

Analisis Pembebanan Ekonomis pada Jaringan 500 kV Jawa Bali Menggunakan Software PowerWorld

Badru T. Arozaq, Rony S. 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, ontosenop@ee.its.ac.id

Abstrak—Pada jaringan 500 kV Jawa Bali, PT. PLN (Persero) P3B menentukan kombinasi pembangkit yang akan beroperasi pada setiap level beban tertentu. Oleh karena itu, *Economic Dispatch (ED)* atau pembagian pembebanan secara ekonomis dilakukan untuk menghasilkan pembebanan pembangkit yang optimal. Namun, hasil dari *Economic Dispatch* tersebut belum tentu dapat memenuhi batasan sistem seperti batasan pembangkitan generator dan batasan saluran. Untuk itu, *Optimal Power Flow (OPF)* perlu dilakukan dalam rangka pembagian pembebanan secara ekonomis, sekaligus memenuhi batasan-batasan sistem. Pada tugas akhir ini, perhitungan pembagian pembebanan pembangkit dilakukan dengan menggunakan software PowerWorld. Software ini memiliki keunggulan dalam teknik analisis, interaktif, dan disertai dengan grafik, sehingga mempermudah pembaca dalam memahami informasi yang diberikan. Dari hasil pengujian, terbukti bahwa pada keadaan normal ED dan OPF dalam penggunaan software PowerWorld, menghasilkan nilai yang sama yaitu sebesar 662.264,94 \$/h. Tetapi pada saat terjadi pelanggaran batas saluran transmisi, hasil simulasi ED lebih murah yaitu sebesar 665.834,06 \$/h sedangkan hasil OPF sebesar 863.630,50 \$/h.

Kata Kunci—*Economic Dispatch*, *Optimal Power Flow*, *PowerWorld*.

I. PENDAHULUAN

PADA jaringan tenaga listrik, pusat pembangkit tenaga listrik membangkitkan daya listrik. Kemudian, daya listrik tersebut dikirim melalui jaringan transmisi dan didistribusikan ke berbagai macam beban listrik. Beban-beban listrik tersebut mengkonsumsi daya listrik selama daya listrik dibangkitkan oleh pembangkit.

Pengaturan pembangkitan dilakukan agar proses pengiriman daya dapat berjalan lancar. Pengaturan pembangkitan dilakukan untuk memperoleh biaya pembangkitan yang seminimal mungkin. *Economic Dispatch (ED)* merupakan pengaturan pembangkitan dengan meminimalkan biaya pembangkitan.

ED mempunyai kekurangan yaitu mengabaikan batasan yang diakibatkan oleh kemampuan peralatan dalam sistem transmisi. Setiap saluran transmisi maupun transformer memiliki batasan jumlah daya yang bisa dikirim melewatinya, batasan tersebut timbul karena suhu. Secara tradisional, sistem transmisi dirancang sedemikian rupa sehingga saat pengaturan pembangkitan ekonomis tidak akan terdapat pelanggaran batasan. Karena, sudah cukup hanya untuk mengatur pembangkitan secara ekonomis. Namun, seiring dengan kecenderungan ke arah deregulasi dari industri pembangkit

listrik di seluruh dunia, sistem transmisi menjadi terbatas. Solusi dari masalah pengoptimalan pembangkitan untuk memaksa saluran transmisi adalah mengkombinasikan ED dengan *Power Flow* yang disebut *Optimal PowerFlow*[1].

Software PowerWorld digunakan untuk menggambarkan kondisi nyata dari jaringan tenaga listrik. Software ini mampu menyajikan data dan simulasi disertai dengan animasi yang interaktif sehingga dapat memberikan informasi dengan jelas[2].

Tujuan dari tugas akhir ini adalah untuk mengetahui pembebanan ekonomis dan aliran daya optimal dengan memperhatikan batasan pembangkitan generator dan batasan saluran transmisi dalam suatu jaringan.

