

Pengaruh Proyek Kelistrikan 10.000 MW pada Biaya Listrik Lokal di Sistem Jawa Bali 500 KV

Moh Fasich, 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: ontosenop@ee.its.ac.id, ronyseto@ee.its.ac.id

Abstrak—Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik. Pemerintah meluncurkan program proyek kelistrikan 10.000 MW. Dengan adanya penambahan unit pembangkit baru khususnya di sistem Jawa Bali 500 kV ini berpengaruh terhadap biaya listrik lokal pada setiap bus. Oleh karena itu, *Optimal Power Flow* (OPF) dilakukan untuk meminimalkan konsumsi bahan bakar dari pembangkit pada keseluruhan sistem dengan melihat batasan daya output setiap unit pembangkit serta pembagian pembebanan secara ekonomis. Pada Tugas Akhir ini biaya pembangkitan dihitung menggunakan *optimal power flow*. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan program *Matpower 4.0*. Hal ini ditunjukkan oleh hasil simulasi bahwa sesudah proyek kelistrikan 10.000 MW beroperasi biaya listrik lokal pada setiap bus lebih murah dibandingkan biaya listrik sebelum proyek kelistrikan beroperasi. Biaya listrik dari bus satu ke bus yang lain berbeda tergantung dari lokasi pembangkit dan jaringan transmisi yang ada pada sebuah sistem. Berdasarkan wilayah (propinsi) biaya listrik dipropinsi Jawa Timur lebih murah dibandingkan propinsi lainnya.

Kata Kunci— economic dispatch, optimal power flow(opf), komposit (cost function).

I. PENDAHULUAN

KRISIS listrik yang terjadi di Indonesia menjadi dasar direncanakannya proyek pembangkitan listrik. Kini pemerintah menugaskan PT PLN (Persero), selaku lembaga resmi yang ditunjuk oleh pemerintah untuk membangun pembangkit listrik sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memenuhi kebutuhan *demand* listrik di seluruh Indonesia, khususnya di Jawa. Program ini dikenal sebagai “Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW.

Economic Dispatch (ED) merupakan salah satu cara pengaturan pembangkitan dengan meminimalkan biaya pembangkitan. Selain ED, analisis aliran daya optimal atau *Optimal Power Flow* (OPF) adalah ED yang memperhatikan pengoptimalan daya pada saluran dengan melihat batasan daya output setiap unit pembangkit. Batasan yang umum dinyatakan adalah berupa batas maksimum dan minimum untuk pembangkitan daya aktif pada generator [1].

Penambahan unit pembangkit baru dan pengaturan beban setiap pembangkit dengan fungsi biaya yang berbeda akan mempengaruhi harga listrik. Pada tugas akhir ini, biaya pembangkitan dihitung menggunakan OPF dan *economic dispatch* dengan iterasi lambda. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan program *Matpower 4.0*. Simulasi

dilakukan pada enam pembangkit *thermal* yang terhubung langsung dengan sistem Jawa Bali 500 kV. *Software* ini mampu menyajikan data yang berhubungan dengan pembangkit sehingga dapat memberikan informasi yang jelas.

II. ALIRAN DAYA OPTIMAL

A. *Economic Dispatch*

Economic Dispatch (ED) adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem secara optimal ekonomi, pada harga beban sistem tertentu. Pada pembangkitan energi listrik, terdapat tiga komponen biaya utama yaitu biaya pembangunan fasilitas, biaya kepemilikan dan biaya operasi. Biaya operasi adalah biaya yang memiliki bagian yang paling dominan pada sistem operasi tenaga listrik.

