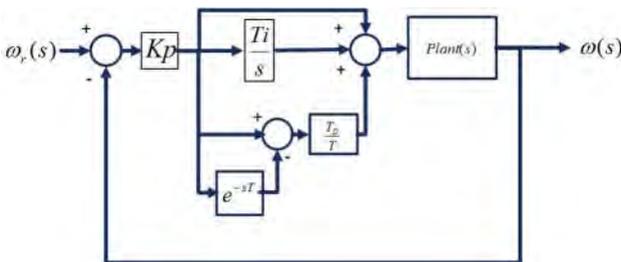
Pemilihan parameter *time delay* (T) pada fungsi *averaged derivative* tidak boleh melebihi dari *time constant* sistem terkecil. Nilai T yang sangat besar dapat mengakibatkan *delay* pada fungsi *derivative*. Dengan memilih parameter *filter* yang sangat kecil namun tidak melebihi nilai *time constant* dari sistem, maka didapat fungsi *averaged derivative* yang mendekati fungsi *derivative* [1].

Tabel 3.9 Time Constant Sistem

Plant Time Constant								
0,45	0,3	0,5	0,36	0,029	0,03	7,54	9,09	3,44

Besarnya *time constant* dari *plant* ditunjukkan pada Tabel 3.9. Nilai *time constant* terkecil dari sistem 0,03 detik. Dengan keterbatasan eksekusi program simulasi sebesar 0,01 detik, parameter yang digunakan untuk *time delay* bernilai antara 0,03 detik – 0,01 detik. Dalam penelitian ini dipilih nilai sebesar 0,01 detik untuk memenuhi kriteria tersebut.

Penerapannya dalam kontroler PID, elemen *delay* terletak seri dengan konstanta T_D . Hasil pengurangan nilai saat ini dengan nilai yang ter-*delay* kemudian dikalikan dengan nilai T_D dan dibagi dengan T.



Gambar 3.17 Diagram Blok Load Frequency Control dengan Averaged Derivative Feedback

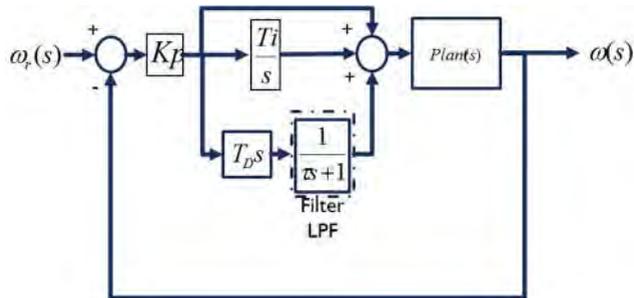
3.5.5 Desain Filter: Low Pass Filter

Pemilihan parameter *time constant filter* (τ) berdasarkan pada frekuensi *noise* terendah. Semakin kecil nilai τ yang digunakan maka akan semakin mendekati dengan fungsi turunan dari kontroler PID [1]. Namun, nilai yang semakin kecil membuat *cut off frequency* menjadi semakin besar, dengan demikian redaman untuk frekuensi tinggi menjadi

berkurang. Simulasi yang dibuat memiliki *step time size* sebesar 0,01 sekon. Dari parameter simulasi tersebut frekuensi yang tercipta maksimum pada nilai 50 Hz. Dengan memilih parameter τ sebesar 0,1 sekon. Berdasarkan Persamaan 3.27 frekuensi *cut off* maka dengan nilai τ menjadi 1,6 Hz.

$$f_c = \frac{1}{2\pi \cdot 0,1} = 1,6 \text{ Hz} \quad (3.27)$$

Dengan demikian diagram blok sistem dengan *low pass filter* ditunjukkan oleh Gambar 3.18 .



Gambar 3.18 Diagram Blok *Load Frequency Control* dengan *Low Pass Filter*.

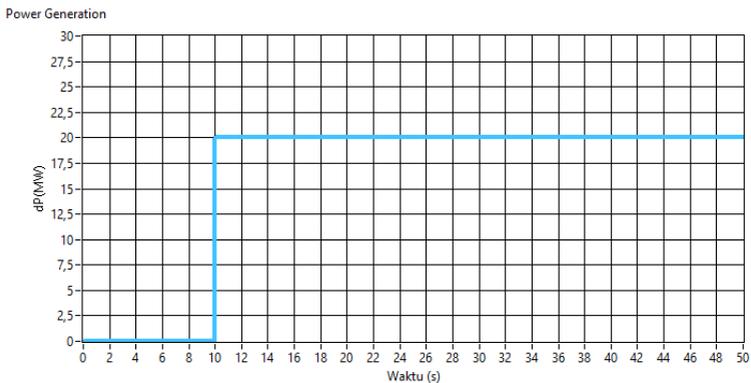
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 4

PENGUJIAN DAN ANALISA METODE PADA SIMULATOR

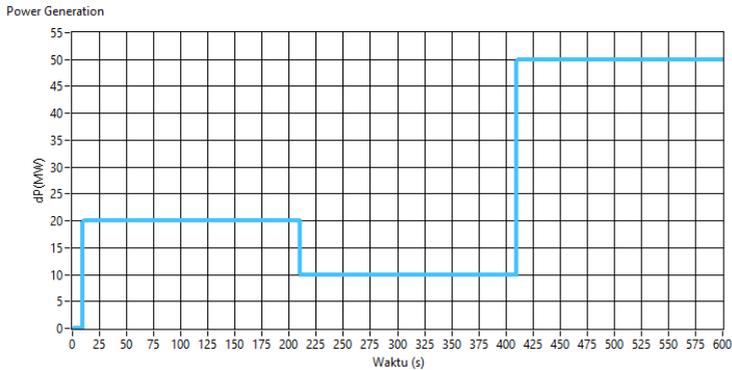
4.1 Gambaran Simulasi

Terdapat tiga kriteria beban yang digunakan dalam pengujian metode kontrol yang dirancang. Perubahan beban tetap adalah beban yang memiliki perubahan nilai tetap dalam suatu waktu. Perubahan beban tersebut bertujuan untuk menyimulasikan kenaikan atau penurunan beban pada *load demand* (LD). Kenaikan pada LD memiliki karakteristik serupa dengan *unit step*, maka untuk menggambarkan fenomena tersebut digunakan sinyal *unit step* dengan kenaikan bervariasi antara 20 MW - 420 MW, sinyal tersebut memiliki kurva seperti pada Gambar 4.1.



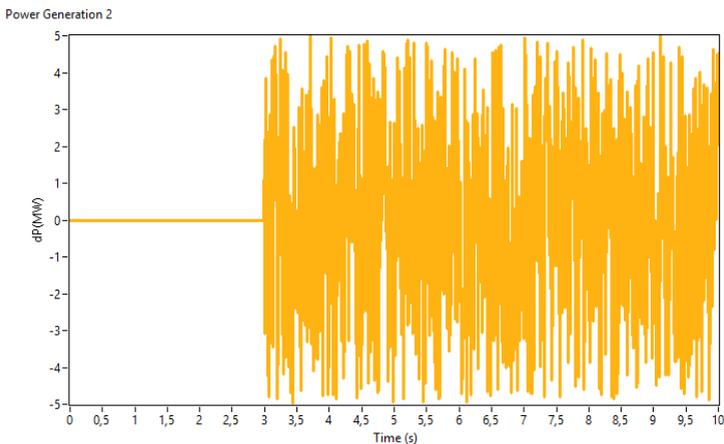
Gambar 4.1 Beban Tetap dengan Sinyal berupa *Unit Step*

Perubahan beban berubah adalah urutan perubahan LD dalam selang waktu tertentu. Nilai tersebut digunakan untuk serangkaian perubahan yang terjadi pada beban. Tujuan pemberian beban tersebut dalam simulasi untuk menguji dari hasil perancangan simulator apakah mampu menjaga frekuensi ketika beban berubah. Sinyal untuk merepresentasikan perubahan beban tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.2.



Gambar 4.2 Beban Berubah dengan Sinyal berupa urutan *Unit Step*

Perubahan beban acak adalah nilai perubahan beban secara acak dalam rentang -5 MW, 5 MW. Probabilitas dari nilai acak tersebut digambarkan dengan distribusi *uniform*. Dengan eksekusi program sebesar 0,01 sekond, maka sinyal *noise* yang diberikan memiliki frekuensi maksimum sebesar 50 Hz. Sinyal perubahan beban acak ditunjukkan oleh Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Perubahan Beban Acak

Pengujian yang akan dilakukan adalah dengan melakukan pemberian beban pada *primary control loop* dan pada *secondary control*

loop. Pengujian pada *primary control loop* dilakukan untuk mengetahui hasil rancangan pembangkit telah sesuai dengan yang yang diharapkan. Sedangkan untuk pengujian *secondary control loop* dilakukan untuk mengetahui desain kontroler telah sesuai dengan spesifikasi yang diinginkan.

4.2 Analisa Primary Control Loop

Hasil perancangan simulasi diuji dengan memberikan nilai beban tetap dan beban berubah. Mekanisme pengujian diberikan dengan waktu simulasi sebesar 50 sekon untuk beban tetap dan 200 sekon untuk perubahan beban berubah.

4.2.1 Beban Tetap

Perubahan beban digunakan untuk menguji apakah setiap pembangkit hasil desain mampu memiliki respon yang diharapkan. Dengan mengetahui nilai perbandingan dari daya *output* generator pada setiap pembangkit dan penurunan frekuensi yang terjadi, maka dapat diketahui hasil desain pembangkit yang telah dirancang. Hasil pengujian dari variasi nilai beban ditunjukkan oleh Tabel 4.1. Dari tabel tersebut menunjukkan adanya perubahan beban (L_D) maka akan berdampak pada perubahan frekuensi dari sistem (dF). Kondisi tersebut diamati ketika respon dalam kondisi *steady state* (SS). Perbandingan daya *output* Pembangkit 1 (dP_1) dan Pembangkit 2 (dP_2) dengan dF adalah nilai $1/R_1$ dan $1/R_2$, R merupakan karakteristik *droop* dari pembangkit.

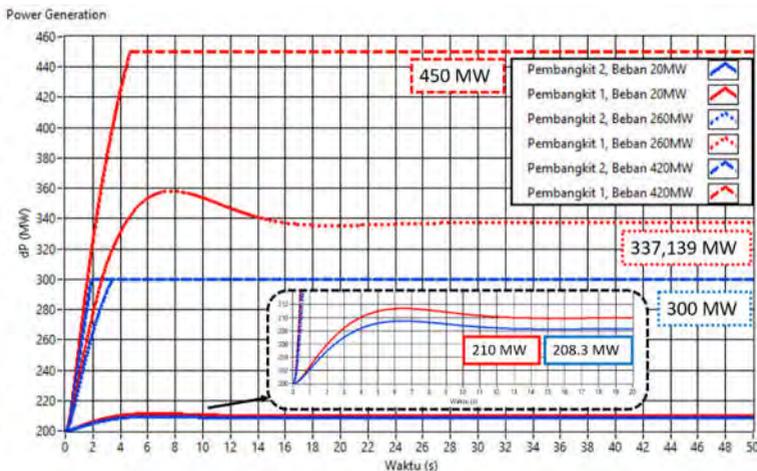
Tabel 4.1 Respon Perubahan Frekuensi terhadap Beban Tetap pada *Primary Control Loop*

L_D (MW)	SS dP_1 (MW)	SS dP_2 (MW)	SS dF (Hz)	$1/R_1$ (MW/Hz)	$1/R_2$ (MW/Hz)
20	10	8,333	-0,056	178,5714	148,8036
40	20	16,667	-0,111	180,1802	150,1532
60	30	25	-0,167	179,6407	149,7006
220	110	91,667	-0,611	180,0327	150,0278
240	120	100	-0,667	179,916	149,925
260	137,13	100	-0,762	179,9724	131,2336
380	239,98	100	-1,333	180,03	75,01875
400	250	100	-1,672	149,5215	59,80861
420	250	100	-2,335	107,0664	42,82655

Hasil dari pemberian beban memperlihatkan bahwa kedua pembangkit telah mampu beroperasi sesuai rancangan. Nilai $1/R_1$ dan

$1/R_2$ telah sesuai dengan rancangan semula dengan nilai masing masing 180 MW/Hz dan 150 MW/Hz.

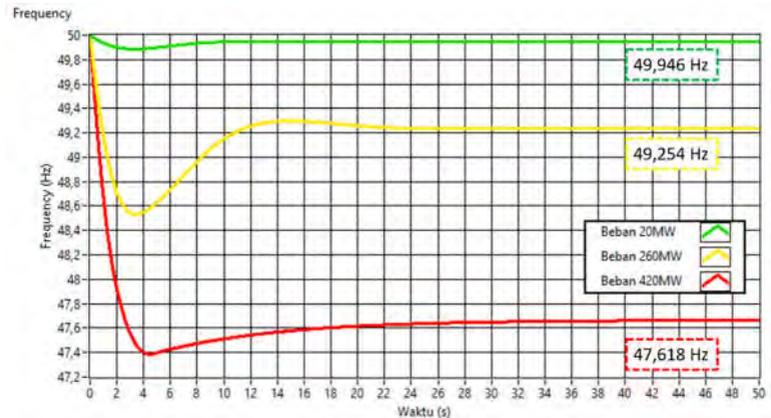
Ketika beban yang diberikan melebihi kapasitas dari salah satu pembangkit, maka pembangkit tersebut tidak mampu merespon perubahan beban. Pemberian beban sebesar 260 MW membuat Pembangkit 2 hanya mampu merespon sesuai dengan kapasitasnya yaitu sebesar 100 MW. Nilai beban yang lebih besar membuat Pembangkit 2 tetap memiliki daya *output* yang sama dengan sebelumnya. Pembangkit 1 yang memiliki kapasitas 450 MW menanggung seluruh perubahan beban. Hal tersebut dapat terlihat pada kenaikan daya *output* Pembangkit 1 yang berbeda ketika perubahan beban melebihi kapasitas Pembangkit 2. Ketika perubahan beban sebesar 20 MW dan 40 MW Pembangkit 1 merespon dengan kenaikan 10 MW, namun ketika beban sebesar 240 MW dan 260 MW maka kenaikan tidak lagi linear sebesar 10 MW melainkan menjadi 17,1 MW.



Gambar 4.4 Respon Perubahan Daya *Output* Pembangkit 1 dan 2.

Perubahan beban yang terjadi mengakibatkan pembangkit menaikkan daya *output* agar frekuensi tidak turun terlalu jauh. Seperti pada Gambar 4.4, akibat penggunaan karakteristik *droop* dari Pembangkit 1 yang lebih besar dari pada Pembangkit 2 menyebabkan daya *output* Pembangkit 1 lebih besar dari pada Pembangkit 2. Suplai daya dari kedua pembangkit digunakan untuk menyuplai beban sehingga penurunan tidak

sangat jauh. Namun, seperti pada Gambar 4.5, kenaikan beban yang melebihi kapasitas membuat penurunan frekuensi yang terjadi juga semakin besar. Pemberian kenaikan beban sebesar 420 MW membuat frekuensi turun pada nilai 47,62 Hz (kurva merah). Apabila dibandingkan dengan beban 20 MW, penurunan frekuensi yang terjadi sebesar 49,95 Hz (kurva hijau).



