

# Perkiraan Biaya Operasi dengan Mempertimbangkan Kondisi Kontingensi di Sistem Jawa Bali 500 kV

Rachmad Nur Priyanto, Rony Seto Wibowo, dan Ontoseno Penangsang  
Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)  
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111  
E-mail: ronyseto@ee.its.ac.id

**Abstrak**—Secara umum, pengoperasian sistem tenaga bertujuan untuk meminimalkan biaya operasi atau *fuel cost*. Untuk mempertimbangkan factor teknis, pengoperasian sistem tenaga listrik juga harus mempertimbangkan kapasitas generator, kapasitas saluran dan batasan tegangan. Kondisi kontingensi dimana saluran mengalami gangguan hubung singkat dan harus dilepas secara paksa jarang dipertimbangkan dalam meminimalkan biaya operasi. Tugas akhir ini dilakukan untuk mengetahui dampak penyertaan kondisi kontingensi dalam pengoperasian sistem tenaga. Untuk menghitung biaya operasi, *Optimal Power Flow* (OPF) dipakai dengan menggunakan metode *Sequential Quadratic Programming* dilakukan dengan menggunakan program *Matpower* yang dimodifikasi. Dari hasil simulasi biaya operasi pembangkit tenaga listrik pada sistem kelistrikan Jawa Bali 500 kV dengan penyertaan kondisi kontingensi akan semakin mahal dibandingkan biaya operasi dalam kondisi normal. Penambahan beban pada sistem disertai kontingensi mengakibatkan *load shedding* pada sistem Jawa Bali 500 KV.

**Kata kunci** : *Optimal Power Flow* (OPF), *Sequential Quadratic Programming*.

## I. PENDAHULUAN

DALAM sistem tenaga listrik terdiri 3 sistem yaitu sistem pembangkit, sistem transmisi, dan sistem distribusi. Sistem pembangkit berfungsi merubah sumber-sumber energi alam menjadi penggerak mula kemudian diubah menjadi energi mekanik berupa kecepatan putaran, selanjutnya energi mekanis tersebut diubah menjadi energi listrik oleh generator. Sistem transmisi berfungsi menyalurkan tenaga listrik dari sistem pembangkit ke pusat beban melalui saluran transmisi. Sistem distribusi berfungsi mendistribusikan tenaga listrik ke konsumen [1].

Tenaga listrik dibangkitkan di pusat-pusat pembangkit tenaga listrik dan umumnya terletak jauh dari pusat-pusat beban, karena tegangan yang dibangkitkan pada generator pada umumnya rendah 6 KV sampai 24 KV maka tegangan dinaikan dengan menggunakan transformator daya kemudian disalurkan melalui saluran transmisi. Di dalam operasi sistem tenaga listrik terjadi gangguan adalah masalah yang tidak dihindari, pada saluran transmisi sering terjadi gangguan. Gangguan bisa berupa gangguan kontingensi [2]. Kalau terjadi kontingensi maka konfigurasi dan impedansi jaringan berubah akibatnya tegangan dan aliran daya berubah yang

memungkinkan terjadinya *under voltage* pada bus dan *over load* pada saluran.

## II. ALIRAN DAYA OPTIMAL

### A. *Optimal Power Flow* (OPF) dalam kondisi normal

*Optimal power flow* (OPF) digunakan untuk menentukan pengoptimalan dengan persyaratan (*constraints*). Dengan program OPF dapat menyelesaikan permasalahan optimisasi sistem tenaga listrik yang sangat kompleks dengan waktu yang relatif singkat. Pada *Optimal Power Flow* (OPF) nilai variabel kontrol harus dicari terlebih dahulu untuk menemukan nilai maksimum/minimum [3].

