

## Perbaikan Stabilitas Dinamik Melalui Penjadwalan Ulang Pembangkit Menggunakan Sensitivitas Trayektori

Wellem Fridz Galla

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Nusa Cendana  
Jl. Adisucipto, Kampus Baru Penfui Kupang  
Email : [wfridzg@yahoo.co.id](mailto:wfridzg@yahoo.co.id)

### Abstrak

Kondisi operasi optimum sistem tenaga yang diperoleh dari perhitungan optimasi dilakukan tanpa memasukkan batas stabilitas dinamik. Jika terjadi perubahan pada beban maka pembangkitan daya harus menyesuaikan perubahan tersebut agar tetap memenuhi kebutuhan beban. Perubahan pembangkitan akan mengubah kondisi stabilitas dinamik sistem. Makalah ini membahas tentang perbaikan stabilitas dinamik akibat perubahan beban sistem melalui penjadwalan ulang pembangkit menggunakan sensitivitas terbesar dari sensitivitas trayektori variabel keadaan sistem yaitu sudut rotor relatif terhadap parameternya yaitu daya output generator. Pengujian pada sistem tenaga 3-mesin 9-bus dengan kenaikan beban 25%, 50% dan 75% dari beban dasar menyebabkan letak nilai eigen terkait lebih baik,  $\lambda_{1,2}$  dan  $\lambda_{3,4}$  untuk kenaikan beban 25% masing-masing adalah  $1,1 \times 10^{-5}$  dan  $0,5 \times 10^{-5}$ , untuk kenaikan beban 50% adalah  $3,47 \times 10^{-4}$  dan  $0,98 \times 10^{-4}$ , untuk kenaikan beban 75% adalah  $1,11 \times 10^{-4}$  dan  $1,67 \times 10^{-4}$  lebih jauh dari sumbu imajiner dibandingkan sebelum penjadwalan ulang pembangkit. Hasil pengujian dengan metode ini menunjukkan adanya perbaikan stabilitas dinamik, sehingga sistem tenaga beroperasi dengan kondisi stabilitas dinamik yang lebih baik.

**Kata kunci:** stabilitas dinamik, penjadwalan ulang pembangkit, perhitungan optimasi, dan sensitivitas trayektori.

### Abstract

*The optimum operation condition of power system obtained from optimal calculation is determined without considering its dynamic stability limit. If the load of system is changed, power generating should accommodate the changes to make the demand of load supplied. This changing will shift dynamic stability system condition. This article deals with dynamic stability correction as a result of load of system changing by generation rescheduling using the biggest sensitivity of the sensitivity trajectory variable with respect to its parameters i.e. the power out put generators. The simulation in the 3-machines 9 bus power system with 25%, 50% and 75% load increasing of initial load caused eigen value position better,  $\lambda_{1,2}$  and  $\lambda_{3,4}$  of 25% load increasing each of them is  $1,1 \times 10^{-5}$  and  $0,5 \times 10^{-5}$ , to 50% load increasing is  $3,47 \times 10^{-4}$  and  $0,98 \times 10^{-4}$ , to 75% load increasing is  $1,11 \times 10^{-4}$  and  $1,67 \times 10^{-4}$  more far from imaginary axis compare to before generating rescheduling. The simulation result with this method indicates that there is dynamic stability correction, in this manner the system operates with better dynamic stability condition.*

**Keywords:** dynamic stability, generating rescheduling, optimal calculation, and trajectory sensitivity.

### Pendahuluan

Kondisi operasi optimum sistem tenaga listrik diperoleh dari perhitungan optimasi, yaitu untuk mengetahui besar daya tiap pembangkit dalam memenuhi kebutuhan beban dengan total biaya pembangkitan minimum. Perhitungan optimasi ini dilakukan dengan beberapa batasan yang tidak boleh dilanggar yaitu batasan tegangan, kapasitas pembangkit dan saluran transmisi. Selain kondisi optimum, sistem juga diharapkan memenuhi batasan stabilitas yang belum diperhitungkan dalam perhitungan optimasi.

Stabilitas sistem tenaga adalah kemampuan suatu sistem tenaga untuk mempertahankan sinkronisasi saat terjadi gangguan, baik gangguan kecil seperti perubahan pada beban dan pembangkit maupun gangguan besar yang dapat mengubah kondisi kesetimbangan sistem [1,2]. Stabilitas yang mengacu pada gangguan kecil disebut stabilitas sinyal kecil atau stabilitas dinamik. Kondisi stabilitas dinamik merupakan kondisi sistem yang tetap stabil pada titik operasi tunak (*steady state*) bila terjadi gangguan kecil [4].