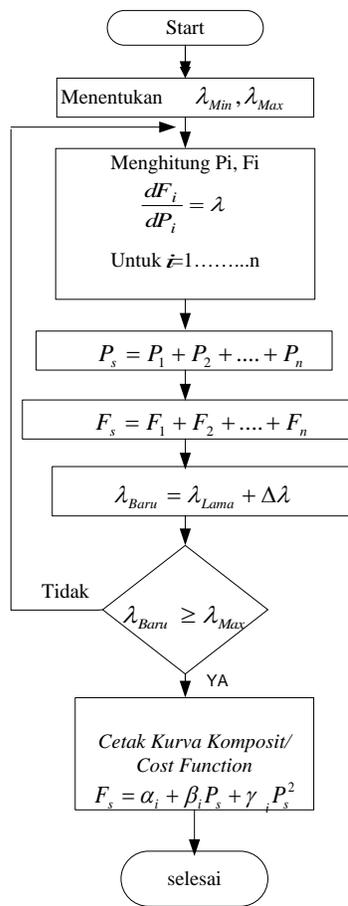
Salah satu komponen dominan pada biaya operasi adalah biaya bahan bakar (*fuel cost*) dan setiap pembangkit memiliki karakteristik *fuel cost* yang berbeda-beda sesuai dengan jenis bahan bakar dan efisiensi dari pembangkit. Pengoptimalan biaya operasi dengan mempertimbangkan *fuel cost* sangat mempengaruhi biaya produksi energi listrik.

Tujuan utama dari *Economic Dispatch* adalah meminimalkan konsumsi bahan bakar dari pembangkit pada keseluruhan sistem dengan menentukan daya output setiap unit pembangkit [2]. Penentuan daya output pada setiap generator hanya boleh bervariasi pada batas-batas tertentu (*constraint*). Pada optimasi ED, yang dilakukan adalah optimisasi dari segi biaya bahan bakar pembangkitan atau *fuel cost* yang memiliki karakteristik tidak linear. Bentuk tipikal dari persamaan biaya pembangkit adalah persamaan *polynomial* orde dua dan direpresentasikan sebagai berikut :

$$F_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i \cdot P_i^2 \quad (1)$$

B. *Optimal Power Flow* untuk Meminimalkan Biaya Operasi

Cara ini dilakukan dengan memperkecil fungsi-fungsi objektif yang dipilih sambil mempertahankan dayaguna sistem yang dapat diterima dari batas kemampuan daya pada generator. Keluaran daya dari generator seharusnya tidak melebihi keperluan operasi stabilitas sistem sehingga daya dari generator tersebut terbatas pada batas minimum dan maksimum yang diberikan [3].



Gambar. 1. Prosedur untuk mendapatkan kurva komposit [4].

Secara umum merupakan bentuk OPF untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch*, yaitu meminimalkan biaya pembangkitan dengan cara seperti berikut.

Fungsi Objektif

$$MinF_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) = \sum_{i=1}^N (\alpha_i + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i \cdot P_i^2) \tag{2}$$

Batasan Persamaan (Equality Constraints)

$$P_{Gm} - P_{Dm} = V_m \sum_{n=1}^{NB} V_n (G_{mn} \cos(\theta_m - \theta_n) + B_{mn} \sin(\theta_m - \theta_n))$$

$$Q_{Gm} - Q_{Dm} = V_m \sum_{n=1}^{NB} V_n (G_{mn} \sin(\theta_m - \theta_n) + B_{mn} \cos(\theta_m - \theta_n)) \tag{3}$$

Batasan Pertidaksamaan (Inequality Constraints)

1. Batasan kapasitas pembangkit :

$$P_{gi,Min} \leq P_{gi} \leq P_{gi,Max} ; Q_{gi,min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi,max} \tag{4}$$

2. Batasan Tegangan :

$$V_{m,min} \leq V_m \leq V_{m,max} \tag{5}$$

3. Batasan termal transmisi :

$$S_l \leq S_{l,max} \tag{6}$$

di mana :

- P_{gi} : jumlah daya aktif pada generator i
- Q_{Gi} : jumlah daya reaktif pada generator i

V_m : magnitudo tegangan pada generator i

Tabel 1.
Data pembebanan sistem Jawa Bali 500 kV (lanjutan)

No Bus	Nama Bus	Type Bus	Pload (MW)	Qload (MVar)
20	Pedan	Load	530	180
21	Kediri	Load	551	153
22	Paiton	Generator	267	50
23	Grati	Generator	111	132
24	Balaraja	Load	681	226
25	Ngimbang	Load	279	59