II. PEMBAGIAN PEMBEBANAN PEMBANGKIT

A. *Economic Dispatch*

Karakteristik biaya bahan bakar setiap unit pembangkit i direpresentasikan dengan persamaan kuadrat. Tujuan dari permasalahan *Economic Dispatch* adalah untuk meminimalisasi biaya bahan bakar[3].

$$\min F_T = \min \sum_{i=1}^N F(P_i) = \min \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2) \quad (1)$$

i = indeks unit yang dioptimasi

$F(P_i)$ = fungsi biaya input-output unit (R/jam)

P_i = daya yang dibangkitkan unit i

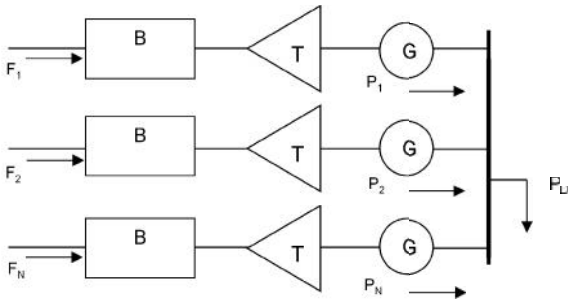
a_i, b_i, c_i = koefisien biaya unit i

N = jumlah unit yang dioptimasi

1) *Rugi-rugi Transmisi Diabaikan*

Sistem yang ditunjukkan pada gambar di bawah memiliki N unit pembangkit termal yang terhubung pada satu bus bar yang menyuplai beban listrik $P_{load}(P_D)$. Input untuk tiap unit dinyatakan sebagai F_i yang merepresentasikan biaya dari unit tersebut[4].

Output dari tiap unit P_i adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh unit yang bersangkutan. Sehingga biaya total dari sistem adalah jumlah dari biaya setiap unit pembangkit. Batasan yang penting dalam operasi sistem ini adalah jumlah daya output harus sama dengan kebutuhan daya beban.



Gambar 1. N unit pembangkit termal melayani beban P_D

Secara matematis, masalah ini dapat dinyatakan sebagai berikut.

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + \dots + F_N$$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F(P_i) \tag{2}$$

$$P_D - \sum_{i=1}^N P_i = W = 0 \tag{3}$$

F_T merupakan fungsi obyektif yang besarnya sama dengan total biaya untuk menanggung beban. Masalahnya adalah bagaimana cara untuk meminimalkan F_T dari batasan yang merupakan jumlah daya terbangkit samadenganbeban yang diterima.

Persamaan Lagrange:

$$L = F_T + \lambda W \tag{4}$$

$$= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^N P_i \right) \tag{5}$$

Persamaan Lagrange tersebut merupakan fungsi dari output pembangkit, keadaan optimum dapat diperoleh dengan operasi gradient dari persamaan Lagrange sama dengan nol.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{F_i(P_i)}{P_i} - \lambda = 0 \tag{6}$$

$$0 = \frac{F_i}{P_i} - \lambda \tag{7}$$

Persamaan ini menunjukkan bahwa kondisi optimum dapat dicapai bila *incremental fuel cost* setiap pembangkit adalah sama.

Kondisi optimum tersebut tentunya diperlukan persamaan pembatas (*constraint*) yaitu daya output dari setiap unit pembangkit harus lebih besar atau sama dengan daya output minimum dan lebih kecil atau sama dengan daya output maksimum yang diijinkan.

Dari N buah pembangkit dalam sistem tenaga di atas dan beban sistem sebesar P_{load} , dan dari uraian di atas dapat disimpulkan persamaan yang digunakan untuk penyelesaian *Economic Dispatch* adalah:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{ada } N \text{ buah persamaan}$$

$$P_{i, \min} \leq P_i \leq P_{i, \max} \quad \text{ada } 2N \text{ buah ketidaksamaan} \tag{8}$$

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_{load} \quad \text{ada } 1 \text{ buah } constraint$$

Jika hasil P_i yang diperoleh ada yang keluar dari batasan

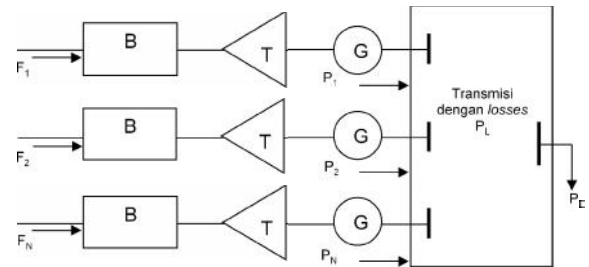
P_{max} dan P_{min} , batasan ketidaksamaan di atas dapat diperluas menjadi:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \lambda \quad \text{Untuk } P_{i, \min} < P_i < P_{i, \max}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \leq \lambda \quad \text{Untuk } P_i = P_{i, \max} \tag{9}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{Untuk } P_i = P_{i, \min}$$