Sistem tenaga dengan banyak mesin, dimana letak antar generator berjauhan dengan daya relatif besar cenderung untuk berosilasi akibat perubahan pada sistem seperti perubahan beban, pembangkit maupun

**Catatan:** Diskusi untuk makalah ini diterima sebelum tanggal 1 Desember 2006. Diskusi yang layak muat akan diterbitkan pada Jurnal Teknik Elektro volume 7, nomor 1, Maret 2007.

saluran transmisi, yang dapat menyebabkan suatu saat sistem menjadi tidak stabil. Stabilitas ini sangat erat hubungannya dengan stabilitas sudut rotor. Dinamika sudut rotor yang mempengaruhi stabilitas dapat dilihat dari posisi sudut rotor relatif. Bila sudut rotor relatif membesar terus menerus, maka pada suatu saat sinkronisasi antar seluruh generator dalam sistem tidak dapat dipertahankan sehingga operasi stabil juga tidak dapat dipertahankan. Kondisi stabilitas dinamik dapat dipakai sebagai salah satu indikator untuk menguji stabilitas suatu sistem tenaga yaitu dengan melihat letak nilai eigen dari matriks keadaan sistem pada bidang kompleks.

Analisis sensitivitas trayektori dalam sistem tenaga telah dikembangkan untuk mengetahui seberapa besar sensitivitas trayektori tiap variabel keadaan sistem yang berubah terhadap parameter sistem. Ketika sistem makin kritis, trayektori variabel keadaan sistem makin sensitif terhadap perubahan parameter sistem, selanjutnya sensitivitas trayektori ini dapat digunakan sebagai ukuran untuk menguji stabilitas sistem [5,6,7].

Dalam makalah ini, analisis sensitivitas trayektori digunakan sebagai ukuran stabilitas sistem untuk menentukan besarnya pergeseran daya antar pembangkit berdasarkan sensitivitas trayektori terbesar dari variabel keadaan sistem (sudut rotor relatif) terhadap parameternya (daya output generator) pada penjadwalan ulang pembangkit, sehingga diperoleh kondisi stabilitas dinamik yang lebih baik. Beban tertentu disimulasikan untuk menunjukkan perubahan sistem sehingga diperoleh matriks keadaan system yang nilai eigennya menyatakan kondisi stabilitas dinamik sistem, dengan model diferensial aljabar sistem dilinearisasi pada suatu titik equilibrium.

**Perhitungan Optimasi [3, 4]**

Optimasi sistem tenaga adalah meminimumkan total biaya pembangkitan, termasuk meminimumkan susut energi, yaitu dengan menemukan penjadwalan daya untuk setiap pembangkit dalam batas minimum dan maksimumnya. Fungsi biaya unit pembangkit didekati dengan suatu persamaan kuadrat yang menggambarkan biaya penggunaan bahan bakar terhadap daya output pembangkit. Secara umum masalah optimasi adalah meminimumkan suatu fungsi objektif,

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \tag{1}$$

terhadap  $k$  buah fungsi kendala persamaan

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, k \tag{2}$$

dan terhadap  $m$  buah fungsi kendala pertidaksamaan

$$u_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, m \tag{3}$$

Biaya pembangkitan tiap pembangkit dalam bentuk persamaan kuadrat berikut:

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \tag{4}$$

dengan  $P_i$  adalah pembangkitan daya aktif dari generator- $i$ . Fungsi objektif untuk semua generator dalam sistem dengan  $n$  buah generator adalah :

$$f = \sum_{i=1}^n C_i = \sum_{i=1}^n (\alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2) \tag{5}$$

kendala persamaan adalah bahwa total pembangkitan sama dengan total kebutuhan daya ditambah rugi-rugi, yaitu:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D + P_{Loss} \tag{6}$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_D + Q_{Loss} \tag{7}$$

dan kendala pertidaksamaan yaitu batas minimum dan maksimum pembangkitan daya, tidak kurang dari batas minimum dan tidak lebih dari batas maksimumnya

$$P_i \min \leq P_i \leq P_i \max, \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{8}$$

$$Q_i \min \leq Q_i \leq Q_i \max, \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{9}$$

serta untuk mempertahankan kualitas dan keamanan sistem maka tegangan bus dijaga agar tetap berada dalam batas minimum dan maksimum yang telah ditentukan

$$V_i \min \leq V_i \leq V_i \max, \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{10}$$

**Model Sistem Tenaga[1]**

Perilaku suatu sistem dinamik seperti sistem tenaga dapat digambarkan dengan suatu set  $n$  persamaan diferensial nonlinear orde pertama dan  $r$  input system dalam bentuk

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r, t) \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{11}$$

Pemodelan mesin sinkron untuk studi stabilitas meliputi model persamaan diferensial yang menggambarkan dinamika generator sinkron, variabelnya dapat terdiri dari  $\delta$ ,  $\omega$ ,  $E'_q$  dan  $E'_d$  serta persamaan aljabar yaitu persamaan jaringan, variabelnya dapat terdiri dari  $I_q$  dan  $I_d$ .