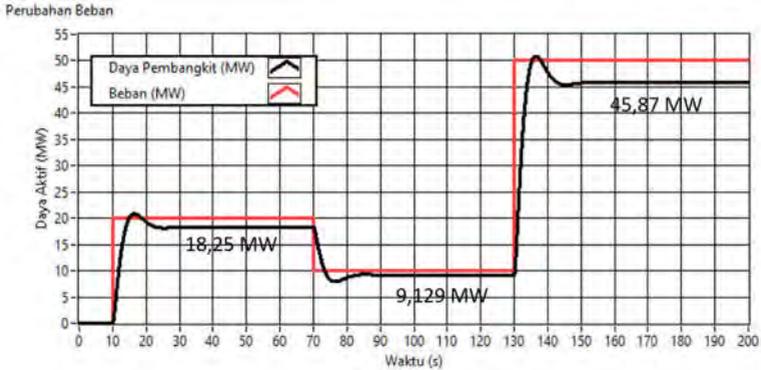
Gambar 4.5 Respon Perubahan Frekuensi terhadap Perubahan Beban.

4.2.2 Beban Berubah

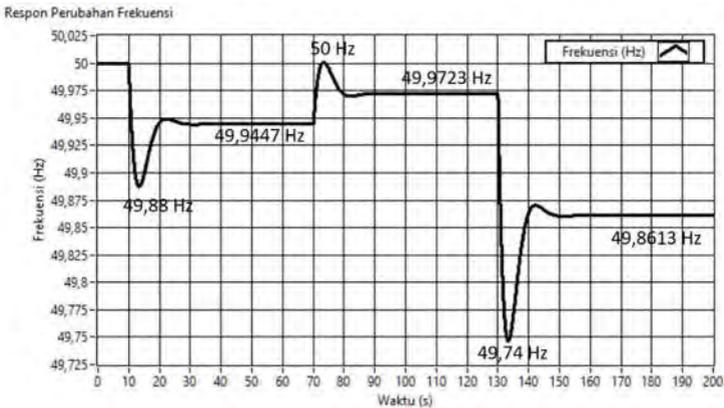
Pemberian beban berubah membuat pembangkit memiliki nilai keluaran yang berubah pula. Beban tersebut memiliki karakteristik perubahan selama selang waktu tertentu. Dalam selang waktu tersebut diamati perubahan frekuensi yang terjadi dan respon pembangkit terhadap perubahan beban.

Dengan perubahan beban berubah (kurva merah) seperti pada Gambar 4.6, pembangkit akan merespon dengan nilai penjumlahan dari daya aktif Pembangkit 1 dan Pembangkit 2 (kurva hitam). Tanpa adanya regulasi sekunder membuat keluaran pembangkit tidak memiliki nilai yang sama dengan jumlah permintaan beban. Akibat yang ditimbulkan adalah adanya perubahan nilai frekuensi yang tidak menjadi 50 Hz. Hal tersebut dijelaskan pada Gambar 4.7, dimana dengan perubahan beban sebesar 20 MW membuat frekuensi menurun pada nilai 49,94 Hz. Kemudian pada detik ke 70, perubahan beban menurun menjadi 10 MW atau terjadi pelepasan beban dan membuat frekuensi menjadi meningkat

sehingga frekuensi bernilai 49,97 Hz. Kenaikan beban sebesar 40 MW pada detik 130 membuat frekuensi menurun pada nilai 49,86 Hz.



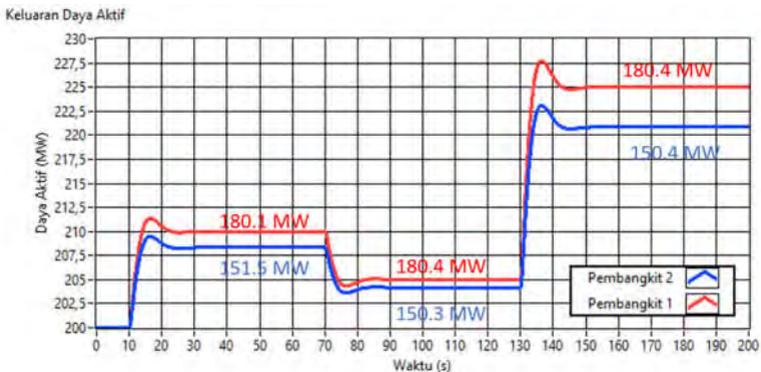
Gambar 4.6 Respon Pembangkit terhadap Perubahan Beban



Gambar 4.7 Respon Frekuensi terhadap Perubahan Beban

Perbandingan antara perubahan frekuensi dan daya *output* pembangkit ketika *steady state* merupakan nilai karakteristik *droop* dari pembangkit tersebut. Dengan pemberian beban berubah, kesesuaian hasil desain *primary control loop* diketahui dengan nilai perbandingan perubahan frekuensi terhadap keluaran setiap pembangkit pada kondisi *steady state*. Pada Gambar 4.8, nilai *droop* untuk Pembangkit 1 dan 2 pada perubahan beban pertama sebesar 20 MW adalah sebesar 180,1 MW/Hz

dan 151,5 MW/Hz. Hasil tersebut masih telah memenuhi desain *droop* untuk Pembangkit 1 sebesar 180 MW/Hz dan Pembangkit 2 sebesar 150 MW/Hz. Begitu pula untuk perubahan beban kedua yaitu penurunan sebesar 10 MW, nilai *droop* pada Pembangkit 1 sebesar 180,4 MW/Hz dan Pembangkit 2 sebesar 150,3 MW/Hz. Kenaikan beban sebesar 40 MW memiliki nilai perbandingan frekuensi dan daya keluaran sesuai dengan desain kedua pembangkit.



Gambar 4.8 Respon Perubahan Daya Setiap Pembangkit

4.3 Analisa Performa *Secondary Control Loop*

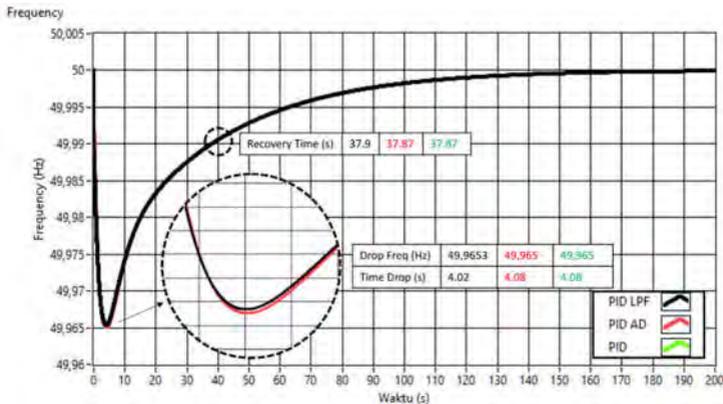
Secondary control loop berperan dalam membawa nilai frekuensi sesuai dengan nilai *set point* yaitu 50 Hz. Untuk menguji performa kontroler tersebut akan diberikan perubahan beban dan perubahan beban acak. Pemberian beban bertujuan untuk melihat performa kontroler dalam mengurangi kesalahan frekuensi. Beban berubah teratur diberikan untuk mengetahui performa kontroler apabila terjadi perubahan beban berurutan dalam selang waktu tertentu.

4.3.1 Beban Tetap

Perubahan beban atau *load demand* (L_D) berpengaruh pada perubahan frekuensi yang terjadi pada sistem kelistrikan. Dengan menggunakan *primary control loop* saja tidak cukup menjaga frekuensi pada nilai 50 Hz.

Dengan parameter kontroler yang telah diperoleh dari hasil perancangan *secondary control loop* maka frekuensi dapat kembali pada nilai 50 Hz ketika perubahan beban terjadi, seperti yang ditunjukkan oleh

Gambar 4.9. Variasi perubahan beban yang digunakan sama seperti pada pengujian *primary control loop*. Perbandingan ketiga metode dengan parameter *time delay* (T) dan *time constant filter* (τ) dengan masing-masing nilai sebesar 0,01 sekon dan 0,1 sekon memiliki hasil yang berbeda seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 4.8, LFC dengan PID *Low Pass Filter* (LPF) memiliki penurunan frekuensi tidak lebih besar daripada LFC dengan PID *Averaged Derivative* (AD). Penurunan frekuensi LFC dengan PID LPF memiliki nilai 49,9653 Hz dan LFC dengan PID AD sebesar 49,965 Hz. Perbedaan tersebut dikarenakan parameter τ dari fungsi LPF tidak cukup kecil sehingga mempengaruhi respon dari sistem.

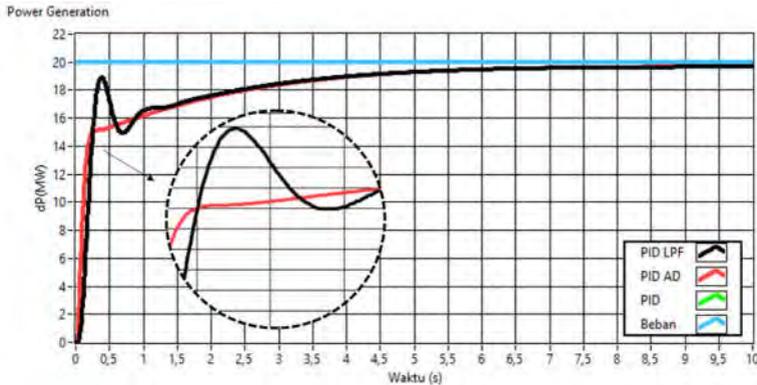


Gambar 4.9 Perbandingan Perubahan Frekuensi dengan Metode PID, PID AD dan PID LPF

Perbedaan lain nampak pada waktu yang dibutuhkan respon kembali pada nilai 49,99 Hz setelah perubahan beban terjadi. Perbedaan tersebut dimiliki oleh LFC dengan PID LPF dengan perbedaan waktu sebesar 0,03 sekon dari LFC dengan PID AD dan PID.

Metode kontrol yang digunakan pada *secondary loop* adalah PID, PID LPF dan PID AD. Dua metode dengan *filter* (PID LPF dan PID AD) memiliki penambahan fungsi *filter* yang berbeda dengan fungsi PID pada umumnya. Penambahan *filter* pada fungsi tersebut memiliki perbedaan terhadap LFC menggunakan metode kontrol PID. Pada Gambar 4.10 menunjukkan perbedaan daya aktif yang dihasilkan apabila menerapkan PID dengan *low pass filter* dan fungsi *averaged derivative* sebagai *filter*. Terlihat LFC dengan PID LPF (kurva hitam) memiliki respon yang

mengalami fluktuasi apabila dibandingkan dengan LFC dengan PID AD (kurva merah) dan PID (kurva hijau).



Gambar 4.10 Perbandingan Perubahan Daya Pembangkitan dan Beban untuk Metode PID, PID AD dan PID LPF.

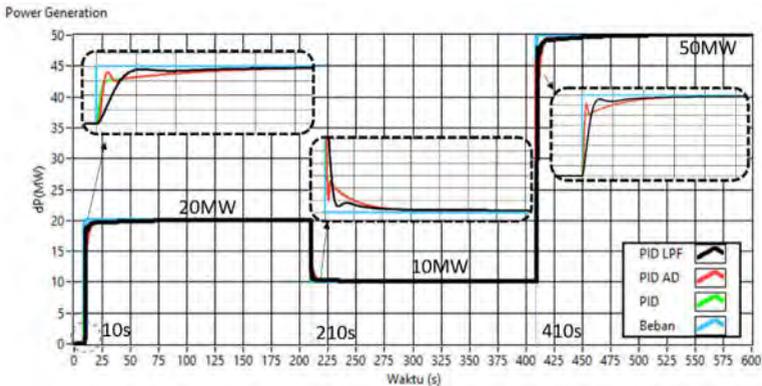
4.3.2 Beban Berubah

Perubahan beban yang terus menerus harus mampu direspon oleh pembangkit listrik. Kualitas frekuensi yang dibangkitkan bergantung pada kesesuaian nilai daya aktif dan permintaan daya pada beban. Tercapainya kesesuaian nilai tersebut membuat frekuensi berada pada nilai 50 Hz. Dengan memberikan perubahan beban pada selang waktu tertentu, *secondary control loop* yang dirancang harus mampu menjaga frekuensi pada nilai 50 Hz.

Kenaikan beban pertama sebesar 20 MW terjadi pada detik ke 10 pada saat simulasi berjalan. Perubahan beban tersebut dilanjutkan dengan pelepasan beban sebesar 10 MW pada detik ke 210. Terjadi kenaikan beban kembali sebesar 50 MW pada detik 410. Seperti pada Gambar 4.11, perubahan daya aktif untuk setiap metode memiliki respon yang berbeda. Hal tersebut diakibatkan oleh parameter τ dari *low pass filter* yang masih cukup besar apabila dibandingkan parameter *time delay* (T) sebesar 0,01 sekon yang dimiliki fungsi *averaged derivative*.

Dengan menerapkan *secondary control loop* memiliki penurunan frekuensi yang berbeda setiap perubahan beban. Untuk beban sebesar 20 MW, *secondary control loop* atau LFC dengan metode kontrol PID (kurva hijau) memiliki nilai penurunan sebesar 49,965 Hz dan terjadi setelah 14,08 sekon semenjak beban diberikan. Nilai tersebut merupakan nilai

penurunan terbesar apabila dibandingkan dengan LFC dengan metode kontrol PID AD (kurva merah) sebesar 49,9652 Hz dan LFC dengan PID LPF (kurva hitam) yaitu 49,9657 Hz. Pada penurunan beban sebesar 10 MW perubahan frekuensi terbesar pada LFC yang menggunakan metode kontrol PID yaitu sebesar 50,0174 Hz pada detik ke 214,08 setelah simulasi berjalan. Sementara, untuk LFC dengan metode PID AD dan PID LPF mempunyai kenaikan frekuensi sebesar 50,0173Hz dan 50,0164 Hz. Pada pemberian beban terakhir sebesar 50 MW, penurunan terbesar dimiliki oleh LFC dengan metode kontrol PID yaitu sebesar 49,93 Hz, seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 4.2.



Gambar 4.11 Respon Perubahan Daya Pembangkit untuk Metode PID, PID AD dan PID LPF.

