

OPTIMISASI ECONOMIC DISPATCH DENGAN TRANSMISSION LOSS MENGGUNAKAN METODE *EXTENDED LAGRANGE MULTIPLIER* DAN *GAUSSIAN PARTICLE SWARM OPTIMIZATION* (GPSO)

Siti Komsiyah

Mathematics & Statistics Department, School of Computer Science, Binus University
Jl. K. H. Syahdan No. 9, Palmerah, Jakarta Barat 11480
siti_komsiyah@ymail.om

ABSTRACT

In the operating process of electrical energy, economic planning is the main goal to be achieved. The goal of economic dispatch problem is determining the combination of optimal power distribution to a number of operating generator units so that the electricity demand in a certain area is fulfilled without ignoring the constraints that exist, so it is obtained a minimum total generation cost. Optimization method that is used is the Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO), while for the validation of the results, the obtained solution with the GPSO will be compared with the solution obtained by mathematical methods Extended Lagrange Multiplier (ELM) or the Lagrange multiplier method which its functions are expanded. The solution that is calculated is generation output in Megawatt of 23 thermal generating units system in Mahakam, East Kalimantan, which had a total cost of optimal generating (minimum).

Keyword: economic dispatch, optimization, GPSO, Extended Lagrange Multiplier

ABSTRAK

Pada proses pengoperasian energi listrik, perencanaan yang ekonomis merupakan tujuan utama yang harus dicapai. Sasaran masalah economic dispatch adalah penentuan kombinasi distribusi daya listrik yang optimal ke sejumlah unit generator yang beroperasi sehingga kebutuhan beban permintaan energi listrik untuk suatu wilayah terpenuhi tanpa mengabaikan kendala-kendala yang ada sedemikian sehingga diperoleh total biaya pembangkitan minimum. Metode optimasi yang digunakan adalah Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO), sedangkan untuk validasi hasil, solusi yang diperoleh dengan GPSO akan di bandingkan dengan solusi yang diperoleh dengan metode matematika Extended Lagrange Multiplier (ELM) atau metode Lagrange Multiplier yang diperluas fungsi nya. Solusi yang dihitung adalah output pembangkitan dalam Megawatt dari 23 unit pembangkit sistem termal Mahakam Kalimantan Timur dimana mempunyai total biaya pembangkitan optimal (minimum).

Kata kunci: economic dispatch, optimasi, GPSO, Extended Lagrange Multiplier

PENDAHULUAN

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik selalu dilakukan pembagian pembebanan pada unit pembangkit yang akan mensuplai beban, hal ini sangat berkaitan dengan proses meminimumkan biaya produksi daya listrik yang disebut dengan *economic dispatch*. *Economic dispatch* digunakan untuk membagi daya yang harus dibangkitkan oleh masing-masing generator dari sejumlah generator yang ada untuk memenuhi kebutuhan beban sistem yang bertujuan untuk meminimumkan total biaya bahan bakar (*fuel cost*) (Marsudi, 2006). Komsiyah (2009) telah melakukan penelitian tentang aplikasi metode Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO) dan Lagrange Multiplier pada masalah *economic dispatch*. Penelitian ini membahas tentang optimisasi distribusi daya listrik pada sejumlah generator yang bertujuan meminimumkan total biaya pembangkitan. Pada penelitian ini rugi-rugi daya yang hilang pada proses transmisi tidak diperhitungkan. Sementara itu, penelitian tentang perhitungan masalah *economic dispatch* telah banyak digunakan pendekatan konvensional seperti metode Gradient, metode Iterasi Lambda, metode Newton, algoritma Linear Programming, algoritma Dynamic Programming dan lain sebagainya (Wood, 1996).

Metode konvensional dapat menemukan *good solution* dalam waktu yang cepat tetapi dengan pemilihan inisialisasi nilai awal (λ) yang tidak mudah dan kurang efisien serta metode tersebut hanya dapat diaplikasikan pada masalah sederhana dalam skala kecil. Metode optimasi heuristik pun telah banyak diaplikasikan untuk menyelesaikan permasalahan *economic dispatch* antara lain Algoritma Genetika (GA) (Laoufi, 2006), Tabu Search (TS) (Ongsakul, 2004), Evolutionary Programming (EP) (Aziz, 2006), Ant Colony Optimization (ACO) (Slimani et al, 2007), dan Multiple Objective Particle Swarm Optimization (MPSO) (Zhao, B dan Cao, Y.J., 2005), (Panigrahi, 2008), dan Hopfield Network (HN) (Dieu, 2007). Metode tersebut dapat digunakan untuk permasalahan yang kompleks, akan tetapi masih dihasilkan laju konvergen yang lambat untuk mendekati solusi optimal. Selain itu juga belum memperhitungkan rugi-rugi daya dalam proses transmisi daya listrik dari generator ke pengguna. Oleh karena itu masih diperlukan *improvement* untuk mendapatkan solusi yang lebih baik.