**Persamaan Diferensial Generator**

Persamaan untuk generator model klasik adalah:

$$\tau_j \dot{\omega} = T_m - EI_q - D\omega \tag{12}$$

$$\dot{\delta} = \omega - 1$$

Linearisasi persamaan (12) menjadi:

$$\tau_j \Delta \dot{\omega} = \Delta T_m - E \Delta I_q - D \Delta \omega \quad (13)$$

$$\Delta \dot{\delta} = \Delta \omega$$

Persamaan generator model dua sumbu adalah sebagai berikut:

$$\tau'_{q0} \dot{E}'_d = -E'_d - (x_d - x'_d) I_q$$

$$\tau'_{d0} \dot{E}'_q = E_{FD} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d \quad (14)$$

$$\tau_j \dot{\omega} = T_m - D \omega - (E'_d I_d + E'_q I_q)$$

$$\dot{\delta} = \omega - 1$$

Linearisasi persamaan (14) menghasilkan

$$\tau'_{q0} \Delta \dot{E}'_d = -\Delta E'_d - (x_d - x'_d) \Delta I_q$$

$$\tau'_{d0} \Delta \dot{E}'_q = \Delta E_{FD} - \Delta E'_q + (x_d - x'_d) \Delta I_d \quad (15)$$

$$\tau_j \Delta \dot{\omega} = \Delta T_m - D \Delta \omega - (I_{d0} \Delta E'_d + I_{q0} \Delta E'_q + E'_{d0} \Delta I_d + E'_{q0} \Delta I_q)$$

$$\Delta \dot{\delta} = \Delta \omega$$

### Persamaan Aljabar Jaringan

Persamaan aljabar jaringan diasumsikan termasuk reaktansi transien generator. Jaringan direduksi ke simpul internal generator dimana simpul ini tegangannya  $\bar{E}'_i$ , persamaan jaringan adalah:

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \{E'_{qj} \cos(\theta_j - \delta_{ij0}) - E'_{qj} \sin(\theta_j - \delta_{ij0})\} \quad (16)$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \{E'_{qj} \cos(\theta_j - \delta_{ij0}) + E'_{qj} \sin(\theta_j - \delta_{ij0})\} \quad (17)$$

Linearisasi persamaan (16) dan (17) diperoleh:

$$\Delta I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \{ \Delta E'_{qj} \cos(\theta_j - \delta_{ij0}) - \Delta E'_{qj} \sin(\theta_j - \delta_{ij0}) + (\sin(\theta_j - \delta_{ij0}) E'_{qj0} + \cos(\theta_j - \delta_{ij0}) E'_{qj0}) \Delta \delta_{ij} \} \quad (18)$$

$$\Delta I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \{ \Delta E'_{qj} \cos(\theta_j - \delta_{ij0}) + \Delta E'_{qj} \sin(\theta_j - \delta_{ij0}) + (-\cos(\theta_j - \delta_{ij0}) E'_{qj0} + \sin(\theta_j - \delta_{ij0}) E'_{qj0}) \Delta \delta_{ij} \} \quad (19)$$

### Penentuan Sensitivitas Trayektori

Perubahan variabel keadaan sistem yang merupakan kumpulan dari titik-titik yang dilintasi oleh variabel keadaan dalam suatu ruang keadaan (*state space*) sebagai pergerakan sistem terhadap suatu perubahan parameter sistem adalah sensitivitas trayektori variabel keadaan terhadap parameter sistem.

Sensitivitas trayektori pada sistem tenaga nonlinear pertama diajukan oleh Laufenberg dan Pai [6], linearisasi dilakukan pada suatu nominal trayektori dan pada perubahan trayektori tersebut aspek stabilitas disimpulkan, sedangkan linearisasi yang dilakukan pada suatu titik equilibrium, aspek stabilitas dievaluasi melalui nilai eigen.

### Model Diferensial Aljabar Sistem [6, 9, 10]

Sistem tenaga secara umum dapat dimodelkan dalam persamaan diferensial dan persamaan aljabar sebagai berikut:

$$\dot{x} = f(x, y, p) \quad (20)$$

$$0 = g(x, y, p) \quad (21)$$

Linearisasi persamaan (20) dan (21) diperoleh:

$$\Delta \dot{x} = f_x \Delta x + f_y \Delta y + f_p \Delta p \quad (22)$$

$$0 = g_x \Delta x + g_y \Delta y + g_p \Delta p \quad (23)$$

Model diferensial aljabar sistem (22) dan (23) yang terdiri dari matriks  $f_x = \frac{\partial f}{\partial x}$ ,  $f_y = \frac{\partial f}{\partial y}$ ,  $g_x = \frac{\partial g}{\partial x}$ ,  $g_y = \frac{\partial g}{\partial y}$ , merupakan bagian dari model diferensial aljabar sistem yang dievaluasi sepanjang trayektori, ditambah matriks  $f_p = \frac{\partial f}{\partial p}$  dan  $g_p = \frac{\partial g}{\partial p}$  yang didefinisikan terhadap parameter yang berubah.