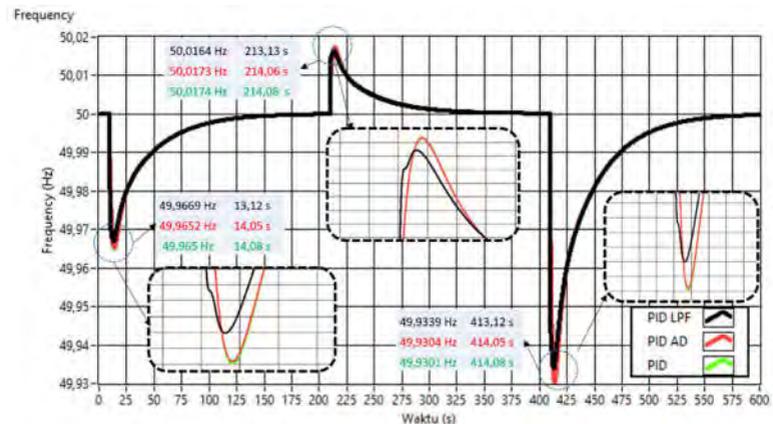
Tabel 4.2 Perbandingan Penurunan Frekuensi dan Waktu Puncak

Perubahan Beban (MW)	Puncak Frekuensi PID LPF (Hz)	Time Peak PID LPF (sekon)	Puncak Frekuensi PID AD (Hz)	Time Peak PID AD (sekon)	Puncak Frekuensi PID (Hz)	Time Peak PID (sekon)
20	49,9669	13,12	49,9652	14,05	49,965	14,08
-10	50,0164	213,13	50,0173	214,06	50,0174	214,08
40	49,9339	413,12	49,9304	414,05	49,9301	414,08

Penambahan *filter* pada metode kontrol PID memberikan perubahan respon apabila dibandingkan dengan metode kontrol PID biasa. Perbedaan respon tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.12, dimana LFC dengan metode kontrol PID dan PID AD memiliki respon yang lebih

serupa. Hal tersebut dikarenakan pemilihan parameter *time delay* dari fungsi *averaged derivative* yang sangat kecil, sehingga menyerupai fungsi diferensial pada PID. Nampak pula perubahan frekuensi yang menerapkan LFC dengan metode PID LPF (kurva hitam) memiliki perbedaan respon dari LFC dengan metode kontrol PID (kurva hijau). Perbedaan tersebut berupa penurunan frekuensi akibat beban yang sama, apabila dibandingkan dengan LFC metode PID dan PID AD, memiliki penurunan yang lebih kecil dibandingkan dengan metode lain.

Perubahan frekuensi yang terjadi tidak menyebabkan frekuensi menurun melebihi batas operasional dari regulasi yang ada. Hal tersebut dikarenakan perubahan beban yang terjadi disanggupi oleh pembangkit.



Gambar 4.12 Respon Frekuensi terhadap Perubahan Beban Teratur

4.4 Analisa *Filter* pada *Secondary Control Loop*

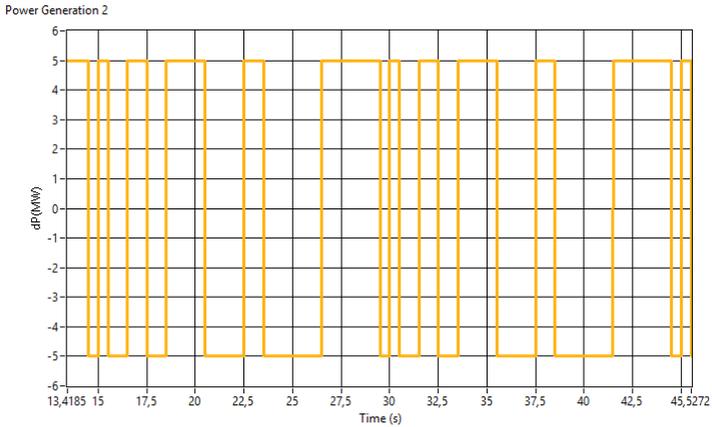
Filter yang dirancang diterapkan pada *secondary control loop* untuk meredam *noise* pada masukan kontroler derivatif. Diberikan variasi dari nilai parameter *time constant* (τ) dan *time delay* (T). Dengan beban sebesar 20 MW, akan dilihat pengaruh dari perubahan dari parameter T dan τ .

4.4.1 Beban Acak dengan PRBS

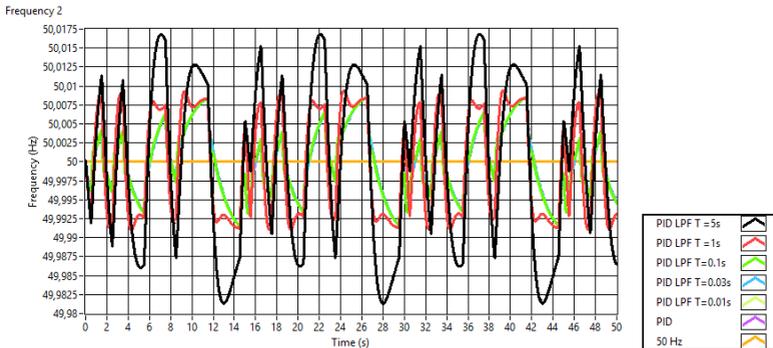
Dengan skema variasi yang serupa pada pembahasan pada Subbab 4.1 diberikan beban acak dengan amplitudo sebesar -5 MW hingga +5 MW. Pemberian beban acak tersebut memberikan gambaran asli

mengenai *switching* acak yang terjadi pada sistem kelistrikan. Untuk mengetahui performa kontroler tersebut, dibandingkan nilai integral *error* absolut (IAE) dari nilai referensi sebesar 50 Hz. Semakin kecil nilai IAE maka semakin baik performa kontroler dalam meredam *switching noise*.

Untuk menguji kontroler dan *filter* hasil desain, maka digunakan perubahan beban acak dengan sinyal PRBS. Sinyal acak tersebut memiliki kurva seperti pada Gambar 4.13. Sinyal PRBS memiliki pola tertentu yang dieksekusi secara berulang.

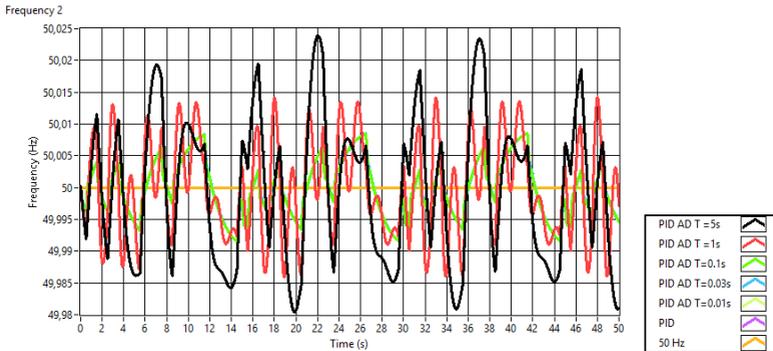


Gambar 4.13 Beban Acak dengan Sinyal PRBS



Gambar 4.14 Respon Perubahan Frekuensi untuk LFC dengan PID LPF Akibat Beban Acak PRBS

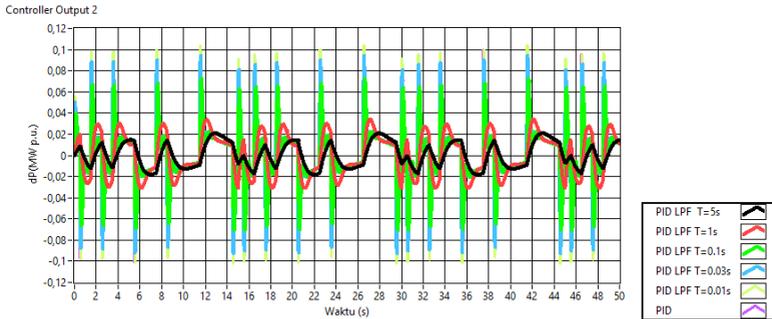
Dengan waktu simulasi sebesar 50 detik, respon perubahan frekuensi akibat beban acak tersebut berbeda untuk setiap variasi parameter *filter*. Gambar 4.14 menunjukkan respon perubahan frekuensi dengan metode kontrol PID LPF. Nampak pada kurva berwarna hitam, semakin besar nilai parameter *filter* menyebabkan nilai frekuensi memiliki simpangan terjauh. Nilai parameter terkecil (kurva hijau muda) memiliki simpangan terkecil.



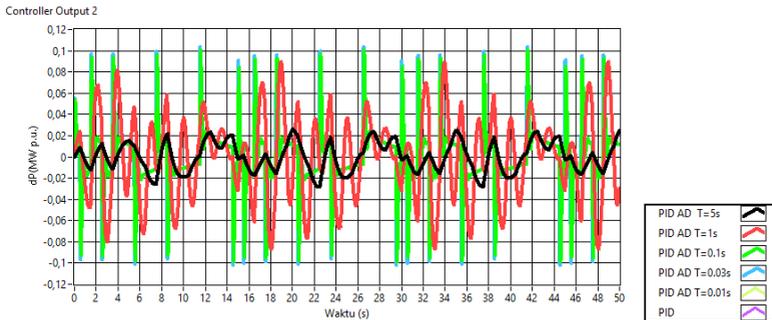
Gambar 4.15 Respon Perubahan Frekuensi untuk LFC dengan PID AD Akibat Beban Acak PRBS

Respon yang tidak jauh berbeda dihasilkan oleh LFC dengan PID AD. Nampak pada Gambar 4.15, semakin besar variasi parameter *time delay* menyebabkan perubahan frekuensi yang berbeda. Semakin besar parameter *time delay* menyebabkan frekuensi memiliki deviasi yang besar. Semakin kecil nilai *time delay*, deviasi frekuensi yang terjadi semakin kecil.

Sinyal kontrol yang dihasilkan akibat pemberian beban PRBS, memiliki karakteristik yang serupa untuk setiap variasi parameter *time delay* dan *time constant* seperti pada pemberian beban acak. Semakin kecil *time delay* maka membuat sinyal kontrol semakin fluktuatif. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.16 untuk LFC dengan metode PID LPF. Fenomena yang serupa juga ditunjukkan oleh Gambar 4.17 untuk sinyal kontrol dari LFC dengan metode PID AD, semakin kecil parameter *time delay* membuat sinyal kontrol menjadi fluktuatif dan menyerupai metode kontrol PID.



Gambar 4.16 Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban PRBS dengan Variasi *Time Constant Filter*.



Gambar 4.17 Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban PRBS dengan Variasi *Time Delay*

Untuk mengetahui perbandingan kedua metode tersebut dilakukan perhitungan *Integral Absolute Error* (IAE) dengan hasil seperti pada Tabel 4.3. Untuk perubahan beban berupa PRBS memiliki LFC dengan PID LPF memiliki kesalahan yang lebih besar dibandingkan dengan LFC dengan PID AD.

Tabel 4.3 Perbandingan IAE LFC dengan PID AD dan PID LPF terhadap Beban Acak PRBS

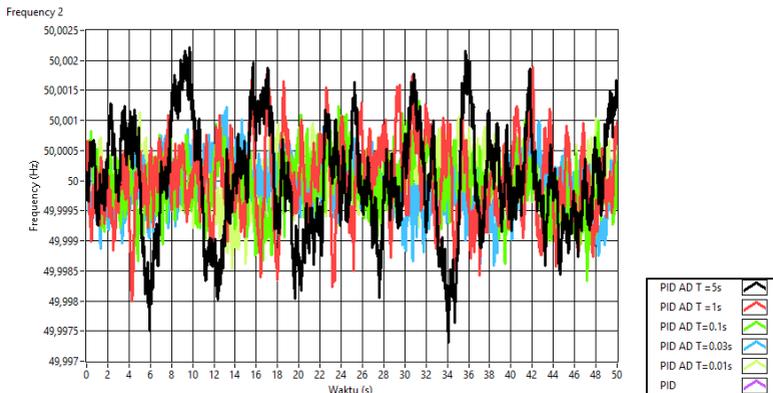
<i>Time Contant dan Time Delay</i>	IAE LFC PID LPF	IAE LFC PID AD
5 sekon	46,8833	46,7139
1 sekon	31,9096	31,7596
0,1 sekon	18,7688	18,3983
0,01 sekon	18,3053	18,2086
0,03 sekon	18,2069	18,178

4.4.2 Beban Acak Terdistribusi *Uniform*

Sebagai perbandingan, digunakan perubahan beban acak dengan nilai *random* yang terdistribusi *uniform*. Sinyal yang dibangkitkan memiliki rentang nilai ± 5 MW dan memiliki nilai frekuensi hingga sebesar 50 Hz.

Tabel 4.4 Nilai Kesalahan Akibat Variasi Parameter *Time Constant* dan *Time Delay* Akibat Beban Acak

<i>Time Constant</i> dan <i>Time Delay</i>	IAE LFC PID LPF	IAE LFC PID AD
5 sekon	3,56381	3,72648
1 sekon	2,23413	2,63083
0,1sekon	1,95036	1,85136
0,01 sekon	1,77768	1,72507
0,03 sekon	1,54	1,50944

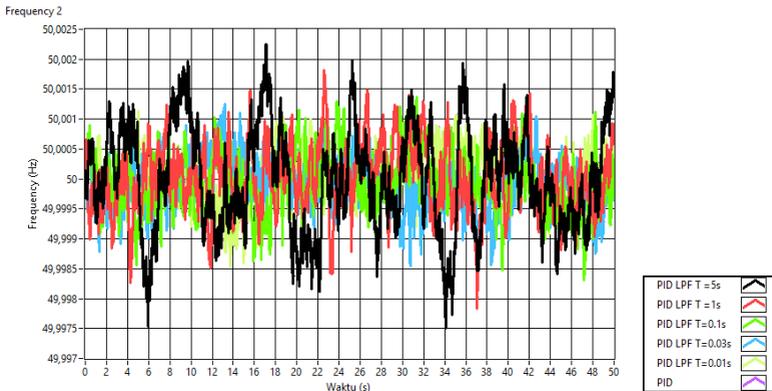


Gambar 4.18 Perbandingan Perubahan Frekuensi Akibat Beban Acak dengan Variasi *Time Delay* (T)

Dari hasil pengujian, pemberian nilai T dan τ memiliki dampak yang berbeda dari kedua *filter*. Dengan memilih nilai T dan τ sekecil mungkin, membuat kontroler dengan *filter* memiliki kriteria IAE yang lebih baik dibandingkan dengan nilai T dan τ yang besar. Nilai T sebesar 1 sekon untuk kontroler PID dengan fungsi *averaged derivative* memiliki nilai IAE sebesar 2,63 Hz. Untuk nilai terkecil dari T, kontroler tersebut memiliki nilai IAE sebesar 1,51 Hz. Apabila dibandingkan dengan kontroler PID dengan *low pass filter* seperti pada Tabel 4.4, perubahan nilai parameter τ yang serupa dengan fungsi *averaged*

derivative membuat LFC dengan kontroler PID LPF memiliki kesalahan yang lebih besar dibandingkan dengan LFC dengan kontroler PID AD. Sedangkan untuk LFC dengan PID AD memiliki fenomena penurunan kesalahan, hal tersebut dibuktikan dengan perhitungan IAE pada Tabel 4.4, semakin kecil nilai *time constant filter* membuat kesalahan semakin kecil.

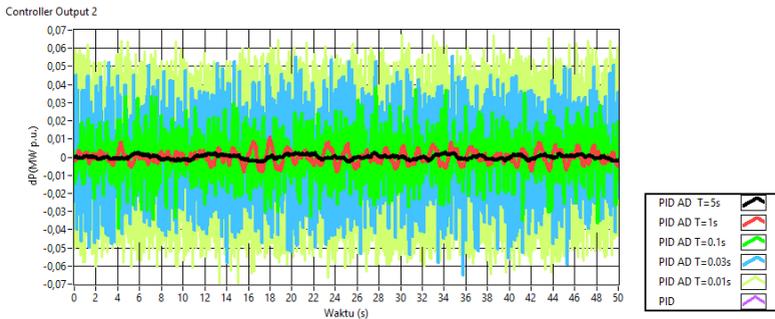
Respon yang diberikan akibat perubahan beban acak berbeda-beda untuk setiap variasi parameter T dan τ . Perubahan nilai keduanya, apabila semakin kecil, memiliki nilai kesalahan yang cenderung sama. Kecenderungan tersebut yaitu semakin kecil untuk nilai T dan τ membuat nilai kesalahan menjadi semakin kecil. Hal tersebut dapat diamati pada Gambar 4.18 untuk respon LFC dengan kontroler PID AD dan Gambar 4.19 untuk respon LFC dengan kontroler PID LPF.