Pada pembangkit tenaga listrik pengiriman daya nyata optimal dipengaruhi oleh beroperasinya generator yang efisien, biaya bahan bakar, dan rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Banyak juga generator pada pembangkit yang beroperasi secara efisien namun tidak menjamin biaya operasi menjadi minimum dikarenakan biaya bahan bakar yang tinggi dan jarak pembangkit yang jauh dari pusat beban sehingga rugi-rugi daya pada saluran menjadi besar. [4]

Sehingga digunakan *Optimal Power Flow* (OPF) untuk meminimalkan biaya pembangkitan seperti persamaan sebagai berikut

Fungsi Objektif

$$\text{Min} = GC = \sum_{i=1}^N C_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^N (C_2 P_{Gi}^2 + C_1 P_{Gi} + C_0) \quad (1)$$

Batasan persamaan

$$P_{Gi} - P_{Li} = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j))$$

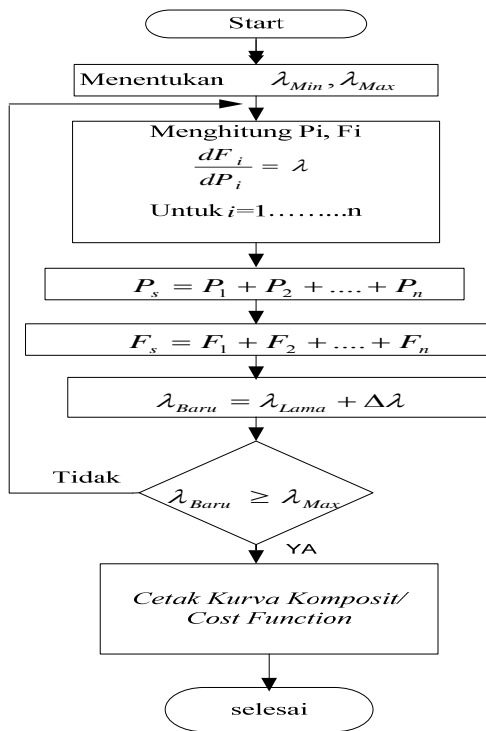
$$Q_{Gi} - Q_{Li} = V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \quad (2)$$

Batasan Pertidaksamaan

$$P_{Gi, \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi, \max}, \quad Q_{Gi, \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi, \max} \quad (3)$$

Batasan Tegangan

$$V_{m, \min} \leq V_m \leq V_{m, \max} \quad (4)$$



Gambar 1 Flowchart fungsi biaya pembangkit gabungan

**B. Optimal Power Flow ( OPF) dalam kondisi Kontingensi**

Optimal power Flow digunakan untuk mengetahui biaya operasi dalam kondisi normal juga digunakan untuk mengetahui biaya operasi dengan penyertaan kondisi kontingensi dalam sistem pembangkit seperti persamaan sebagai berikut:

$$\text{Min GC} = \sum_{i=1}^N C_i(P_{Gi}) + \sum_{i=1}^N C_{Li}(\Delta P_{Li}) \quad (5)$$

Biaya operasi sistem pembangkit pada umumnya untuk kondisi normal, dikatakan dalam kondisi normal apabila tidak ada pengurangan beban saat kondisi normal di kurangi kondisi dalam gangguan, ada kalanya sistem akan mengalami gangguan sehingga biaya operasi akan berubah, perubahan biaya operasi tersebut berasal dari penambahan biaya operasi normal dengan perkalian perubahan daya yang turun dan biaya saat terjadi gangguan, sehingga biaya akan semakin mahal saat terjadi gangguan.

**C. Fungsi biaya pembangkit gabungan**

Pembangkit dalam sistem tenaga listrik membutuhkan biaya operasi yang tidak sama untuk tiap pembangkit. Biaya operasi pembangkit ini di pengaruhi oleh daya dan heatrate serta harga bahan bakar yang digunakan dari pembangkit. Untuk mendapatkan komposit dari sebuah pembangkit maka daya yang ada pada sebuah pembangkit dikalikan dengan heatrate dan harga bahan bakar yang digunakan, setelah itu didapatkan nilai lamda minimum dan lamda maksimum, dari lamda yang telah didapatkan tadi di hitung nilai daya pembangkit dan biaya operasi, dilakukan iterasi lamda, jika lamda baru lebih kecil daripada lamda maksimum ,dilakukan proses perhitungan lagi untuk mendapatkan nilai daya

pembangkit dan biaya operasi sedangkan jika lamda baru lebih besar atau sama dengan lamda maksimum maka dapat di proses untuk mendapatkan kurva komposit. Komposit biaya operasi pembangkit sistem Jawa Bali 500 kV didapatkan dengan langkah – langkah merujuk pada gambar 1.