2) Mempertimbangkan Rugi-rugi Transmisi



Gambar 2. N Unit Pembangkit Melayani Beban P_D Melalui Transmisi

Gambar 2 menunjukkan sistem pembangkitan tenaga listrik termal yang terhubung dengan bus beban melalui jaringan transmisi. Secara matematis, permasalahan tersebut dapat dituliskan dalam fungsi objektif yang dinyatakan dalam F_T yang besarnya sama dengan total biaya yang mensuplai beban dan rugi dalam transmisi[4].

$$P_{load} + P_{loss} - \sum_{i=1}^N P_i = W = 0 \tag{10}$$

Dari persamaan di atas, maka persamaan Lagrange dapat dituliskan sebagai berikut:

$$L = F_T + \lambda W \tag{11}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0 \tag{12}$$

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \lambda \tag{13}$$

B. Aliran Daya Optimal (Optimal Power Flow/OPF)

1) Fungsi Objektif/Tujuan

Dalam analisis aliran daya optimal, tujuan utama adalah untuk meminimal biaya pembangkitan pada sistem tenaga. Pada *OPF*, saat beban ringan, pembangkit termurah selalu menjadi pilihan pertama. Jika beban naik, generator yang lebih mahal yang kemudian akan dimasukkan. Jadi biaya pembangkitan sangat penting dalam penyelesaian *OPF*[5].

2) Variabel Kontrol

Variabel Kontrol pada masalah aliran daya optimal merupakan kuantitas yang nilainya bisa disesuaikan secara langsung untuk membantu meminimalkan fungsi tujuan dan memenuhi batasan-batasan. Variabel kontrol dapat berupa:

- a) Daya aktif generator
- b) Daya reaktif generator
- c) Rasio tap trafo
- d) Tegangan bus generator

3) Variabel Dependent

Variable ini merupakan variabel *OPF* yang tidak dikontrol. Semua jenis yang termasuk dari variabel *dependent* adalah variabel bebas, tanpa batasan, untuk mengambil sebuah nilai dalam penyelesaian masalah. Variabel *dependent* utama adalah besar tegangan dan sudut kompleks bus.

4) Equality Constraints

Equality Constraints dari *OPF* menggambarkan fisik dari sistem tenaga seperti halnya *set point* tegangan yang diinginkan pada seluruh sistem. Fisik dari sistem tenaga adalah memaksa persamaan aliran daya yang melalui sistem yang mengharuskan bahwa injeksi jaringan dari daya aktif dan reaktif pada setiap bus jumlahnya nol. Hal ini dapat dicapai dengan analisis daya aktif dan reaktif[6]:

$$P_i = P_{gi} - P_{di}$$

$$= \sum_{j=1}^{N_b} V_i V_j [G_{ij} \cos(u_i - u_j) + B_{ij} \sin(u_i - u_j)] \quad (14)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{di}$$

$$= \sum_{j=1}^{N_b} V_i V_j [G_{ij} \sin(u_i - u_j) - B_{ij} \cos(u_i - u_j)] \quad (15)$$

$i = 1, 2, \dots, N_b$;

dimana:

- P_i & Q_i = injeksi daya aktif dan reaktif di bus i ;
- P_{gi} & Q_{gi} = daya aktif dan reaktif pembangkit di bus i ;
- P_{di} & Q_{di} = beban aktif dan reaktif di bus i ;
- V_i & u_i = magnitude dan sudut tegangan di bus i ;
- Y_{ij} : $G_{ij} + jB_{ij}$ = elemen dari ke $i-j$ dari Y -bus matriks;

5) Inequality Constraints

Komponen dan peralatan sistem tenaga memiliki batasan operasi dan batas ini dibuat untuk batasan keamanan. Sehingga fungsi objektif yang dapat diminimalkan dengan memelihara komponen jaringan dengan memperhatikan batas-batas keamanan[5].