Gambar 4.19 Perbandingan Perubahan Frekuensi Akibat Beban Acak dengan Variasi *Time Constant Filter*

Akibat perubahan parameter *time delay* dan *time constant*, pada daya yang dikeluarkan oleh pembangkit memiliki nilai yang berbeda. Perbedaan nilai tersebut terletak pada besarnya fluktuasi dari keluaran pembangkit apabila nilai parameter *time delay* dan *time constant* semakin kecil. Pemilihan kedua parameter tersebut berimbas pada keluaran pembangkit yang harus cepat merespon perubahan beban. Nampak apabila kedua nilai parameter *time delay* dan *time constant* sebesar 5 sekon, keluaran pembangkit tidak fluktuatif namun memiliki kesalahan paling besar terhadap besarnya frekuensi 50 Hz.

Efek pemberian *filter* pada kontroler PID memiliki keluaran sinyal kontrol yang bervariasi untuk setiap nilai *time constant* dan *time delay*. Tujuan untuk mengurangi nilai fluktuatif dari sinyal kontrol dengan menggunakan *filter* tercapai dengan nilai parameter *time constant* dan *time delay* paling besar, yaitu 5 sekon. Dengan nilai parameter tersebut menyebabkan keluaran kontroler tidak fluktuatif. Sinyal kontrol yang fluktuatif akan membuat aktuator tidak dapat mengikuti, dan apabila dapat mengikuti sinyal kontrol yang bervariasi tersebut akan mengurangi masa pemakaian aktuator. Dalam kasus ini aktuator merupakan pembangkit yang menerima sinyal kontrol dari pusat pengatur beban.

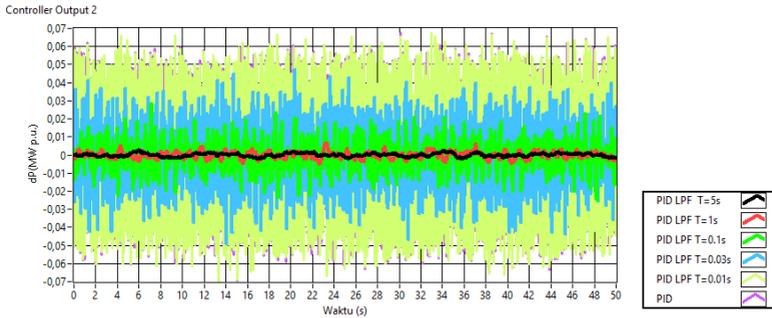


Gambar 4.20 Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban Acak dengan Variasi *Time Delay* (T).

Penggunaan *filter averaged derivative*, pemilihan nilai T mendekati nilai nol akan membuat fungsi tersebut mendekati fungsi turunan. Namun, semakin kecil nilai T menghilangkan fungsi *filter* yang terdapat pada fungsi tersebut. Hal tersebut dibuktikan melalui Persamaan 2.66, semakin kecil nilai *time delay* mengakibatkan semakin menyerupai fungsi derivatif. Pengaruh pemilihan *time delay* ditunjukkan pada Gambar 4.20, semakin besar fungsi nilai *time delay* membuat sinyal kontrol menjadi tidak fluktuatif, sedangkan semakin kecil sinyal kontrol semakin fluktuatif.

Semakin besar nilai *time constant* (τ) dari fungsi *low pass filter*, membuat fungsi tersebut memiliki frekuensi *cut off* semakin kecil. Seperti pada Persamaan 2.61, semakin kecil frekuensi *cut off* semakin besar redaman yang diberikan untuk frekuensi tinggi, hal tersebut diperlihatkan oleh Gambar 4.21. Semakin tinggi nilai τ , akan memperbesar frekuensi *cut off* sehingga tampak *low pass filter* tidak meredam adanya *noise* dari

switching beban. Frekuensi *cut off* yang kecil memiliki redaman yang lebih baik dibandingkan dengan frekuensi *cut off* yang besar, hal tersebut bergantung dari nilai parameter *time constant*. Selain hal tersebut, menggunakan nilai T yang tidak memperhatikan *time constant* dari fungsi alih komponen yang lain pada sistem akan mempengaruhi respon waktu dari sistem.

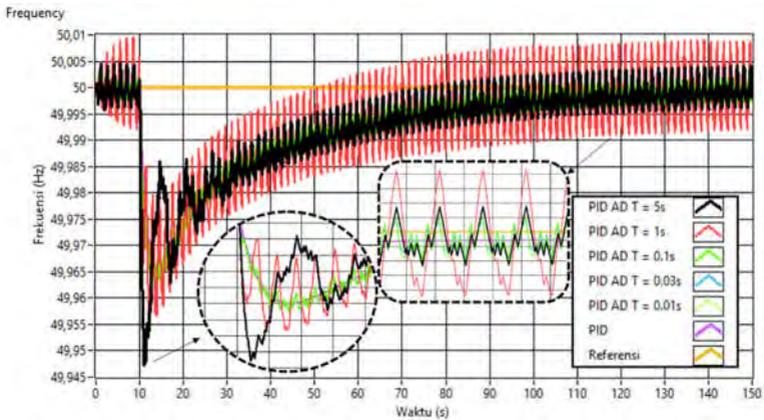


Gambar 4.21 Perbandingan Keluaran Kontroler Akibat Beban Acak dengan Variasi *Time Constant Filter*.

4.4.3 Perubahan Beban Acak dan Berpola

Beban berubah menyerupai *unit step* akan diberikan sekaligus dengan beban acak dan beban berpola yang diakibatkan oleh *switching* pada sisi beban. Pemberian beban tersebut bertujuan menguji kontroler PID dan *filter* yang telah dirancang. Simulasi dilakukan selama 150 detik dengan kenaikan beban sebesar 20 MW pada detik ke 10. Selama simulasi berlangsung beban acak telah ditambahkan, yaitu sebesar ± 5 MW.

Pemberian beban berpola didapat hasil untuk variasi parameter *time delay* maupun *time constant* yaitu nilai kesalahan frekuensi yang semakin menurun. Untuk LFC dengan metode PID AD, dengan beban berpola, akan mengalami *differential delay* pada nilai *time delay* terbesar yaitu 5 sekon. Semakin kecil nilai *time delay* akan mendekati respon dari kontroler PID ketika tanpa adanya beban berpola yang diberikan. Untuk parameter *time delay* sebesar 1 sekon memiliki respon yang paling fluktuatif dibandingkan dengan variasi *time delay* yang lain, seperti respon yang ditunjukkan pada Gambar 4.22.



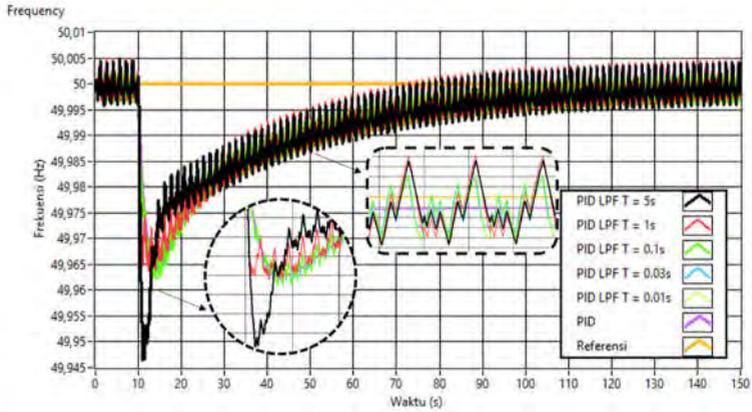
Gambar 4.22 Pengaruh Variasi Parameter *Time Delay* terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Berpolanya

Pemilihan parameter *time delay* yang semakin kecil membuat nilai kesalahan juga semakin kecil, hal tersebut dibuktikan dengan hasil perhitungan IAE sebagaimana pada Tabel 4.5 dan dapat pula dilihat pada Gambar 4.22.

Tabel 4.5 Nilai Kesalahan Perubahan Frekuensi akibat Variasi *Time Delay* dan *Time Constant* dengan Beban PRBS

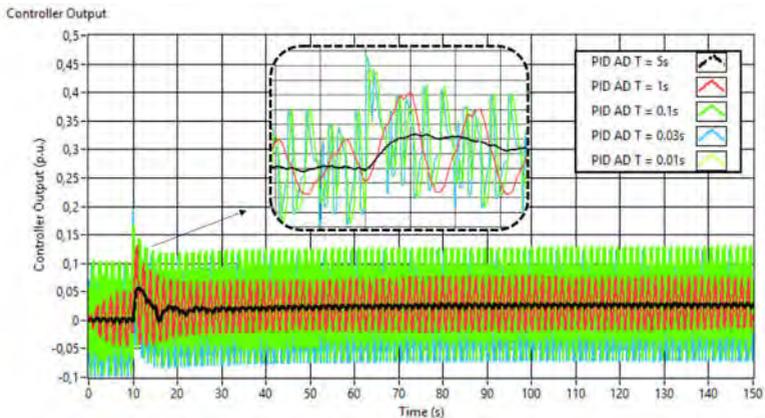
<i>Time Constant</i> dan <i>Time Delay</i>	IAE LFC PID LPF	IAE LFC PID AD
5 sekon	114,003	113,975
1 sekon	115,914	136,169
0,1sekon	111,523	111,44
0,01 sekon	110,995	110,484
0,03 sekon	110,486	110,246

LFC dengan metode kontrol PID LPF untuk beban berpola yang diberikan, memiliki tren yang serupa dengan LFC dengan metode kontrol PID AD. Hal tersebut ditunjukkan oleh Tabel 4.5 dan Gambar 4.23. Semakin kecil nilai parameter *time constant* respon perubahan frekuensi yang terjadi akan mendekati kontroler PID hal tersebut ditunjukkan dengan semakin kecilnya fluktuasi frekuensi apabila nilai parameter *time constant* semakin kecil. Namun, pemilihan yang cukup besar memiliki hasil yang serupa dengan pemberian beban acak yaitu perubahan respon frekuensi ketika nilai *time constant* digunakan sebesar 5 sekon.



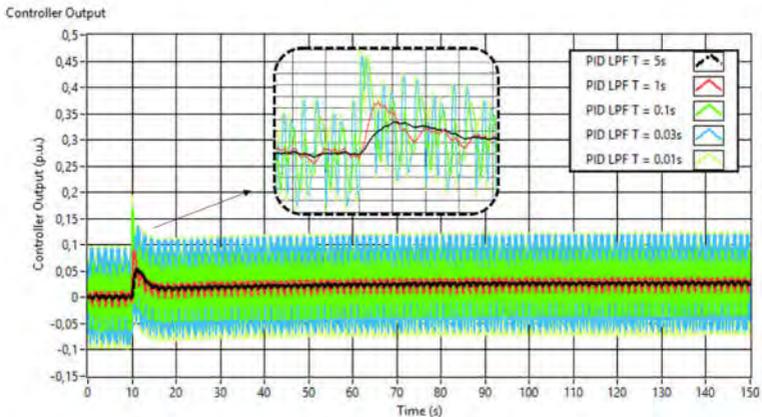
Gambar 4.23 Pengaruh Variasi Parameter *Time Constant* terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Berpolanya.

Apabila dibandingkan nilai kesalahan frekuensi dari kedua metode (PID AD dan PID LPF) untuk beban PRBS nampak lebih baik LFC dengan metode PID AD. Hal tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.5.. Dengan nilai kesalahan terendah dari metode PID AD sebesar 110,246 Hz sedangkan metode PID LPF sebesar 110,486 Hz.



Gambar 4.24 Pengaruh Variasi Parameter *Time Delay* terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Berpolanya.

Fenomena yang terjadi pada sinyal kontrol dari kedua metode menunjukkan antara fluktuatif dan tidak fluktuatif. LFC dengan metode kontrol PID AD dengan *time delay* sebesar 5 sekon dan LFC dengan metode PID LPF dengan nilai *time constant* sebesar 5 sekon memiliki sinyal kontrol yang tidak fluktuatif.



Gambar 4.25 Pengaruh Variasi Parameter *Time Constant* terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Berpolanya.

Semakin kecil parameter *time delay* dan *time constant* akan membuat sinyal kontrol menjadi semakin fluktuatif. Hasil kesalahan yang dimiliki berbanding terbalik dengan karakter sinyal kontrol untuk kedua metode. Semakin kecil kesalahan yang diinginkan, sinyal kontrol yang diperlukan juga semakin fluktuatif. Untuk LFC dengan metode PID AD ditunjukkan oleh Gambar 4.24 sedangkan untuk PID LPF ditunjukkan oleh Gambar 4.25.

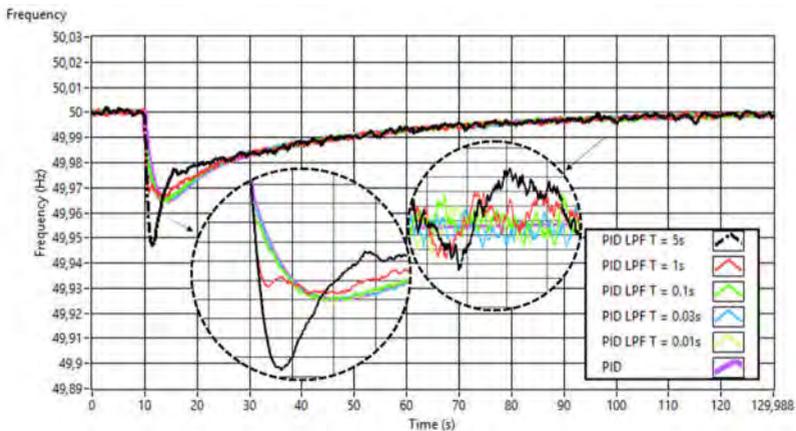
Sebagai perbandingan, diberikan perubahan beban acak yang terdistribusi *uniform* serta kenaikan beban sebesar 20 MW pada detik ke 10 simulasi dilakukan. Perubahan frekuensi untuk masing-masing variasi parameter *time delay* dan *time constant* memiliki hasil yang tidak banyak memiliki perbedaan. Semakin kecil nilai variasi parameter *time delay* dan *time constant* semakin kecil nilai kesalahan frekuensi yang terjadi.

Perbandingan pada Tabel 4.6 menunjukkan nilai kesalahan dari perubahan frekuensi, yaitu 50 Hz, dan seberapa dekat respon dengan metode kontrol PID dengan beban serupa namun terdapat *switching* yang

sangat cepat pada beban. Dalam tabel tersebut menunjukkan bahwa kedua variasi *time delay* dan *time constant* semakin baik apabila digunakan nilai yang semakin kecil. Hal tersebut nampak pada nilai kesalahan frekuensi dan kedekatan respon dengan kontroler PID.