**D. Sequential Quadratic Programming (SQP)**

Dalam pengerjaan tugas akhir ini menggunakan metode Sequential Quadratic Programming (SQP). Metode Sequential Quadratic Programming (SQP) digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *nonlinear constrained optimization* dengan cara mengkonversi fungsi-fungsi umum menjadi fungsi kuadratik. Dari hasil konversi tersebut didapatkan subproblem *quadratic programming* tiap iterasi, dan hasil dari subproblem tersebut digunakan untuk mendapat nilai taksiran dari solusi di iterasi berikutnya.

**E. Kontingensi**

kontingensi merupakan suatu kejadian yang disebabkan dari kegagalan atau pelepasan satu atau lebih generator atau saluran transmisi. Istilah ini berkaitan erat dengan kemampuan suatu sistem tenaga listrik untuk melayani beban bila terjadi gangguan pada salah satu komponennya. [5].

**F. Load shedding**

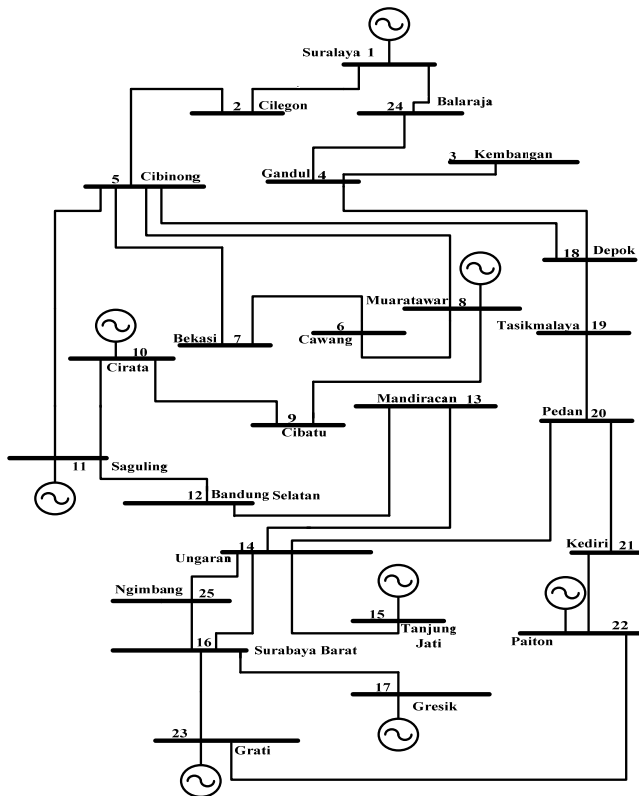
Load shedding merupakan akibat adanya kontingensi dalam sistem pembangkit . Load shedding sendiri adalah pengurangan beban yang dilakukan secara sengaja akibat terjadi abnormal pada sistem pembangkit. Kemampuan kapasitas penghantar harus memperhatikan luas penampang konduktor, bahan penyusun konstruksi konduktor, suhu konduktor

**G. Perkiraan biaya operasi (Expected cost operasional)**

Perkiraan biaya operasi digunakan sebagai pertimbangan untuk menentukan biaya operasi pembangkit yang sekarang, selain itu perkiraan biaya operasi tersebut dapat digunakan untuk menganalisa perubahan biaya yang akibat gangguan yang terjadi pada sistem pembangkit, perhitungan dilakukan seperti persamaan sebagai berikut:

$$\text{Expected } \cos t = \frac{\pi_0 \cos t_0 + \sum_{i=1}^{30} \pi_i \cos t_i}{\sum \pi} \quad (6)$$

Perkiraan biaya merupakan hasil penambahan total biaya operasi pembangkit pada kondisi normal dengan total biaya operasi pembangkit pada kondisi kontingensi dibagi dengan total waktu selama satu tahun. Total biaya operasi pembangkit dalam kondisi normal sendiri berasal dari perkalian biaya operasi dengan waktu operasi pembangkit dalam kondisi normal sedangkan total biaya operasi pembangkit pada kondisi kontingensi berasal dari jumlah biaya operasi dari keseluruhan saluran yang mengalami kontingensi dengan waktu operasi pembangkit dalam kondisi kontingensi.



