

# Jurnal Ilmiah

## ENERGI & KELISTRIKAN



SEKOLAH TINGGI TEKNIK - PLN

STUDI ANALISIS PENGARUH PARTIAL DISCHARGE PADA SKTM TERHADAP KEHANDALAN PENYULANG

*Supriadi Legino; Firman Jurjani*

PENGUJIAN KONDISI ISOLASI MAIN TRANSFORMATOR GTG 1.1 DENGAN METODE DIELECTRIC RESPONSE ANALYSIS (DIRANA)

*Erlina; Muhlas*

PEMODELAN KONTROL FREKUENSI BEBAN DAN STRATEGI PEMUTUSAN BEBAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS

*Erick Sutjiadi; Soetjipto Soewono*

STUDI ANALISIS SISTEM MONITORING TEMPERATUR RUANG BEARING

*Tri Joko Pramono; Adang Maksus*

PERANCANGAN SOLAR CELL SYSTEM OFFGRID PADA DAERAH RAWAN GEMPA YANG TERDAPAT SITUS BERSEJARAH (Studi Kasus : Kawasan Candi Prambanan)

*Kukuh Aris Santoso; Tri Wahyu Kuningsih*

PEMANFAATAN SAMPAH MENJADI SUMBER ENERGI

*Isworo Pujotomo*

KAJIAN POTENSI ENERGI SURYA DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

*Heri Suyanto*

ANALISIS SISTEM DISTRIBUSI KABEL BERCABANG DENGAN KABEL KONVENSIONAL DI APARTEMEN ANCOL MANSION

*Eko Sawiji; Juara Mangapul Tambunan*

SISTEM PROTEKSI PADA PESAWAT BOEING 737 – CLASSIC

*Retno Aita Diantari; Shulli Alifiannisa Putri*

STUDI EVALUASI PEMADAMAN PADA JARINGAN DISTRIBUSI TENAGA LISTRIK 20 kV

*Tony Koerniawan*

ISSN 1979-0783



9 771979 078352

SEKOLAH TINGGI TEKNIK - PLN (STT-PLN)

ENERGI & KELISTRIKAN

VOL. 8

NO. 2

HAL.67 - 136

JUNI - DESEMBER 2016

ISSN 1979-0783

# PEMODELAN KONTROL FREKUENSI BEBAN DAN STRATEGI PEMUTUSAN BEBAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS

Erick Sutjiadi<sup>1</sup>, Soetjipto Soewono<sup>2</sup>  
Teknik Elektro, Sekolah Tinggi Teknik PLN  
email : <sup>1</sup>[kingjong2000@yahoo.com](mailto:kingjong2000@yahoo.com)  
<sup>2</sup>[stsoewono@yahoo.com](mailto:stsoewono@yahoo.com)

**Abstract** : In a power system, load always changes; power flows to the system will be vary too. In the event of two interconnected power generations trip one of its generators unit, there will be a change in frequency. A model is developed to simulate the trip events, a model that represents gas turbine generator, GAST is turbine model used to simulate unit's frequency response against load changes in the power system. Using SIMULINK, a simulation tool a model for multi area is made, First model aims to distinct the response using the primary governor controller and secondary controller PID. PID control provides better transient oscillation of frequency response. Tie line bias control is used to zero frequency deviation in steady state, The generator characteristics allows balanced load-sharing between the two control areas. An extreme power failure condition is simulated to see worst frequency deviation may possible to occur in power system, an extreme condition where the load increases exceeding the power system's maximum capacity. Load shedding of significant load can be done to restore the system's frequency back to its nominal and prevent system collapse.

**Keywords**: LFC, Gas Turbine, GAST model, load shedding, PID

**Abstrak** : Pada suatu sistem tenaga listrik, pembebanan akan selalu berubah, sehingga aliran daya ke sistem akan bervariasi. . Ketika dua pembangkit memiliki sistem yang saling terhubung dan kehilangan salah satu unit pembangkitnya, maka akan mengakibatkan perubahan frekuensi. Suatu model dikembangkan untuk dapat mensimulasikan kejadian tersebut, model yang representatif untuk turbin gas. Model GAST adalah model turbin yang digunakan untuk mensimulasikan response frekuensi terhadap perubahan beban dan sistem tenaga listrik. Menggunakan perangkat simulasi SIMULINK, akan di bangun model kontrol untuk area multi. Pada simulasi kontrol menggunakan kontrol primer (governor) dan kontrol sekunder PID. memberikan osilasi transien yang lebih baik untuk respon frekuensi. Kontrol bias tie line digunakan untuk menolak defiasi frekuensi pada steady state. Karakteristik pembangkit yang sama memungkinkan pembagian beban yang seimbang antara dua kontrol area. Simulasi dilakukan pada kondisi ekstrim untuk melihat defiasi frekuensi terburuk yang mungkin terjadi didalam sistem tenaga listrik. Kondisi ekstrim dimana pembebanan melebihi kapasitas maksimum pada sistem ketenagaan, Pemutusan beban signifikan dapat dilakukan untuk mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya dan mencegah jatuhnya sistem ketenagaan.

**Kata Kunci** : LFC, Turbin gas, GAST Model, load shedding

## I. PENDAHULUAN

Dalam pembebanan suatu sistem distribusi yang optimal membutuhkan suatu metode untuk pengendalian unit-unit pembangkitnya. Pada awalnya, masalah kontrol yang ditemukan hanya sebatas masalah kontrol pada unit tunggal, seiring dengan pertumbuhan jumlah dan kapasitas dari pembangkit untuk memenuhi kebutuhan beban yang ada, maka metode yang dikembangkan tidak hanya terbatas untuk mengatur unit pembangkit tunggal tetapi sudah mencakup unit pembangkit skala besar yang saling terhubung. Pembangkit listrik tenaga gas merupakan masa berputar yang besar (*large rotating mass*) dimana terdapat dua gaya torsi yang berputar secara berlawanan. Torsi mekanis akan meningkatkan kecepatan berputar sedangkan torsi elektrik dari generator akan memberikan gaya yang berlawanan, oleh karena itu akan didapat kecepatan berputar yang konstan.

Pada suatu sistem ketenagaan, pembebanan akan secara terus menerus berubah, hal ini juga menyebabkan perubahan pasokan daya dari unit pembangkit. Apabila input (*power*) dan output (*load*) tidak dijaga seimbang maka perubahan terhadap frekuensi sistem akan terjadi. Kontrol terhadap

frekuensi sistem dapat dilakukan melalui mekanisme pengaturan kecepatan (*speed governor*). Pada unit pembangkit yang besar dan saling terhubung, kontrol governor tidak akan cukup untuk menrestorasi gangguan frekuensi sistem karena kehilangan daya pembangkit yang besar. Kontrol tambahan diperlukan untuk menjaga frekuensi pada sistem, kontrol ini disebut pelepasan pembebanan (*load shedding*). Beban-beban besar dilepaskan secara paksa apabila besarnya melebihi kapasitas daya yang ada didalam sistem pembangkitan tersebut. Hal ini dilakukan untuk mencegah kegagalan menyeluruh sistem pembangkitan terhubung.

## II. KAJIAN LITERATUR

### 2.1 Model Simulasi

Dalam melakukan penelitian ini, dilakukan simulasi dalam bentuk model, dimana dalam suatu sistem ketenagaan terdapat model dasar yang harus ditentukan. Adapun model tersebut adalah

1. Model Generator
2. Model Beban

3. Model Governor
4. Model Penggerak Utama dimana model yang dipakai adalah model GAST (Gas Turbine Generator Model)

Model tersebut terdiri dari konstanta, parameter kontrol yang mewakili setiap peralatan dalam suatu mesin pembangkit.