### Analisis Sensitivitas Trayektori [6, 9]

Sensitivitas trayektori variabel keadaan sistem terhadap parameter yang berubah dari model diferensial aljabar sistem diperoleh dengan analisis linearisasi model diferensial aljabar sistem tenaga pada suatu titik equilibrium, dimana pada titik itu semua perubahan kecepatan adalah nol. Perubahan parameter sistem yang dipengaruhi oleh perubahan variabel keadaan sistem sebagai sensitivitas trayektori variabel keadaan sistem terhadap parameter sistem diperoleh dengan mendefinisikan suatu parameter sistem yang dipengaruhi oleh variabel keadaan sistem. Dalam makalah ini variabel keadaan sistem adalah sudut rotor relatif dan parameter sistemnya adalah daya output generator.

$$0 = p(x, y, p) \quad (24)$$

Linearisasi persamaan (24) diperoleh:

$$0 = p_x \Delta x + p_y \Delta y + p_p \Delta p \quad (25)$$

Parameter sistem diperoleh dari persamaan diferensial generator. Untuk model klasik yaitu persamaan (12), sebagai berikut:

$$P_{Gi} = E_i I_{qi} \quad (26)$$

Linearisasi persamaan (26) diperoleh:

$$\Delta P_{Gi} = E_i \Delta I_{qi} \quad (27)$$

Sedangkan untuk model dua sumbu diperoleh dari persamaan (13), sebagai berikut:

$$P_{Gi} = E'_{di} I_{di} + E'_{qi} I_{qi} \quad (28)$$

Linearisasi persamaan (28) diperoleh:

$$\Delta P_{Gi} = I_{di0} \Delta E'_{di} + I_{qi0} \Delta E'_{qi} + E'_{di0} \Delta I_{di} + E'_{qi0} \Delta I_{qi} \quad (29)$$

Model sistem tenaga yang ditunjukkan oleh persamaan (22), (23) dan (25) dapat ditulis dalam bentuk matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_x & f_y & f_p \\ g_x & g_y & g_p \\ p_x & p_y & p_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \\ \Delta p \end{bmatrix} \quad (30)$$

Analisis sensitivitas trayektori persamaan (30) dengan mengeliminasi variabel  $\Delta y$  akan diperoleh persamaan ruang keadaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} = & [(f_x - f_p p_p^{-1} p_x) - (f_y - f_p p_p^{-1} p_y) * \\ & (g_y - g_p p_p^{-1} p_y)^{-1} (g_x - g_p p_p^{-1} p_x)] \Delta x + \\ & [(f_p - (f_y - f_p p_p^{-1} p_y) * \\ & (g_y - g_p p_p^{-1} p_y)^{-1} g_p)] \Delta p \end{aligned} \quad (31)$$

Matriks keadaan sistem adalah sebagai berikut:

$$A = [(f_x - f_p p_p^{-1} p_x) - (f_y - f_p p_p^{-1} p_y) * \\ (g_y - g_p p_p^{-1} p_y)^{-1} (g_x - g_p p_p^{-1} p_x)] \quad (32)$$

Pada titik equilibrium dimana semua perubahan kecepatan adalah nol, dapat ditentukan sensitivitas trayektori variabel keadaan sistem terhadap parameter yang ditinjau perubahannya, diperoleh:

$$\frac{\partial x}{\partial p} = - \frac{(f_p - (f_y - f_p p_p^{-1} p_y) (g_y - g_p p_p^{-1} p_y)^{-1} g_p)}{A} \quad (33)$$

### Penjadwalan Ulang Pembangkit dengan Sensitivitas Trayektori

Penjadwalan ulang pembangkit dapat dilakukan dengan melihat sensitivitas trayektori perubahan variabel keadaan sistem terhadap perubahan suatu parameter tertentu. Sensitivitas terbesar yang diperoleh dari persamaan (33) menunjukkan variabel keadaan yang paling kritis [12] yang berhubungan dengan penjadwalan ulang pembangkit.

Penjadwalan ulang pembangkit dilakukan dengan pergeseran daya antar pembangkit dalam batasan harga minimum dan maksimumnya. Variabel keadaan sistem yang sangat erat hubungannya dengan perubahan daya output generator adalah sudut rotor relatif, karena daya output generator adalah fungsi sinus sudut rotor.

Perubahan sudut rotor relatif terhadap perubahan daya output generator sama dengan sensitivitas sudut rotor relatif terhadap daya output generator, sensitivitas ini dapat menentukan perubahan daya output generator, yang merupakan besar daya yang harus digeser antar pembangkit [10], dengan rumus sebagai berikut:

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\delta_{ij} - \delta_{ij}^0}{\frac{\partial \delta_{ij}}{\partial P_i}} \quad (34)$$

Penjadwalan ulang pembangkit dilakukan dengan menggeser daya dari generator-*i* ke generator-*j* sebesar  $\Delta P_{i,j}$ , kondisi setelah pergeseran adalah sebagai berikut:

$$P_i^{baru} = P_i^{lama} - \Delta P_{i,j} \quad (35)$$

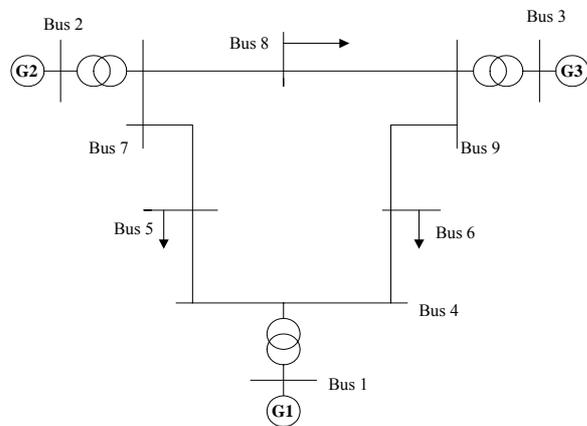
$$P_j^{baru} = P_j^{lama} + \Delta P_{i,j} \quad (36)$$