Gambar 2 single line sistem Pembangkit 500 kV Jawa Bali

Tabel 1  
Data beban sistem pembangkit Jawa Bali 500 kV (lanjutan)

No bus	Nama bus	Type bus	beban	
			P (MW)	Q (Mvar)
23	Grati	Generator	111	132
24	Balaraja	Load	681	221
25	Ngimbang	Load	279	59

### III. SISTEM 500 KV JAWA BALI

#### A. Sistem pembangkit Jawa Bali 500 kV

Sistem yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah sistem pembangkit jawa bali 500 KV seperti pada gambar 2

Pada Penelitian ini menggunakan Sistem Pembangkit 500 kV Jawa bali yang saling terkoneksi satu dengan yang lain sehingga distribusinya dapat lebih efisien dan efektif. Pada sistem pembangkit ini memiliki beberapa pembangkit sebagai sumber tenaga listrik, juga memiliki beberapa bus yang digunakan untuk menyalurkan energi listrik ke beban, selain pembangkit dan bus sistem pembangkit Jawa Bali 500 kV tersebut juga memiliki saluran yang digunakan untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit pada masing – masing bus, Pembangkit – pembangkit yang ada sebagian besar adalah pembangkit tenaga listrik yang menggunakan sumber thermal sebagai penggerak mula untuk menghasilkan energi listrik dan sebagian pembangkit menggunakan air sebagai penerak mulanya. digambarkan dalam bentuk single diagram seperti gambar 2. Sistem Pembangkit Jawa bali 500 kV terdiri dari 8 pembangkit, 30 saluran, 25 bus. Pembangkit – pembangkit yang terpasang adalah pembangkit suralaya, pembangkit cirata, pembangkit muaratawar, pembangkit saguling, pembangkit tanjung jati, pembangkit gresik, pembangkit grati, pembangkit paiton. Dari 8 pembangkit sistem Jawa Bali 500 kV, pembangkit cirata dan pembangkit saguling adalah pembangkit tenaga air dan sisa pembangkit tenaga uap. Dari tabel 1 ,pembangkit beban yang memiliki 25 bus tersebut ,ada beberapa type bus yaitu bus slack, bus load, bus generator. Untuk bus slack ada pada bus no.1 yang berfungsi sebagai cadangan daya apabila dalam sistem pembangkit mengalami kekurangan daya. Untuk bus generator ada pada bus no. 8, 10, 11, 15, 17, 22 ,23 yang berfungsi sebagai pusat pembangkit tenaga listrik. Untuk bus load ada pada bus no 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 12, 13, 14, 16, 18, 19, 20, 24, 25 yang berfungsi sebagai penyalur daya ke beban. Data beban sistem pembangkit ini berpengaruh terhadap proses perkiraan biaya operasi sistem pemangkit tenaga listrik.

### IV. SIMULASI DAN ANALIASA

#### A. Perhitungan fungsi biaya pembangkit gabungan

Dalam tugas akhir ini , untuk mengoptimal biaya operasi pembangkit tengan listik , dilakukan perhitungan fungsi biaya pembangkit gabungan, pembangkit yang di hitung adalah pembangkit thermal. Langkah – langkah perhitungan sebagai berikut:

Tabel 1  
Data beban sistem pembangkit Jawa Bali 500 kV

No bus	Nama bus	Type bus	Beban	
			P (MW)	Q (Mvar)
1	Suralaya	Slack	220	69
2	Cilegon	Load	186	243
3	Kembangan	Load	254	36
4	Gandul	Load	447	46
5	Cibirong	Load	680	358
6	Cawang	Load	566	164
7	Bekasi	Load	621	169
8	MuaraTawar	Generator	0	0
9	Cibatu	Load	994	379
10	Cirata	Generator	550	177
11	Saguling	Generator	0	0
12	Bandung Selatan	Load	666	400
13	Mandiracan	Load	293	27
14	Ungaran	Load	494	200
15	Tanjung Jati	Generator	0	0
16	Surabaya barat	Load	440	379
17	Gresik	Generator	123	91
18	Depok	Load	327	67
19	Tasikmalaya	Load	213	73
20	Pedan	Load	530	180
21	Kediri	Load	551	153
22	Paiton	Generator	267	50