Dari hasil penelitian (Komsiyah, 2009) telah melakukan penelitian optimisasi masalah *economic dispatch* tanpa memperhitungkan rugi-rugi daya yang hilang (*transmission loss*) sehingga hasil optimal yang diperoleh belum sesuai kondisi *real* sistem yang terjadi di lingkungan. Pada kenyataan di lapangan, secara umum daya-daya listrik pada proses distribusi listrik dari penyalur sampai dengan pengguna akan ada transmisi daya yang hilang. Oleh karena itu pada penelitian ini akan diperhitungkan adanya kerugian dari daya-daya yang hilang (*transmission loss*). Dari sini diharapkan hasil optimal yang diperoleh akan lebih sesuai dengan kondisi *real* di lapangan. Untuk memperoleh total biaya bahan bakar yang minimum, pada masalah distribusi daya listrik ekonomis yang mempunyai fungsi biaya nonlinear dengan persamaan dan pertidaksamaan kendala dalam penelitian ini akan digunakan metode Gaussian Particle Swarm Optimization (GPSO). Kemudian untuk validasi hasil, akan dibandingkan solusi yang diperoleh dengan metode Extended Lagrange Multiplier. Selanjutnya akan dilakukan analisis hasil solusi masing-masing dari metode tersebut.

METODE PENELITIAN

Adapun langkah-langkah dalam penelitian ini adalah: (1) Penelitian Pendahuluan; penelitian pendahuluan dilakukan untuk mengetahui masalah *economic dispatch* yang bertujuan melakukan penjadwalan yang ekonomis terhadap pembagian daya listrik ke sejumlah generator pembangkit sehingga total biaya pembangkitan minimum. Dalam penelitian pendahuluan ini tidak memperhitungkan rugi-rugi daya yang hilang (*transmission loss*). (2) Identifikasi Masalah; setelah dilakukan penelitian pendahuluan kemudian akan dilakukan identifikasi masalah lebih dalam sehingga akan diperoleh gambaran keseluruhan tentang masalah yang terjadi, sehingga hasil dari penelitian ini

dapat diimplementasikan sesuai dengan kondisi *real* sistem. Dalam hal ini perlu dicari suatu solusi yang optimal untuk meminimasi total biaya pembangkitan dengan memperhitungkan adanya rugi-rugi daya yang hilang (*transmission loss*). Dengan adanya identifikasi masalah yang jelas dan tepat diharapkan hasil penelitian yang ada dapat memecahkan masalah yang ada sekarang ini. (3) Studi Pustaka; setelah selesai identifikasi dan mengetahui masalah yang dihadapi saat ini secara jelas, maka akan dilakukan studi pustaka untuk mengetahui langkah langkah yang tepat, metode yang baik, dan mencegah adanya faktor/variabel penting yang terabaikan. Studi pustaka dilakukan dengan cara membaca buku-buku, referensi, jurnal-jurnal ilmiah dan berbagai buku pendukung lainnya. (4) Pengumpulan Data; pada tahap ini akan dilakukan pengumpulan data untuk memperoleh informasi yang diperlukan untuk penelitian. Adapun data-data yang akan digunakan adalah data kapasitas pembangkit termal, data *input output* pembangkit termal, data pembebanan maksimum dan minimum pembangkit, dan harga bahan bakar yang digunakan pada pembangkit termal. (5) *Software* yang Digunakan; pada penelitian ini, *software* yang digunakan untuk melakukan simulasi adalah MATLAB 7. Simulasi diimplementasikan pada *Notebook* dengan spesifikasi *Processor* Intel Dual-Core 2.0 GHz, memori utama sebesar 512 MB dan menggunakan sistem Operasi Windows XP. (6) Simulasi Program; pada tahap ini akan dirancang simulasi program komputer dengan metode yang digunakan yaitu Gaussian Particle Swarm Optimization dan Extended Lagrange Multiplier. (7) Implementasi Data dan Analisis; pada tahap ini hasil simulasi program komputer yang sudah dibuat akan diimplementasikan ke data dan akan dilakukan analisis terhadap hasil yang diperoleh.

Model Matematika Masalah Economic Dispatch dengan *Transmission Loss*

Secara matematik masalah optimisasi yang memuat persamaan dan pertidaksamaan kendala diformulasikan pada persamaan (1) sampai dengan (3) sebagai berikut :

Meminimumkan fungsi biaya:

$$F(x_1, x_2 \dots x_n) \quad (1)$$

Persamaan kendala:

$$g_i(x_1, x_2, \dots x_n) = 0 \quad i=1, 2, \dots, m \quad (2)$$

Pertidaksamaan kendala:

$$h_j(x_1, x_2, \dots x_n) \leq 0 \quad j=1, 2, \dots, p \quad (3)$$

Sistem transmisi daya aktif dengan *transmission loss* dimana terjadi sekitar 20% sampai 30% pada total beban permintaan. Secara praktek, persamaan aliran energi listrik digunakan untuk memperoleh persamaan transmisi daya-daya aktif yang hilang dalam sistem. Pengaruh *transmission loss* diekspresikan dalam persamaan (4) dan (5) dengan total *transmission loss* sebagai fungsi kuadratik dari output daya generator sebagai berikut (Daniel, 2004):

Bentuk sederhana

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N p_i B_{ij} p_j \quad (4)$$

Formula Kron's loss:

$$P_L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N p_i B_{ij} p_j + \sum_{j=1}^N B_{0j} p_j + B_{00} \quad (5)$$

B_{ij}, B_0, B_{00} , disebut *loss coefficient atau B-coefficients*, yang mana diasumsikan konstan untuk suatu interval dasar beban, dan keakuratan diterima bila kondisi aktual pengoperasian menggambarkan kondisi dasar yang digunakan untuk menghitung *transmission loss* tersebut. Kendala-kendala pada masalah *economic dispatch* adalah total daya pembangkitan sama dengan total permintaan beban ditambah dengan *transmission loss* dan masing-masing *output* pembangkitan dengan batas atas dan bawah *output* pembangkitan memenuhi pertidaksamaan kendala. Secara matematika dituliskan dalam persamaan (6) sampai dengan (8).