Setelah memperoleh daya pembangkitan yang baru dari persamaan (35) dan (36), agar kendala stabilitas dan sekuriti tidak dilanggar, pada perhitungan optimal power flow batas daya minimum dan maksimum pembangkit yang mengalami pergeseran daya ditentukan ulang [10] sebagai berikut: jika  $P_j^{baru} \leq P_j^{max}$

maka set  $P_j^{min} = P_j^{baru}$ , jika tidak maka set  $P_j^{min} = P_j^{max}$

### Studi Kasus Pada Sistem 3-Mesin 9-Bus[1]

Studi kasus dilakukan pada sistem 3-mesin 9-bus yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini:



Gambar 1. Sistem dengan 3-mesin 9-bus

Semua pembangkit diasumsikan sebagai pembangkit termal dengan kemampuan dan fungsi biaya pembangkit seperti Tabel 1 dan Tabel 2 berikut [5]:

Tabel 1. Data kemampuan pembangkit

Gen.	Batas Daya Reaktif (Mvar)		Batas Daya Aktif (MW)	
	Minimum	Maksimum	Minimum	Maksimum
1	-75	200	10	250
2	-90	240	10	300
3	-81	216	10	270

Tabel 2. Fungsi biaya pembangkit

Gen.	$\alpha$ [\$/hr]	$\beta$ [\$/MWhr]	$\gamma$ [\$/MW <sup>2</sup> hr]
1	150	5.0	0.1100
2	600	1.2	0.0850
3	335	1.0	0.1223

**Kondisi 0 (Beban Dasar)**

Tabel 3. Hasil perhitungan pada kondisi 0 (beban dasar)

Beban Dasar							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	90.39	$\delta_{12}$	-48.42	-0.48	0.80	-0.32	5309.38
2	134.23	$\delta_{13}$	-51.76	-0.59	-0.60	1.19	
3	94.20	$\delta_{23}$	-3.34				
Nilai Eigen							
$\lambda$	Real			Imajiner			
$\lambda_{1,2}$	-0.002572			$\pm 0.034677$			
$\lambda_{3,4}$	-0.000831			$\pm 0.023234$			

Pada Tabel 3, dengan total beban 315 MW dan 115 MVar, total biaya pembangkitan sebesar 5309.38 \$/h. Nilai eigen yang diperhatikan disini adalah nilai eigen yang dipengaruhi oleh variabel keadaan ke-8 yaitu  $\delta_{12}$  dan ke-9 yaitu  $\delta_{13}$  pada matriks keadaan sistem. Uji faktor partisipasi menunjukkan bahwa nilai eigen  $\lambda_1$  dan  $\lambda_2$  dipengaruhi oleh variabel keadaan  $\delta_{13}$  dan nilai eigen  $\lambda_3$  dan  $\lambda_4$  dipengaruhi oleh variabel keadaan  $\delta_{12}$ . Faktor partisipasi variabel keadaan  $\delta_{13}$  lebih besar dari faktor partisipasi variabel keadaan  $\delta_{12}$ . Hal ini bersesuaian dengan sensitivitas trayektori variabel keadaan  $\delta_{13}$  terhadap daya output generator-3, merupakan sensitivitas terbesar yang akan dipakai dalam menentukan besarnya pergeseran pembangkitan daya dari generator-3 ke generator-1.

Semua nilai eigen bagian real berharga negatif atau terletak pada sisi kiri sumbu imajiner, maka sistem dapat dikatakan stabil. Nilai eigen yang diperhatikan adalah nilai eigen terkait (variabel sudut rotor relatif  $\delta_{13}$  dan  $\delta_{12}$ ) yaitu  $\lambda_{1,2} = -2,572 \times 10^{-3} \pm j3,468 \times 10^{-2}$  dan nilai eigen  $\lambda_{3,4} = -8,311 \times 10^{-4} \pm j2,232 \times 10^{-2}$ .

**Kondisi 1 (Kenaikan Beban 25%)**

Pada Tabel 4, kondisi operasi dengan kenaikan beban sebesar 25% dari beban dasar sehingga beban total 393,75 MW dan 143,75 MVar, menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar 7507.42 \$/h. Hasil perhitungan ini menunjukkan bahwa sistem stabil karena semua nilai eigen bagian real berharga negatif. Jika dibandingkan dengan kondisi sebelum ada kenaikan beban (beban dasar), letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -2,253 \times 10^{-3} \pm j3,473 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -6,34 \times$

$10^{-4} \pm j2,298 \times 10^{-2}$ ) cenderung lebih mendekati sumbu imajiner. Letak nilai eigen terkait untuk bagian real  $\lambda_{1,2}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $3,19 \times 10^{-4}$  dan  $\lambda_{3,4}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $1,97 \times 10^{-4}$  dari letak nilai eigen bagian real sebelum perubahan beban. Sensitivitas terbesar adalah sensitivitas trayektori sudut rotor relatif  $\delta_{13}$  terhadap daya output generator-3 yaitu 1,044. Sensitivitas ini dipakai untuk menghitung besar pergeseran daya dari generator-3 ke generator-1 sebesar 1,054 MW akibat adanya perubahan beban dari kondisi awal (beban dasar).