Tabel 2  
Koefisien biaya pembangkit PLTG grati blok 1

Daya (MW)	Heatrate (kkal/MWh)	(kkal/h)	Koefisien biaya pembangkit (kkal/h) $a+bp+cp^2$
180	2350000	423000000	a = 37589602.01
228	2310000	526680000	b = 2167998.62
319	2243000	715517000	c = 126.454185
450	2195000	987750000	

Tabel 3  
Harga bahan bakar pembangkit grati

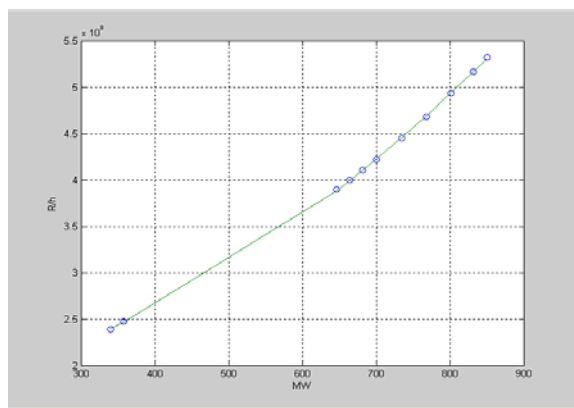
Harga Gas (Rp/MMBTU)	Kandungan Panas (kkal/MMBTU)	Harga (Rp/kkal)
33,38	252000	0.133

Tabel 4  
Lamda pembangkit grati

Lambda(Rp/MW)	Ps (MW)	Fs (Rp/h)
293291.68	180	56719806.17
294196.46	207	64486270.24
295101.24	234	72254192.32
296006.02	261	80023572.39
296910.80	288	87794410.46
297815.58	315	95566706.53
298720.36	342	103340460.60
299625.14	369	111115672.70
300529.92	396	118892342.70
301434.70	423	126670470.80
302339.48	450	134450056.90

Tabel 5  
Data karakteristik biaya pembangkit

No	pembangkit	Karakteristik biaya pembangkit Rp/h $a+bP+cP^2$		
		A	b	c
1	suralaya	122739512	339316.53	9.409279
2	Muara tawar	351303236	- 165595.02	203.078371
3	Cirata	-	-	-
4	Saguling	-	-	-
5	Tanjung jati	2676296391	285201.16	33.9363359
6	gresik	259177154.50	-16775.79	108.93813
7	paiton	194014926.10	155498.52	14.756139
8	grati	4980639.00	287259.81	0.9999998



gambar 3 kurva fungsi biaya pembangkit gabungan

Dari perhitungan input output pembangkit thermal di dapat koefisien biaya pembangkit seperti dalam tabel 2. Koefisien biaya pembangkit ini di peroleh dengan

memasukkan data daya dan perkalian daya dengan heatrate ke dalam program matlab.kemudian memperhitungkan harga bahan bakar dengan membagi harga gas dengan kandungan energi yang terdapat pada bahan bakar tersebut seperti pada tabel 3 setelah itu hasil koefisien tersebut di kalikan dengan harga bahan bakar maka di hasilkan