### 2.1.1 Model Generator

Suatu mesin dalam keadaan kecepatan yang stabil  $\omega_0$  dan sudut fasa  $\delta_0$ , karena adanya gangguan mekanis maka akan ada perubahan di torsi mekanis dan elektrik yang mengakibatkan kecepatan berputar bertambah atau berkurang. Hal yang menarik adalah deviasi dari kecepatan  $\Delta\omega$  dan deviasi sudut fasa  $\Delta\delta$  dari nilai nominal. Deviasi sudut fasa adalah sama dengan perbedaan sudut fasa akibat aselerasi  $\alpha$  terhadap nilai referensi pada kecepatan normal  $\omega_0$ . Jika mesin mengalami percepatan maka

$$\omega = \omega_0 + \alpha t \quad (2.1)$$

$$\Delta\delta = \int (\omega_0 + \alpha t) dt - \int \omega_0 dt \quad (2.2)$$

$$= \omega_0 t + \frac{1}{2} \alpha t^2 - \omega_0 t$$

$$= \frac{1}{2} \alpha t^2$$

$$\Delta\omega = \alpha t = \frac{d}{dt} (\Delta\delta) \quad (2.3)$$

Hubungan antara deviasi sudut fasa dan deviasi kecepatan dan torsi percepatan net adalah

$$T_{net} = I\alpha = I \frac{d}{dt} (\Delta\omega) = I \frac{d^2}{dt^2} (\Delta\delta) \quad (2.4)$$

Daya bersih adalah daya mekanis dikurangi dengan daya elektrik yang dapat juga ditulis sebagai pejumlahan nilai keadaan stabil dan nilai deviasinya sehingga dapat ditulis sebagai

$$T_{net} = (T_{meko} - T_{eleko}) + (\Delta T_{mek} - \Delta T_{elek}) \quad (2.5)$$

maka hubungannya dapat dinyatakan sebagai

$$P_{net} = P_{neto} + \Delta P_{net} = (\omega_0 + \Delta\omega)(T_{neto} + \Delta T_{net}) \quad (2.6)$$

dengan substitusi persamaan 2.5 dan 2.6 maka diperoleh

$$(P_{meko} - P_{eleko}) + (\Delta P_{mek} - \Delta P_{elek}) = (\omega_0 + \Delta\omega)[(T_{meko} + T_{eleko}) + (\Delta T_{mek} - \Delta T_{elek})] \quad (2.7)$$

Diasumsikan bahwa besaran pada keadaan stabil dapat dinyatakan sebagai

$$P_{meko} = P_{eleko} \text{ dan } P_{mek} - P_{elek} \text{ maka besaran } \Delta\omega, \Delta T_{mek} \text{ dan } \Delta T_{elek} \text{ dapat diabaikan sehingga diperoleh}$$

$$\Delta P_{mek} - \Delta P_{elek} = \omega_0 (\Delta T_{mek} - \Delta T_{elek}) \quad (2.8)$$

Seperti dalam rumus 2.4 maka torsi bersih sehubungan dengan perubahan kecepatan adalah

$$(T_{meko} - T_{eleko}) + (\Delta T_{mek} - \Delta T_{elek}) = I \frac{d}{dt} \Delta\omega \quad (2.9)$$

Dengan menggabungkan persamaan 2.8 dan 2.9 maka didapat

$$\Delta P_{mek} - \Delta P_{elek} = \omega_0 I \frac{d}{dt} (\Delta\omega) = M \frac{d}{dt} (\Delta\omega) \quad (2.10)$$

Yang dapat dinyatakan dalam persamaan Laplace sebagai

$$\Delta P_{mek} - \Delta P_{elek} = M_s \Delta\omega \quad (2.11)$$

### 2.1.2 Model Beban

Pembebanan pada sistem ketenagaan terdiri dari berbagai jenis peralatan elektrik. Beberapa dari peralatan tersebut bersifat resistif, sebagian lagi

berupa beban motor dengan karakter daya dan frekuensi. Karena sebagian besar beban elektris merupakan beban motor maka perlu memodelkan efek perubahan frekuensi dari pembebanan sistem.

$$\Delta P_{L(freq)} = D\Delta\omega \text{ atau } D = \frac{\Delta P_{L(freq)}}{\Delta\omega} \quad (2.12)$$

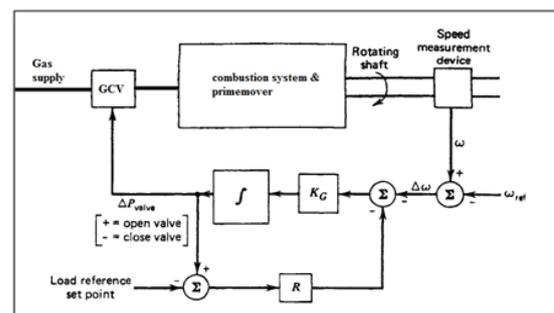
D adalah persen perubahan beban dibagi persen perubahan frekuensi. Jika dua atau lebih generator terhubung pada suatu jaringan transmisi, maka perbedaan sudut fasa pada jaringan harus dipertimbangkan. Untuk pemodelan ini diasumsikan bahwa frekuensi diseluruh jaringan adalah sama. Dengan asumsi tersebut maka kita dapat menjumlahkan masa turbin generator ekuivalen yang merupakan penjumlahan output mekanis turbin individu.

### 2.1.3 Model Governor

Apabila sebuah unit dioperasikan mengguakan daya mekanis yang konstan dari turbin, perubahan beban akan mengakibatkan perubahan kecepatan. Perubahan kecepatan pada pembebanan yang sensitive terhadap frekuensi akan secara tepat mengkompensasi perubahan beban tersebut, kondisi ini akan mengakibatkan pergeseran frekuensi dari normalnya.

Sebuah *governor* dengan output  $\omega$  dibandingkan dengan kecepatan referensi  $\omega_{ref}$  akan menghasilkan signal error  $\Delta\omega$ , kesalahan ini dinegatifkan dan dikalikan dengan gain  $K_G$  dan diintegrasikan untuk menghasilkan signal  $\Delta P_{valve}$  yang mengakibatkan katub membuka. Apabila sebuah mesin dengan beban elektrik meningkat maka kecepatan akan turun dibawah kecepatan referensi. Perbedaan nilai kecepatan ini akan menjadi negatif, hasil gain dan integrasi akan membuka katub mengakibatkan turbin meningkatkan daya mekanis sehingga bersamaan meningkatkan daya elektrik

Untuk paralel dua generator atau lebih pada sebuah sistem, *governor* harus dilengkapi dengan signal umpan balik (*feedback*) yang akan memberikan nilai nol pada kesalahan kecepatan pada output generator yang berbeda. Governor memiliki net gain 1/R dan konstan waktu  $T_G$ , Loop umpan balik pada integrator dengan signal tambahan untuk referensi beban, sehingga karakteristik *governor* adalah

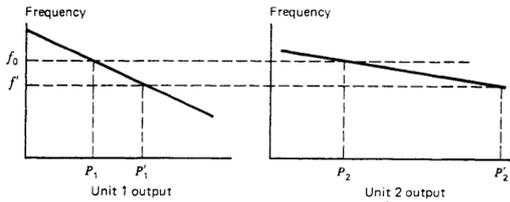


Gambar 2.1 Governor Dengan Loop Feedback Speed-Droop

Nilai R menentukan kemiringan dari karakteristik sebuah *governor*, dan menentukan perubahan output perunit pada setiap perubahan

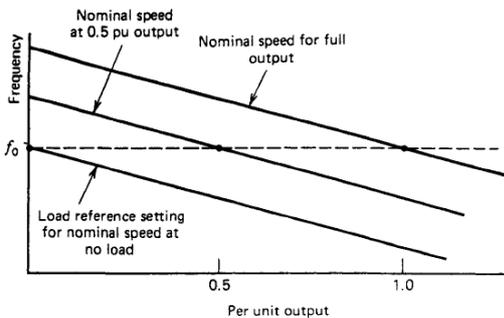
frekuensi. Apabila dua generator paralel dengan kontrol droop, maka terdapat suatu nilai frekuensi dimana dua generator saling berbagi beban diantara mereka.

Dua unit dimulai dengan frekuensi nominal  $f_0$  ketika beban meningkat  $\Delta P_{load}$  mengakibatkan unit melambat, *governor* meningkatkan output sampai ke nilai frekuensi nominal  $f$ . Jumlah beban maksimum setiap unit ditentukan oleh karakteristik droopnya. Unit satu meningkatkan  $P_1$  ke  $P_1'$  unit dua meningkatkan output  $P_2$  ke  $P_2'$  sehingga pembangkitan akan meningkat sebesar  $P_1 - P_1' + P_2 - P_2'$  dimana hal ini disebut  $\Delta P_L$



Gambar 2.2 Alokasi Output dengan Governor Droop

Dengan mengatur nilai pada setiap unit maka output yang diinginkan dapat dicapai dengan mempertahankan frekuensi nominal atau mendekati nilai yang diharapkan. R adalah perubahan frekuensi dalam per unit dibagi perubahan output dalam per unit  $R = \frac{\Delta \omega}{\Delta P}$  pu



Gambar 2.3 Kurva Penurunan Frekuensi Terhadap Output

Block diagram pada gambar 2.4 menunjukkan sebuah unit mengalami peningkatan beban maka fungsi transfer yang berhubungan dengan perubahan beban terhadap perubahan frekuensi dapat dinyatakan sebagai

$$\Delta \omega(s) = \Delta P_L(s) \left[ \frac{-1}{1 + \frac{1}{R} \left( \frac{1}{1+sT_G} \right) \left( \frac{1}{1+sT_{CH}} \right) \left( \frac{1}{Ms+D} \right)} \right] \quad (2.13)$$