- S_l : aliran daya saluran i
- G_{mn}, B_{mn} : admitansi saluran m-n
- θ_m : sudut fasa tegangan bus m
- θ_n : sudut fasa tegangan bus n
- F_T : total biaya pembangkitan
- F_i : biaya pembangkitan unit ke- i
- α, β, γ : koefisien biaya unit i

C. Fungsi Biaya Pembangkit Gabungan

Komposit pada pembangkit merupakan fungsi biaya pembangkit gabungan, fungsi biaya tersebut berasal dari karakteristik *input-output* pada pembangkit. Penyelesaian fungsi biaya pembangkit gabungan menggunakan komputer, *flowchar*-nya dapat dilihat pada gambar 1

Hal yang paling mendasar dalam pengoperasian sistem tenaga listrik adalah membuat kurva komposit untuk memperoleh fungsi biaya pada unit pembangkit. Karakteristik ini diperoleh dari desain perencanaan atau melalui tes pembangkit. Pada setiap pembangkit *thermal* memiliki fungsi biaya yang berbeda-beda tergantung dari *heat rate* dan batasan daya yang dihasilkan generator serta jenis bahan bakar yang digunakan dari masing-masing pembangkit tersebut. Prosedur pembuatan kurva komposit ini, λ ditentukan terlebih dahulu. Dari nilai *heat rate* dan daya *output* generator akan didapatkan λ minimum dan λ maksimum. Kemudian dengan menggunakan syarat optimum dihitung P_i . Persamaan 7 digunakan untuk menghitung P_i :

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \beta_i + 2 \cdot \gamma_i \cdot P_i = \lambda \tag{7}$$

Setelah diketahui P_i dan F_i untuk masing-masing unit pembangkit, selanjutnya menentukan P_s dan F_s , dengan persamaan sebagai berikut .

$$P_s = P_1 + P_2 + \dots + P_N$$

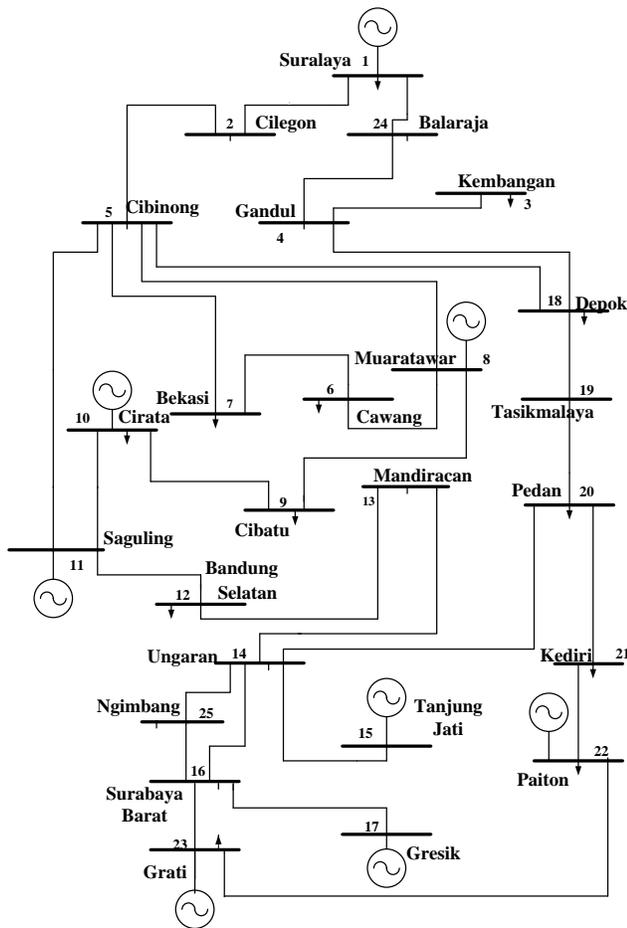
$$F_s = F_1 + F_2 + \dots + F_N \tag{8}$$

Setelah itu dilakukan proses iterasi (step *lambda*). Dengan menetapkan harga λ awal, maka akan diperoleh P_1, P_2 dan F_1, F_2 . Untuk harga λ yang pertama tentunya belum merupakan harga λ yang benar, maka akan ditentukan harga λ yang lebih besar dari harga λ yang pertama, kemudian dihitung penyelesaiannya sampai dicapai harga yang dikehendaki ($\lambda \geq \lambda_{max}$, tercapai).