$$F = H_i \times 0,133$$

$$= 498022,27 + 28725.82P + 16.75P^2 \text{ Rp/h}$$

Setelah itu mencari lamda minimum dan maksimum

$$\frac{dF}{dP} = 28759.82 + 33.51 P_{\min} = \lambda_{\min}$$

$$\lambda_{\min} = 28759.82 + (33.51 \times 180)$$

$$\lambda_{\min} = 293291.68 \text{ Rp/MWh}$$

$$\frac{dF}{dP} = 28759.82 + 33.51 P_{\max} = \lambda_{\max}$$

$$\lambda_{\max} = 28759.82 + (33.51 \times 450)$$

$$\lambda_{\max} = 302339.48 \text{ Rp/MWh}$$

Kemudiam dilakukan iterasi sebanyak 10 kali seperti pada tabel 4, setelah dilakukan iterasi didapatkan nilai Ps (MW) dan nilai Fs (Rp/h), nilai – nilai tersebut di olah ke dalam program Matlab, maka dihasilkan koefisien biaya operasi dan kurva biaya pembangkit seperti gambar 3 Sebagai berikut:

$$F_{grati} = 4980639.019 + 287259.818P + 0.99999982 P^2 \text{ Rp/h}$$

Dari Untuk pembangkit – pembangkit thermal yang lain di hitung Dengan cara yang sama seperti perhitungan karakteristik biaya operasi pembangkit grati ,maka di dapat data karak terisitik biaya operasi pembangkit seperti pada Tabel 5. Untuk pembangkit - pembangkit air selalu bekerja optimal.

**B. Simulasi program**

Dalam proses simulasi untuk menentukan perkiraan biaya operasi dilakukan dengan program *Matpower 4* yang di modifikasi. Dalam simulasi dilakukan perbandingan yaitu biaya pembangkit dalam kondisi normal dan kondisi kontingensi dan juga dengan menurunkan kemampuan kapasitas saluran sebesar 80% serta penambahan beban 10 % dan 20%. Perhitungan dengan Penurunan kemampuan kapasitas saluran dan penambahan beban dilakukan dalam kondisi normal maupun kondisi kontingensi ,namun mendapatkan perkiraan biaya operasi dengan mempertimbangkn kontingensi pada sistem Jawa bali 500 kV, dilakukan terlebih dahulu proses perhitungan gangguan yang terjadi pada sistem Jawa Bali 500 kV. Langkah – langkah perhitungan sebagai berikut:

Tabel 6  
Perhitungan gangguan pada sistem 500 kV Jawa Bali

Dari bus	Ke-bus	Panjang (km)	jumlah gangguan (kali)	Lama gangguan (jam)	$\pi$ (jam)
1	2	24.96	0.35	8.27	2.93
1	24	128.60	1.83	8.27	15.10
2	5	130.81	1.86	8.27	15.36
4	3	60.28	0.86	8.27	7.08
18	4	11.65	0.17	8.27	1.37
5	7	16.84	0.24	8.27	1.98
8	5	153	2.17	8.27	17.97
11	5	163.80	2.33	8.27	19.24
6	7	16.84	0.24	8.27	1.98
8	6	48	0.68	8.27	5.64
8	9	96.31	1.36	8.27	11.31
10	9	93.51	1.33	8.27	10.98
11	10	50.32	0.71	8.27	5.91
12	11	78	1.11	8.27	9.16
13	12	238.60	3.39	8.27	28.02
14	13	460	6.53	8.27	54.01
15	14	269.60	3.83	8.27	31.66
16	14	254.20	3.61	8.27	29.85
14	20	77.10	1.09	8.27	9.05
17	16	47.60	0.68	8.27	5.59
3	16	158.82	2.26	8.27	18.65
18	5	27.95	0.39	8.27	3.28
19	18	560	7.95	8.27	65.76
20	19	610	8.66	8.27	71.63
21	20	410	5.82	8.27	48.15
22	21	410	5.82	8.27	48.15
22	23	176.72	2.51	8.27	20.75
24	4	93	1.32	8.27	10.92
25	14	75.30	1.07	8.27	8.84
16	25	53.86	0.76	8.27	6.33
jumlah					586.66

Tabel 7  
Biaya operasi dalam keadaan normal

$\pi$ (jam)	Biaya operasi (Rp/jam)	$\pi$ * Biaya operasi (Rp)
8173.34	3,369,809,636.87	27,542,599,897,415.00