$$F: C_{total} = \sum_{i=1}^N C_i = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i p_i + c_i p_i^2) \quad (6)$$

$$g: \sum_{i=1}^N p_i = P_D + P_L \quad (7)$$

$$h: p_{i(\min)} \leq p_i \leq p_{i(\max)} \quad i = 1, \dots, N \quad (8)$$

Dimana

C_{total} adalah total biaya pembangkitan (Rp/jam)

C_i adalah biaya pembangkitan unit pembangkit i

P_i adalah variabel keputusan, output daya unit pembangkit i (MW)

P_D adalah total beban permintaan daya listrik (MW)

P_L adalah total *transmission power loss* (MW)

N adalah jumlah unit pembangkit yang beroperasi

a_i, b_i, c_i adalah koefisien biaya bahan bakar

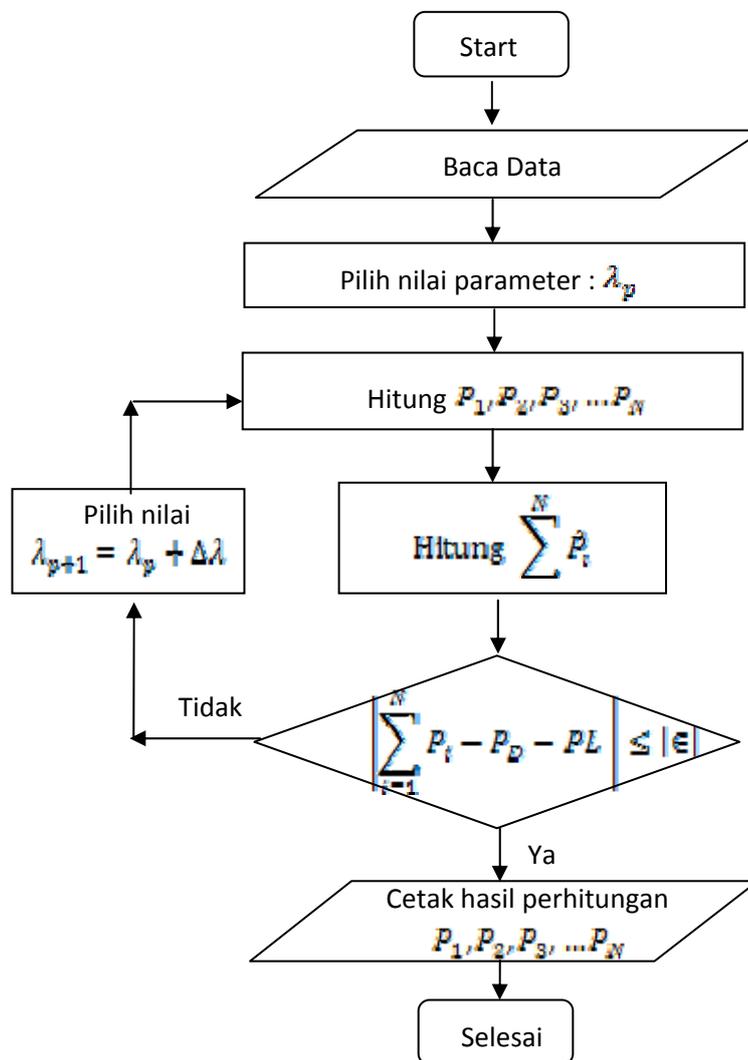
$P_{i(\min)}$ adalah batas minimal output daya yang dibolehkan (MW)

$P_{i(\max)}$ adalah batas maksimal output daya yang dibolehkan (MW)

Implementasi Lagrange Multiplier untuk penyelesaian masalah *economic dispatch*

Metoda Lagrange Multiplier merupakan metoda konvensional dengan menentukan persamaan *Lagrange* antara fungsi obyektif dan konstrain. Dimana proses iterasinya disebut juga dengan iterasi lambda. (Marsudi, 2006). Adapun Langkah-langkah Tahapan metoda Lagrange Multiplier adalah: (1) Baca Data; data-data yang harus diperhatikan adalah besarnya beban yang diminta, persamaan *incremental cost*, batas daya minimum dan batas daya maksimum yang akan dibangkitkan. (2) Inisialisasi Nilai Parameter; nilai awal parameter λ dipilih dan ditentukan berdasarkan pengalaman perhitungan (*trial and error*). (3) Menghitung masing-masing nilai dari $P_1, P_2, P_3, \dots, P_N /$, menghitung total daya yang dibangkitkan ($\sum_{i=1}^N P_i$) (4) Mengevaluasi besarnya nilai persamaan kendala yaitu error selisih antara total daya yang dibangkitkan dan beban, jika besarnya error memenuhi toleransi yang ditentukan (0.0001) maka menuju langkah 6. Jika belum memenuhi toleransi kembali ke langkah 3. (5) Solusi $P_1, P_2, P_3, \dots, P_N$ telah didapatkan. (6) Proses selesai.