Tabel 4.6 Nilai Kesalahan Perubahan Frekuensi akibat Variasi *Time Delay* dan *Time Constant* dengan Beban Acak

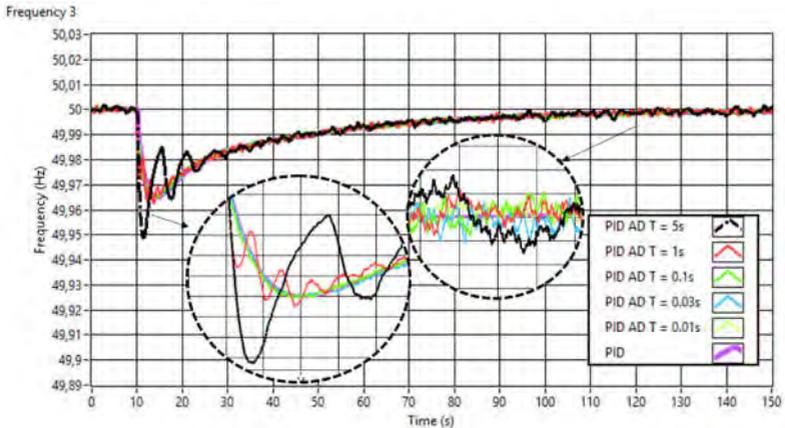
<i>Time Contant</i> dan <i>Time Delay</i>	IAE LFC PID LPF	IAE LFC PID AD
5 sekon	111,195	111,129
1 sekon	110,708	111,222
0,1 sekon	109,612	109,481
0,01 sekon	109,73	109,673
0,03 sekon	108,904	108,877



Gambar 4.26 Pengaruh Variasi Parameter *Time Constant* terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Acak.

Pengaruh kedua parameter, *time delay* dan *time constant*, memiliki dampak yang berbeda apabila nilai parameter tersebut cukup besar. Dalam pengujian ini nilai terbesar adalah 5 sekon, untuk pengaruh yang diberikan pada LFC dengan menggunakan metode kontrol PID LPF adalah *peak drop* frekuensi yang melebihi dari respon perubahan frekuensi dengan parameter 1 sekon, 0,1 sekon, 0,03 sekon dan 0,01 sekon. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.26, terlihat kurva berwarna hitam memiliki penurunan yang lebih besar dibandingkan dengan LFC dengan kontroler PID LPF. Pemilihan nilai *time constant*

yang cukup besar membuat respon perubahan frekuensi berubah akibat beban yang sama.



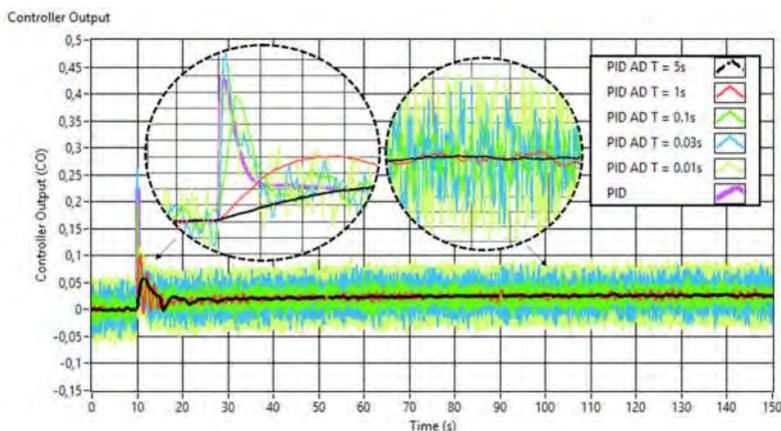
Gambar 4.27 Pengaruh Variasi Parameter *Time Delay* terhadap Perubahan Frekuensi untuk Beban Acak.

Perubahan frekuensi untuk LFC dengan kontroler PID AD memiliki respon yang berbeda apabila dibandingkan dengan LFC dengan kontroler PID LPF. Untuk nilai parameter *time delay* yang besar, yaitu 5 detik, terjadi fenomena *differential delay* yang ditandai dengan perubahan frekuensi yang berosilasi, seperti yang ditunjukkan oleh kurva berwarna hitam pada Gambar 4.27. Apabila perubahan beban yang terjadi cukup besar, membuat frekuensi berosilasi lebih lama dibandingkan dengan perubahan beban sebesar 20 MW. Hal tersebut akan berdampak pada komponen beban yang mengalami osilasi frekuensi.

Parameter *time delay* sebesar 1 detik masih cukup besar, hal tersebut nampak pada perubahan frekuensi yang memiliki osilasi. Hasil perancangan yang digunakan adalah *time delay* sebesar 0,01 detik. Hasil perancangan tersebut memiliki nilai kesalahan terkecil, hal tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.6.

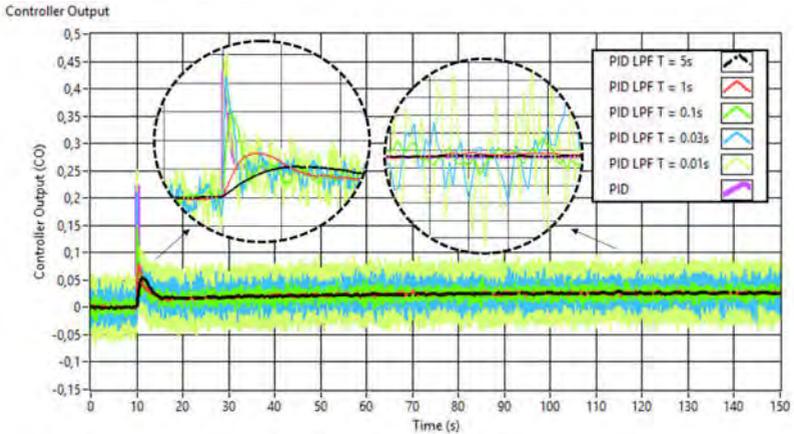
Letak *low pass filter* (LPF) dan *averaged derivative* (AD) adalah pada sisi derivatif kontroler PID. Pengaruh pemilihan parameter *time delay* dan *time constant* berpengaruh pada nilai sinyal kontrol. Apabila terjadi *switching* pada sisi beban yang sangat cepat, sinyal kontrol untuk LFC dengan PID LPF dan AD memiliki keluaran fluktuatif. Sinyal

kontrol yang berubah sangat cepat sulit untuk diikuti oleh pembangkit yang memiliki respon lambat. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.28 untuk LFC dengan metode kontrol PID AD. Semakin kecil parameter *time delay* akan membuat sinyal kontrol menjadi fluktuatif, namun karena pada simulasi pembangkit dianggap mampu mengikuti sinyal kontrol maka kesalahan perubahan frekuensi menjadi semakin minimal. Namun, untuk menerapkannya pembangkit harus mampu mengikuti sinyal kontrol tersebut.



Gambar 4.28 Pengaruh Variasi Parameter *Time Delay* terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Acak

Sinyal kontrol bagi LFC dengan menggunakan metode kontrol PID LPF memiliki hasil yang sama untuk variasi parameter *time constant* seperti yang terjadi pada LFC dengan menggunakan metode kontrol PID AD. Perbedaan terletak pada variasi parameter *time constant* sebesar 5 sekon dengan *time delay* sebesar 1 sekon, yaitu terjadi osilasi pada LFC dengan metode kontrol PID AD sedangkan pada LFC dengan metode kontrol PID LPF tidak terjadi. Pada LFC dengan menggunakan metode kontrol PID LPF memiliki *ripple* yang paling sedikit apabila dibandingkan dengan LFC dengan metode kontrol PID AD, hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.29.



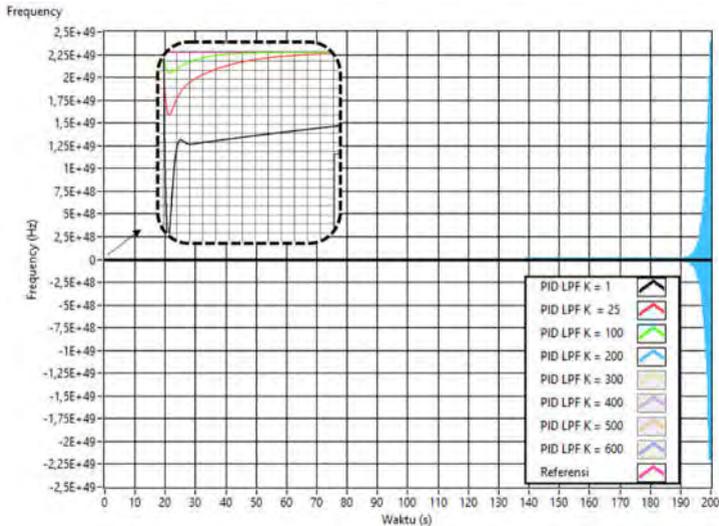
Gambar 4.29 Pengaruh Variasi Parameter *Time Constant* terhadap Sinyal Kontrol untuk Beban Acak

4.5 Variasi *Gain* Kontroler

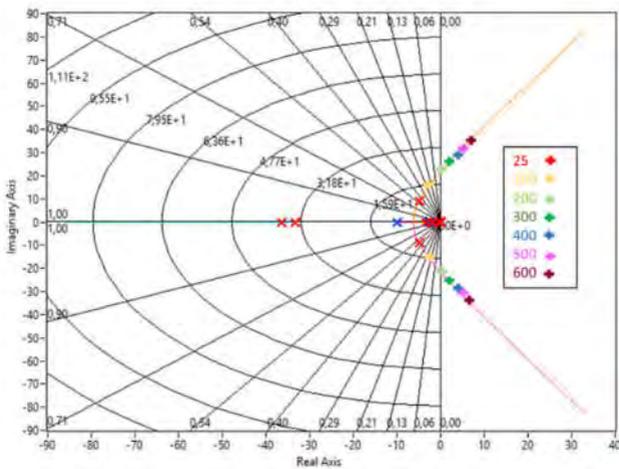
Kedua metode nampak memiliki performa yang serupa terhadap berbagai pemberian jenis beban, baik beban acak maupun beban berpola. Adanya penambahan *filter* pada kontroler membuat perubahan komposisi *pole* dan *zero*. Dampak perubahan *poles* dan *zero* telah diketahui pada pengujian *secondary control loop*. Perubahan komposisi *pole* dan *zero* kontroler akan berbeda untuk setiap metode, dikarenakan efek *filter*. Nilai *pole* dalam sistem *closed loop* akan berpengaruh pada kestabilan sistem.

Untuk melihat pengaruh perubahan *pole* dan *zero* kontroler dilakukan pengujian variasi nilai *gain* kontroler. LFC dengan metode kontrol PID LPF, seperti pada Gambar 4.30, semakin besar nilai *gain* membuat LFC dengan metode PID LPF semakin beresilasi. Tampak perbesaran dari Gambar 4.30, kurva berwarna hitam, merah dan hijau merupakan kurva perubahan frekuensi untuk LFC metode PID LPF dengan *gain* sebesar 1, 25 dan 100. Nilai *gain* tersebut masih dalam batas stabil dikarenakan akar – akar karakteristik sistem masih berada pada sebelah kiri sumbu imajiner. Untuk kenaikan nilai *gain* yang melebihi nilai 200 hingga 600 membuat sistem menjadi tidak stabil. Hal tersebut dapat ditemukan pada Gambar 4.30, dimana kurva berwarna biru yang merupakan respon LFC dari nilai *gain* sebesar 200 tidak menuju pada suatu nilai. Hal tersebut disebabkan oleh akar-akar karakteristik sistem yang berada pada sebelah kanan sumbu imajiner. Fenomena tersebut

ditunjukkan oleh Gambar 4.31, dimana penguatan diatas 200 membuat akar – akar persamaan karakteristik berada pada sebelah kanan sumbu imajiner.

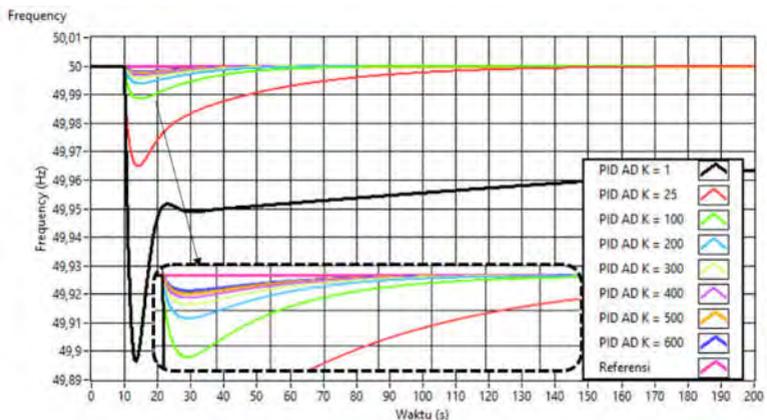


Gambar 4.30 Perbandingan Variasi Gain (K) Metode PID LPF

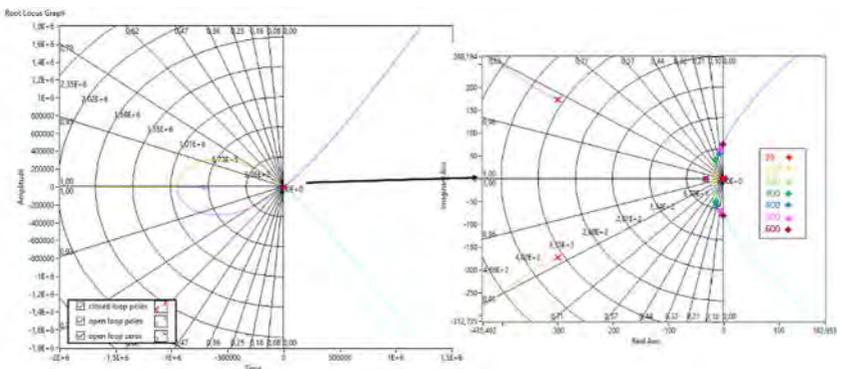


Gambar 4.31 Root Locus LFC dengan Metode PID LPF

Apabila dibandingkan dengan pengujian yang serupa untuk LFC dengan metode kontrol PID AD memiliki tingkat osilasi yang lebih rendah dari pada LFC dengan metode PID LPF. Seperti pada Gambar 4.32, untuk kurva dengan *gain* sebesar 25 dan 100 memiliki respon yang tidak beresilasi. Begitu juga untuk nilai penguatan sebesar 200, 300, 400, 500 dan 600, dalam *range* penguatan tersebut sistem masih dalam kategori stabil. Semakin besar penguatan membuat penurunan frekuensi yang terjadi semakin kecil, hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.32 yang menunjukkan penurunan minimum apabila nilai penguatan diperbesar.



Gambar 4.32 Perbandingan Variasi *Gain* (K) Metode PID AD



Gambar 4.33 Root Locus LFC dengan Metode PID AD

Jika dibandingkan dengan LFC dengan metode PID LPF, LFC dengan metode PID AD memiliki kestabilan yang lebih baik apabila dibandingkan dengan LFC dengan metode PID LPF. Akar-akar karakteristik dari LFC dengan metode PID AD masih berada pada sebelah kiri sumbu imajiner untuk besar penguatan hingga 600, hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.33.