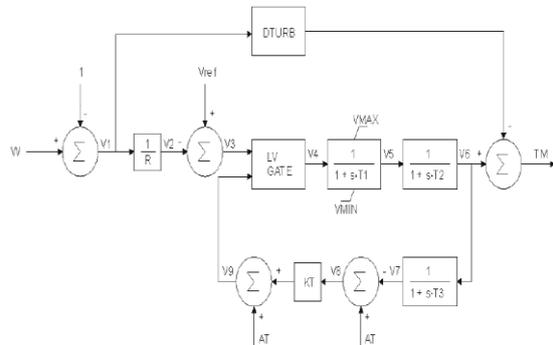
Apabila beberapa generator yang masing-masing memiliki *governor* sendiri dan penggerak utama saling terhubung maka perubahan frekuensi menjadi

$$\Delta \omega(s) = - \frac{\Delta PL}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + D} \quad (2.14)$$

### 2.1.4 Model Turbin Gas GAST

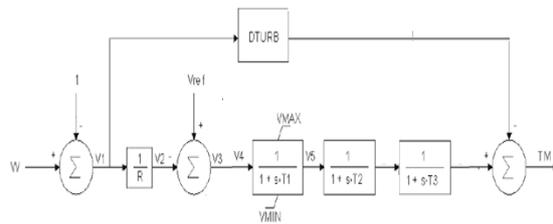
Model GAST (*Gas Turbine Governor Model*) adalah model yang masih digunakan oleh WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) dan

*Estern interconnection* dimana terdapat 50 unit pada database WECC dan lebih dari 400 Pada *Eastern interconnection* dengan model ini. Gambar 2.4 Adalah model GAST, terdapat juga versi yang dimodifikasi. Model ini adalah model yang paling sederhana untuk mewakili turbin gas. Model ini mengasumsikan kontrol droop yang sederhana, batasan beban (*load limit*) yang konstan. Ada tiga konstant yaitu response *Kontroller* (T1), response katub bahan bakar (T2), dan yang ketiga adalah konstant droop (T3)



Gambar 2.4 Model GAST Turbin Gas

Simplikasi model dapat dilakukan untuk operasi paralel pembangkit, hal ini dimungkinkan karena sistem paralel merupakan suatu sistem yang kaku, dimana variasi kecepatan antara 95%-107%. Pada operasi paralel, model dapat disimplifikasi menjadi model droop. Hal serupa juga berlaku untuk kontrol temperatur dapat dieliminasi.



Gambar 2.5 Simplifikasi Model GAST (Kontrol Droop)

## 2.2 Kontrol Beban Frekuensi

Dalam keadaan operasi yang stabil, fungsi transfer untuk kontrol area dapat dirumuskan sebagai

$$\omega_s = 2\pi f_s \quad (2.15)$$

Dimana  $\omega_s$  dan  $f_s$  adalah kecepatan angular sinkron dan frekuensi. Jika  $\Delta \delta$  adalah perubahan posisi angular pada sebuah generator sebagai akibat dari peningkatan beban pada area  $\Delta P_D$  maka

$$\delta = \delta_s + \Delta \delta \text{ rad} \quad (2.16)$$

$$C = \frac{d}{dt}(\delta) = \frac{d}{dt}(L_s + CL) = C_s + \frac{d\Delta \delta}{dt} = \omega_s + \Delta \omega \quad (2.17)$$

$$\text{Dimana } f = f_s + \Delta f$$

$$\Delta f = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt} \Delta \delta \text{ Hz} \quad (2.18)$$

Maka energi kinetik area menjadi

$$W = \frac{1}{2} I \omega^2 = \frac{1}{2} I (2\pi f)^2 \text{ MJ} \quad (2.19)$$

Dimana I adalah momentum inersia dari area dan energi kinetik kecepatan sinkronus  $\omega_s$

$$W_s = \frac{1}{2} I (2\pi f)^2 M \quad (2.20)$$

Sehingga

$$\begin{aligned} W &= W_s \left( \frac{f}{f_s} \right)^2 \text{ MJ} \\ &= W_s \left( \frac{f_s + \Delta f}{f_s} \right)^2 \\ &\approx W_s \left( 1 + 2 \frac{\Delta f}{f_s} \right) \end{aligned} \quad (2.21)$$

Laju perubahan dari energi kinetik adalah peningkatan daya didalam area

$$\frac{d}{dt}(W) = \frac{2W_s}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f) \quad (2.22)$$

Menentukan konstan inersia per unit  $M=W_s/P_r$

$$\frac{d}{dt}(W) = \frac{2M}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f) \text{ p.u} \quad (2.23)$$

Semua beban mengalami perubahan dengan frekuensi maka ditentukan faktor damping beban D

$$D = \frac{\partial P_D}{\partial f} \text{ p.u MW/Hz} \quad (2.24)$$

Dimana  $P_D$  adalah pembebanan dalam p.u, peningkatan pembebanan dinyatakan  $D \cdot \Delta f$  p.u MW. Untuk perubahan yang kecil  $\Delta f$  p.u MW, pembebanan  $\Delta P_D$  dinyatakan sebagai

$$\Delta P_G - \Delta P_D = D \cdot \Delta f + \frac{2H}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f) \quad (2.25)$$

Dari persamaan diatas maka dengan transformasi Laplace menjadi

$$[\Delta P_G(S) - \Delta P_D(S)] = D \Delta F(S) + \frac{2H}{f_s} S \Delta F(S) \quad (2.26)$$

Atau

$$\begin{aligned} \Delta F(S) &= [\Delta P_G(S) - \Delta P_D(S)] \frac{1}{\left[ D + \frac{2HS}{f_s} \right]} \\ &= [\Delta P_G(S) - \Delta P_D(S)] \frac{\frac{1}{D}}{\left[ 1 + \frac{2HS}{f_s D} S \right]} \\ &= [\Delta P_G(S) - \Delta P_D(S)] \frac{K_P}{[1 + ST_P]} \end{aligned} \quad (2.27)$$

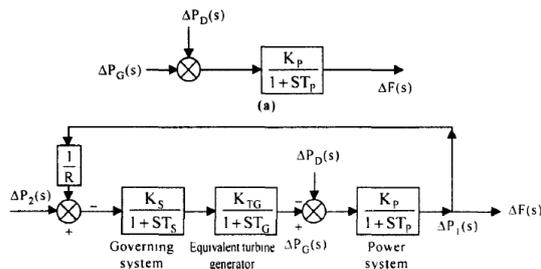
Dimana  $K_P = 1/D$  Hz/p.u MW

$$T_P = \frac{2H}{f_s D} \quad (2.28)$$

fungsi transfer berhubungan dengan perubahan frekuensi terhadap perubahan daya input/output dapat didesain oleh  $G_P(S)$  sehingga

$$G_P(S) = \frac{K_P}{1 + ST_P} \quad (2.29)$$

Skematik untuk area adalah sebagai berikut



Gambar 2.6 Diagram Blok Unit Pembangkit

## 2.2.1 Kontrol Beban-Frekuensi Pada Multi Area

Dalam hal kontroler, kontrol proposional dan integral akan ditambahkan untuk memberi nilai nol pada defiasi frekuensi aliran daya tie line. Dua generator terhubung oleh tie line dengan nilai reaktansi X. Setiap area dengan sumber tegangan dengan reaktansi sama maka

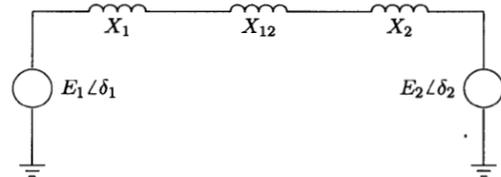
$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \theta_{12} \quad (2.30)$$

Dimana  $X_{12} = X_1 + X_{tie} + X_2$  dan  $\theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$  persamaan (2.30) dapat dilinearkan untuk defiasi kecil pada tieline

$$\Delta P_{12} = \frac{dP_{12}}{d\theta_{12}} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos \Delta \theta_{12} \quad (2.31)$$

$$\Delta P_{12} = P_s (\Delta \theta_1 - \Delta \theta_2) \quad (2.32)$$

Aliran daya tie line tampak sebagai beban yang naik pada satu area dan beban berkurang di daerah lain, tergantung pada arah aliran beban. Arah aliran beban ditentukan oleh perbedaan sudut fasa, jika  $\Delta \theta_1 > \Delta \theta_2$  maka aliran daya adalah dari area 1 ke area 2.