Flowchart dari algoritma metode Lagrange Multiplier dapat dilihat pada Gambar 1 berikut :



Gambar 1 Flowchart metode Lagrange Multiplier

Implementasi GPSO untuk penyelesaian masalah *economic dispatch*

Initialisasi Posisi dan Velocity pada Individu

Dalam proses inialisasi akan diperoleh suatu himpunan individu (kelompok) secara acak, dan struktur individu pada persoalan *economic dispatch* terdiri atas himpunan elemen-elemen yaitu *output* pembangkitan (*generation*). Oleh karena itu persamaan (9) posisi individu (*output generator*) i pada iterasi 0 yaitu :

$$X_i^0 = (P_{i1}^0, \dots, P_{in}^0) \quad (9)$$

Dimana n adalah jumlah generator dalam perhitungan *economic dispatch*.

Sedangkan (10) kecepatan individu (perubahan output generator) i pada iterasi 0 yaitu $V_i^0 = (V_{i1}^0, \dots, V_{in}^0)$ (10)

Dimana dalam permasalahan *economic dispatch* n adalah jumlah generator, sedangkan kecepatan individu i merupakan *update* besarnya pembangkitan pada semua generator.

Untuk menciptakan suatu kelompok individu yang memenuhi persamaan dan pertidaksamaan kendala, maka posisi dan kecepatan elemen suatu individu harus mempunyai satuan yang sama yaitu MegaWatt (MW). Setelah mendapatkan posisi (*output generator*) awal dari setiap individu, maka kecepatan dari setiap individu juga dapat diperoleh secara random. Persamaan (11) berikut digunakan untuk strategi memperoleh kecepatan (perubahan *output generator*) awal:

$$-k((P_{ij \max} - P_{ij \min})) \leq V_{ij}^0 \leq k((P_{ij \max} - P_{ij \min})) \quad (11)$$

dengan k adalah faktor transisi (pada umumnya bernilai antara [0.01,0.1]). Kecepatan elemen ke j dari individu i dibangkitkan secara random dalam batasannya. $Pbest_i$ awal suatu individu i di set sebagai posisi (*output generator*) awal suatu individu i dan $Gbest$ awal ditentukan sebagai posisi dari suatu individu (*output generator*) dengan harga dari fungsi obyektif adalah minimum

Update Velocity

Untuk memodifikasi posisi dari setiap individu sehingga posisi individu mengalami perpindahan dari posisinya semula maka perlu dihitung kecepatannya pada stage berikutnya dengan menggunakan persamaan (12). Di dalam proses update kecepatan ini, nilai-nilai parameter seperti $w, c_1,$ dan c_2 harus ditentukan terlebih dahulu untuk menemukan kemampuan pencarian global.

$$V_i^{k+1} = wV_i^k + c_1randg_1.(Pbest_i^k - X_i^k) + c_2randG_2.(Gbest^k - X_i^k) \quad (12)$$

dengan :

V_i^k = kecepatan individu (perubahan output generator) i pada iterasi k

w = parameter bobot inertia

c_1, c_2 = koefisien akselerasi

$randg_1, randG_2$ = bilangan random dengan distribusi Gaussian dalam [-1,1]

X_i^k = posisi individu (output generator) i pada iterasi k

$Pbest_i^k$ = posisi terbaik individu (personal best dari output generator) i sampai iterasi k

$Gbest^k$ = posisi terbaik kelompok (global best dari output generator) sampai iterasi k

Secara umum parameter bobot diperoleh dengan menggunakan persamaan (13) berikut ini

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{Iter_{max}} x \quad (13)$$

dengan :

w_{min}, w_{max} = bobot awal dan bobot akhir

l_{ter} = jumlah iterasi sekarang

$l_{ter_{max}}$ = jumlah iterasi maksimum

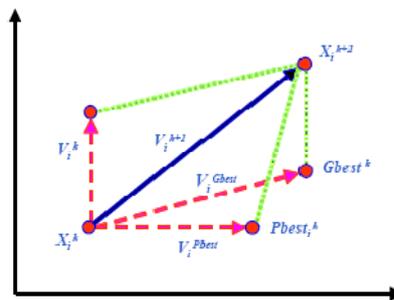
Setiap individu (*output generator*) berpindah/berubah dari posisi awal ke posisi berikutnya dengan memodifikasi posisi individu menggunakan *update velocity* pada persamaan (13). (Park,2006).

Modifikasi Posisi Individu

Posisi pada setiap individu dapat dimodifikasi dengan menggunakan persamaan di bawah ini sehingga diperoleh individu baru yang dinyatakan dengan menggunakan persamaan (14) berikut:

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (14)$$

Mekanisme penelusuran PSO dengan modifikasi kecepatan dan posisi individu berdasarkan pada persamaan (12) dan (14) dapat dijelaskan pada Gambar 2 berikut (Park , 2006) :



Gambar 2 Mekanisme Penelusuran posisi PSO

Posisi individu yang telah dimodifikasi pada persamaan (14) tidak selamanya memenuhi pertidaksamaan kendalanya. Jika beberapa elemen dari suatu individu tidak memenuhi pertidaksamaan kendalanya akibat over/under kecepatan maka posisi individu adalah tetap berada pada titik operasi maksimum atau minimumnya, maka dapat dirumuskan (15) sebagai berikut :

$$P_{ij}^k = \begin{cases} P_{ij} & \text{jika } P_{ij}^{min} \leq P_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} \\ P_{ij}^{min} & \text{jika } P_{ij}^k < P_{ij}^{min} \\ P_{ij}^{max} & \text{jika } P_{ij}^k > P_{ij}^{max} \end{cases} \quad (15)$$