III. SISTEM JAWA BALI 500 KV

A. Sistem Jawa Bali 500 KV

Pada sistem Jawa Bali 500 kV terdiri dari atas 25 bus dengan 30 saluran dan 8 pembangkit. Diantara 8 pembangkit



Gambar. 2. . Sistem Jawa Bali 500 kV

Tabel 1.
Data pembebanan sistem Jawa Bali 500 kV

No Bus	Nama Bus	Type Bus	Pload (MW)	Qload (MVar)
1	Suralaya	Slack	220	69
2	Cilegon	Load	186	243
3	Kembangan	Load	254	36
4	Gandul	Load	447	46
5	Cibinong	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	Tasik Malaya	Load	213	73

merupakan pembangkit tenaga air, sedangkan pembangkit yang lainnya merupakan pembangkit tenaga uap. Sistem Jawa Bali 500 kV dapat digambarkan dalam bentuk *single line diagram* seperti pada gambar 2 berikut ini [5].

B. Data Pembebanan

Data pembebanan pada tiap masing-masing bus diperoleh dari data lapangan melalui PT.PLN (persero) P3B Jawa Bali yaitu menggunakan data pembebanan pada hari Kamis, tanggal 26 Mei 2011, pukul 19.00 WIB [5]. Diasumsikan ada kenaikan beban pada setiap bus sebesar 10 %. Sehingga total beban terpasang sebesar 10442,30 MW.

IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

A. Perhitungan Fungsi Biaya Pembangkit Gabungan

Hal yang paling mendasar dalam operasi ekonomis adalah membuat kurva komposit (fungsi biaya pembangkit gabungan). Dari Tabel 2,3 dan 4, diketahui nilai koefisien biaya (a,b,c) masing-masing unit pembangkit yang di peroleh dari program *matlab* untuk menentukan harga bahan bakar batubara.

- Harga batubara = 587,55 Rp/Kg
 - Kandungan panas = 4900 kkal/Kg
 - Harga Panas Batubara = 587,55 /4900 = 0,12 Rp/kkal
- Setelah mendapatkan harga bahan bakar (*fuel cost*), kemudian menentukan karakteristik *input-output* dalam R/h :

$$F_{1&2} = H_i \times 0,12 = 22185761,64 + 220436,72P + 8,17P^2 \text{ Rp/h}$$

$$F_{5\&6} = H_i \times 0,12 = 65766123,06 + 149482,69P + 104,38P^2 \text{ Rp/h}$$

$$F_{7\&8} = H_i \times 0,12 = 31440867,95 + 202955,38P + 17,94P^2 \text{ Rp/h}$$

Kemudian menentukan lambda minimum dan lambda maksimum untuk tiap-tiap unit.

- Lambda minimum dan lambda maksimum unit 1 dan 2.
Lambda minimum
 $\frac{dF}{dP} = 220436,72 + 16,33 P_{min} = \lambda_{min}$
Lambda maksimum
 $\frac{dF}{dP} = 220436,72 + 16,33 P_{max} = \lambda_{max}$
- Lambda minimum dan lambda maksimum unit 5 dan 6.
Lambda minimum
 $\frac{dF}{dP} = 149482,69 + 208,77 P_{min} = \lambda_{min}$
Lambda maksimum
 $\frac{dF}{dP} = 149482,69 + 208,77 P_{max} = \lambda_{max}$
- Lambda minimum dan lambda maksimum unit 7 dan 8.
Lambda minimum
 $\frac{dF}{dP} = 202955,38 + 35,88 P_{min} = \lambda_{min}$
Lambda maksimum
 $\frac{dF}{dP} = 202955,38 + 35,88 P_{max} = \lambda_{max}$

tersebut, pembangkit Cirata dan pembangkit Saguling yang

Tabel 2.
Batasan daya PLTU Paiton 1-2

Daya (MW)	Hi (Kcal/h) $a+bp+cp^2$
Pmin 620	a 184881347
700	b 1836972,67
920	c 68,06
Pmax 1160	