Batasan daya :

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (16)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (17)$$

dimana:

P_{gi}^{min} & Q_{gi}^{min} = batas minimum daya generator di bus i ;

P_{gi}^{max} & Q_{gi}^{max} = batas maksimum daya generator di bus i ;

Batasan saluran :

Besarnya aliran daya setiap saluran transmisi tidak bisa melampaui batasan kapasitasnya menyangkut bahan dan lingkungan, dapat dideskripsikan sebagai berikut[7] :

$$|L_j| \leq L_j^{max} \quad j = 1, \dots, NL \quad (18)$$

III. PEMBAGIAN PEMBEBANAN MENGGUNAKAN POWERWORLD SIMULATOR

A. Economic Dispatch control

Output setiap generator akan diatur sedemikian rupa sehingga sistem dalam keadaan pembebanan yang ekonomis, tergantung pada informasi biaya yang telah dimasukkan ke generator. Data biaya pembangkitan umumnya tidak disertakan dalam data standar *load flow*. Jika tidak ada data biaya yang realistis pada generator, fungsi algoritma *Economic Dispatch* tidak dapat digunakan. Data biaya dapat diperoleh dari sumber lain dan dimasukkan ke dalam *case* pada *simulator*, baik dengan cara manual ataupun melalui fungsi yang terdapat pada *Simulator Auxiliary Files*[2].

Dengan *Economic Dispatch (ED) Control*, *simulator* akan mengubah *output* generator yang ada secara ekonomis sehingga biaya operasi pada suatu area akan diperkecil. *ED control* dapat mengetahui generator mana yang lebih murah dari generator lainnya dan sebisa mungkin penggunaan generator yang lebih mahal dijadikan pilihan paling akhir.

Dalam *Economic Dispatch*, kita harus mengetahui seberapa besar biaya yang dikeluarkan untuk membangkitkan 1 MW atau lebih pada generator tertentu. Biaya ini biasa disebut *incremental or marginal cost*. Contohnya, untuk model kurva kuadrat, *incremental cost* setiap generator dimodelkan dalam persamaan[2]:

$$i = IC_i (Pg_i) = (b_i + 2c_i Pg_i + 3d_i (Pg_i)^2) * fuel\ cost \quad (19)$$

Gambar dari $IC_i (Pg_i)$ sebagai fungsi Pg_i disebut sebagai kurva *incremental cost*. *Economic dispatch* pada suatu sistem akan terjadi jika *incremental cost* semua generator (i) besarnya sama. Nilai ini disebut (λ) atau *incremental cost* sistem. λ sangat penting dalam upaya untuk menentukan apakah suatu area harus membeli daya atau menjualnya. Sebagai contoh, jika suatu area bisa membeli daya karena lebih murah dari membangkitkan sendiri, akan lebih baik membeli daya dari area lainnya.

B. Optimal Power Flow (OPF) control

OPF control hampir sama dengan *ED control* yaitu pembagian pembangkitan agar menghasilkan biaya paling minimum. Fungsi tambahan pada *OPF* adalah untuk meminimalkan biaya sekaligus dengan memenuhi batasan saluran, trafo, dan batasan lainnya. Fungsi tambahan ini juga tidak akan berguna tanpa informasi biaya yang realistis pada generator[2].

OPF control juga tergantung pada kurva biaya untuk melakukan optimasi aliran daya secara ekonomis. Namun sesuai aturan *OPF* yaitu menggunakan kurva linier dalam algoritma penyelesaian. Tidak menutup kemungkinan bila memasukkan informasi biaya sebagai fungsi kuadrat. Sebaliknya, aturan *OPF* pada *simulator* memungkinkan untuk memisahkan kurva kuadrat menjadi kurva linier dalam algoritma *OPF*.

Dalam modus standar, *simulator* menyelesaikan persamaan aliran daya menggunakan algoritma aliran daya Newton-Raphson. Tapi seiring dengan perbaikan dalam aliran daya

optimal, *simulator* juga dapat menyelesaikan persamaan aliran daya menggunakan *OPF*. Khususnya, *simulator OPF* menggunakan implementasi *OPF Linear Programming (LP)*.