Update Pbest dan Gbest

Pbest dari setiap individu pada iterasi $k + 1$ di update dengan menggunakan persamaan (16):

$$Pbest_i^{k+1} = \begin{cases} X_i^{k+1}, & \text{jika } TC_i^{k+1} < TC_i \\ Pbest_i^k & \text{yang lain} \end{cases} \quad (16)$$

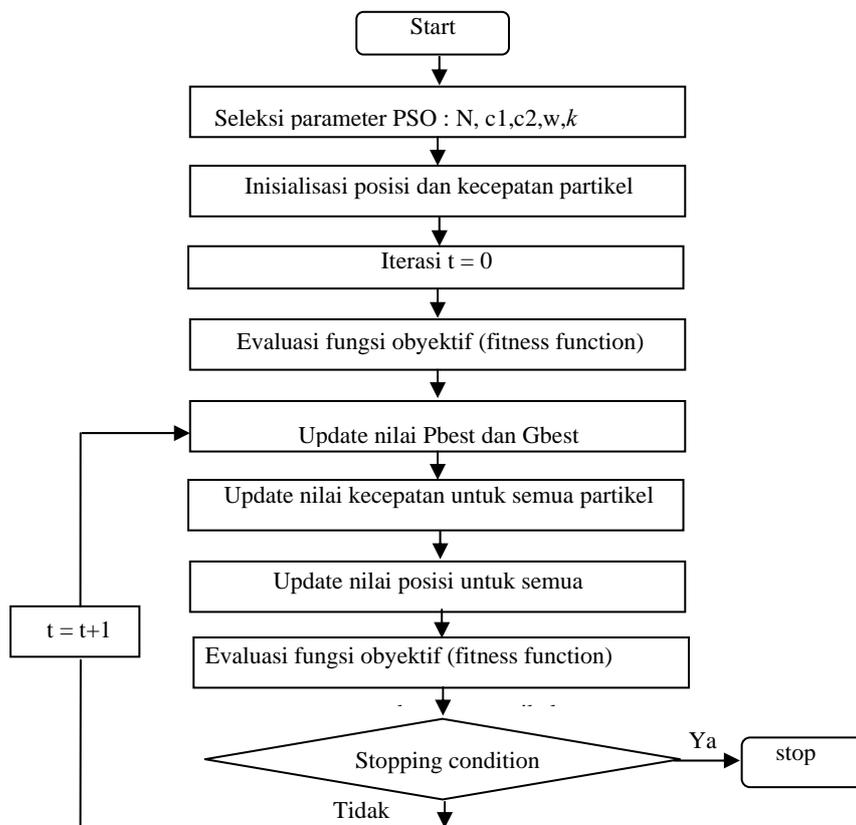
Dimana TC_i adalah fungsi obyektif yang dievaluasi pada tiap posisi individu (*output generator*) i . Sedangkan $Gbest$ pada iterasi $k + 1$ diset sebagai posisi (*output generator*) terbaik dari nilai $Pbest_i^k$ yang dievaluasi dengan fungsi obyektif minimum. (Park, 2006).

Stop Kriteria

Proses iterasi PSO berhenti jika sudah tidak ada perubahan *output generator* yang signifikan dalam menghasilkan solusi (tercapai nilai *error* yang ditentukan) atau jika jumlah iterasi maksimum yang telah didefinisikan sebelumnya tercapai.

Prosedur implementasi dari GPSO dapat dijelaskan dalam tahap-tahap berikut: *Step 1*, inialisasi- Inialisasi *swarm* (populasi) dari partikel dengan posisi dan kecepatan secara *random* dalam n dimensi ruang masalah menggunakan fungsi probabilitas berdistribusi Gaussian. *Step 2*, evaluasi nilai *fitness* yaitu fungsi obyektif dari tiap-tiap partikel dalam *swarm* (populasi). *Step 3*, perbandingan pertama, bandingkan masing-masing partikel *fitness* dengan partikel *pbest*. Jika nilai sekarang lebih baik dari *pbest*, maka set nilai *pbest* sama dengan nilai sekarang dan lokasi *pbest* sama dengan lokasi sekarang dalam n - dimensi *space*. *Step 4*, perbandingan kedua, bandingkan nilai *fitness* dengan populasi secara keseluruhan sebelum mencapai *best*. Jika nilai sekarang lebih baik dari *gbest*, maka ubah *gbest* ke nilai dan barisan indeks partikel sekarang. *Step 5*, *update*, ubah kecepatan dan posisi partikel. *Step 6*, kriteria pemberhentian, kembali ke *step 2* sampai kriteria berhenti terpenuhi, biasanya syarat cukup nilai *fitness* terbaik atau banyaknya iterasi maksimum.

Flowchart dari algoritma metode GPSO dapat dilihat pada Gambar 3 berikut ini:



Gambar 3 *Flowchart* metode GPSO

HASIL DAN PEMBAHASAN

Data beban sistem Mahakam yang digunakan sebagai bahan perbandingan antara pembangkitan pada PT. PLN (Persero) dengan hasil menggunakan metode Lagrange Multiplier dan GPSO adalah beban sistem saat beban puncak. Data yang diambil adalah data dari laporan harian sistem Mahakam Kalimantan Timur pada tanggal 9 Desember 2007. Pada tanggal tersebut beban puncak terjadi pada pukul 20.00 Wita sebesar 125,1 MW (Bahtiar, 2008).