Gambar 2.7 Jaringan Untuk Sistem Tenaga Dua Area

Perubahan beban  $\Delta P_{L1}$  pada area 1 pada kondisi steady akan mengakibatkan kedua area akan memiliki defiasi frekuensi yang sama.

$$\Delta F = \Delta F_1 = \Delta F_2 \quad (2.33)$$

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} = \Delta F D_1$$

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta F D_2 \quad (2.34)$$

Perubahan daya mekanis ditentukan oleh karakteristik pengatur kecepatan yang dinyatakan

$$\Delta P_{m1} = \frac{\Delta F}{R_1} \text{ dan } \Delta P_{m2} = \frac{\Delta F}{R_2} \quad (2.35)$$

Dengan mensubstitusi persama (2.34) dan (2.35) akan didapatkan persamaan  $\Delta \omega$

$$\begin{aligned} \Delta F &= \frac{\Delta P_{L1}}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \\ &= \frac{-\Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \end{aligned} \quad (2.36)$$

Dimana

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1$$

$$B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2 \quad (2.37)$$

$B_1$  dan  $B_2$  dikenal sebagai faktor bias frekuensi. Perubahan daya pada *tie-line* adalah

$$\Delta P_{12} = \frac{\left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \Delta P_{L1}}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} \quad (2.38)$$

$$\frac{B_2}{B_1 + B_2} (-\Delta P_{L1}) \quad (2.39)$$

## 2.2.2 Kontrol Bias Tie-Line

Pada operasi normal sistem ketenagaan dioperasikan sehingga kebutuhan beban dan

frekuensi nominal tercapai. Strategi kontrol yang sederhana adalah Menjaga frekuensi dikisaran nilai nominalnya 50Hz

Kontrol beban frekuensi konvensional adalah berdasarkan kontrol bias *tie line*, dimana setiap area cenderung untuk mengurangi kesalahan kontrol area (*area control error*) menjadi nol. Kesalahan kontrol pada setiap area terdiri dari kombinasi linear antara frekuensi dan *tie line error*

$$ACE = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + K_i \Delta F \quad (2.40)$$

Area bias  $K_i$  menentukan jumlah dari interaksi selama gangguan pada area tetangga. Performansi yang memuaskan akan dicapai ketika  $K_i$  dipilih sama dengan faktor bias frekuensi pada area  $B_i = \frac{1}{R_i} + D_i$  oleh karena itu *area control error* (ACE) untuk sistem dua area adalah

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta P_{12} + B_1 \Delta F_1 \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} + B_2 \Delta F_2 \end{aligned} \quad (2.41)$$

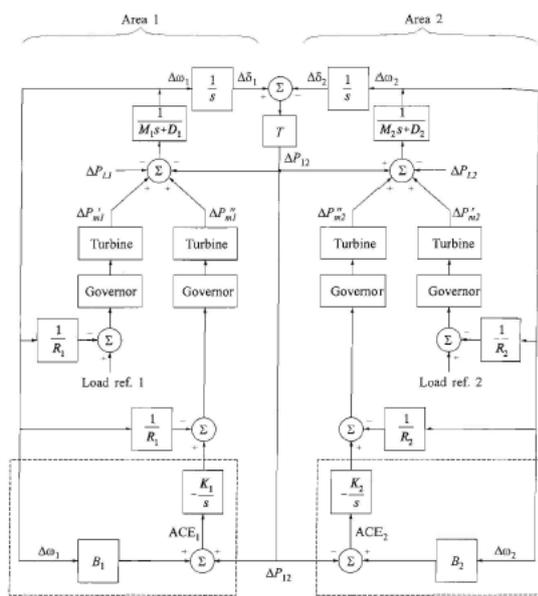
untuk deviasi yang kecil pada *tie line* maka aliran daya dinyatakan sebagai

$$\begin{aligned} \Delta P_{12} &= \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} \\ &= P_s \Delta \delta_{12} \end{aligned} \quad (2.42)$$

$P_s$  adalah slope kurva sudut daya pada saat awal sebelum terjadi gangguan dimana  $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ .  $P_s$  didefinisikan sebagai koefisien sinkronisasi daya yang dinyatakan sebagai

$$P_s = \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} = \frac{|E_1||E_2|}{X_{12}} \cos \Delta \delta_{12,0} \quad (2.43)$$

$\Delta P_{21}$  dan  $\Delta P_{12}$  berasal dari jadwal perubahan dua area. ACE digunakan sebagai signal untuk mengaktifkan perubahan dalam nilai daya referensi, dan



Gambar 2.9 Diagram Blok AGC Sistem Dua Area

Pada saat keadaan steady dicapai maka  $\Delta P_{12}$  dan  $\Delta\omega$  akan menjadi nol. Konstan Integrator gain harus dipilih sekecil mungkin sehingga tidak menyebabkan area tidak menjadi model yang salah

### 2.3 Kontrol Emergensi (*Under Frequency Load Shedding*)

UCTE memberikan rekomendasi untuk UFLS memberikan response pada batas frekuensi tidak lebih rendah dari 49 Hz. Jika frekuensi jatuh dibawah 49 Hz maka UFLS akan melepaskan beban 10-20%. Untuk mengimplemtasikan kontrol ini maka digunakan rele *under frequency*. Rele ini akan mendeteksi penurunan frekuensi sistem. Berikut adalah contoh strategi pemutusan beban (*load shedding*)

Turunnya frekuensi yang disebabkan adanya gangguan unit pembangkit apabila lajunya  $df/dt$  besar dapat membahayakan sistem, sehingga untuk menghindarkan gangguan yang lebih besar perlu dilakukan pelepasan beban. Dalam perhitungan pelepasan beban sebaiknya pengaruh *governor* diabaikan sehingga didapatkan perhitungan yang lebih aman. Pelepasan dilakukan dengan *under frequency relay* (UFR) yang bekerja seketika tanpa waktu tunda pada frekuensi tertentu beban tertentu akan dilepaskan

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_{1-2} = \frac{f_1}{2H} \left( \frac{P_{Go} - (P_{So} - P_{BR}) - P_B}{P_{GoT} - P_{DoT}} \right) \quad (2.46)$$

### III. METODE PENELITIAN

Dalam penelitian ini, dilakukan simulasi terhadap data aktual unit pembangkit yang ada. Data kemudian diplot dalam model yang relevant dan disimulasikan menggunakan software MATLAB SIMULINK. Model yang dipilih adalah model gas turbine GAST yang merupakan model yang representatif untuk sistem yang kaku "stiff". Sistem yang kaku karena respond kecepatan pembangkit hanya dipengaruhi oleh variable pembebanan. Hal ini umum digunakan apabila pembangkit yang dimodelkan beroperasi secara paralel.

Dalam Pengolahan data simulasi dilakukan untuk memperoleh gambaran karakteristik frekuensi unit pembangkit terhadap perubahan beban. Adapun tahapan pengolahan data adalah sebagai berikut:

1. Permodelan menggunakan kontrol primer (*governor*) dan kontrol sekunder (PID). Tujuan pemodelan ini adalah untuk melihat kontrol yang terbaik dalam memberikan respon frekuensi terhadap pembebanan baik dalam osilasi transien, waktu gelombang mencapai titik stabil.
2. Pemodelan kontrol area adalah representasi sistem ketenagaan kedalam model SIMULINK, model ini terdiri dua area kontrol, dimana masing masing area memiliki pembangkit dan beban masing-masing. Pada model dilakukan simulasi pembebanan
3. Model divalidasikan dengan interpretasi diagram blok kedalam model matematis. Perhitungan analitis maupun diskrit dilakukan untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan hasil simulasi.
4. Setelah didapatkan model yang valid, maka disimulasikan kondisi gangguan. Gangguan dari jaringan PLN dan gangguan dari internal kontrol area. Pada simulasi ini akan dilihat efek penurunan frekuensi yang terburuk.
5. Respon penurunan frekuensi yang cepat sebagai akibat pembebanan yang melebihi

kapasitas akan menjadi data masukan dalam menentukan strategi pelepasan beban

#### IV. PENGOLAHAN DATA DAN HASIL

##### 4.1 Kontrol Primer (Governor Control)

Pada simulasi kontrol digunakan permodelan pembangkit tunggal yang sederhana, dimana pengaturan frekuensi sepenuhnya dilakukan oleh fungsi governor, pembebanan dapat dikalkulasi sebagai berikut