Tabel 8  
Biaya operasi dalam keadaan kontingensi

dari Bus	ke-Bus	$\pi$ (jam)	Biaya operasi (Rp/jam)	$\pi$ * Biaya operasi (Rp)
1	2	2.93	3,370,057,427.95	9,878,153,940
1	24	15.10	3,373,988,823.55	50,954,012,953
2	5	15.36	3,373,907,035.18	51,828,407,877
4	3	7.08	3,369,867,323.94	23,855,027,937
18	4	1.37	3,369,906,185.14	4,613,556,583
5	7	1.98	3,373,076,384.46	6,670,558,754
8	5	17.97	3,370,471,242.09	60,558,604,995
11	5	19.24	3,370,195,942.83	64,828,044,396
6	7	1.98	3,369,986,247.84	6,664,447,734
8	6	5.64	3,374,154,513.13	19,019,542,133
8	9	11.31	3,370,505,817.15	38,123,016,082
10	9	10.98	3,370,301,234.56	37,011,704,474
11	10	5.91	3,370,172,162.69	19,915,287,588
12	11	9.16	3,371,169,194.19	30,879,410,886
13	12	28.02	3,375,688,579.23	94,585,950,068
14	13	54.01	3,386,620,992.63	182,944,046,838
15	14	31.66	3,374,367,843.06	106,833,194,529
16	14	29.85	12,710,236,329.69	379,422,416,048
14	20	9.05	3,374,566,954.78	30,553,872,514
17	16	5.59	3,374,277,262.85	18,861,730,752
23	16	18.65	3,373,265,301.08	62,914,332,606
18	5	2.93	3,369,831,927.90	11,061,523,851

Tabel 8  
Biaya operasi dalam keadaan kontingensi ( lanjutan)

dari Bus	ke-Bus	$\pi$ (jam)	Biaya operasi (Rp/jam)	$\pi$ * Biaya operasi (Rp)
19	18	65.76	3,374,837,317.63	221,939,561,513
20	19	71.63	3,378,250,893.64	242,000,124,421
21	20	48.15	3,384,292,895.00	162,946,731,251
22	21	48.15	3,403,951,897.14	163,893,271,706
22	23	20.75	3,371,870,157.92	69,976,219,075
24	4	10.92	3,370,825,329.53	36,813,996,921
25	14	8.84	9,756,007,756.70	86,270,230,271
16	25	6.33	29,317,364,554.02	185,439,073,798
jumlah				2,481,256,052,490

Tabel. 9  
Load shedding

bus	Beban kondisi kontingensi (WM)	Beban Kondisi normal (WM)	load shedding (WM)
1	264	264	0
2	223.2	223.2	0
3	304.8	304.8	0
4	536.4	536.4	0
5	816	816	0
6	679.2	679.2	0
7	745.2	745.2	0
8	0	0	0
9	1192.8	1192.8	0
10	660	660	0
11	0	0	0
12	780.1	799.2	19.1
13	66.8	351.6	284.8
14	592.8	592.8	0
15	0	0	0
16	528	528	0
17	147.6	147.6	0
18	392.4	392.4	0
19	255.6	255.6	0
20	636	636	0
21	661.2	661.2	0
22	320.4	320.4	0
23	133.2	133.2	0
24	817.2	817.2	0
25	117.6	334.8	217.2
jumlah			521.1

Dalam tugas akhir ini, dilakukan perhitungan gangguan pada sistem 500 KV dengan cara mengkali panjang saluran dengan berapa kali gangguan yang terjadi pada saluran sebesar 1,42. Data tersebut berdasarkan statistik PLN 2011[6] , setelah itu didapatkan jumlah gangguan, kemudian jumlah gangguan di kali lama gangguan yang terjadi sebesar 8,72 data tersebut berdasarkan statistik PLN 2011[6] ,maka hasil seperti pada tabel 6.