Perbandingan hasil perhitungan program economic dispatch dengan *transmission loss* menggunakan metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO dapat dilihat pada tabel 1.

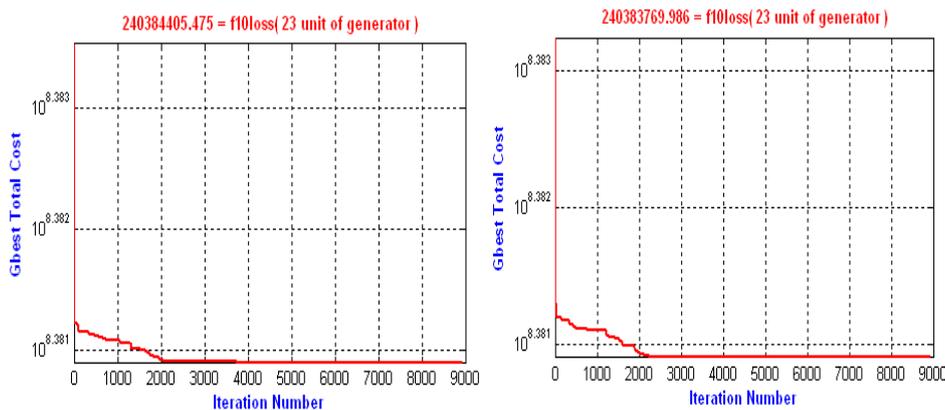
Tabel 1 Perbandingan hasil metode *Lagrange Multiplier* dan GPSO

Nama Pembangkit	Metode Lagrange Multiplier		Metode GPSO	
	Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)	Daya (MW)	Biaya Operasi/ Pembangkitan (Rupiah / jam)
1 PLTD Gunung Malang Unit 1	3,2	4.923.344,9462	3.199975	4.923.344,72
2 PLTD Gunung Malang Unit 2	3,2	5.256.314,7594	3.19995	5.256.314,149
3 PLTD Gunung Malang Unit 3	3,3	4.796.825,7511	3.299975	4.796.825,7444
4 PLTD Gunung Malang Unit 4	3,3	5.427.179,9859	3.299975	5.427.179,5369
5 PLTD Gunung Malang Unit 5	3,2	4.092.877,6837	3.19995	4.092.877,459
6 PLTD Gunung Malang Unit 6	3,2	4.812.932,8951	3.19995	4.812.932,623
7 PLTD Batakan Unit 1	3,8	5.99.195,8741	3.799975	5.99.195,8095
8 PLTD Batakan Unit 2	3,6	7.066.171,6438	3.59995	7.066.170,1394
9 PLTD Keledang Unit 1	4	6.275.610,4072	3.99995	6.275.610,3678
10 PLTD Keledang Unit 2	3,2	5.449.440,291	3.19995	5.449.439,265
11 PLTD Keledang Unit 3	3	6.229.784,3125	2.5131	6.213.252,3322
12 PLTD Keledang Unit 4	3,2	4190158.8324	3.19995	4.190.158,4307
13 PLTD Keledang Unit 5	3	118944129.0713	3	118.944.129,0713
14 PLTGU Tanjung Batu Unit 1	21	4.409.445,7209	20.999975	4.409.445,387
15 PLTGU Tanjung Batu Unit 2	20	3.971.905,16	19.99995	3.971.904,4927
16 PLTGU Tanjung Batu Unit 3	16.	3.190.974,8884	15.99995	3.190.974,1998
17 PLTD Karang Asam Unit 1	3,3	5.032.693,3247	3.29995	5.032.693,3184
18 PLTD Karang Asam Unit 2	3,4	5.064.008,9366	3.399975	5.064.008,8712
19 PLTD Karang Asam Unit 3	3,3	5.082.506,1145	3.299975	5.082.506,0668
20 PLTD Karang Asam Unit 4	3,3	5.102.026,3336	3.2999725	5.102.026,2207
21 PLTD Karang Asam Unit 5	3,3	4.996.901,3942	3.2999725	4.996.901,19
22 PLTD Karang Asam Unit 6	4,3	118.944.129,0713	3	12.018.517,525
23 PLTD Karang Asam Unit 7	6	8.138.596,2599	5.99995	8.138.595,8711
Total	127.2	240.459.344,0643	125.3123	240.384.002,7848

Parameter-parameter yang digunakan untuk mengimplementasikan algoritma GPSO untuk menyelesaikan *economic dispatch* dengan *transmission loss* pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur adalah sebagai berikut: ukuran populasi = 200 dan 300, bobot inerti maksimum (w_{min}) = 0.4, koefisien akselerasi individu ($c1$) = 2, bobot inerti maksimum (w_{maks}) =

0.9, koefisien akselerasi kelompok (c_2) = 2, iterasi maksimal = 10.000. Sedangkan untuk Lagrange Multiplier parameter awal yang di-*input*-kan adalah: Nilai Lambda awal: 15, Toleransi error = 0.0001, Delta lambda = 0.01, Iterasi = 17