Tabel 4.1 Karakteristik Unit Pembangkit

Persentase Droop (R)	4%
Mode operasi	Island duty
Beban operasi normal	30 MW
Konstan Inersia	6.28 MW-s/MVA
Daya Base	30 MW
Kapasitas	48 MVA

Perubahan frekuensi aktual 4% dari 50Hz = 0.04 X 50 = 2Hz dengan pembeban sebesar 0.01 p.u maka

$$R = \frac{2\text{Hz}}{30\text{MW}} = 0.067 \text{ Hz/MW}$$

$$R = \frac{2\text{Hz}}{30\text{MW}/30\text{MW}} = 2\text{Hz/puMW}$$

In per unit

$$R = \frac{0.067}{50} \times \frac{30}{1} = 0.04 \text{ pu Hz/pu MW}$$

Faktor Damping beban D adalah

$$D = \frac{30 \text{ MW}}{50\text{Hz}} = 0.6 \text{ MW/Hz}$$

Apabila dinyatakan dalam per unit (p.u)

$$D = \frac{0.6 \text{ MW/Hz}}{30 \text{ MW}} = 0.02 \text{ pu MW/Hz}$$

Konstanta waktu sistem ketenagaan

$$T_p = \frac{2H}{f_s D} = \frac{2 \times 6.28}{50 \times 0.02} = 12.56 \text{ detik}$$

Gain untuk sistem ketenagaan

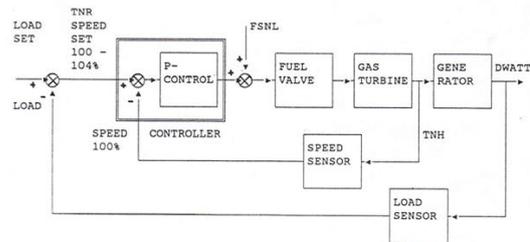
$$K_p = \frac{1}{D} = \frac{1}{0.02} = 50 \text{ Hz/MW}$$

Untuk perubahan beban 1% maka akan terjadi perubahan

$$\Delta f = - \left( \frac{1}{D + \left(\frac{1}{R}\right)} \right) \Delta PD$$

$$\Delta f = - \left( \frac{1}{0.02 + 25} \right) 0.01 = 0.0004$$

Jadi penurunan frekuensi akibat peningkatan beban 1% dapat dihitung sebagai 50Hz x 0.0004 = 0.02Hz, sehingga 50Hz - 0.02Hz = 49.98Hz. nilai frekuensi 49.98 Hz adalah nilai keadaan stabil. Dalam aplikasi kontrol turbin gas, kontrol frekuensi dan beban dinyatakan pada blok diagram pada gambar 4.1



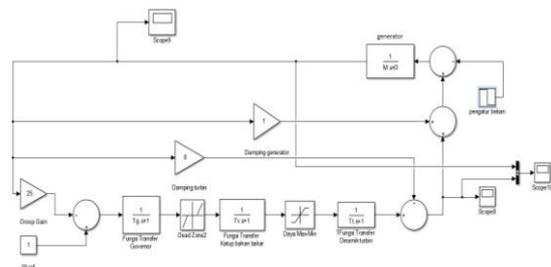
Gambar 4.1 Diagram Blok Kontrol Primer

Tabel 4.2 Nilai Konstanta Paramter Kontrol

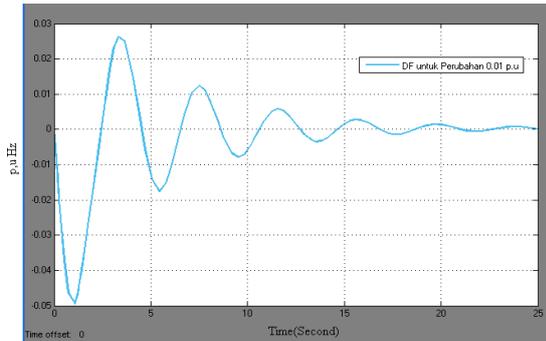
Item	Deskripsi	Nilai
R	Permanen droop ( p.u)	4%
Tg	Gas Fuel Speed Ratio Valve P Time Constant (detik)	0.36
Tv	Konstan waktu aktuasi katup bahan bakar (detik)	0.5
Tt	Konstan waktu dinamis turbin (detik)	0.1
VMAX	Maximum Daya Turbin (p.u)	1.5
VMIN	Minimum Daya Turbin(p.u)	0.1
Z start	Dead zone (p.u)	-0.004
Zend	Dead Zone (p.u)	0.004
DTURB	Faktor Damping Turbin (p.u)	0.02
DGen	Faktor Damping Gen (p.u)	1
Inertia GT-1	Turbine-gen inersia ( MW-s/MVA)	5.627
Inertia GT-2	Turbine-gen inersia ( MW-s/MVA)	6.28

Turbin gas generator yang menggunakan kontrol droop untuk mekanisme *governor* dan kontrol sekunder proportional, sehingga perubahan beban akan mengakibatkan perubahan pada kecepatan. Dengan nilai *droop* 4%, perubahan beban dari 0 % ke 100% akan mengakibatkan perubahan kecepatan sebesar 4%

Permodelan ini menggunakan model GAST (Gas Turbine Generator Model), yang merupakan fungsi yang sederhana dan representative untuk turbin gas. Paramter untuk model GAST diperoleh dari nilai yang digunakan untuk studi permodelan turbin gas. Nilai Droop, konstanta waktu governor dan inersia turbin-generator adalah data aktual dari pembangkit yang dijadikan objek penelitian.



Gambar 4.2 Blok Diagram Turbin Generator Model GAST



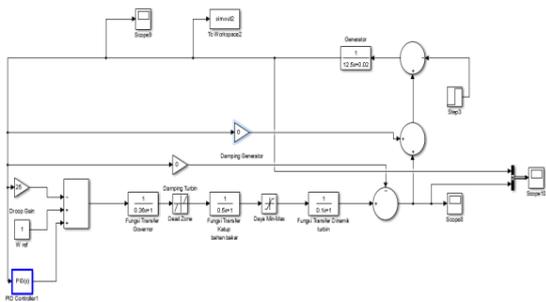
Gambar 4.3 Respon Dinamis Model dengan Kenaikan Beban 0.01 p.u

Pada gambar 4.3 dapat dilihat respon pembangkit terhadap peningkatan beban sebesar 1% atau 0.01 p.u. Osilasi pada fasa transien sampai mencapai *steady state* membutuhkan waktu yang cukup lama, dengan kata lain respons dari blok membutuhkan *settling time* yang panjang, hal dinyatakan sebagai *error* dari suatu kontrol. Osilasi frekuensi terendah adalah -0.05 p.u atau sama dengan 47.5 Hz, untuk *steady state* nilai frekuensi adalah 0.0002p.u atau sama dengan 49.99 Hz.

Simulasi menunjukkan terdapat perbedaan 0.01 Hz terhadap perhitungan manual. Kontrol Integral dapat memperbaiki *error* pada *steady state*, kontrol derivatif dapat digunakan untuk memperbaiki performansi pada saat *transient*. Penambahan kontrol integral dan derivatif dikategorikan sebagai kontrol sekunder.

#### 4.1.1.2 Kontrol Sekunder (PID Controller)

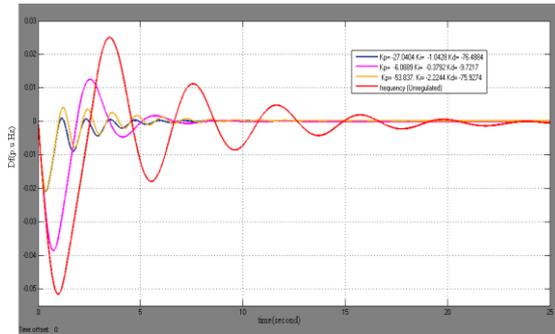
Kontrol sekunder adalah kontrol PID pada *feedback governor*. Fungsi PID akan memperbaiki respon pada saat *transient* dan *error* pada *steady state*. Kontroler PID ditampilkan dalam blok dibawah ini.