Tabel 4. Hasil perhitungan pada kondisi 1 (kenaikan beban 25%)

Kenaikan Beban Sebesar 25 %							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	117.11	$\delta_{12}$	-50.18	-0.46	0.76	-0.30	7507.42
2	166.22	$\delta_{13}$	-51.75	-0.51	-0.54	1.04	
3	116.55	$\delta_{23}$	-1.57				
Nilai Eigen							
$\lambda$	Real			Imajiner			
$\lambda_{1,2}$	-0.002253			$\pm 0.034734$			
$\lambda_{3,4}$	-0.000634			$\pm 0.022985$			

Tabel 5. Hasil penjadwalan ulang pada kondisi 1 (kenaikan beban 25%)

Rescheduling $\Delta P_{3,1}=1.054\text{MW}$							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	118.16	$\delta_{12}$	-49.92	-0.45	0.76	-0.30	7507.69
2	165.64	$\delta_{13}$	-51.47	-0.51	-0.54	1.04	
3	116.03	$\delta_{23}$	-1.54				
Nilai Eigen							
$\lambda$	Real			Imajiner			
$\lambda_{1,2}$	-0.002264			$\pm 0.034734$			
$\lambda_{3,4}$	-0.000639			$\pm 0.022993$			

Hasil perhitungan optimasi dengan penjadwalan ulang untuk kondisi 1 ini dapat dilihat pada Tabel 5 menunjukkan bahwa ada perubahan letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -2,264 \times 10^{-3} \pm j3,473 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -6,39 \times 10^{-4} \pm j2,299 \times 10^{-2}$ ) yang lebih menjauh dari sumbu imajiner, dan terlihat bahwa sudut rotor relatif  $\delta_{12}$ ,  $\delta_{13}$  dan  $\delta_{23}$  lebih kecil dibanding sebelum penjadwalan ulang pembangkit. Selisih letak nilai eigen terkait untuk bagian real adalah  $\lambda_{1,2} = 3,08 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $1,1 \times 10^{-5}$ ) dan  $\lambda_{3,4} = 1,92 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $0,5 \times 10^{-5}$ ) dari letak nilai eigen bagian real sebelum penjadwalan ulang pembangkit. Dengan penjadwalan ulang ini maka kondisi operasi lebih baik ditinjau dari posisi sudut rotor relatif dan stabilitas dinamikanya, dengan total biaya pembang-

kitan sedikit lebih besar (praktis sama) yaitu sebesar 7507.69 \$/h.

**Kondisi 2 (Kenaikan Beban 50%)**

Tabel 6. Hasil perhitungan pada kondisi 2 (kenaikan beban 50%)

Kenaikan Beban Sebesar 50 %							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	144.45	$\delta_{12}$	-50.91	-0.44	0.72	-0.28	10186.01
2	198.26	$\delta_{13}$	-50.97	-0.45	-0.49	0.93	
3	138.97	$\delta_{23}$	-0.06				
Nilai Eigen							
$\lambda$		Real			Imajiner		
$\lambda_{1,2}$		-0.002027			$\pm 0.03470$		
$\lambda_{3,4}$		-0.000527			$\pm 0.02262$		

Pada Tabel 6 ditunjukkan bahwa total biaya pembangkitan sebesar 10186.01 \$/h, sistem stabil karena semua nilai eigen bagian real berharga negatif. Jika dibandingkan dengan kondisi sebelum ada kenaikan beban (beban dasar), letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -2,027 \times 10^{-3} \pm j3,470 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -5,27 \times 10^{-4} \pm j2,262 \times 10^{-2}$ ) cenderung lebih mendekati sumbu imajiner. Letak nilai eigen terkait untuk bagian real  $\lambda_{1,2}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $5,45 \times 10^{-4}$  dan  $\lambda_{3,4}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $3,04 \times 10^{-4}$  dari letak nilai eigen bagian real sebelum perubahan beban. Sensitivitas terbesar adalah sensitivitas trayektori sudut rotor relatif  $\delta_{13}$  terhadap daya output generator-3 yaitu 0,934. Sensitivitas ini dipakai untuk menghitung besar pergeseran daya dari generator-3 ke generator-1 sebesar 84,797 MW, akibat adanya perubahan beban dari kondisi awal (beban dasar).