Semua perintah dan pilihan *OPF* dapat diakses melalui *LP OPF* pada menu utama. Perintah lain dalam menu ini digunakan untuk menentukan pilihan *input*, melihat hasil, dan menyimpan/mengambil data *OPF* tertentu ke dalam bentuk *Auxiliary File*.

Tujuan *OPF* adalah untuk meminimalkan fungsi tujuan (biaya) dengan mengubah kontrol sistem yang berbeda sekaligus mempertimbangkan nilai batasan *equality* dan *inequality* yang digunakan dalam pemodelan batasan keseimbangan daya dan berbagai batasan operasi.

Dalam *Simulator*, *LPOPF* menentukan solusi yang optimal dengan iterasi antara menyelesaikan aliran daya standar dan kemudian penyelesaian *Linear Programming* sehingga mengubah kontrol sistem untuk menghapus setiap pelanggaran yang terjadi.

IV. SIMULASI DAN ANALISIS

A. Simulasi Economic dispatch

Simulasi dilakukan pada pembangkit di Jaringan 500 kV Jawa Bali dengan jumlah unit pembangkit yang beroperasi adalah delapan unit dan total beban pada saat beban puncak sebesar 10.282,00 MW, dengan *losses* saluran diperhitungkan[8].

Tabel 1.

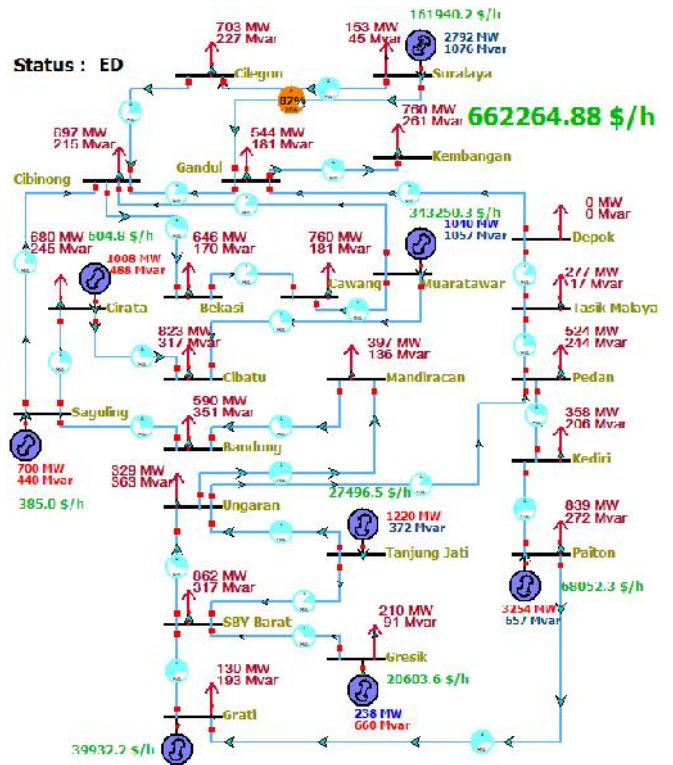
Hasil simulasi 1ED menggunakan PowerWorld

	Pembangkitan		Losses		Cost \$/h
	MW	MVAR	MW	MVAR	
Suralaya	2.792,12	1.075,80			161.940,24
Muaratawar	1.040,00	1.056,86			343.250,26
Cirata	1.008,00	488,00			604,80
Saguling	700,00	440,00			385,00
Tanjungjati	1.220,00	371,93			27.496,48
Gresik	238,00	660,00			20.603,58
Paiton	3.254,00	657,06			68.052,34
Grati	150,00	447,02			39.932,20
Total	10.402,10	5.196,70	120,1	1.164,7	662.264,88