Gambar 4.4 Diagram Blok GAST dengan Kontrol PID

Tabel 4.3 Nilai Acak Parameter Gain kontrol PID

Parameter PID	Nilai Parameter Gain		
$K_p$	-27.0404	-6.0889	-53.837
$K_i$	-1.0428	-0.3792	-2.2244
$K_d$	-76.4884	-2.2244	-75.9274
N	575.3692	231.1839	575.3692

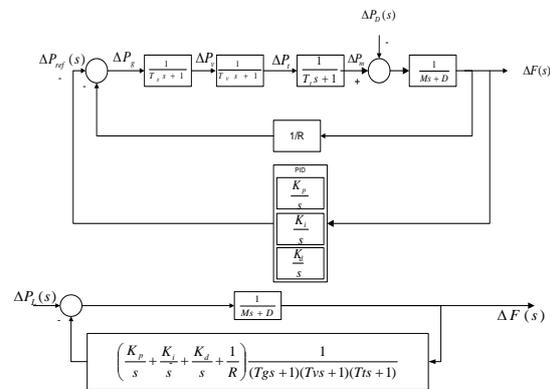


Gambar 4.5 Response Dinamis dengan Berbagai Nilai Gain

Sudah diketahui bahwa kontrol PID memberikan respon yang lebih baik, penentuan nilai gainm PID dilakukan untuk memperoleh respon yang lebih baik dan lebih presisi. Nilai gain secara random disimulasikan melalui PID tuner. Untuk menentukan nilai *gain* optimal dapat menggunakan fitur PID tuner dari SIMULINK

#### 4.1.1.3 Analisa Model

Analisa area adalah analisa pada blok diagram yang digunakan dimana blok akan diinterpretasikan kedalam persamaan matematis, seperti pada gambar berikut:



Gambar 4.6 Diagram Blok Kontrol PID

Dengan demikian respon dari kontrol adalah sebagai berikut

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta PD(s)} = \frac{K_P}{(T_p + K_p K_d)S} - \frac{1 + K_p K_p + \frac{K_p}{R}}{S^2 + \frac{1 + K_p K_p + \frac{K_p}{R}}{T_p + K_p K_d} S + K_i \frac{K_p}{(T_p + K_p K_d)}}$$

$$\Delta F(s) = - \frac{0.01}{(12.5 + K_d)S} \frac{1}{S^2 + \left( \frac{25 + K_p}{12.5 + K_d} \right) S + \frac{k_i}{12.5 + K_d}}$$

$$\Delta f_{ss} = \lim_{S \rightarrow 0} [S \Delta F(S)] = -\Delta P_D \frac{(12.5 + K_d)}{\left( \frac{25 + K_p}{12.5 + K_d} \right) + \frac{k_i}{12.5 + K_d}}$$

$K_p = -6.0889$ ,  $K_i = -0.3792$ ,  $K_d = -2.2244$  akan disubstitusikan kedalam persamaan sehingga menjadi

$$\Delta f_{ss} = - \frac{0.01}{\frac{25 - 6.0889}{12.5 - 2.2244} - \frac{0.3792}{12.5 - 2.2244}} = 5.4 \times 10^{-4} \text{ p.u.}$$

Nilai akhir dari frekuensi adalah 49.97 Hz. Dari analisa terhadap kontrol sekunder didapatkan nilai frekuensi dari simulasi dan perhitungan yang tidak jauh berbeda. Pembebanan pada suatu pembangkit. Untuk mengembalikan *error* pada nilai nol, maka diperlukan bias kontrol

#### 4.2 Model Frekuensi Beban Multi area

Pada analisa multiarea, dua pembangkit gas beroperasi secara paralel terhadap grid. Tie line memiliki kapasitas 2 p.u sehingga koefisien sinkronisasi dapat dinyatakan dalam persamaan  $T^0 = 2 \text{ p.u} \cos 31.78^\circ = 1.7 \text{ p.u}$ . Diketahui perubahan beban di area 1 sebesar 5 MVA maka dengan demikian

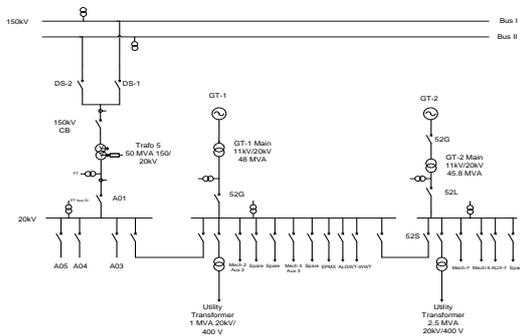
$$\Delta P_{D1} = 5 \text{ MVA} = 0.05 \text{ p.u}$$

$$R_1 / R_2 = 0.04$$

Untuk memodelkan sistem ketenagaan multi area, simulasi yang sama dilakukan terhadap dua kontrol area. Adapun paramter masing-masing area adalah sebagai berikut.

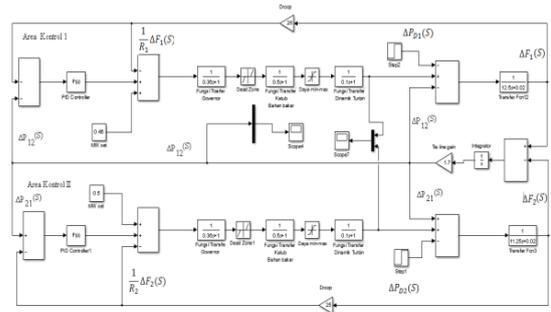
Tabel 4.4 Sistem Ketenagaan

Kapasitas Plant	90 MW
Beban operasi normal	89 MVA
Daya Base	100 MVA
Kapasitas maksimum	123.8 MVA
Koefisien kekakuan tie line	1.7 p.u
Beban Area 1	0.46 p.u
Beban Area 2	0.43 p.u



Gambar 4.7 Diagram Satu Lini

Diagram lini pada gambar 4.7 akan diinterpretasikan ke dalam model SIMULINK seperti pada gambar 4.8



Gambar 4.8 Diagram Blok Model Dua Area

Maka nilai defiasi frekuensi pada keadaan *steady state* adalah

$$\Delta F = \frac{-\Delta P_{D1}}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}$$

$$\Delta F = \frac{-0.05}{\left(\frac{1}{0.04} + \frac{1.5}{50}\right) + \left(\frac{1}{0.04} + \frac{1.5}{50}\right)}$$

$$\Delta F = \frac{-0.05}{50.0248} \approx 1 \times 10^{-3} \text{ p.u}$$

Dalam Hz maka defiasi perubahan frekuensi adalah

$$\Delta F = -0.001 \times 50 = 0.05 \text{ Hz}$$

Sehingga nilai frkuensi baru adalah

$$F = f_0 + \Delta f = 50 - 0.05 = 49.95 \text{ Hz}$$

Perubahan daya mekanis adalah

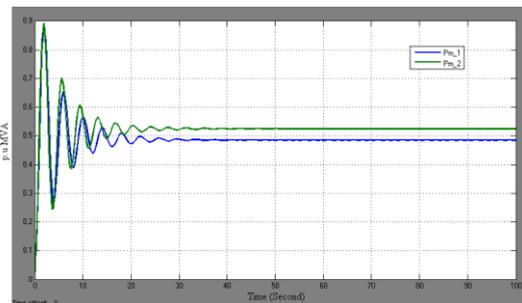
$$\Delta P_{m1} = \frac{\Delta F}{R_1} = - \frac{0.001}{0.04} = 0.025 \text{ p.u} = 2.5 \text{ MVA}$$

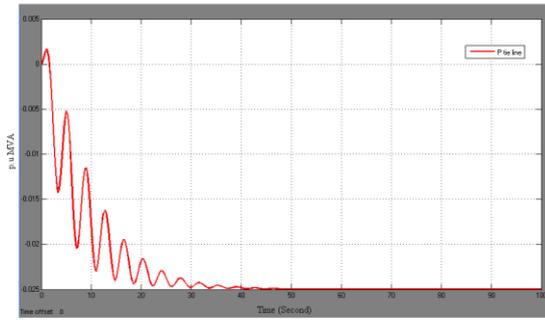
$$\Delta P_{m2} = \frac{\Delta F}{R_2} = - \frac{0.001}{0.04} = 0.025 \text{ p.u} = 2.5 \text{ MVA}$$

Denga peningkatan beban sebesar 5 MVA, maka generasi pada area satu meningkat sebesar 2.5 MVA dan area dua sebesar 2.5 MVA dan nilai frekuensi baru adalah 49.95 Hz.

$$\Delta P_{net1} = \frac{-\Delta P_{D1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}$$

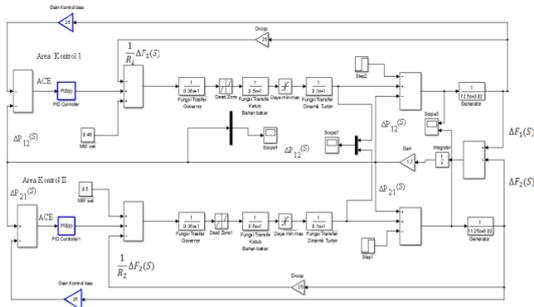
$$\Delta P_{net1} = \frac{-0.05 \left(\frac{1}{0.04} + 0.0156\right)}{50.0248} = -0.025 \text{ p.u} = 2.5 \text{ MVA}$$