Tabel 7. Hasil penjadwalan ulang pada kondisi 2 (kenaikan beban 50%)

Rescheduling $\Delta P_{3,1} = 84.797$ MW							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	229.25	$\delta_{12}$	-28.64	-0.40	0.65	-0.25	11430.72
2	147.07	$\delta_{13}$	-29.19	-0.47	-0.40	0.87	
3	103.03	$\delta_{23}$	-0.55				
Nilai Eigen							
$\lambda$		Real			Imajiner		
$\lambda_{1,2}$		-0.002919			$\pm 0.034658$		
$\lambda_{3,4}$		-0.000929			$\pm 0.022985$		

Hasil perhitungan optimasi dengan penjadwalan ulang untuk kondisi 2 ini dapat dilihat pada Tabel 7 menunjukkan bahwa ada perubahan letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -2,919 \times 10^{-3} \pm j3,465 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -9,29 \times 10^{-4} \pm j2,298 \times 10^{-2}$ ). Selisih letak nilai eigen terkait untuk bagian real adalah  $\lambda_{1,2} = 8,92 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $3,47 \times 10^{-4}$ ) dan  $\lambda_{3,4} = 4,02 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $0,98 \times 10^{-4}$ ) dari letak nilai eigen bagian real

sebelum penjadwalan ulang pembangkit. Dengan penjadwalan ulang ini maka kondisi operasi lebih baik ditinjau dari posisi sudut rotor relatif dan stabilitas dinamikanya, konsekwensinya total biaya pembangkitan lebih besar yaitu sebesar 11430.72 \$/h.

**Kondisi 3 (Kenaikan Beban 75%)**

Tabel 8. Hasil perhitungan pada kondisi 3 (kenaikan beban 75%)

Kenaikan Beban Sebesar 75 %							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	172.56	$\delta_{12}$	-50.94	-0.43	0.69	-0.27	13365.68
2	230.37	$\delta_{13}$	-49.66	-0.41	-0.44	0.85	
3	161.46	$\delta_{23}$	1.28				
Nilai Eigen							
$\lambda$		Real			Imajiner		
$\lambda_{1,2}$		-0.001855			$\pm 0.034606$		
$\lambda_{3,4}$		-0.000476			$\pm 0.022131$		

Pada kondisi operasi dengan kenaikan beban sebesar 75% dari beban dasar dimana beban total adalah 551,25 MW dan total kapasitas maksimum pembangkit adalah 820 MW, yang ditunjukkan dalam Tabel 8, menghasilkan total biaya pembangkitan sebesar 13365.68 \$/h. Hasil perhitungan ini menunjukkan bahwa sistem stabil karena semua nilai eigen bagian real berharga negatif. Jika dibandingkan dengan kondisi sebelum ada kenaikan beban (beban dasar), letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -1,855 \times 10^{-3} \pm j3,461 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -4,76 \times 10^{-4} \pm j2,213 \times 10^{-2}$ ) cenderung lebih mendekati sumbu imajiner. Letak nilai eigen terkait untuk bagian real  $\lambda_{1,2}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $7,17 \times 10^{-4}$  dan  $\lambda_{3,4}$  adalah lebih dekat dari sumbu imajiner sebesar  $3,55 \times 10^{-4}$  dari letak nilai eigen bagian real sebelum perubahan beban. Sensitivitas terbesar adalah sensitivitas trayektori sudut rotor relatif  $\delta_{13}$  terhadap daya output generator-3 yaitu 0,847. Sensitivitas ini dipakai untuk menghitung besar pergeseran daya dari generator-3 ke generator-1 sebesar 247,698 MW, akibat adanya perubahan beban dari kondisi awal (beban dasar).

Hasil perhitungan optimasi dengan penjadwalan ulang untuk kondisi 3 ini dapat dilihat pada Tabel 9 menunjukkan bahwa ada perubahan letak nilai eigen terkait ( $\lambda_{1,2} = -2,461 \times 10^{-3} \pm j3,472 \times 10^{-2}$  dan  $\lambda_{3,4} = -6,64 \times 10^{-4} \pm j2,273 \times 10^{-2}$ ). Selisih letak nilai eigen terkait untuk bagian real adalah  $\lambda_{1,2} = 6,06 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $1,11 \times 10^{-4}$ ) dan  $\lambda_{3,4} = 1,88 \times 10^{-4}$  (lebih jauh dari sumbu imajiner sebesar  $1,67 \times 10^{-4}$ ) dari letak nilai eigen bagian real sebelum penjadwalan ulang pembangkit. Dengan

penjadwalan ulang ini maka kondisi operasi lebih baik ditinjau dari posisi sudut rotor relatif dan batas stabilitas dinamiknya, konsekwensinya total biaya pembangkitan lebih besar yaitu 14424.75 \$/h.

Tabel 9. Hasil penjadwalan ulang pada kondisi 3 (kenaikan beban 75% )

Rescheduling $\Delta P_{3,1}=247.698$ MW							
Gen. No.	MW	Sudut Rotor Relatif		Sensitivitas Terhadap PG			Tot. Gen. Cost (\$/h)
		$\delta_{ij}$	Deg.	PG1	PG2	PG3	
1	250.00	$\delta_{12}$	-40.36	-0.44	0.66	-0.22	
2	230.37	$\delta_{13}$	-15.24	-0.36	-0.47	0.83	14897.62
3	81.38	$\delta_{23}$	25.12				
Nilai Eigen							
$\lambda$	Real			Imajiner			
$\lambda_{1,2}$	-0.002461			$\pm 0.034718$			
$\lambda_{3,4}$	-0.000664			$\pm 0.022734$			

## Kesimpulan

Perubahan kondisi variabel keadaan sudut rotor relatif yang mempengaruhi stabilitas dinamik ditunjukkan oleh sensitivitas terbesar dari sensitivitas trayektori sudut rotor relatif terhadap daya output generator.