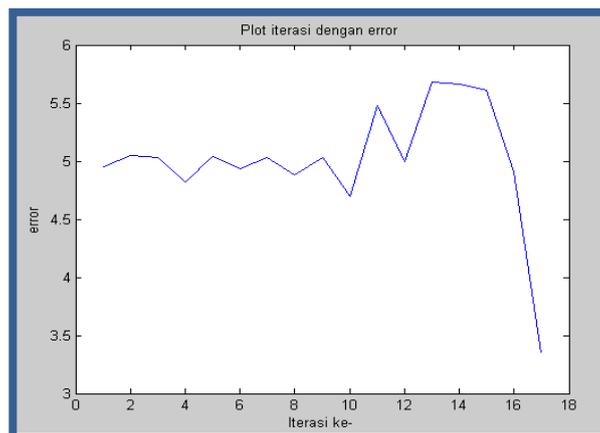
Untuk konvergensi total biaya pembangkitan (Gbest total cost) yang diperoleh dari hasil beberapa running program GPSO dari 23 unit pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur dapat dilihat pada gambar 4 berikut:



Gambar 4 Konvergensi total biaya pembangkitan metode GPSO

Dari Gambar 4 terlihat bahwa nilai fungsi objektif (total biaya pembangkitan) menurun seiring bertambahnya proses eksekusi (jumlah iterasi). Konvergensi tercapai saat iterasi sekitar 1000, sedangkan proses komputasi dilakukan sampai 10000 iterasi.

Sedangkan untuk konvergensi *error* terhadap jumlah iterasi yang diperoleh dari hasil *running program* Lagrange Multiplier dari 23 unit pembangkit termal sistem Mahakam wilayah Kalimantan Timur dapat dilihat pada gambar 5 berikut:



Gambar 5 Konvergensi *error* terhadap jumlah iterasi metode Lagrange Multiplier

Pada gambar 5 terlihat bahwa besarnya *error* mengalami fluktuasi, konvergensi pertama tercapai pada iterasi awal sampai iterasi ke 10 dan setelahnya mengalami fluktuatif kenaikan nilai, sampai tercapai konvergensi lagi pada iterasi ke 17.

SIMPULAN

Dengan mengimplementasikan metode Lagrange Multiplier dan GPSO untuk menghitung *economic dispatch* dengan *transmission loss* pada studi kasus data pembangkit termal wilayah Kalimantan Timur sistem Mahakam (Bahtiar, 2008) dapat ditarik kesimpulan dari hasil simulasi sebagai berikut: (1) Hasil simulasi yang dilakukan pada pembangkit termal Sistem Mahakam Kalimantan Timur dengan menggunakan GPSO memberikan performansi solusi yang lebih baik dibandingkan dengan metode Lagrange Multiplier dengan kombinasi daya yang dibangkitkan dapat memenuhi persamaan kendala dan pertidaksamaan kendala yang telah ditentukan. (2) Pada sistem tenaga listrik pembangkit termal wilayah Kalimantan Timur sektor Mahakam, total biaya bahan bakar yang diperoleh dengan metode GPSO adalah sebesar Rp**240.384.002,7848** per jam sedangkan dengan metode Lagrange Multiplier sebesar Rp**240.459.344,0643** per jam. Tingkat optimum penghematan biaya pembangkitan dari metode GPSO dibandingkan Lagrange Multiplier adalah Rp 75.341 per jam. (efisiensi biaya bahan bakar sebesar 0,031% per jam). (2) Hasil simulasi menunjukkan bahwa dengan metode GPSO maupun Lagrange Multiplier diperoleh hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan real sistem di lapangan (PT PLN Persero).

DAFTAR PUSTAKA

- Aziz, A.M.A., Musirin, J.I., Rahman, T.K.A. (2006). Solving Economic Dispatch using Evolutionary Programming. *First International Power and Energy Conference PECon, Putra Jaya, Malaysia*, 144-149.
- Bahtiar. (2008). *Optimisasi Operasi Pembangkit Sistem Mahakam PT PLN (persero) wilayah Kalimantan Timur menggunakan Breeder Genetic Algorithm (BGA)*. Tesis, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, Surabaya.
- Dieu, V.N., Ongsakul, W. (2007) Augmented Lagrange Hopfield Network for Large Scale Economic Dispatch. *International Symposium on Electrical and Electronics Engineering*, HCM City, Vietnam, 2: 19-26.
- Kirschen, D. S. (2004). *Fundamentals of Power System Economic*. Hardback.
- Komsiyah, S. (2009). *Aplikasi Metode Gaussian Particle Swarm Optimization dan Lagrange Multiplier Pada Masalah Economic Dispatch*. Thesis Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.
- Laoufi, A., Hazzab, A., Rahli, M. (2006). Economic Power Dispatch Using Fuzzy-Genetic Algorithm, *International Journal of Applied Engineering Research*, 1(3): 409-426.
- Marsudi, D. (2006). *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, edisi pertama, Yogyakarta: Penerbit Graha Ilmu.
- Ongsakul, W., Dechanupaprittha, S., Ngamroo, I. (2004). Parallel tabu search algorithm for constrained economic dispatch. *IEE Proceeding of Generation, Transmission and Distribution*, 151:157-166.
- Panigrahi, B.K., Pandi, V.R., Das, S. (2008). Adaptive Particle Swarm Optimization approach for static and dynamic economic load dispatch. *Journal of Energy Conversion and Management*, 49: 1407-1415.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Data persamaan biaya bahan bakar pembangkit sistem Mahakam