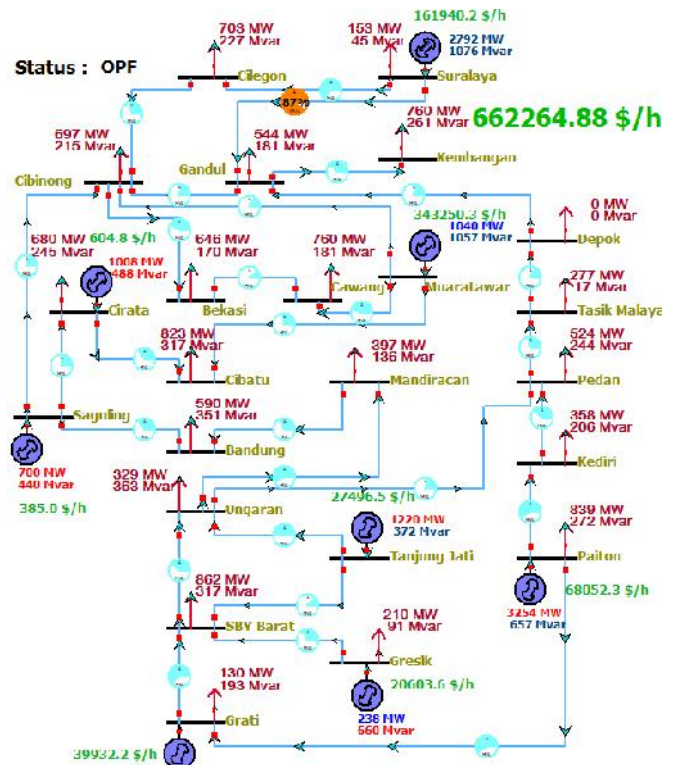
Tabel 2.

Hasil simulasi 1OPF menggunakan PowerWorld

	Pembangkitan		Losses		Cost \$/h
	MW	MVAR	MW	MVAR	
Suralaya	2.792,12	1.075,80			161.940,32
Muaratawar	1.040,00	1.056,86			343.250,26
Cirata	1.008,00	488,00			604,80
Saguling	700,00	40,00			385,00
Tanjungjati	1.220,00	371,93			27.496,48
Gresik	238,00	660,00			20.603,58
Paiton	3.254,00	657,06			68.052,34
Grati	150,00	447,02			39.932,20
Total	10.402,10	5.196,70	120,1	1.164,7	662.264,88



Gambar 3. Simulasi 1 ED

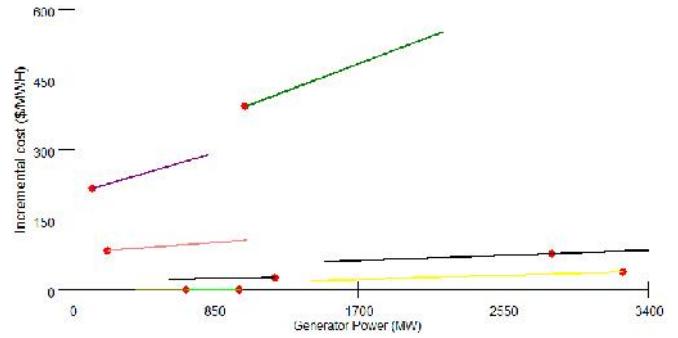


Gambar 4. Simulasi 1 OPF

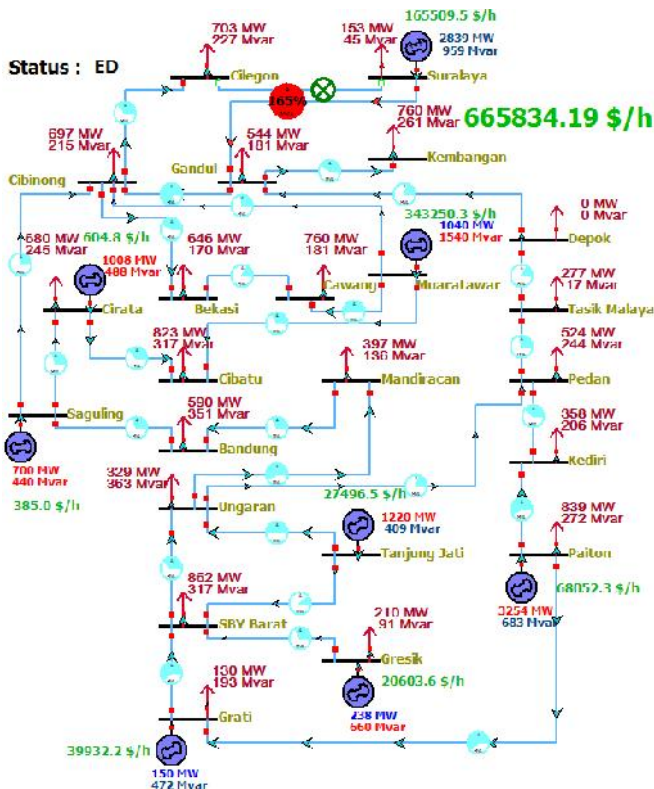
Dari tabel 1 dan 2 dapat dilihat bahwa hasil kedua simulasi baik *Economic Dispatch (ED)* maupun *Optimal Power Flow (OPF)* memiliki hasil yang sama, yaitu biaya sebesar **662.264,94 \$/h** dan *losses* sebesar **120,1 MW**. Hal ini dikarenakan tidak terjadi pelanggaran terhadap batasan saluran yang ada dalam simulasi.