Tabel 3.
Batasan daya PLTU Paiton unit 5 dan 6

Daya (MW)	Hi (Kcal/h) $a+bp+cp^2$
Pmin 450	a 548051026
520	b 1245689,05
600	c 869,86
Pmax 740	

Tabel 4.
Batasan daya PLTU Paiton 7 dan 8

Daya (MW)	Hi (Kcal/h) $a+bp+cp^2$
Pmin 650	a 262007233
770	b 1691294,88
900	c 149,52
Pmax 1180	

Tabel 5
Step Lambda Sebelum proyek

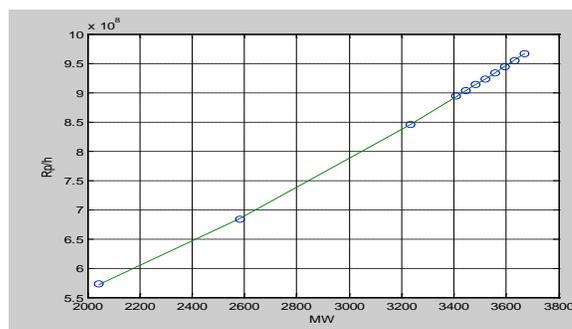
Lambda(Rp/MW)	Ps (MW)	Fs(Rp/h)
226281	1720	479951484
234050	2149	573698259
241818	2693	695463663
249588	2820	722770972
257357	2857	732152431
265125	2894	741819692
272894	2931	751772755
280663	2968	762011619
288432	3006	772824703
296201	3043	783642895
303970	3080	794746889

Tabel 6.
Batasan daya PLTU Paiton unit 7,8, dan 9

Daya (MW)	Hi (Kcal/h) $a+bp+cp^2$
Pmin 975	a 393010849
1155	b 1691294,88
1350	c 99,68
Pmax 1770	

Tabel 7.
Step lamda sesudah proyek

Lambda(Rp/MW)	Ps (MW)	Fs(Rp/h)
226281	2045	572581217
234050	2583	696866855
241818	3234	851362526
249587	3410	894318217
257356	3447	903699676
265125	3484	913366937
226281	2045	572581217
272894	3521	923320000
280663	3558	933659938
288432	3596	944248897
296201	3633	955126963
303970	3670	966294134



Gambar 3. Kurva fungsi biaya pembangkit gabungan

Tabel 8.
Batasan daya dan Fungsi biaya Sebelum proyek beroperasi

No	Pembangkit	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Cost Function (Rp/h)
1	Suralaya	1202	2289	$F=104535784,6+333660,56 +13,05 p^2$
2	Muara Tawar	795	1401	$F=351303236 - 165595,1 p +203,1 p^2$
3	Tanjung Jati	408	658	$F=26762991,54 +285201,16 +33,94 p^2$
4	Gresik	1084	1970	$F=259177154,5 - 16775,79 +108,94 p^2$
5	Paiton	1720	3080	$F=216459578,1 +113077,76 +23,89 p^2$
6	Grati	180	450	$F=4980639,019+287259,81 +0,999 p^2$
Total		5389	11248	

Dari hasil perhitungan lambda diatas, dipilih lambda paling minimum dan lambda paling maksimum dari unit 1 sampai 8, kemudian dilakukan step lambda sebanyak 10 kali. Dari tabel 5, menunjukkan hasil keseluruhan daya pembangkit Paiton unit 1-8. Sehingga diketahui batas daya minimum dan maksimum. Dari data Ps(MW) dan Fs(Rp/h) tersebut diperoleh fungsi biaya pembangkit gabungan pada pembangkit Paiton sebelum proyek 10.000 MW beroperasi.