No	Nama Pembangkit	Persamaan biaya bahan bakar
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	$F_1 = 90,1715 P_1^2 + 8467,45P_1 + 4895325,75$
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	$F_2 = 92,414 P_2^2 + 11615,575P_2 + 5218198,6$
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	$F_3 = 16,51745 P_3^2 + 161,667P_3 + 4796112,375$
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	$F_4 = 149,29875 P_4^2 + 16974,575P_4 + 5369538,025$
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	$F_5 = 179,078 P_5^2 + 3473P_5 + 4079930,325$
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	$F_6 = 165,54825 P_6^2 + 4382,0175P_6 + 4797215,225$
7	PLTD Batakan Unit 1	$F_7 = 69,69 P_7^2 + 2054,0725P_7 + 5919384,075$
8	PLTD Batakan Unit 2	$F_8 = 241,454P_8^2 + 28350,375P_8 + 6960981,05$
9	PLTD Keledang Unit 1	$F_9 = 23,857325 P_9^2 + 596,16P_9 + 6272844,05$
10	PLTD Keledang Unit 2	$F_{10} = 220,525 P_{10}^2 + 19107,825P_{10} + 5386037,075$
11	PLTD Keledang Unit 3	$F_{11} = 236,6125 P_{11}^2 + 32649,075P_{11} + 6129707,575$
12	PLTD Keledang Unit 4	$F_{12} = 759,1725 P_{12}^2 + 3174,5175P_{12} + 4172226,45$
13	PLTD Keledang Unit 5	$F_{13} = 157,29125 P_{13}^2 + 44867,25P_{13} + 118808111,7$
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	$F_{14} = 12,20685 P_{14}^2 + 12839,675P_{14} + 4134429,325$
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	$F_{15} = 13,784025 P_{15}^2 + 12795,05P_{15} + 3710490,55$
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	$F_{16} = 18,11265 P_{16}^2 + 13192,425P_{16} + 2975259,25$
17	PLTD Karang Asam Unit 1	$F_{17} = 6,4354 P_{17}^2 + 83,67975P_{17} + 5032347,1$
18	PLTD Karang Asam Unit 2	$F_{18} = 67,45325 P_{18}^2 + 2155,905P_{18} + 5055899,1$
19	PLTD Karang Asam Unit 3	$F_{19} = 20,053125 P_{19}^2 + 1777,67P_{19} + 5076421,425$
20	PLTD Karang Asam Unit 4	$F_{20} = 89,8265 P_{20}^2 + 3512,56P_{20} + 5089456,675$
21	PLTD Karang Asam Unit 5	$F_{21} = 138,4485P_{21}^2 + 6511,3P_{21} + 4973906,4$
22	PLTD Karang Asam Unit 6	$F_{22} = 139,955 P_{22}^2 + 44210,6P_{22} + 11884626,13$
23	PLTD Karang Asam Unit 7	$F_{23} = 54,744025 P_{23}^2 + 7118,5P_{23} + 8093914,475$

Sumber: Data PT PLN (Persero) P3B wilayah Kalimantan Timur

Lampiran 2. Output pembangkit yang beroperasi, range output beserta biaya operasinya.

No	Nama Pembangkit	Daya Min (MW)	Daya Maks (MW)	Daya terbangkit (MW)	Biaya Operasi (Rupiah/jam)
1	PLTD Gunung Malang Unit 1	2	3,2	3,0	4.921.539,6435
2	PLTD Gunung Malang Unit 2	2	3,2	3,0	5.253.877,051
3	PLTD Gunung Malang Unit 3	2	3,3	3,0	4.796.746,033
4	PLTD Gunung Malang Unit 4	2	3,3	3,0	5.421.805,4388
5	PLTD Gunung Malang Unit 5	2	3,2	3,0	4.091.961,027
6	PLTD Gunung Malang Unit 6	2	3,2	3,0	4.811.851,2117
7	PLTD Batakan Unit 1	2	3,8	3,5	5.927.427,0313
8	PLTD Batakan Unit 2	2	3,6	3,5	7.063.165,174
9	PLTD Keledang Unit 1	2	4	3,5	6.275.222,8622
10	PLTD Keledang Unit 2	2	3,2	3,1	5.447.390,5778
11	PLTD Keledang Unit 3	2	3,6	3,4	6.243.449,6705
12	PLTD Keledang Unit 4	2	3,2	3,0	4.188.582,555
13	PLTD Keledang Unit 5	2	6	5,7	119.068.965,4177
14	PLTGU Tanjung Batu Unit 1	10	21	20,4	4.401.438,6977
15	PLTGU Tanjung Batu Unit 2	10	20	18,4	3.950.586,1895
16	PLTGU Tanjung Batu Unit 3	8	16	15,4	3.182.718,1911
17	PLTD Karang Asam Unit 1	2	3,3	3,2	5.032.680,7737
18	PLTD Karang Asam Unit 2	2	3,4	3,2	5.063.488,7173
19	PLTD Karang Asam Unit 3	2	3,3	3,2	5.082.315,313
20	PLTD Karang Asam Unit 4	2	3,3	3,2	5.101.616,6904
21	PLTD Karang Asam Unit 5	2	3,3	3,2	4.996.160,2726
22	PLTD Karang Asam Unit 6	3	6	5,8	12.145.755,6962
23	PLTD Karang Asam Unit 7	3	6	5,4	8.133.950,7108
Total		70	132,4	125,1	240.602.694,9458

Sumber: Data PT PLN (Persero) P3B wilayah Kalimantan Timur