B. Simulasi dengan membuka salah satu saluran

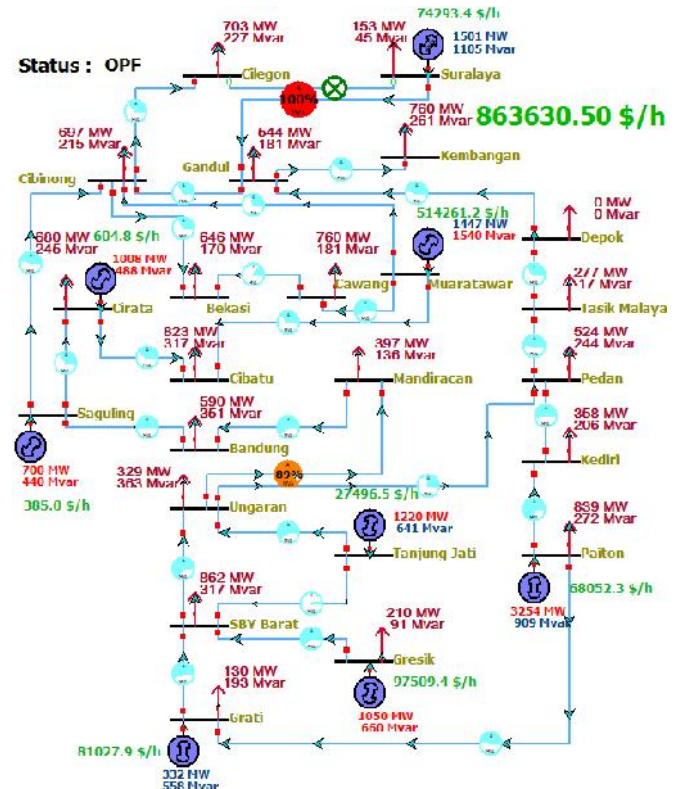
Simulasi ketiga dilakukan pemutusan salah satu *circuit breaker* pada saluran antara bus 1 (Suralaya) dan 2 (Cilegon). Dari simulasi yang telah dilakukan, diperoleh hasil sebagai berikut:



Gambar 7. Kurva *incremental cost ED*



Gambar 5. Simulasi 2 *ED*



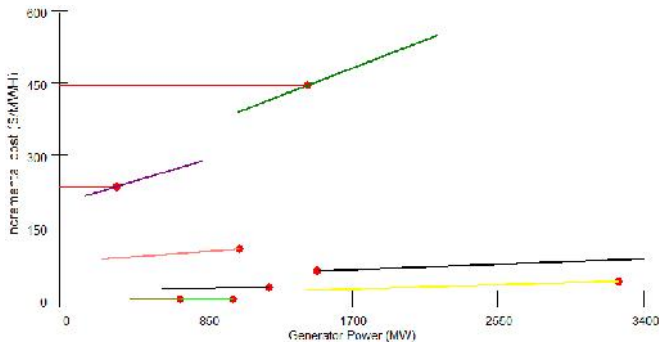
Gambar 6. Simulasi 2 *OPF*

Tabel 3. Hasil simulasi 2 *ED* menggunakan PowerWorld

	Pembangkitan		Losses		Cost \$/h
	MW	MVAR	MW	MVAR	
Suralaya	2.838,63	958,60			165.509,54
Muaratawar	1.040,00	1.540,00			343.250,26
Cirata	1.008,00	488,00			604,80
Saguling	700,00	440,00			385,00
Tanjungjati	1.220,00	409,12			27.496,48
Gresik	238,00	660,00			20.603,58
Paiton	3.254,00	682,95			68.052,34
Grati	150,00	471,74			39.932,20
Total	10.448,63	5.650,41	166,6	1.618,4	665.834,19