$$F_{Paiton Lama} = 216459578,1 + 113077,76 P + 23,89 P^2 \text{ Rp/h.}$$

Setelah beroperasinya proyek 10.000 MW, maka ada penambahan 1 unit pada pembangkit Paiton yaitu unit 9. Adapun batasan daya untuk unit 9 dapat dilihat pada tabel 6. Kemudian mencari lambda minimum dan maksimum, setelah itu dilakukan proses step lambda sebanyak 10 kali dapat dilihat pada tabel 7, Gambar 3 merupakan kuva fungsi biaya pembangkit gabungan pada pembangkit Paiton Sesudah proyek beroperasi.

$$F_{Paiton\ Baru} = 194014926,1 + 155498,52 P + 14,76 P^2 \text{ Rp/h}$$

B. Batasan Daya dan Fungsi Biaya Pada Pembangkit Thermal Sistem Jawa Bali 500 kV

Dari hasil perhitungan fungsi biaya pembangkit gabungan, maka diperoleh batasan daya dan fungsi biaya untuk seluruh pembangkit thermal sistem jawa bali 500 kV.

C. Analisis Biaya Pembangkitan Sebelum dan Sesudah Berdasarkan Propinsi.

Total biaya pembangkitan sebelum proyek beroperasi sebesar 3.022.861.662 Rp/h, sedangkan total biaya pembangkitan Sesudah proyek beroperasi sebesar 3.016.666.748 Rp/h. Biaya pembangkitan sebelum proyek lebih mahal dibandingkan sesudah proyek 10.000 MW beroperasi. Tabel 10 menunjukkan Biaya pembangkitan masing-masing bus, berdasarkan propinsi. Biaya listrik dipropinsi Jawa Timur lebih murah dibandingkan propinsi lainnya. Grafik perbandingan biaya pembangkitan pada setiap bus untuk masing-masing propinsi dapat dilihat pada gambar 4 dan 5.

Biaya pembangkitan rata-rata merupakan Total biaya pembangkitan (*objective function*) dibagi total daya yang dihasilkan generator. *Penalty factors (PF)* merupakan biaya pembangkitan rata-rata seluruh bus dibagi biaya pembangkitan setiap bus. Dari tabel 11, memperlihatkan biaya pembangkitan rata-rata dengan mempertimbangkan *penalty factors* pada masing-masing bus sebelum dan sesudah proyek beroperasi. Dari tabel tersebut dapat disimpulkan bahwa apabila *penalty factors* lebih besar dari 1 ($P_f > 1$) biaya pembangkitan akan lebih mahal karena *losses* bertambah sehingga ada tambahan biaya *losses*. Begitu sebaliknya apabila *penalty factors* lebih kecil dari 1 ($P_f < 1$) biaya pembangkitan akan lebih murah karena *losses* berkurang, sehingga tambahan biaya *losses* relatif sedikit.

V. KESIMPULAN

Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa dengan adanya penambahan dan penempatan unit pembangkit baru. Biaya listrik lokal di tiap masing-masing bus sebelum proyek kelistrikan 10.000 MW beroperasi lebih mahal dibandingkan sesudah proyek beroperasi. Biaya listrik dari bus satu ke bus yang lain berbeda tergantung dari lokasi pembangkit dan jaringan transmisi yang ada pada sebuah sistem. Dan berdasarkan wilayah (propinsi), biaya listrik dipropinsi Jawa Timur lebih murah dibandingkan dengan propinsi lainnya.

Total biaya pembangkitan pada sistem Jawa bali 500 kV. Sebelum proyek kelistrikan 10.000 MW beroperasi sebesar 3.022.861.662 Rp/jam, sedangkan total biaya pembangkitan sesudah proyek beroperasi sebesar 3.016.666.748 Rp/jam. Dari hasil simulasi ini dapat ditarik kesimpulan bahwa dengan adanya penambahan unit pembangkit baru dapat menghemat biaya sampai 6.194.914 Rp/jam.