Gambar 4.9 Kurva Perubahan beban dan Daya Tie Line

Pada area I, beban pada pembangkit adalah sebesar 0.46 dan pada area II beban sebesar 0.5 p.u. Kedua unit memiliki regulasi droop yang sama sehingga terjadi pembagian beban yang seimbang antara kedua area. Generasi unit area I akan bertambah 0.025 p.u menjadi 0.485 p.u generasi unit area II bertambah dari 0.5 p.u menjadi 0.525 p.u. Sebesar 2.5 MVA aliran daya dari area dua ke satu



Gambar 4.10 Diagram Blok dengan Kontrol Tie Line Bias

$$ACE_1 = \left( \frac{\Delta P_{D1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) \left( \frac{-\Delta P_{D1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right)$$

$$= \Delta P_{L1}$$

$$ACE_1 = \left( \frac{0.05 \left( \frac{1}{0.04} + 0.0156 \right)}{50.0248} \right) - \left( \frac{1}{0.04} + 0.0092 \right) \left( \frac{-0.05}{50.0248} \right)$$

$$ACE_1 = 0.025 - 25.0092 \times 0.001 = 0.05 \text{ p.u}$$

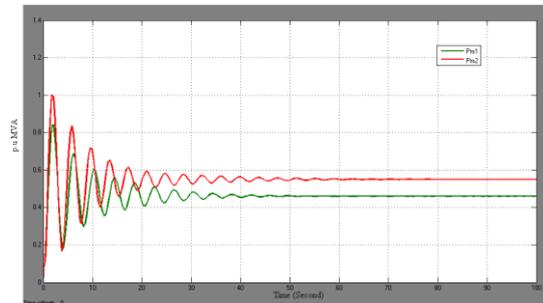
$$ACE_2 = \left( \frac{-\Delta P_{D1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right) \left( \frac{-\Delta P_{D1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = 0$$

$$ACE_2 = \left( \frac{-0.05 \left( \frac{1}{0.04} + 0.0156 \right)}{50.0248} \right)$$

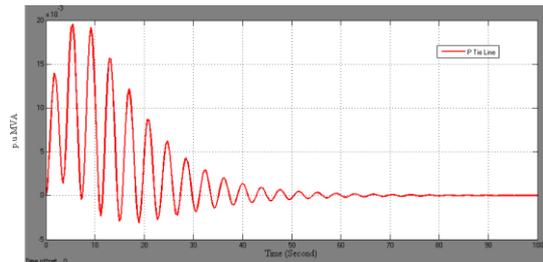
$$ACE_2 = -\left( \frac{1}{0.04} + 0.0156 \right) \left( \frac{-0.05}{50.0248} \right) - 25.0156 \times -0.001 \approx 0 \text{ p.u}$$

Kontrol bias *tie line* (B) yang berfungsi untuk mengembalikan defiasi frekuensi pada nilai nominalnya yaitu 50Hz. Pada blok multi area menggunakan *tie line control* yang disebut koefisien sinkronisasi. Tie line memiliki kapasitas daya maksimum sebesar 2 p.u, dan kedua generator beroperasi pada sudut fasa 31.78°. Sehingga koefisien sinkronisasi merupakan perkalian daya maksimum terhadap sudut fasa pada operasi keadaan sebelum terjadi gangguan.

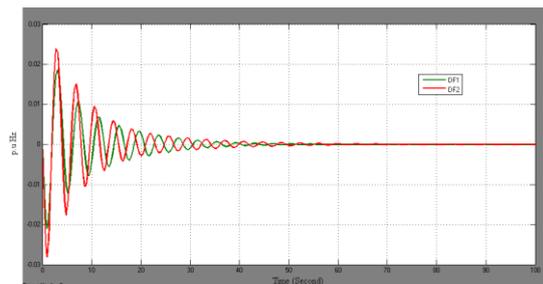
Pgen baru pada *steady state*  $P_{mech2}$  bergeser dari 0.5 menjadi 0.55 artinya daya referensi berubah menjadi 0.55 p.u. perubahan beban pada area kontrol di respon oleh area II dengan menaikkan daya generasi sebesar 0.05 p.u dan  $\Delta P_{net1} = 0$ . Frekuensi tidak mengalami deviasi, frekuensi sistem dapat dimaintain pada nilai nominalnya yaitu 50 Hz. Dalam model ini pembangkit area II mengalami perubahan model governor dari droop menjadi Isokronus.



Gambar 4.11 Perubahan Beban Kontrol Area



Gambar 4.12 Daya Tie Line



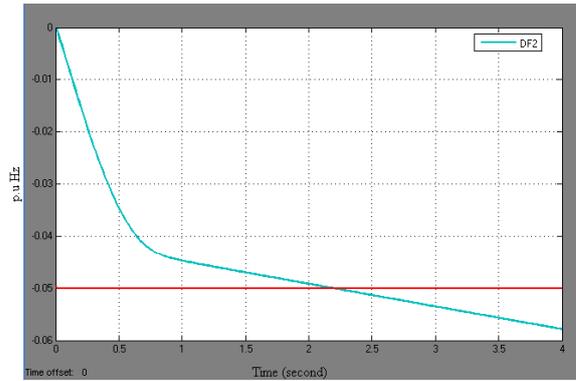
Gambar 4.13 Respon Frekuensi

Tabel 4.5 Performansi Kontrol

Controller Parameters		
	Area I	Area II
P	0	0
I	0.16923	0.14936
D	0	0
N	100	100

Performance and Robustness		
	Tuned	Block
Rise time	12.3 seconds	12.5 seconds
Settling time	21.9 seconds	24.9 seconds
Overshoot	0.0679 %	0.271 %
Peak	1	1
Gain margin	8.46 dB @ 1.51 rad/s	7.4 dB @ 1.61 rad/s
Phase margin	84.5 deg @ 0.167 r...	85.3 deg @ 0.147 r...
Closed-loop stability	Stable	Stable

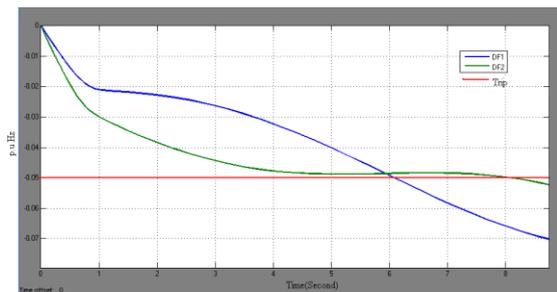


Gambar 4.15 Kurva Defiasi Frekuensi pada GT-2 Jatuh (satu Kontrol area jatuh)

### 4.3 Strategi Load Shedding ( Kontrol Emergensi)

Jika terjadi gangguan dalam sistem yang menyebabkan daya tersedia tidak cukup dapat melayani beban, misalnya karena ada unit pembangkit yang jatuh, maka untuk menghindarkan sistem *collapsed* perlu dilakukan pelepasan beban (load shedding). Keadaan darurat dalam sistem karena jatuhnya unit pembangkit dapat dideteksi melalui frekuensi sistem yang menurun cepat. Dalam hal ini disimulasikan

1. Terjadi gangguan dari grid kedua kontrol area terlepas dari grid sehingga pola operasi menjadi *island*
2. Terjadi gangguan di sisi pembangkit sehingga satu pembangkit di satu area *trip* dan paralel grid tetap berjalan.



Gambar 4.14 Kurva Penurunan Frekuensi Pada saat Gangguan dari Grid

Dari simulasi diatas, terlihat saat grid mengalami gangguan dan terlepas dari sinkronisasi sistem, maka kedua pembangkit akan beroperasi *island*. Kenaikan beban ini menyebabkan turunya frekuensi. Turunya frekuensi mencapai -0.05 p.u atau setara dengan 47.5 Hz maka unit pembangkit akan jatuh. DF1 mengindikasikan defiasi frekuensi pada pembangkit area I yang lebih dahulu jatuh pada detik ke  $\pm 6.1$  yang diikuti oleh pembangkit area II pada detik ke  $\pm 8.1$ .

Saat satu kontrol area GT-2 *trip* maka terjadi penambahan beban sebesar 0.377 p.u terhadap GT-1. Untuk memenuhi beban yang ada maka terjadi aliran daya pada tie line dari 0.17 p.u menjadi 0.3 p.u. dan area II mengalami penambahan beban sebanyak 0.507 p.u sehingga total beban menjadi 0.86 p.u dimana maximum untuk area II adalah 0.653 p.u. Saat pembebanan terhadap area II sebesar 0.86 p.u maka terlihat frekuensi turun mencapai nilai proteksi 0.05 p.u selama  $\pm 2.2$  detik dan kemudian jatuh.