Perbaikan stabilitas dinamik melalui penjadwalan ulang pembangkit menggunakan sensitivitas trayektori sudut rotor relatif terhadap daya output generator dapat menggeser nilai eigen terkait menjauhi sumbu imajiner dengan konsekwensi total biaya pembangkitan bertambah tetapi sistem beroperasi dengan kondisi stabilitas dinamik yang lebih baik.

Studi kasus menunjukkan bahwa pada beban dasar sistem stabil. Perubahan beban menyebabkan letak nilai eigen cenderung mendekati sumbu imajiner. Kenaikan beban 25% dari beban dasar menyebabkan letak nilai eigen bagian real bergeser mendekati sumbu imajiner untuk  $\lambda_{1,2}$  sebesar  $3,19 \times 10^{-4}$  dan  $\lambda_{3,4}$  sebesar  $1,97 \times 10^{-4}$  jika dilakukan penjadwalan ulang menggunakan sensitivitas terbesar 1,044 ( $\delta_{13}$  terhadap PG3) yaitu menggeser pembangkitan daya dari generator-3 ke generator-1 sebesar 1,054 MW, maka letak nilai eigen  $\lambda_{1,2}$  sebesar  $1,1 \times 10^{-5}$  dan  $\lambda_{3,4}$  sebesar  $0,5 \times 10^{-5}$  lebih jauh dari sumbu imajiner dibandingkan sebelum penjadwalan ulang. Hal ini berlaku juga untuk kenaikan beban 50% dan 75% dari beban dasar, dimana untuk kenaikan beban 50% dari beban dasar  $\lambda_{1,2}$  dan  $\lambda_{3,4}$  menjauh dari sumbu imajiner masing-masing sebesar  $3,47 \times 10^{-4}$  dan  $0,98 \times 10^{-4}$ , untuk kenaikan beban 75% dari beban dasar  $\lambda_{1,2}$  dan  $\lambda_{3,4}$  menjauh dari sumbu imajiner masing-masing sebesar  $1,11 \times 10^{-4}$  dan  $1,67 \times 10^{-4}$  dibandingkan dengan kondisi sebelum penjadwalan ulang pembangkit.

Perlu penelitian lebih lanjut tentang perbaikan batas stabilitas dinamik sistem tenaga dengan mencari

parameter lain pada sistem yang mempengaruhi perubahan variabel keadaan dengan pemodelan sistem yang lebih kompleks.

## Daftar Pustaka

- [1] Anderson, P.M., Fouad, A.A. (1977), *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, Iowa .
- [2] Kundur, P. (1994), *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, New York.
- [3] Wood, Allen J., Wollenberg, Bruce F. (1996), *Power Generating, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, New York.
- [4] Saadat , Hadi (1999), *Power System Analysis* , McGraw Hill, New York.
- [5] Galla, W. F. (2006), *Uji Stabilitas Dinamik Sistem Tenaga (Studi Kasus Pada Sistem Tenaga 3-Mesin)*, Buletin Mitra, Politeknik Negeri Kupang, Tahun XII, No. 2, Agustus 2006.
- [6] Laufenberg, Mark J., Pai, M.A. (1998), *A New Approach to Dynamic Security Assessment Using Trajectory Sensitivities*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 13, No. 3, pp. 953-958, August 1998.
- [7] Hiskens, Ian A., Akke, Magnus (1999), *Analysis of the Nordel Power Grid Disturbance of January 1, 1997 Using Trajectory Sensitivities*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 14, No. 3, pp. 987-994, August 1999.
- [8] Hiskens, Ian A., Pai, M.A.(2002), *Power System Applications of Trajectory Sensitivity*, *Proceeding IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 2002*.
- [9] Dizdarevic, Nijaz., Sejid Tesnjak dan Goran Andersson (2002), *Composite Load Sensitivity in Voltage Stability Problem Solved by Unified Power Flow Controller*, <http://www.eihp.hr/~ndizdar>.
- [10] Nguyen, T.B., Pai, M.A. (2003), *Dynamic Security-Constrained Rescheduling of Power System Using Trajectory Sensitivities*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 18, No. 2, pp. 848-854, May 2003.
- [11] Pai, M.A., Nguyen, T.B. (2003), *Trajectory Sensitivity Theory in Non Linear Dynamical Systems: Some Power System Applications*, Stability and Control of Dynamical Systems with Applications, Control Engineering Series, Birkhauser Boston.
- [12] Shubhanga, K.N., Kulkarni, A.M. (2004), *Determination of Effectiveness of Transient Stability Controls Using Reduced Number of Trajectory Sensitivity Computations*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 1, pp. 473-482, February 2004.