Tabel 9.
Batasan daya dan Fungsi biaya Sesudah proyek beroperasi

No	Pembangkit	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Cost Function (Rp/h)
1	Suralaya	1503	2874	$F=122739512 + 33931,54 p + 9,41 p^2$
2	Muara Tawar	795	1401	$F=351303236 - 165595,1 p + 203,1 p^2$
3	Tanjung Jati	408	658	$F=26762991,54 + 285201,16 p + 33,94 p^2$
4	Gresik	1084	1970	$F=259177154,5 - 16775,79 p + 108,94 p^2$
5	Paiton	2045	3670	$F=194014926,1 + 155498,52 p + 14,76 p^2$
6	Grati	180	450	$F=4980639,019 + 287259,81 p + 0,999 p^2$
Total		6015	12423	

Tabel 10
Perbandingan hasil simulasi biaya pembangkitan sebelum dan sesudah proyek beroperasi. Berdasarkan Propinsi

Propinsi	Nama Bus	Biaya pembangkitan Sebelum (Rp/KWh)	Biaya Pembangkitan Sesudah (Rp/KWh)
Banten	Suralaya	386,18	370,16
	Cilegon	386,43	370,34
	Balaraja	389,11	372,48
DKI Jakarta	Kembangan	390,34	373,25
	Gandul	390,04	373,95
	Cibinong	389,94	372,72
	Cawang	391,71	374,46
	Bekasi	391,83	374,59
	Muara Tawar	389,01	371,74
	Cibatu	389,85	372,43
	Cirata	388,64	371,05
	Saguling	388,07	370,38
	Bandung Selatan	387,37	369,31
Jawa Barat	Depok	389,87	372,68
	Tasik Malaya	380,84	361,28
	Mandiracan	380,62	360,96
	Unggaran	363,26	340,11
	Tanjung jati	356,93	333,78
	Pedan	366,63	343,57
	Jawa Tengah	Surabaya	
Barat		348,39	323,55
Gresik		347,08	322,39
Kediri		356,21	331,06
Paiton		342,99	316,67
Grati		345,39	319,85
Jawa Timur	Ngimbang	352,11	327,46
	Rata-rata	375,55	355,57

Tabel 10

Perbandingan hasil simulasi biaya pembangkitan sebelum dan sesudah proyek beroperasi. Berdasarkan Propinsi (Lanjutan)

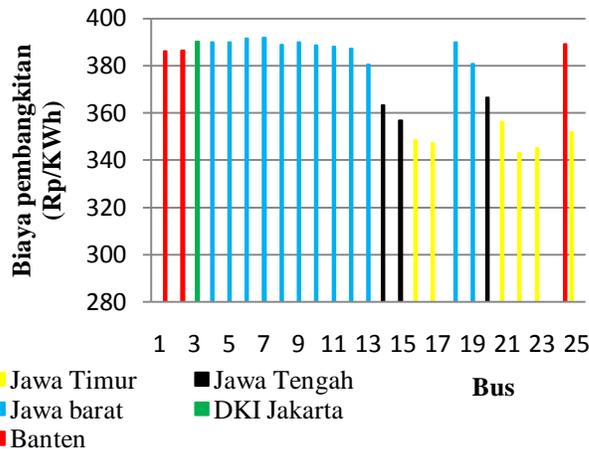
Propinsi	Nama Bus	Biaya pembangkitan Sebelum (Rp/KWh)	Biaya Pembangkitan Sesudah (Rp/KWh)
Jawa Barat	Cirata	388,64	371,05
	Saguling	388,07	370,38
	Bandung Selatan	387,37	369,31
	Depok	389,87	372,68
	Tasik Malaya	380,84	361,28
	Mandiracan	380,62	360,96
Jawa Tengah	Unggaran	363,26	340,11
	Tanjung jati	356,93	333,78
	Pedan	366,63	343,57
Jawa Timur	Surabaya Barat	348,39	323,55
	Gresik	347,08	322,39
	Kediri	356,21	331,06
	Paiton	342,99	316,67
	Grati	345,39	319,85
	Ngimbang	352,11	327,46
	Rata-rata	375,55	355,57

Tabel 11.