Tabel 4. Hasil Simulasi 2 *OPF* menggunakan PowerWorld

	Pembangkitan		Losses		Cost \$/h
	MW	MVAR	MW	MVAR	
Suralaya	1.501,44	1.105,09			74.293,42
Muaratawar	1.447,49	1.540,00			514.261,06
Cirata	1008,00	488,00			604,80
Saguling	700,00	440,00			385,00
Tanjungjati	1.220,00	641,32			27.496,48
Gresik	1.050,00	660,00			97.509,40
Paiton	3.254,00	909,49			68.052,34
Grati	331,63	557,64			81.020,00
Total	10.512,60	6.341,50	230,6	2.309,5	863.630,50



Gambar 8. Kurva incremental cost OPF

- [8] Widodo, Hendro Agus, "Optimal Power Flow Berbasis Improved Particle Swarm Optimization (Ips) Dengan Mempertimbangkan Clustering Beban", *Tesis*, Jurusan Teknik Elektro FTI-ITSSurabaya, (2011).

Tabel 3 dan 4 menunjukkan hasil simulasi Jaringan 500 kV dengan membuka salah satu saluran, yaitu saluran antara bus 1 (Suralaya) dan 2 (Cilegon), perhitungan ED dibandingkan dengan OPF. Hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa perhitungan total biaya dengan menggunakan ED menunjukkan hasil biaya yang lebih murah yaitu sebesar **665.834,06 \$/h** sedangkan pada OPF sebesar **863.630,50 \$/h**.

V. KESIMPULAN

Pada keadaan normal, *Economic Dispatch* dan *Optimal Power Flow* menggunakan *software* PowerWorld menghasilkan nilai biaya yang sama. Keadaan normal diartikan tidak terdapat pelanggaran terhadap batas kemampuan saluran transmisi. Namun, pada saat terjadi pelanggaran batas saluran transmisi, hasil pada *Economic Dispatch* lebih murah dari hasil *Optimal Power Flow*. Hal ini karena pada *Economic Dispatch*, batasan saluran transmisi tidak diperhatikan sehingga pembangkit yang termurah bisa dioptimalkan dan daya yang melewati saluran dapat lebih besar dari batas kemampuannya. Dalam praktiknya, hal ini akan mengakibatkan kemungkinan kerusakan pada saluran transmisi sehingga akan menambah biaya operasi dan pemeliharaan. Sedangkan hasil *Optimal Power Flow* lebih mahal karena memperhatikan batas kemampuan saluran sehingga pembangkit yang termurah belum tentu dapat dioptimalkan. Meskipun dengan biaya yang lebih mahal, keamanan saluran transmisi akan terjamin.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Glover, J. D., Sarma M. dan Overbye, Thomas J., "Power System Analysis & Design, 5nd Edition", Global Engineering, United States, (2008).
- [2] Ebook, "PowerWorld Simulator User's Guide Version 12"
- [3] Hemamalini, S. dan Simon, Sishaj P., "Economic Load Dispatch With Valve-Point Effect Using Artificial Bee Colony Algorithm", **National Systems Conference**, Vol. XXXII, Desember, (2008).
- [4] Allen, J.W. dan Bruce, F.W., "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sons Inc., Canada, (1996).
- [5] Kaur, H., Brar, Y.S., Singh, Jaswinder Randhawa, "Optimal Power Flow Using Power World Simulator", **IEEE Electrical Power & Energy Conference**, Vol. 978-1-4244-8188-0/10, India, (2010).
- [6] Verma, K. S., dan Gupta, H. O. "Impact on Real and Reactive Power Pricing in Open Power Market Using Unified Power Flow Controller" **IEEE Transactions On Power Systems**, Vol. 21, No. 1, (2006).
- [7] Kuo, Cheng-Chien, "A Novel Coding Scheme for Practical Economic Dispatch by Modified Particle Swarm Approach", **IEEE Transactions On Power Systems**, Vol. 23, No. 4, November, (2008).