Keseluruhan nilai *pole* dari LFC dengan metode PID AD dan PID LPF dapat dilihat pada Lampiran VIII, dimana pada lampiran tersebut ditunjukkan nilai *pole* ketika setiap perubahan *gain* terjadi.

Kedua metode tersebut dibandingkan dan diukur seberapa besar kesalahan akibat variasi *gain* kontroler seperti pada Tabel 4.7. Semakin kecil nilai variasi *gain* kontroler, LFC dengan metode PID AD yang memiliki kesalahan yang lebih kecil.

Tabel 4.7 Perbandingan Kesalahan Frekuensi

K	IAE PID LPF	IAE PID AD
1	125,83	125,845
25	25,9755	25,9028
100	10,9169	10,8174
200	240,361	14,544
300	$9,68 \cdot 10^7$	9,81279
400	$4,68 \cdot 10^{252}$	25,0909
500	-	21,1643
600	-	18,7022

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Metode kontrol PID AD dan PID LPF memiliki respon yang serupa dengan metode kontrol PID untuk *time constant* dan *time delay* yang kecil. Semakin kecil nilai tersebut, maka akan menyerupai respon LFC yang menggunakan kontroler PID. Pemilihan *time constant* yang sama untuk LFC dengan PID *low pass filter* dan LFC dengan PID *averaged derivative* memiliki nilai kesalahan sebesar 110,486 Hz dan 110,246 Hz.

Penggunaan kedua *filter* tersebut harus diperhatikan dari pembangkit yang terhubung menyuplai beban. Apabila pembangkit tidak mampu merespon perubahan beban yang cepat maka deviasi frekuensi yang terjadi akan semakin besar dan berdampak pada peralatan-peralatan pada sisi beban.

LFC dengan metode PID *low pass filter* memiliki kestabilan yang tidak lebih baik dibandingkan dengan LFC dengan metode PID *averaged derivative*. LFC dengan metode PID *low pass filter* tersebut tidak stabil ketika nilai *gain* proporsional melebihi 200.

5.2 Rekomendasi

1. Penerapan LFC bagi PLTU PT PJB UP Paiton mengharuskan pembangkit memiliki respon yang cepat. Hal tersebut dapat dicapai dengan meningkatkan respon pembangkit.
2. Faktor partisipasi untuk pembangkit dengan respon lambat dapat dipilih seminimal mungkin.
3. Penerapan PID *noise tolerable* pada *secondary controller* menghilangkan osilasi frekuensi akibat perubahan beban. Penggunaan fungsi *averaged derivative* pada *secondary control loop* dapat dipertimbangkan mengingat fungsi tersebut mampu mengurangi kesalahan frekuensi akibat *switching* beban dengan kestabilan yang lebih baik dibandingkan dengan LFC dengan PID *low pass filter*.

5.3 Saran

Metode *filter* adaptif memiliki parameter *filter* yang dapat berubah-ubah. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut mengenai permasalahan *noise* yang timbul akibat *switching* beban.

LAMPIRAN I

Data Generator PT PJB UP Paiton



PT PEMBANGKITAN JAWA BALI
UNIT PEMBANGKITAN PAITON

DATA PLTU PAITON UNIT 1 & 2

Peralatan : **GENERATOR**
 Jumlah Terpasang : *1 x 100 % / Unit*
 : *Elevasi 115.00 / Turbin Building 3th Floor*
 Lokasi

Spesifikasi	
MANUFACTURER	TOSHIBA, CO (JAPAN)
T Y P E	THREE PHASE SYNCHROUS
RATED OUT PUT	473 MVA
RATED TERMINAL VOLTAGE	18 kV
PHASE CURRENT AT GUARANTEED	
OUTPUT	15.172 A
RATED POWER FACTOR	85%
EFFECIENCY GENERATOR	98,50%
EXC. SYSTEM LOSS	4,880 kW
GAS OF COOLER	HYDROGEN
MAX HYDROGEN PRESS.	4,2 Kg/CM ²
INSULATION CLASS STATOR / ROTOR	B
NUMBER OF PHASES	3
NUMBER OF POLES	2
FREQUENCY	50 Hz
RATED SPEED	3000 RPM
EXCITATION	STATIC EXCITATION SYSTEM WITH THYRISTOR
FIELD AMPERES	3800 A
FIELD TEMP RISE	64 °C
SERIAL	9013037
PROTECTION SYSTEM	
OVER SPEED	
Spesifikasi	
DIFF. OVER CURRENT	
GROUNDING RESISTANT	
REVERSE POWER	
FIRE PROTECTION SYSTEM	
	CO2 GAS

LAMPIRAN II

Data Turbin PT PJB UP Paiton



PT PEMBANGKITAN JAWA BALI
 UNIT PEMBANGKITAN PAITON
 DATA PLTU PAITON UNIT 1 & 2

Peralatan : MAIN TURBIN

Jumlah Terpasang : 1 x 100 % / Unit

L o k a s i : Elevasi 115.00 / Turbin Building 3th Floor

Spesifikasi	
TYPE OF TURBIN	TANDEM COMPOUND 4 FLOW
	3 CILINDERS
	REHEAT TURBIN
RATED OUT PUT	400 MW
RATED SPEED	3000 RPM
STEAM CONDITIONS	
MAIN STEAM PRESSURE	169 KG/CM2
MAIN STEAM TEMPERATURE	538 °C
REHEAT STEAM TEMP.	538 °C
EXHAUST VACUUM	ACORDING TO THE TEMP.VIBRATION OF COOLING WATER
	61 mmHgabs
NUMBER OF EXTRACTIONS	7
NUMBER OF STAGE	
HP TURBIN	8 STAGES
IP TURBIN	6 STAGES
LP TURBIN	6 STAGES
	x 4 FLOW
NUMBER OF WHEELS	38 WHEELS
LAST STAGE BLADE LENGTH	660,4 mm (26")
NUMBER OF BEARINGS	6
LOCATIONS OF THRUST BEARING	MIDDLE STANDART BETWEEN IP AND LP
APPROX THROTTLER STEAM FLOW	180 % / 118,2 T/H

LAMPIRAN III

Penurunan Fungsi Alih Sistem dengan Kontroler

Persamaan sistem dengan kontroler ditunjukkan oleh Persamaan (III.1)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{C(s) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}}{1 + C(s) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}} \quad (\text{III.1})$$

Dengan menambahkan persamaan kontroler maka Persamaan (III.1) menjadi Persamaan (III-2).

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{\frac{Kp \tau_d}{s} (s^2 + 0,168s + 0,0082) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}}{1 + \frac{Kp \tau_d}{s} (s^2 + 0,168s + 0,0082) \frac{0,0131s + 0,000683}{s^2 + 0,168s + 0,0082}} \quad (\text{III.2})$$

Dilakukan penyederhanaan dari Persamaan (III.2) sehingga didapat Persamaan (III.10)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{\frac{Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)}{s}}{1 + \frac{Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)}{s}} \quad (\text{III.3})$$

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)}{s + Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)} \quad (\text{III.4})$$

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131s + Kp \tau_d 0,000683}{s + Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)} \quad (\text{III.5})$$

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131s}{s + Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)} + \frac{Kp \tau_d 0,000683}{s + Kp \tau_d (0,0131s + 0,000683)} \quad (\text{III.6})$$

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131s}{s(1 + Kp \tau_d 0,0131) + Kp \tau_d 0,000683} + \frac{Kp \tau_d 0,000683}{s(1 + Kp \tau_d 0,0131) + Kp \tau_d 0,000683} \quad (\text{III.7})$$

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131s}{s(1 + Kp \tau_d 0,0131) + Kp \tau_d 0,000683} + \frac{1}{\frac{s(1 + Kp \tau_d 0,0131)}{Kp \tau_d 0,000683} + 1} \quad (\text{III.8})$$

(III.9)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131 s}{s(1 + Kp \tau_d 0,0131) + Kp \tau_d 0,000683} + \frac{1}{s \left(\frac{1}{Kp \tau_d 0,000683} + \frac{Kp \tau_d 0,0131}{Kp \tau_d 0,000683} \right) + 1}$$

(III.10)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp \tau_d 0,0131 s}{s(1 + Kp \tau_d 0,0131) + Kp \tau_d 0,000683} + \frac{1}{s \left(\frac{1}{Kp \tau_d 0,000683} + 19,18 \right) + 1}$$

Dengan nilai τ_d sebesar 5,96 detik, maka keseluruhan fungsi alih sistem menjadi seperti yang ditunjukkan oleh Persamaan (III.11).

(III.11)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{Kp 0,077945 s}{s(1 + Kp 0,077945 s) + Kp 4,063 \times 10^{-3}} + \frac{1}{s \left(\frac{245,65}{Kp} + 19,18 \right) + 1}$$

Apabila hanya dianggap fungsi alih orde pertama maka didapat Persamaan (III.12).

(III.12)

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta f_r(s)} = \frac{1}{s \left(\frac{245,65}{Kp} + 19,18 \right) + 1}$$

LAMPIRAN IV

Reduksi Model Orde Tinggi dengan Pendekatan Routh

Fungsi alih keseluruhan sistem diperoleh pada Persamaan IV.1.

$$\frac{\Delta f(s)}{L_R(s)} = \frac{1,1907s^7 + 49,0644s^6 + 338,39s^5 + 893,996s^4 + 1024,96s^3 + 471,584s^2 + 76,92s + 4}{0,321489s^{10} + 25,0251s^9 + 611,915s^8 + 5048,38s^7 + 19461s^6 + 38897,9s^5 + 40718,9s^4 + 22008,9s^3 + 6932,05s^2 + 980,76s + 48} \quad (IV.1)$$

Hasil *reciprocal transformation* dari Persamaan IV.1 diperoleh Persamaan IV.2.

$$\frac{\Delta f(s)}{L_R(s)} = \frac{s^2(1,1907 + 49,0644s + 338,39s^2 + 893,996s^3 + 1024,96s^4 + 471,584s^5 + 76,92s^6 + 4s^7)}{0,321489 + 25,0251s + 611,915s^2 + 5048,38s^3 + 19461s^4 + 38897,9s^5 + 40718,9s^6 + 22008,9s^7 + 6932,05s^8 + 980,76s^9 + 48s^{10}} \quad (IV.2)$$

Dari Persamaan IV.2 ditentukan nilai koefisien *numerator* b dan *denominator* a. Keseluruhan nilai *numerator* dan *denominator* tersebut ditunjukkan oleh Tabel IV.1.

Tabel IV.1 Nilai a dan b

a ₀	a ₁	a ₂	a ₃	a ₄	a ₅	a ₆	a ₇	a ₈	a ₉	a ₁₀
48	980,8	6932	22009	40719	38898	19461	5048,4	611,9	25,03	0,3215
b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅	b ₆	b ₇	b ₈			
4	76,92	471,6	1025	894	338,4	49,06	1,1917			

Nilai koefisien a dan b digunakan untuk memperoleh nilai alpha dan beta melalui Tabel IV.2 dan Tabel IV.3.

Tabel IV.2 Tabel Beta

		4	471,6	894	49,06	0
		76,92	1025	338,4	1,1917	0
β_1	0,004078	381,8406	735,3622	28,47109	-0,10208	0
β_2	0,013138	515,054	85,97231	-6,83119	-0,00422	0
β_3	0,024624	-143,212	-93,3227	-0,7171	0	0
β_4	0,020323	-266,553	-19,0501	-0,01076	0	0
β_5	-0,00571	-67,1652	-0,57552	0	0	0
β_6	-0,02096	-6,97331	-0,00402	0	0	0
β_7	-0,01951	-0,10443	0	0	0	0
β_8	-0,01432	0,00585	0	0	0	0
β_9	-0,00477	0	0	0	0	0
β_{10}	0,001818	0	0	0	0	0

Tabel IV.3 Tabel Alfa

		48	6932	40719	19461	611,9	0,3215
		980,8	22009	38898	5048,4	25,03	0
α_1	0,04894	5854,887	38815,35	19213,93	610,675	0,3215	0
α_2	0,167518	15506,72	35679,32	4946,101	24,97614	0	0
α_3	0,377571	25343,88	17346,43	601,2448	0,3215	0	0
α_4	0,611853	25065,85	4578,227	24,77943	0	0	0
α_5	1,011092	12717,42	576,1905	0,3215	0	0	0
α_6	1,970985	3442,564	24,14576	0	0	0	0
α_7	3,694171	486,9919	0,3215	0	0	0	0
α_8	7,069038	21,87306	0	0	0	0	0
α_9	22,26446	0,3215	0	0	0	0	0
α_{10}	68,03442	0	0	0	0	0	0

Diperoleh nilai beta sebanyak 10 dan alpha sebanyak 10, kemudian dibentuk polinomial dalam domain Laplace untuk persamaan A(s) dan B(s). Jumlah persamaan A dan B yang terbentuk bergantung pada jumlah a dan b.

$$A_k(s) = \alpha_k s A_{k-1}(s) + A_{k-2}(s)$$

$$A_1(s) = 1 + 0,04894 s$$

$$A_2(s) = 1 + 0,168 s + 0,0082 s^2$$

$$A_3(s) = 1 + 0,0427 s + 0,0632 s^2 + 0,0031 s^3$$

$$A_4(s) = 1 + 0,779 s + 0,269 s^2 + 0,0387 s^3 + 0,00189 s^4$$

$$A_5(s) = 1 + 1,44 s + 0,851 s^2 + 0,275 s^3 + 0,0391 s^4 + 0,00191 s^5$$

$$A_6(s) = 1 + 2,75 s + 3,1 s^2 + 1,72 s^3 + 0,544 s^4 + 0,0771 s^5 + 0,00377 s^6$$

$$A_7(s) = 1 + 5,13 s + 11 s^2 + 11,7 s^3 + 6,38 s^4 + 2,01 s^5 + 0,285 s^6 + 0,0139 s^7$$

$$A_8(s) = 1 + 9,82 s + 39,4 s^2 + 79,6 s^3 + 83,5 s^4 + 45,2 s^5 + 14,2 s^6 + 2,01 s^7 + 0,0986 s^8$$

$$A_9(s) = 1 + 27,4 s + 230 s^2 + 888 s^3 + 1780 s^4 + 1860 s^5 + 1010 s^6 + 317 s^7 + 44,8 s^8 + 2,19 s^9$$

$$A_{10}(s) = 1 + 77,9 s + 1900 s^2 + 15700 s^3 + 60500 s^4 + 121000 s^5 + 127000 s^6 + 68500 s^7 + 21600 s^8 + 3050 s^9 + 149 s^{10}$$

$$B_k(s) = \alpha_k s B_{k-1}(s) + B_{k-2}(s) + \beta_k$$

$$B_1(s) = 0,00408$$

$$B_2(s) = 0,0131 + 0,000683 s$$

$$B_3(s) = 0,0287 + 0,00496 s + 0,000258 s^2$$

$$B_4(s) = 0,0335 + 0,0182 s + 0,00304 s^2 + 0,000158 s^3$$

$$B_5(s) = 0,023 + 0,0388 s + 0,0187 s^2 + 0,00307 s^3 + 0,00016 s^4$$

$$B_6(s) = 0,0125 + 0,0636 s + 0,0795 s^2 + 0,037 s^3 + 0,00605 s^4 + 0,000315 s^5$$

$$B_7(s) = 0,00348 + 0,085 s + 0,254 s^2 + 0,297 s^3 + 0,137 s^4 + 0,0223 s^5 + 0,00116 s^6$$

$$B_8(s) = -0,00182 + 0,0882 s + 0,68 s^2 + 1,83 s^3 + 2,1 s^4 + 0,968 s^5 + 0,158 s^6 + 0,00821 s^7$$

$$B_9(s) = -0,00129 + 0,0445 s + 2,22 s^2 + 15,4 s^3 + 40,9 s^4 + 46,9 s^5 + 21,6 s^6 + 3,52 s^7 + 0,183 s^8$$

$$B_{10}(s) = -10^{-6} + 0,000547 s + 3,71 s^2 + 153 s^3 + 1050 s^4 + 2780 s^5 + 3190 s^6 + 1470 s^7 + 239 s^8 + 12,4 s^9$$