#### 4.3.1 Skema Load Shedding

Pada suatu sistem tenaga, persyaratan mutlak adalah skema generasi dan pembebanan yang harus seimbang. Dari diagram satu lini diatas. Pembebanan masing masing feeder dapat dilihat pada table 3.1, beban diasumsikan pada saat steady dengan nilai maksimum

Tabel 4.6 Skema Pembebanan

Feeder Num	Designation	Load (MW)
Load 1	Machine -1	10
Load 2	Machine -2	17
Load 3	Aux Machine -2	11
Load 4	Utility-1	1
Load 5	Utility-2	1
Load 6	Utility-3	2.5
Load 7	Machine 3	11.5
Load 8	Machine 1-2	21.5
Total		75.5

Skema load shedding adalah pelepasan beban berdasarkan  $\frac{\Delta f}{\Delta t}$ . Skema *Load shedding* saat ini adalah sebagai berikut.

Tabel 4.13 Skema Pelepasan Beban

	Beban	Note
Stage 1	10 MW	Machine-1
Stage 2	11.5 MW	Machine-3

Apabila skema load shedding ini dimasukkan kedalam persamaan  $\frac{\Delta f}{\Delta t}$  maka

$$\left(\frac{df}{dt}\right) = \frac{f_1}{2H} \left( \frac{P_{G0} + (P_{so} - P_{BR}) - P_B}{P_{Gtot} - P_{Dtot}} \right)$$

Pelepasan beban stage-1

$$\left(\frac{df}{dt}\right) = \frac{47.5}{11.25} \times \left( \frac{86 - 81.7 + (32 - 10)}{94 - 10} \right)$$

$$4.2 \times 0.31 = 1.3 \text{ Hz/detik}$$

$$f_2 = f_1 + \left(\frac{df}{dt}\right) \times \Delta t$$

$$f_2 = 47.5 + 1.3 = 48.8 \text{ Hz}$$

Pelepasan beban stage-2

$$\left(\frac{df}{dt}\right) = \frac{48.8}{11.25} \times \left( \frac{86 - 83.9 + (32 - 21.5)}{94 - 21.5} \right)$$

$$4.3 \times 0.17 = 0.75 \text{ Hz/detik}$$

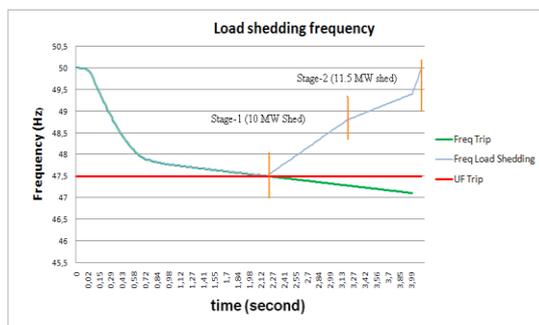
$$f_2 = f_1 + \left(\frac{df}{dt}\right) \times \Delta t$$

$$f_2 = 48.8 + 0.75 = 49.55 \text{ Hz}$$

$$\left(\frac{df}{dt}\right) = 4.4 \times 0.15 = 0.69 \text{ □□/□□□□□□}$$

$$□_3 = 49.55 + (0.69 \times 0.7) = 49.68 \text{ □□}$$

Dari perhitungan pelepasan beban (load shedding) dalam periode 2.7 detik frekuensi kembali ke 50 Hz dengan beban yang di lepaskan sebesar 22.5 MW.



Gambar 4.16 Kurva Pelepasan Beban

## V. KESIMPULAN

Simulasi perangkat lunak menggunakan model GAST, merupakan model turbin gas yang banyak digunakan dalam analisa sistem ketenagaan. Parameter yang digunakan berdasarkan pada konstanta kontrol turbin gas yang jadi objek penelitian dan juga asumsi yang relevan digunakan untuk studi sistem ketenagaan. Simulasi menggunakan kontrol primer dan kontrol sekunder dan dapat disimpulkan kontrol sekunder (PID) memberikan osilasi transien yang lebih kecil dan waktu *settling* yang lebih baik. Pada kontrol multiarea kontrol *bias tie line* digunakan untuk penghilang *error steady state*.

Setelah model divalidasikan, maka disimulasikan berbagai kondisi gangguan yang terjadi di *plant*. Ada dua kondisi yaitu gangguan dari grid PLN sehingga lepasnya sinkronisasi grid dan jatuhnya unit pembangkit di salah satu kontrol area. Dari hasil simulasi didapatkan bahwa jatuhnya salah satu pembangkit disatu kontrol area akan memberikan efek laju penurunan frekuensi yang

cepat yaitu 0.022 p.u Hz/detik. Skema *load shedding* dua tingkat dapat mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya. Beban yang dilepaskan adalah sebesar 10 MW dan 11.5 MW dengan durasi pemutusan selama 2.2 detik. Pemutusan beban atau *load shedding* yang saat ini berjalan di PT.X yaitu melalui kalkulasi beban melalui DCS dapat diganti dengan menggunakan *load shedding relay*, dengan harapan apabila terjadi jatuh pada salah satu unit pembangkit maupun grid tidak menyebabkan kegagalan menyeluruh sistem ketenagaan

## DAFTAR PUSTAKA

1. Bevrani, Hassan & Hiyama, Takashi. (2011). Intelligent Automatic Generation Control. Boca Raton Florida: CRC press Taylor & Francis Group
2. Kothari, DP & NAgath, IJ. (2009). Modern Power System Analysis. New Delhi: Tata McGraw Hill Education Private Limited
3. Murty, PSR. (2008). Operation and Control in Power System. Hyderabad:BS Publication
4. Machowski, Jan & Bailek, Janusz W & Bumby James R.(2008) Power System Dynamic Stability and Control. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd.
5. Saadat, Hadi. (1999). Power System Analysis. New York: WCB Mc Graw-Hill
6. Wood, Allen J. (1996). Power Generation, Operation and Control second edition. New York: John wiley & sons, Inc.
7. Rowen, William I. (1983). Simplified Mathematical Representation of Heavy Duty Gas Turbines. New York: General Electric Company
8. Kundur, Praha. (1993). Power System Stability and Control. New York: Mc Graw-Hill
9. Thomassen International bv. Introduction Speedtronic Mark V Gas Turbine Control and Protection (1995). Rheden Netherlands: Thomassen International
10. NEPLAN. (2015). Turbine-Governor Model. Switzerland: NEPLAN AG. [http://www.neplan.ch/wp-content/upload/uploads/2015/08/Nep\\_TURBIN\\_E\\_GOV.pdf](http://www.neplan.ch/wp-content/upload/uploads/2015/08/Nep_TURBIN_E_GOV.pdf)
11. Murty, PSR (2015). Lecture Modeling of Gas turbine and its control system. [http://www.albadronline.com/oldsite/books/lecture\\_28\\_Modeling+of\\_GT.pdf](http://www.albadronline.com/oldsite/books/lecture_28_Modeling+of_GT.pdf)
12. Oguz, Yuksel. (2011). Fuzzy PI Control with Parallel Fuzzy PD control for AGC of a two Area Power system. Gazi University Journal of Science. 24(4):805-816 (2011)
13. Hassan, Naimul & Khatoun Shahida.(2013). AGC Problem in Interconnected Power system. National Conference on Emerging Trends in Electrical, Instrumentation & Communication Engineering. Vol.3, No.2, 2013
14. Kumari, Naresh & Jha, A.N. (2013). Effect of generation rate constraint on load frequency control of multi area interconnected thermal systems. Journal of Electrical and Electronic

Engineering Research. ISSN 1993–8225  
©2013 Academic Journals.

15. Mahat, Pukat & Chen, Zhe & Bak-Jensen, Birgitte. (2010). Control Strategies for Gas Turbine Generators for Grid Connected and Islanding Operation. Journal of Electrical and Electronic Engineering Research. 978-1-4244-65477
16. International Conference on Power system Technology2004. Static and Dynamic Under-frequency Load Shedding: A comparison. Singapore : A. A. Mohd Zin, Senior Member, IEEE, H. Mohd Hafcz, Member, IEEE and W. K. Wong
17. Zainudding, Hidayat & Jovanovic Dr. (2008). Knowledge based Adapative Frequency Control of Gas Turbine Generator Model for Multi-Machine Power System. Internation journal of Electrical and Electronioc system research.