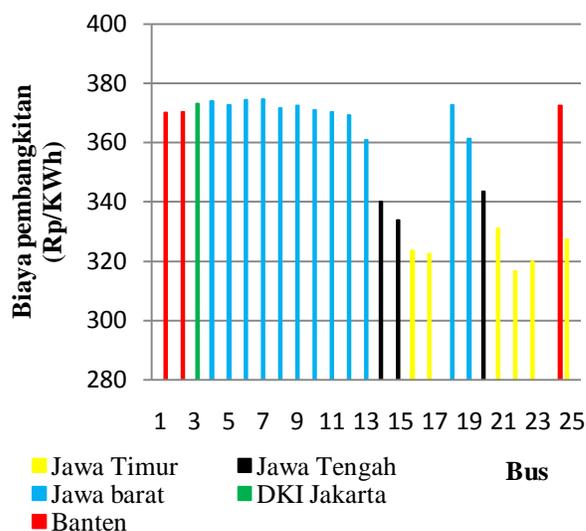
Biaya pembangkitan rata-rata mempertimbangkan *Penalty Factor*(PF)

Nama Bus	PF	$F^* \times PF$	PF	$F^* \times PF$
	Sebelum	Sebelum	Sesudah	Sesudah
Suralaya	1,03	292,24	1,04	293,53
Cilegon	1,03	292,42	1,04	293,68
Balaraja	1,04	294,45	1,05	295,37
Kembangan	1,04	295,38	1,05	295,99
Gandul	1,04	295,15	1,05	295,75
Cibinong	1,04	295,08	1,05	295,56
Cawang	1,04	296,42	1,05	296,95
Bekasi	1,04	296,51	1,05	297,05
Muara Tawar	1,04	294,38	1,05	294,78
Cibatu	1,04	295,02	1,05	295,33
Cirata	1,03	294,10	1,04	294,23
Saguling	1,03	293,67	1,04	293,71
Bandung Selatan	1,03	293,14	1,04	292,86
Depok	1,04	295,03	1,05	295,53
Tasik Malaya	1,01	288,19	1,02	286,49
Mandiracan	1,01	288,03	1,02	286,24
Unggaran	0,97	274,89	0,96	269,71
Tnjung jati	0,95	270,10	0,94	264,69
Pedan	0,98	277,44	0,97	272,45
Surabaya Barat	0,93	263,65	0,91	256,58
Gresik	0,92	262,65	0,91	255,65
Kediri	0,95	269,56	0,93	262,53
Paiton	0,91	259,55	0,89	251,12
Grati	0,92	261,37	0,90	253,64
Ngimbang	0,94	266,46	0,92	259,67

Ket: * =Biaya pembangkitan rata-rata (Rp/KWh)



Gambar 4. Grafik biaya pembangkitan pada tiap bus sebelum proyek beroperasi



Gambar 5. Grafik biaya pembangkitan pada tiap bus Sesudah proyek beroperasi

DAFTAR PUSTAKA

- [1] G Saadat, Hadi, "Power System Analysis", McGrawHill Companies, Singapura 1999
- [2] Cekmas Cekdin, "Sistem Tenaga Listrik," Andi, Yogyakarta, 2006
- [3] Allen J.W. dan Bruce F.W., "Power Generation, Operation and Control", John Wiley & Sons Inc, America, 1996
- [4] Umen Putra D.F. dan Abdillah M., "Intelligent Underfrequency Load Shedding for 500kV Java-Bali Electrical Power System", Tesis, Jurusan Teknik Elektro FTI-ITS Surabaya, 2011
- [5] PT PLN(Persero), "Statistik PLN 2011 dan RUPTL 2011-2020", URL: <http://www.pln.co.id>, 2011