Nilai A(s) dan B(s) digunakan untuk membentuk fungsi alih dengan A(s) merupakan *denominator* dan B(s) merupakan *numerator*. Diperoleh sebanyak 10 buah fungsi alih berdasarkan nilai a dan b yang paling sedikit.

$$\hat{R}_k(s) = \frac{d_k s^{k-1} + \dots + d_1}{c_k s^k + \dots + c_1 s + c_0}$$

$$\hat{R}_1(s) = \frac{0,00408}{1 + 0,04894 s}$$

$$\hat{R}_2(s) = \frac{0,0131 + 0,000683 s}{1 + 0,168 s + 0,0082 s^2}$$

$$\hat{R}_3(s) = \frac{0,0287 + 0,00496 s + 0,000258 s^2}{1 + 0,0427 s + 0,0632 s^2 + 0,0031 s^3}$$

$$\hat{R}_4(s) = \frac{0,0335 + 0,0182 s + 0,00304 s^2 + 0,000158 s^3}{1 + 0,779 s + 0,269 s^2 + 0,0387 s^3 + 0,00189 s^4}$$

$$\hat{R}_5(s) = \frac{0,023 + 0,0388 s + 0,0187 s^2 + 0,00307 s^3 + 0,00016 s^4}{1 + 1,44 s + 0,851 s^2 + 0,275 s^3 + 0,0391 s^4 + 0,00191 s^5}$$

Hasil fungsi alih dari nilai A(s) dan B(s) kemudian dilakukan *reciprocal transformation* untuk mendapatkan fungsi alih hasil reduksi. Dengan melakukan *reciprocal transformation* didapat 10 fungsi alih.

$$H_k(s) = \frac{d_1 s^{k-1} + \dots + d_k}{c_0 s^k + c_1 s^{k-1} + \dots + c_k}$$

$$H_1(s) = \frac{0,00408}{s + 0,04894}$$

$$H_2(s) = \frac{0,0131 s + 0,000683}{s^2 + 0,168 s + 0,0082}$$

$$H_3(s) = \frac{0,0287 s^2 + 0,00496 s + 0,000258}{s^3 + 0,0427 s^2 + 0,0632 s + 0,0031}$$

$$H_4(s) = \frac{0,0335 s^3 + 0,0182 s^2 + 0,00304 s + 0,000158}{s^4 + 0,779 s^3 + 0,269 s^2 + 0,0387 s + 0,00189}$$

$$H_5(s) = \frac{0,023 s^4 + 0,0388 s^3 + 0,0187 s^2 + 0,00307 s + 0,00016}{s^5 + 1,44 s^4 + 0,851 s^3 + 0,275 s^2 + 0,0391 s + 0,00191}$$

$$\hat{R}_6(s) = \frac{0,0125 + 0,0636s + 0,0795s^2 + 0,037s^3 + 0,00605s^4 + 0,000315s^5}{1 + 2,75s + 3,1s^2 + 1,72s^3 + 0,544s^4 + 0,0771s^5 + 0,00377s^6}$$

$$\hat{R}_7(s) = \frac{0,00348 + 0,085s + 0,254s^2 + 0,297s^3 + 0,137s^4 + 0,0223s^5 + 0,00116s^6}{1 + 5,13s + 11s^2 + 11,7s^3 + 6,38s^4 + 2,01s^5 + 0,285s^6 + 0,0139s^7}$$

$$\hat{R}_8(s) = \frac{-0,00182 + 0,0882s + 0,68s^2 + 1,83s^3 + 2,1s^4 + 0,968s^5 + 0,158s^6 + 0,00821s^7}{1 + 9,82s + 39,4s^2 + 79,6s^3 + 83,5s^4 + 45,2s^5 + 14,2s^6 + 2,01s^7 + 0,0986s^8}$$

$$\hat{R}_9(s) = \frac{-0,00129 + 0,0445s + 2,22s^2 + 15,4s^3 + 40,9s^4 + 46,9s^5 + 21,6s^6 + 3,52s^7 + 0,183s^8}{1 + 27,4s + 230s^2 + 888s^3 + 1780s^4 + 1860s^5 + 1010s^6 + 317s^7 + 44,8s^8 + 2,19s^9}$$

$$\hat{R}_{10}(s) = \frac{-10^{-6} + 0,000547s + 3,71s^2 + 153s^3 + 1050s^4 + 2780s^5 + 3190s^6 + 1470s^7 + 239s^8 + 12,4s^9}{1 + 77,9s + 1900s^2 + 15700s^3 + 60500s^4 + 121000s^5 + 127000s^6 + 68500s^7 + 21600s^8 + 3050s^9 + 149s^{10}}$$

$$H_6(s) = \frac{0,0125s^5 + 0,0636s^4 + 0,0795s^3 + 0,037s^2 + 0,00605s + 0,000315}{s^6 + 2,75s^5 + 3,1s^4 + 1,72s^3 + 0,544s^2 + 0,0771s + 0,00377}$$

$$H_7(s) = \frac{0,00348s^6 + 0,085s^5 + 0,254s^4 + 0,297s^3 + 0,137s^2 + 0,0223s + 0,00116}{s^7 + 5,13s^6 + 11s^5 + 11,7s^4 + 6,38s^3 + 2,01s^2 + 0,285s + 0,0139}$$

$$H_8(s) = \frac{-0,00182s^7 + 0,0882s^6 + 0,68s^5 + 1,83s^4 + 2,1s^3 + 0,968s^2 + 0,158s + 0,00821}{s^8 + 9,82s^7 + 39,4s^6 + 79,6s^5 + 83,5s^4 + 45,2s^3 + 14,2s^2 + 2,01s + 0,0986}$$

$$H_9(s) = \frac{-0,00129s^8 + 0,0445s^7 + 2,22s^6 + 15,4s^5 + 40,9s^4 + 46,9s^3 + 21,6s^2 + 3,52s + 0,183}{s^9 + 27,4s^8 + 230s^7 + 888s^6 + 1780s^5 + 1860s^4 + 1010s^3 + 317s^2 + 44,8s + 2,19}$$

$$H_{10}(s) = \frac{-10^{-6}s^9 + 0,000547s^8 + 3,71s^7 + 153s^6 + 1050s^5 + 2780s^4 + 3190s^3 + 1470s^2 + 239s + 12,4}{s^{10} + 77,9s^9 + 1900s^8 + 15700s^7 + 60500s^6 + 121000s^5 + 127000s^4 + 68500s^3 + 21600s^2 + 3050s + 149}$$

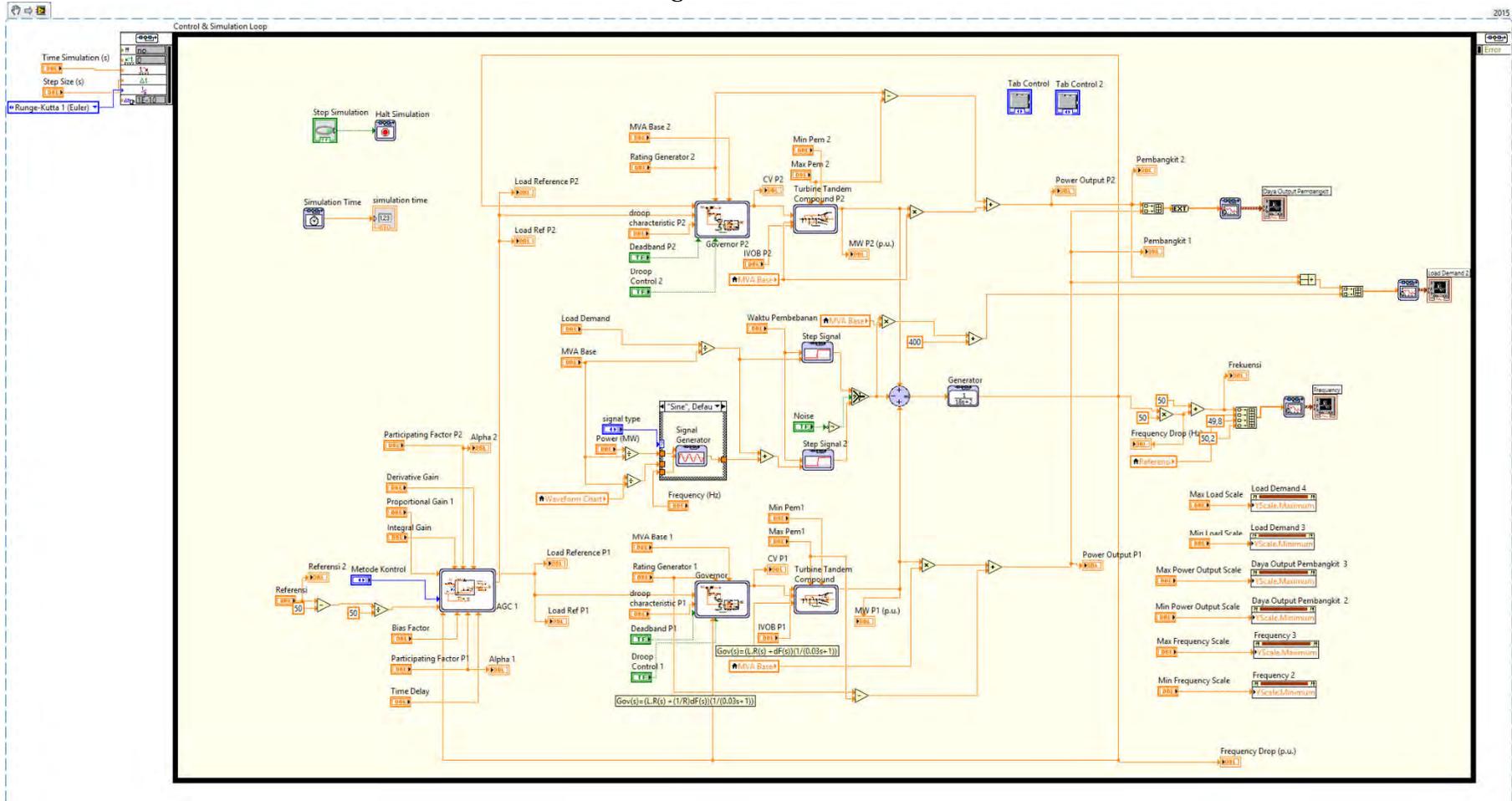
Keseluruhan hasil reduksi merupakan sistem yang stabil, dimana seluruh *pole* terletak pada sebelah kiri sumbu imajiner pada bidang kompleks sesuai dengan yang ditunjukkan pada Tabel IV .4.

Tabel IV .4 Kestabilan dari Hasil Reduksi Model

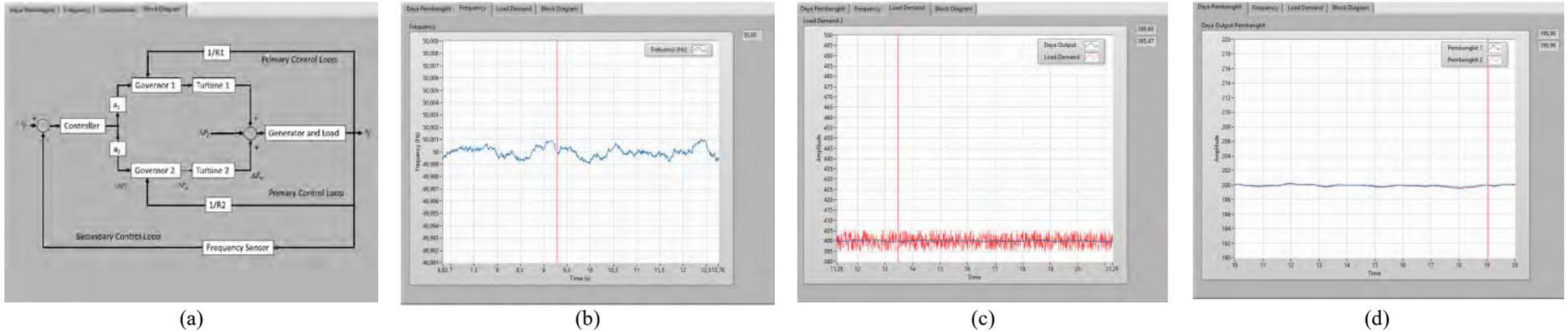
H ₁	H ₂	H ₃	H ₄	H ₅	H ₆	H ₇	H ₈	H ₉	H ₁₀
-0,049	-0,084 - 0,034 i	-0,105	-0,142	-0,143	-0,143	-1,409	-0,143	-2,285	-2,272
0	-0,084 + 0,034 i	-0,161 - 0,061 i	-0,111	-0,111	-0,111	-0,143	-0,111	-2,658	-2,696
0	0	-0,161 + 0,061 i	-0,263 - 0,226 i	-0,644	-0,286 - 0,355 i	-0,111	-0,286 - 0,354 i	-3,420	-3,365
0	0	0	-0,263 + 0,226 i	-0,270 - 0,338 i	-0,286 + 0,355 i	-0,286 - 0,354 i	-0,286 + 0,354 i	-16,23	-1,977
0	0	0	0	-0,270 + 0,338 i	-0,962 - 0,468 i	-0,286 + 0,354 i	-1,890 - 0,237 i	-1,975	-34,214
0	0	0	0	0	-0,962 + 0,468 i	-1,448 - 0,952 i	-1,890 + 0,237 i	-0,143	-32,504
0	0	0	0	0	0	-1,448 + 0,952 i	-2,6065 - 1,205 i	-0,111	-0,143
0	0	0	0	0	0	0	-2,6065 + 1,205 i	-0,286 - 0,354 i	-0,111
0	0	0	0	0	0	0	0	-0,286 + 0,354 i	-0,286 - 0,354 i
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,286 + 0,354 i
Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil	Stabil