Dalam Tugas akhir ini, beban diasumsikan bertambah sebesar 20% maka beban di kali 1.2 , namun kapasitas saluran diturunkan 80 % untuk mengetahui dampak penambahan beban terhadap biaya operasi baik dalam keadan normal maupun keadaan kontingensi. Hasil yang di peroleh seperti pada Tabel 7 dan Tabel 8. Berdasarkan Tabel 7 dan Tabel 8 menunjukkan biaya operasi pembangkit tenaga listrik semakin besar dengan penambahan beban sebesar 20% dan penurunan kapasitas saluran 80 %. Sebesar 27,542,599,897,415.00 menjadi lebih mahal jika perhitungan biaya operasi

Tabel. 10 Hasil simulasi

Sistem	Biaya operasi pembangkit Kondisi normal (Rp/jam)	Perkiraan Biaya operasi pembangkit di sertai kontingensi (Rp/jam)
Normal	2,689,070,438	2,689,422,980
Kemampuan saluran diturunkan 80%	2,689,077,438	2,698,566,717
Beban di kali 1.1 (100%)	3,018,183,895	3,018,783,692
Beban di kali 1.1 (80%)	3,018,183,890	3,019,056,688
Beban di kali 1.2 (100%)	3,369,809,639	3,370,437,812
Beban dikali 1.2 (80%)	3,369,809,637	3,427,380,816

menyertakan keadaan kontingensi, sehingga biaya operasi pembangkit tenaga listrik sebesar 2,481,256,052,490.03.

Namun pada bus 16 ke 25 menunjukkan terjadi perubahan beban sehingga biaya beroperasi menjadi tinggi maka untuk mengatasi dilakukan *load shedding* seperti pada tabel 9. Perubahan beban pada bus 12,13,25 saat terjadi kontingensi pada bus 16 ke bus 25 pada sistem pembangkit sehingga dilakukan *load shedding* sebesar 521.1 MW, selain bus 16 ke 25 ada 2 bus lagi yang harus dilakukan *load shedding* yaitu perubahan beban pada bus 12 saat terjadi kontingensi pada bus 14 ke bus 25 pada sistem pembangkit sehingga dilakukan *load shedding* sebesar 127.6 MW dan juga perubahan beban pada bus 25 saat terjadi kontingensi pada bus 14 ke bus 16 pada sistem pembangkit sehingga dilakukan *load shedding* sebesar 186.7 MW.

### C. Analisis hasil simulasi

Dari hasil simulasi dengan menggunakan *software* *matpower* yang dimodifikasi didapatkan perkiraan biaya operasi pembangkit. Seperti Tabel 10. Untuk biaya operasi dalam keadaan normal lebih kecil dibandingkan dengan biaya operasi dengan penyertaan kontingensi. Semakin turun kemampuan kapasitas saluran dan semakin besar beban maka biaya operasi pembangkit semakin besar baik dalam kondisi normal maupun kondisi kontingensi. Sehingga dalam menghitung biaya operasi pembangkit perlu dipertimbangkan kondisi kontingensi yang terjadi pada sistem

## V. KESIMPULAN

Dari hasil analisis perkiraan biaya operasi dengan mempertimbangkan kondisi kontingensi pada sistem Jawa Bali 500 kV dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa perkiraan biaya operasi pembangkit tenaga listrik dalam keadaan normal akan mengalami perubahan biaya operasi jika perhitungan biaya operasi pembangkit tenaga listrik menyertakan kondisi kontingensi. Perubahan biaya operasi disebabkan

perhitungan kembali *economic dispatch* dengan *load shedding*.

2. Penambahan beban pada sistem disertai kontingensi mengakibatkan *load shedding* pada sistem Jawa Bali 500 KV

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Djiteng Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, Yogyakarta : Graha Ilmu (2006).
- [2] Ontaseno Penangsang, *Diklat Kuliah Pengoperasian Optimum Sistem Tenaga Listrik*, Surabaya: Jurusan Teknik Elektro –FTI –ITS (2010).
- [3] Cerdin Cermas, *Sistem Tenaga Listrik*, Yogyakarta: Andi (2006).
- [4] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, Singapura: McGrawHill Companies (1999).
- [5] Amirullah, “Analisis Kontingensi Tegangan Bus Dan Daya Saluran Pada Sistem Jamali 500 Kv Menggunakan Metode Performansi Indeks” in *Proc. SENTIA*, Politeknik Negeri Malang (2009)
- [6] *Statistik PLN 2011( Data tahunan 2011)*, PT.PLN (persero) (2011).