LAMPIRAN V

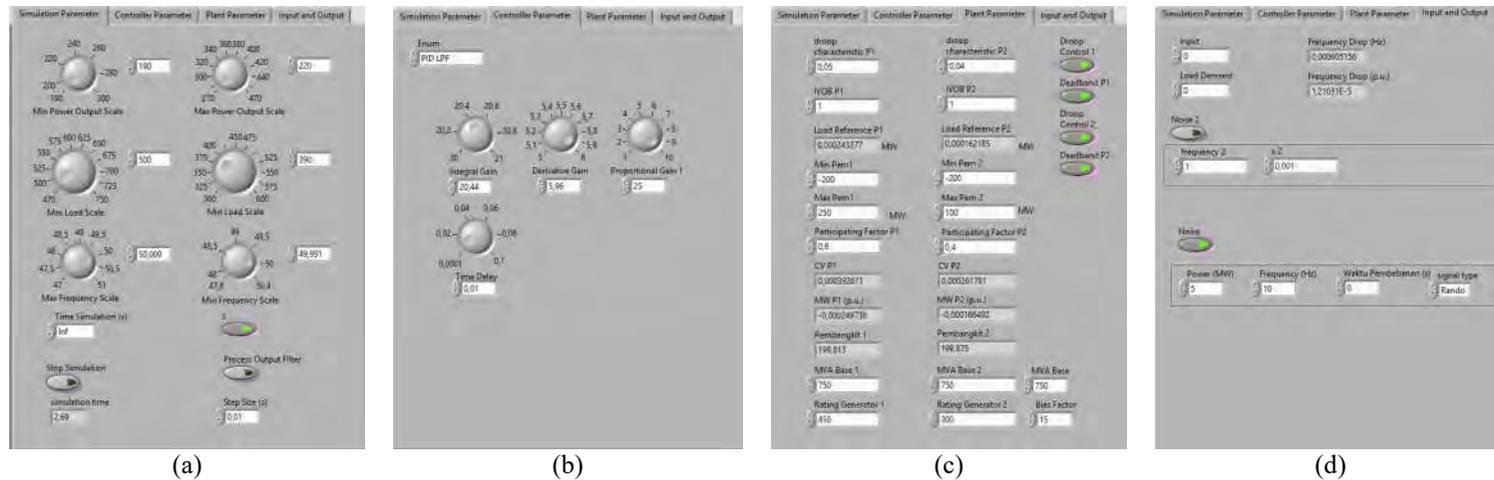
Block Diagram Power Generation Plant



LAMPIRAN VI Front Panel Power Generation Plant

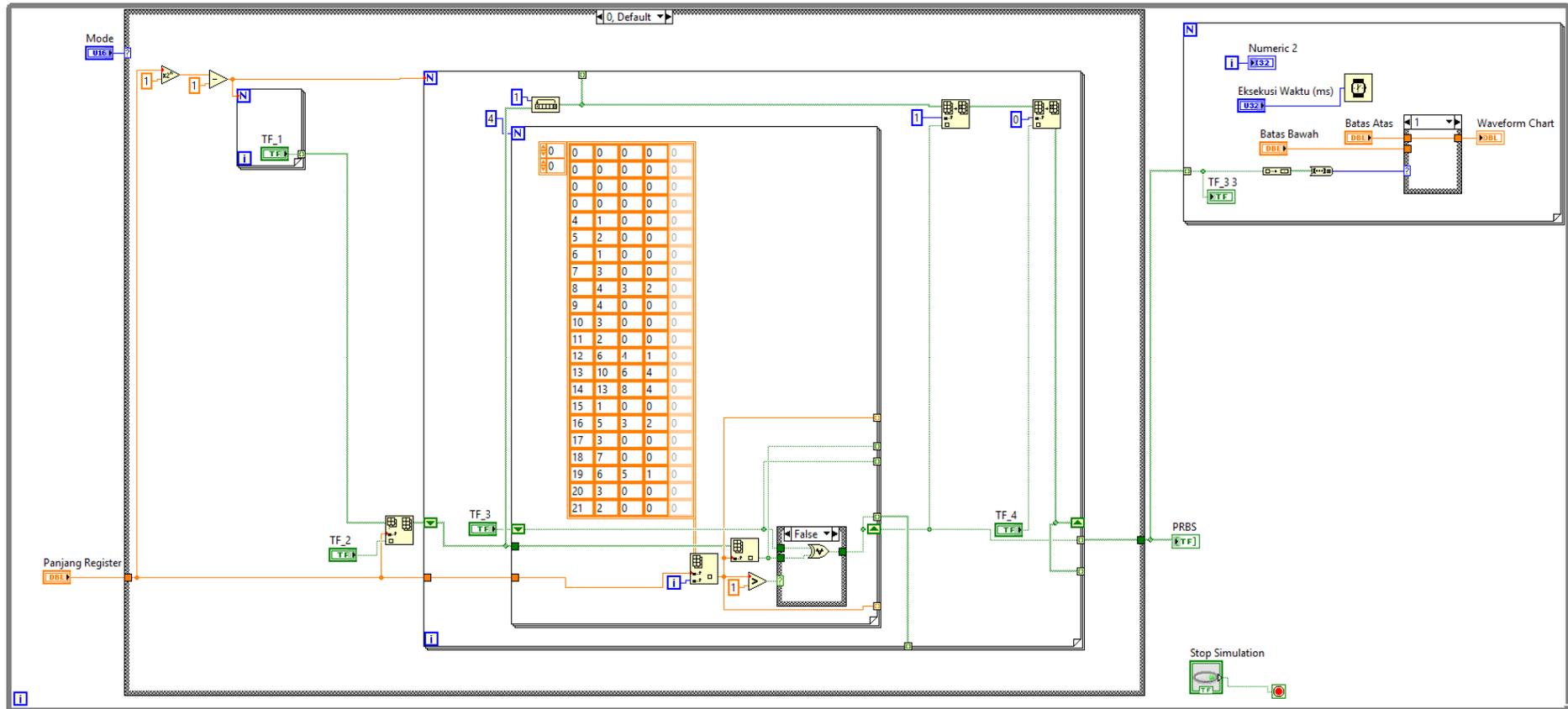


Gambar VI.1 (a) Diagram Blok Sistem, (b) Tren Frekuensi, (c) Tren Daya Aktif dan Beban, (d) Tren Daya Aktif Pembangkit 1 dan Pembangkit 2



Gambar VI.2 (a) Pengaturan Skala Tren, (b) Pengaturan Parameter Kontroler, (c) Pengaturan Parameter Simulasi, (d) Pengaturan Beban dan Nilai Masukan

LAMPIRAN VII Block Diagram Sinyal PRBS



LAMPIRAN VIII

Pole Closed Loop System

Tabel VII.1 Pole Closed Loop System LFC dengan Metode PID Averaged Derivative

Poles	-300,03 -173,22 i	-300,77 -173,6 i	-303,35 -174,94 i	-306,14 -176,45 i	-308,62 -177,85 i	-311,01 -179,24 i	-314,57 -181,38 i	-314,57 -181,38 i
	-300,03 +173,22 i	-300,77 +173,6 i	-303,35 +174,94 i	-306,14 +176,45 i	-308,62 +177,85 i	-311,01 +179,24 i	-314,57 +181,38 i	-314,57 +181,38 i
	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333
	-32,955	-17,447 -8,5024 i	-14,883 -32,814 i	-12,097 -46,57 i	-9,6175 -56,076 i	-7,2258 -63,953 i	-3,6596 -74,217 i	-3,6596 -74,217 i
	-3,3333 i	-17,447 +8,5024 i	-14,883 +32,814 i	-12,097 +46,57 i	-9,6175 +56,076 i	-7,2258 +63,953 i	-3,6596 +74,217 i	-3,6596 +74,217 i
	-3,248	-3,3333 i	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333
	-2,069	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
	-2 +0 i	-1,7922	-1,7518	-1,7453i	-1,743i	-1,7417	-1,7406	-1,7406
	-0,29338 -0,33484 i	-0,32825 -0,083247 i	-0,50704	-0,52645	-0,53308	-0,53663	-0,53974	-0,53974
	-0,29338 +0,33484 i	-0,32825 +0,083247 i	-0,14403	-0,14286	-0,14286	-0,14286	-0,14286	-0,14286i
	-0,14286i	-0,14286	-0,14286	-0,11232	-0,11111i	-0,11111i	-0,11111	-0,11111
	-0,11111i	-0,11111	-0,11111	-0,11111	-0,089751 -0,0098776 i	-0,088348 -0,018906 i	-0,08712 -0,024137 i	-0,08712 -0,024137 i
	-0,0018789	-0,027696	-0,056305	-0,072438	-0,089751 +0,0098776 i	-0,088348 +0,018906 i	-0,08712 +0,024137 i	-0,08712 +0,024137 i
Gain	1	25	100	200	300	400	500	600

Tabel VII.2 Pole Closed Loop System LFC dengan Metode PID Low Pass Filter

Poles	-33,525	-36,537	-42,264	-47,114	-50,716	-53,644	-56,173	-58,386
	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333	-33,333
	-9,2752	-4,9564 -8,9789 i	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333	-3,3333
	-3,4825	-4,9564 +8,9789 i	-2,1 -16,913 i	-2	-2	-2	-2	-2
	-3,3333	-3,3333	-2,1 +16,913 i	-1,7442	-1,742	-1,741	-1,7403	-1,7399
	-2,047	-2	-2	-0,52707	-0,53409	-0,53757	-0,53968	-0,54107
	-2	-1,7834	-1,7505	-0,14286	-0,14286	-0,14286	-0,14286	-0,14286
	-0,29431 -0,33393 i	-0,32972 -0,069715 i	-0,50571	-0,11111	-0,11111	-0,11111	-0,11111	-0,11111
	-0,29431 +0,33393 i	-0,32972 +0,069715 i	-0,14647	-0,11111	-0,08864 -0,012587 i	-0,087212 -0,020552 i	-0,086351 -0,024086 i	-0,085782 -0,026148 i
	-0,14286	-0,14286	-0,14286	-0,071933	-0,08864 +0,012587 i	-0,087212 +0,020552 i	-0,086351 +0,024086 i	-0,085782 +0,026148 i
	-0,11111	-0,11111	-0,11111	0,32372 -22,327 i	2,1243 -26,06 i	3,5883 -28,987 i	4,8526 -31,461 i	5,9588 -33,593 i
	-0,0018996	-0,027734	-0,054273i	0,32372 +22,327 i	2,1243 +26,06 i	3,5883 +28,987 i	4,8526 +31,461 i	5,9588 +33,593 i
	-33,525	-36,537	-42,264i	-47,114	-50,716	-53,644	-56,173	-58,386
Gain	1	25	100	200	300	400	500	600

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Metode kontrol PID AD dan PID LPF memiliki respon yang serupa dengan metode kontrol PID untuk *time constant* dan *time delay* yang kecil. Semakin kecil nilai tersebut, maka akan menyerupai respon LFC yang menggunakan kontroler PID. Pemilihan *time constant* yang sama untuk LFC dengan PID *low pass filter* dan LFC dengan PID *averaged derivative* memiliki nilai kesalahan sebesar 110,486 Hz dan 110,246 Hz.

Penggunaan kedua *filter* tersebut harus diperhatikan dari pembangkit yang terhubung menyuplai beban. Apabila pembangkit tidak mampu merespon perubahan beban yang cepat maka deviasi frekuensi yang terjadi akan semakin besar dan berdampak pada peralatan-peralatan pada sisi beban.

LFC dengan metode PID *low pass filter* memiliki kestabilan yang tidak lebih baik dibandingkan dengan LFC dengan metode PID *averaged derivative*. LFC dengan metode PID *low pass filter* tersebut tidak stabil ketika nilai *gain* proporsional melebihi 200.

5.2 Rekomendasi

1. Penerapan LFC bagi PLTU PT PJB UP Paiton mengharuskan pembangkit memiliki respon yang cepat. Hal tersebut dapat dicapai dengan meningkatkan respon pembangkit.
2. Faktor partisipasi untuk pembangkit dengan respon lambat dapat dipilih seminimal mungkin.
3. Penerapan PID *noise tolerable* pada *secondary controller* menghilangkan osilasi frekuensi akibat perubahan beban. Penggunaan fungsi *averaged derivative* pada *secondary control loop* dapat dipertimbangkan mengingat fungsi tersebut mampu mengurangi kesalahan frekuensi akibat *switching* beban dengan kestabilan yang lebih baik dibandingkan dengan LFC dengan PID *low pass filter*.

5.3 Saran

Metode *filter* adaptif memiliki parameter *filter* yang dapat berubah-ubah. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut mengenai permasalahan *noise* yang timbul akibat *switching* beban.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Y. H. Moon, H. S. Ryu, J. G. Lee, and S. Kim. "Power System Load Frequency Control Using Noise-Tolerable PID Feedback". *In Proc. IEEE Int. Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, volume 3, pages 1714-1718, Juni 2001.
- [2] ----, "Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali", Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia,-, 2007.
- [3] ----. "Steam Turbines". <URL: <http://www.mpoweruk.com>>, Januari, 2016.
- [4] Black, "Power Plant Engineering", Springer,-, 2006.
- [5] Kundur, Prabha, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill,-, 1994.
- [6] Bevrani, Hassan, "Intelligent Automatic Generation Control", CRC Press, Boca Raton, 1994.
- [7] Elgerd, Olle I, "Electric Energy System Theory: an introduction", McGraw Hill, India, 1976.
- [8] ----. "Synchronous Generator". <URL: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/synchronous-generator.htm> |>, Juni, 2016.
- [9] Nurlita, G, "Diktat Dasar Sistem Pengaturan",-, 2009.
- [10] Messner, Bill. "Introduction PID Controller Design". < URL <http://ctms.engin.umich.edu/>>, Januari , 2015.
- [11] Astrom, Karl Johan, "Control System Design", McGraw-Hill,-, 2002.
- [12] Hutton, Maurice F, "Routh Approximations for Reducing Order of Linear, Time-Invariant Systems", *IEEE Transaction on Automatic Control*, June 1975.
- [13] ----,"Graphic DEHC - DCS PLTU Paiton". PT PJB UP Paiton Unit 1 dan 2,-, 2005.
- [14] ----, "Ovation Algorithm Reference Manual", Ovation,-, 2008.
- [15] Moon, Y.-H., et al., "Modified PID Load-Frequency Control with the Consideration of valve Position Limits", *Proceedings of the IEEE PES 1999 Winter Meeting*, Feb, 1999.
- [16] Moon, Y.-H., et al., "Improvement of System Damping by Using the Differential Feedback in the Load Frequency Control", " *Proceedings of the IEEE PES 1999 Winter Meeting*, Feb, 1999

- [17] Wood, J Allen, "*Power Generation, Operation and Control*". Wiley,-, 2013.
- [18] -----, "*LabVIEW Control and Design Simulation Toolkit User Manual*", National Instruments,-, 2014.

RIWAYAT PENULIS



Rahmadhi Prihandono dilahirkan di Bontang, 11 Maret 1994. Merupakan anak kedua dari 3 bersaudara pasangan Bapak Prihoetomo B.L. dan Ibu Indriyana. Riwayat pendidikan penulis bermula dari pendidikan Sekolah Dasar di SD 1 YPK Bontang, MTsN Malang I, dan SMAN 1 Malang. Setelah menamatkan jenjang SMA, penulis melanjutkan kuliah S1 Teknik Elektro di Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui seleksi tulis masuk perguruan tinggi. Penulis mengambil konsentrasi Teknik Sistem Pengaturan dan aktif sebagai anggota research Automation and Industrial Robotics Research Group (AIRRG) AJ-104. Pada bulan Juni, penulis mengikuti ujian Tugas Akhir sebagai syarat untuk menyelesaikan masa studi dan memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro.