

METODE KOLONI SEMUT PADA DOMAIN KONTINU UNTUK OPTIMISASI PENJADWALAN EKONOMIS UNIT PEMBANGKIT PLTG DI PLTGU PT INDONESIA POWER TAMBAK LOROK

Ivan Darren Alber^{*)}, Hermawan, and Susatyo Handoko

Departemen Teknik Elektro, Universitas Diponegoro
Jl. Prof. Sudharto, SH, Kampus UNDIP Tembalang, Semarang 50275, Indonesia

^{*)}E-mail: ivandarren82@gmail.com

Abstrak

Biaya penyediaan tenaga listrik terbesar adalah biaya pembangkitan khususnya biaya bahan bakar. Unit-unit pembangkit tenaga listrik memiliki karakteristik yang berbeda-beda dalam hal biaya pembangkitannya. Untuk mendapatkan pengoperasian yang optimal dalam memenuhi kebutuhan beban maka penjadwalan pengoperasian suatu unit pembangkit dan koordinasi antar pembangkitan sangat diperlukan. Algoritma yang diusulkan untuk penjadwalan ekonomis pada PLTG di PLTGU Tambak Lorok adalah Ant Colony for Continuous Domains (ACO_R). Metode ACO_R merupakan metode pencarian yang terinspirasi oleh semut yang mencari sumber makanan. Pada penelitian ini, Metode ACO_R disimulasikan dengan menggunakan Matlab R2013. Untuk melihat performa dari simulasi metode ACO_R maka metode ini dibandingkan dengan metode konvensional Iterasi Lamda (Lagrange Multiplier) sebagai validitas. Dari hasil simulasi optimisasi dengan metode ACO_R menunjukkan performa yang baik. Hasil simulasi identik dengan metode Lagrange Multiplier, sedangkan dalam keadaan operasional dan metode diskret tidak memiliki perbedaan yang signifikan. Pada permintaan beban 350 MW memiliki selisih biaya sebesar 112,609 Dollar/jam, pada permintaan beban 370 MW memiliki selisih biaya 291,287 Dollar/jam dan pada permintaan beban 390 MW memiliki selisih biaya sebesar 290,182 Dollar/jam.

Kata kunci : Penjadwalan ekonomis unit pembangkit, biaya pembangkitan, ACO_R

Abstract

The biggest cost to supply electric power is the generation cost, especially the cost of fuel. Units of power plant have different characteristic in term of generation cost. Operation of scheduling unit generator and coordination among stations is needed to obtain optimal operation. The proposed algorithm for scheduling economical on PLTG in PLTGU Tambak Lorok are using Ant Colony for Continuous Domains (ACO_R). ACO_R method is method inspired by ants looking for food sources. In this research, ACO_R method is simulated using Matlab R2013. To view the performance of simulation, ACO_R method compared to the conventional method Iteration Lamda (Lagrange Multiplier) as validity. The simulation results with ACO_R method show a good performance. The simulation results are identical to the method of Lagrange Multiplier, while in operational condition and discrete method has no significant difference. . The load demand of 350 MW has a cost difference of 112.609 dollars / hour, the load demand of 370 MW have cost difference 291.287 Dollar / h and the load demand 390 MW has cost difference of 290.182 Dollar / hour.

Keywords: Scheduling economical generator, generation cost, ACO_R

1. Pendahuluan

Pembangkitan tenaga listrik merupakan proses konversi energi primer menjadi energi mekanik penggerak generator yang kemudian diubah menjadi energi listrik oleh generator. Dari segi ekonomi, komponen biaya penyediaan tenaga listrik terbesar adalah biaya pembangkitan khususnya biaya bahan bakar, sedangkan pada unit-unit pembangkit tenaga listrik memiliki

karakteristik yang berbeda-beda dalam hal biaya pembangkitannya [1]. Untuk mendapatkan pengoperasian yang optimal dalam memenuhi kebutuhan beban maka penjadwalan pengoperasian suatu generator pada pembangkit dan koordinasi antar pembangkitan sangat diperlukan. Dalam upaya melakukan optimisasi penjadwalan ekonomis yang bertujuan untuk memperoleh biaya operasi yang optimal dan ekonomis harus

memperhatikan batasan-batasan dari kapasitas unit pembangkit itu sendiri.

Untuk mendapatkan biaya operasi yang optimal dan ekonomis, berbagai teknik optimasi telah diterapkan. Salah satu teknik solusi untuk menyelesaikan permasalahan optimisasi ini yaitu dengan menggunakan teknik *Ant Colony Optimization* (ACO). ACO merupakan salah satu dari banyak metode optimisasi yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan *Economic Dispatch* [2]. Algoritma ini terinspirasi oleh perilaku semut dalam menemukan jalur dari koloninya dalam mencari makanan. Beberapa penelitian mengenai penerapan ACO pada sistem tenaga listrik telah dilakukan untuk optimisasi aliran daya pada sistem kelistrikan 400 kV [3]. Aliran daya yang optimal menghasilkan biaya pembangkitan yang ekonomis. Pada penelitian lainnya menggunakan metode ACO untuk menyelesaikan permasalahan penjadwalan suatu unit pembangkit dengan biaya operasi yang minimum[4].

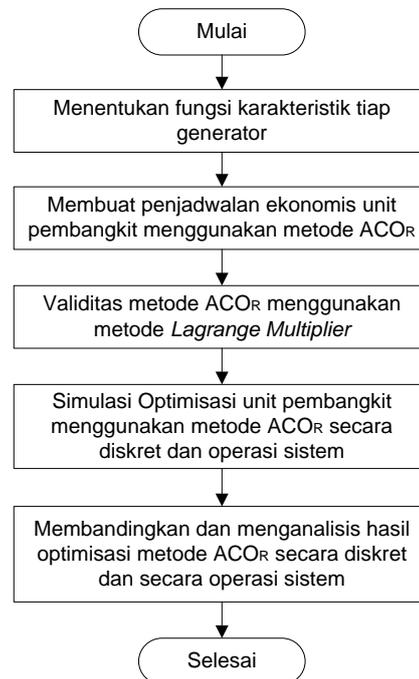
PLTGU Tambak Lorok merupakan salah satu pembangkit yang menyuplai kebutuhan tenaga listrik di sistem Jawa-Bali. Pada saat ini biaya operasi PLTGU Tambak Lorok memanfaatkan gas alam yang dihargai US Dollar. Penelitian sebelumnya digunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Artificial Bee Colony* (ABC) dan *Lagrange Multiplier* sebagai solusi dari masalah penjadwalan ekonomis pada unit PLTG di PLTGU blok 1 Tambak Lorok[5][6]. Dalam penelitian ini menyelesaikan permasalahan penjadwalan ekonomis dengan menggunakan metode ACO_R pada unit PLTG di PLTGU blok 1 dan blok 2 dengan daya keluaran generator yang terhubung pada satu bus utama yang sama. Algoritma ini merupakan metode ACO yang ditingkatkan dengan variabel acak kontinu serta menggunakan *solution archive T* sebagai media penyimpanan solusi. Hasil dari penelitian ini adalah kombinasi daya yang dibangkitkan oleh tiap-tiap generator dan biaya pembangkitan yang ekonomis serta dibandingkan metode Iterasi Lamda dengan perhitungan manual. Kedua metode ini dibandingkan hasilnya pada tiga unit generator untuk membuktikan validitas dari metode ACO_R.

2. Metode

2.1. Metode Penelitian

Dalam makalah ini dilaksanakan dalam beberapa tahap penelitian. Pada Gambar 1, dapat dilihat langkah-langkah metode penelitian dalam makalah ini. Pada awalnya dilakukan penentuan fungsi karakteristik tiap generator berdasarkan rata-rata keluaran energi terhadap daya yang dihasilkan menggunakan persamaan polinomial orde 2. Setelah fungsi karakteristik generator ditentukan, penjadwalan ekonomis unit pembangkit dibuat dengan menggunakan metode ACO_R. Untuk melihat keakuratan hasil simulasi maka digunakan metode pembandingan *Lagrange Multiplier* sebagai validitas. Kedua metode ini

dibandingkan hasil keluaran energi menggunakan 3 unit pembangkit. Kemudian metode ACO_R disimulasikan menggunakan Matlab R2013 untuk mencari hasil terbaik dari kombinasi pembangkit. Simulasi optimisasi generator dilakukan secara diskret dan secara operasi sistem. Secara operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi secara kontinu setelah dinyalakan sesuai dengan bertambahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil sedangkan diskret hanya melihat konsumsi energi yang paling kecil. Kemudian hasil dari optimisasi ACO_R secara diskret dan secara operasi sistem dibandingkan dan di analisis berdasarkan konsumsi energi dan biaya.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

2.2. Perancangan Sistem

Fungsi tujuan dari optimisasi penjadwalan ekonomis ini dinyatakan dalam fungsi biaya bahan bakar dari unit pembangkit yang sesuai dengan Persamaan 1 sebagai berikut:

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

Dimana,

C_i = biaya bahan bakar (masukan unit i), dollar/jam

P_i = daya yang dihasilkan (keluaran unit i), MW

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ = konstanta

1. Kapasitas unit pembangkit

Generator dari setiap unit pembangkit seharusnya membangkitkan daya tidak melebihi nilai maksimumnya serta tidak boleh dioperasikan untuk membangkitkan daya dibawah nilai minimumnya. Pada PLTG, pembebanan kurang dari beban minimum menyebabkan pembakaran yang kurang sempurna dan

menyebabkan turunnya efisiensi. Dalam hal ini unit PLTG Tambak Lorok memiliki batasan sebagai berikut

Tabel 1 Batasan PLTG Tambak Lorok

Generator	Batas Bawah (MW)	Batas Atas (MW)
GTG 1.1	30	97
GTG 1.2	30	97
GTG 1.3	30	97
GTG 2.1	30	100
GTG 2.2	30	100
GTG 2.3	30	100

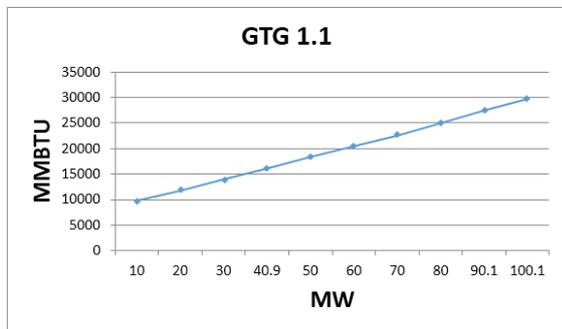
2. Kecepatan perubahan beban ($\Delta P \leq 6\text{MW/menit}$)
 Dalam hal ini unit PLTG Tambak Lorok memiliki kecepatan perubahan beban sebesar 6MW/menit.

2.3. Pemodelan Unit-Unit Pembangkit

Berikut merupakan pemodelan unit-unit pembangkit GTG 1.1, GTG 1.2, GTG 1.3, GTG 2.1, GTG 2.2 dan GTG 2.3 pada PLTG di PLTGU PT Indonesia Power Tambak Lorok.

a. Unit GTG 1.1

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.1 dapat dilihat pada Gambar 2

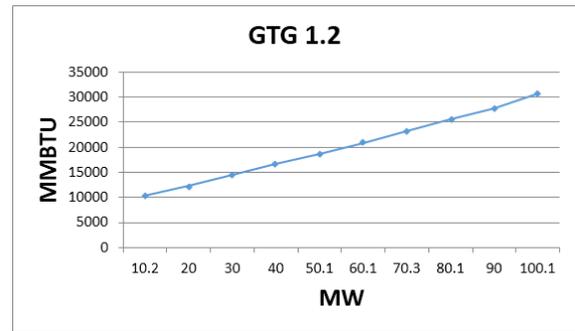


Gambar 2. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.1, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW).

Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.1 adalah $C_{11} = 7758,4 + 198,09P + 0,223P^2$

b. Unit GTG 1.2

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.2 dapat dilihat pada Gambar 3

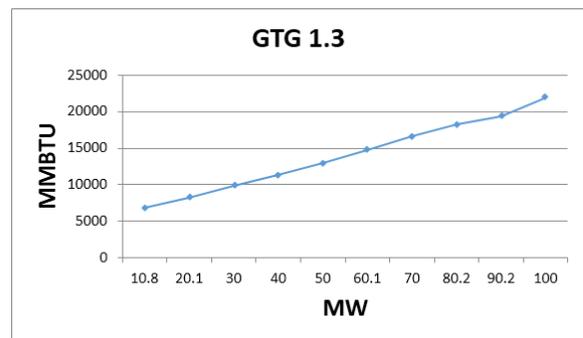


Gambar 3. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.2, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.2 adalah $C_{12} = 8388,5 + 189,76P + 0,3049P^2$

c. Unit GTG 1.3

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 1.3 dapat dilihat pada Gambar 4

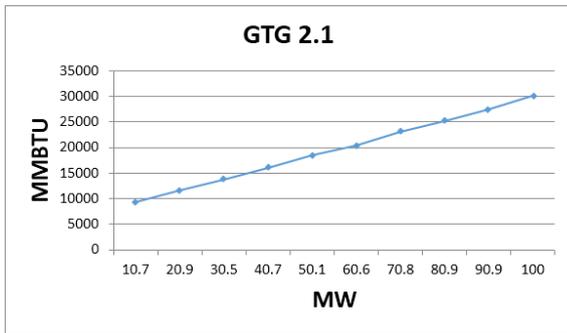


Gambar 4. Grafik karakteristik pembangkit unit 1.3, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 1.3 adalah $C_{13} = 5308,5 + 145,23P + 0,1843P^2$

d. Unit GTG 2.1

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.1 dapat dilihat pada Gambar 5

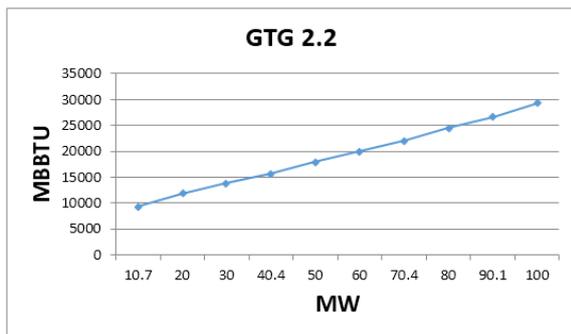


Gambar 5. Grafik karakteristik pembangkit unit 2.1, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.1 adalah $C_{21} = 7093,2 + 215,49P + 0,1187P^2$

e. Unit GTG 2.2

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.2 dapat dilihat pada Gambar 6

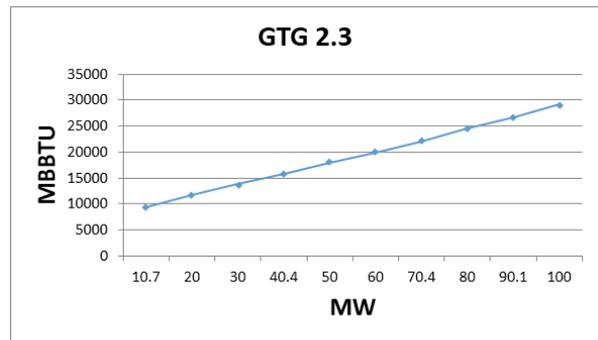


Gambar 6. Grafik karakteristik pembangkit unit 2.2, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW)

Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.2 adalah $C_{22} = 7549,3 + 196,98P + 0,1771P^2$

f. Unit GTG 2.3

Grafik fungsi kuadratis karakteristik pembangkit Unit 2.3 dapat dilihat pada Gambar 7



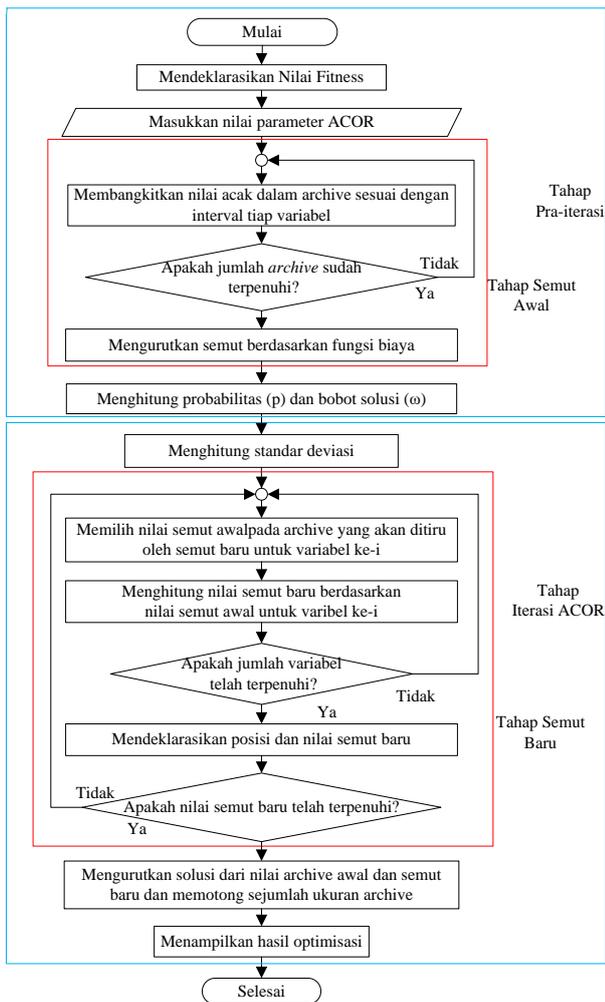
Gambar 7 Grafik karakteristik pembangkit unit 2.3, Keluaran energi (MMBTU/jam) terhadap Daya (KW)
Persamaan karakteristik pembangkit unit 2.3 adalah $C_{23} = 6875,1 + 212,37P + 0,0792P^2$

Dari perhitungan diatas maka pada pusat pembangkit listrik PLTGU Tambak Lorok blok 1 dan blok 2 yang terdiri dari masing-masing tiga unit pembangkit tenaga gas, mempunyai karakteristik sebagai berikut.

1. Unit 1.1
 $C_{11} = 7758,4 + 198,09P + 0,223P^2$
2. Unit 1.2
 $C_{12} = 8388,5 + 189,76P + 0,3049P^2$
3. Unit 1.3
 $C_{13} = 5308,5 + 145,23P + 0,1843P^2$
4. Unit 2.1
 $C_{21} = 7093,2 + 215,49P + 0,1187P^2$
5. Unit 2.2
 $C_{22} = 7549,3 + 196,98P + 0,1771P^2$
6. Unit 2.3
 $C_{23} = 6875,1 + 212,37P + 0,0792P^2$

2.4. Perancangan Metode ACOR

Metode optimisasi yang digunakan pada makalah ini adalah metode ACOR. ACOR merupakan metode pengembangan dari *Ant Colony Optimization* (ACO) atau yang biasa disebut metode koloni semut dalam bahasa indonesia yang pertama kali diperkenalkan oleh Moysson dan Mendrik pada tahun 1988, lalu dikembangkan secara luas oleh Marco Dorigo pada tahun 1992[6]. Metode ini terinspirasi oleh perilaku koloni semut dalam menemukan jalur dari koloninya menuju makanan. ACO merupakan teknik probabilistik untuk menyelesaikan masalah komputasi dengan menemukan jalur terbaik melalui grafik. Metode ACO hanya dapat digunakan pada domain diskret, oleh karena itu pada tahun 2006 Marco Dorigo mengembangkan penelitiannya untuk ACO pada domain kontinu [7]. Pada Gambar 8 akan memperlihatkan diagram alir metode optimisasi ACOR dengan beberapa tahapan.



Gambar 8. Diagram alir metode ACOR

Secara garis besar tahapan pada algoritma ACOR terdiri dari tahap pra-iterasi dan tahap iterasi.

a. Tahap pra-iterasi ACO_R

Tahap pra-iterasi adalah tahapan yang dilakukan sebelum di mulainya proses iterasi ACO_R . Pada tahap pra-iterasi algoritma di mulai dengan mendeklarasikan nilai fitness yang diambil dari persamaan karakteristik masing-masing unit pembangkit kemudian menentukan parameter ACOR dan proses semut awal yang akan digunakan sebagai *archive* dalam proses iterasi oleh semut baru.

Pada tahap ini semua parameter ACO_R dimasukkan lalu semut awal akan memulai pencarian posisi yang terbaik pada setiap variabel dan di akhir pencarian akan menghasilkan nilai fungsi biaya pada akhir pencarian. Semua solusi dari semut awal akan diurutkan berdasarkan nilai biaya dari yang terburuk (besar) hingga yang terbaik (kecil), lalu bobot setiap solusi (ω) akan dihitung dengan Persamaan 2.

$$\omega_l = \frac{1}{qk\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(l-1)^2}{2q^2k^2}} \quad (2)$$

Dimana,

ω_l = bobot setiap solusi

q = lokalitas proses pencarian

k = ukuran *archive* awal

dengan probabilitas seleksi dari setiap solusi akan dihitung dengan formula pada Persamaan 3

$$p_l = \frac{\omega_l}{\sum_{r=1}^k \omega_r} \quad (3)$$

Dimana,

ω_l = bobot setiap solusi

ω_r = bobot semua solusi

p_l = probabilitas setiap solusi

b. Tahap iterasi ACO_R

Tahap selanjutnya setelah proses pra-iterasi ACO_R adalah tahap Iterasi ACO_R , tahap ini merupakan *looping* utama dari algoritma ACO_R . Solusi semut awal yang telah disimpan sebagai *archive*, pada tahap ini digunakan sebagai acuan untuk posisi semut baru yang akan di bangkitkan. Selanjutnya membangkitkan semut baru sejumlah m yang kemudian akan memilih lintasannya sendiri berdasarkan *archive* yang akan di tiru untuk setiap variabel. Solusi awal yang telah dipilih akan membentuk solusi baru dengan Persamaan 4.

$$S_l^i = S_e^i + \sigma_e^i \quad (4)$$

Dimana,

S_l^i = Solusi semut baru pada variabel ke-i

S_e^i = Solusi semut awal pada variabel ke-i

σ_e^i = Standar deviasi

Lalu semut baru akan melanjutkan pencarian hingga batas iterasi yang telah ditentukan. Pada iterasi berikutnya beberapa bentuk pembaharuan terjadi pada solusi *archive*. Pembaharuan dicapai dengan menambahkan solusi baru yang dihasilkan untuk solusi *archive* T kemudian diurutkan sesuai dengan kualitas mereka. Setelah itu menghapus jumlah solusi terburuk akan tetapi jumlah *archive* awal tidak berubah. Pada akhir iterasi, hasil optimasi terbaik akan ditampilkan yaitu posisi generator dan nilai biaya.

3. Hasil dan Analisa

Pengujian dan analisis pada bab ini merupakan pengujian metode ACO_R dalam proses optimisasi penjadwalan ekonomis pada PLTGU di PLTG Tambak Lorok yang mengabaikan kondisi *Combined Cycle*. Sebagai validitas dari metode ACO_R , pada makalah ini menampilkan hasil metode *Lagrange Multiplier* pada tiga pembangkit kemudian dilakukan analisis perbandingan terhadap keluaran energi dan konfigurasi generator. Pengujian ini bertujuan untuk mengetahui keakuratan kinerja metode ACO_R dalam proses optimisasi penjadwalan ekonomis. Pengujian kemudian dilanjutkan dengan membandingkan hasil simulasi metode ACO_R secara diskret dan metode ACO_R secara operasi sistem.

3.1. Validitas Metode ACO_R

Pada sub bab ini menguji metode ACO_R dan metode *Lagrange Multiplier* menggunakan tiga pembangkit pada blok 1 sebagai metode pembandingan. Metode optimasi *Lagrange Multiplier* merupakan metode optimasi dengan dasar perhitungan secara matematis dengan angka-angka yang pasti. Dengan demikian metode ini adalah metode yang memiliki nilai yang paling akurat dan optimal. Berikut adalah contoh perhitungan metode *Lagrange Multiplier* pada Blok 1 untuk permintaan daya 200MW:

Diasumsikan $\lambda = 205$

Untuk iterasi pertama P₁, P₂ dan P₃ adalah

$$P_1^{(1)} = \frac{205 - 198,09}{0,446} = 15,49327$$

$$P_2^{(1)} = \frac{205 - 189,76}{0,6098} = 24,9918$$

$$P_3^{(1)} = \frac{205 - 145,23}{0,3686} = 162,15409$$

$$\Delta P^{(1)} = 200 - (15,49327 + 24,9918 + 162,15409) = -2,631916$$

Maka perubahan lamda dihasilkan

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{-2,631916}{\frac{1}{0,446} + \frac{1}{0,6098} + \frac{1}{0,3686}} = -0,40017$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(2)} = 205 + (-0,40017) = 204,59983$$

Dilanjutkan pada proses iterasi ke-2

$$P_1^{(2)} = \frac{204,5998 - 198,09}{0,446} = 14,596$$

$$P_2^{(2)} = \frac{204,5998 - 189,76}{0,6098} = 24,3356$$

$$P_3^{(2)} = \frac{204,5998 - 145,23}{0,3686} = 161,0684$$

$$\Delta P^{(2)} = 200 - (14,596 + 24,3356 + 161,0684) = 0$$

Pada saat $\Delta P^{(3)} = 0$ dapat dilihat bahwa nilai P₃ sudah melebihi batasnya, maka nilai P₃ = 97

$$\Delta P^{(2)} = 200 - (14,596 + 24,3356 + 97) = 64,0684$$

$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{64,0684}{\frac{1}{0,446} + \frac{1}{0,6098}} = 16,5038$$

Kemudian nilai λ baru adalah

$$\lambda^{(3)} = 204,59983 + 16,50382 = 221,10365$$

Pada iterasi ke-3 didapatkan

$$P_1^{(3)} = \frac{221,10365 - 198,09}{0,446} = 51,6001$$

$$P_2^{(3)} = \frac{221,10365 - 189,76}{0,6098} = 51,3999$$

$$P_3^{(3)} = 97$$

$$\Delta P^{(3)} = 200 - (51,6001 + 51,3999 + 97) = 0$$

$$\Delta\lambda^{(3)} = 0$$

$\Delta P^{(3)} = 0$, dan $\Delta\lambda^{(3)} = 0$ maka proses iterasi telah selesai. Dihasilkan kombinasi generator dan lamda sebagai berikut

$$P_1 = 51,6001 \text{ MW}$$

$$P_2 = 51,3999 \text{ MW}$$

$$P_3 = 97 \text{ MW}$$

$$\lambda = 219,0428 \text{ MMBTU/MWh}$$

Energi masing masing pembangkit adalah

$$C_1 = 7758,4 + 198,09 (51,6001) + 0,223 (51,6001)^2 = 18.573,6170$$

$$C_2 = 8388,5 + 189,76 (51,3999) + 0,3049 (51,3999)^2 = 18.947,6755$$

$$C_3 = 5308,5 + 145,23 (97) + 0,1843(97)^2 = 21.129,8887$$

Energi total pada saat permintaan daya 200 MW adalah

$$C_{Ttotal} = C_1 + C_2 + C_3 = 58.651,18123 \text{ MMBTU/h}$$

Hasil pengujian simulasi dari metode ACO_R dan metode *Lagrange Multiplier* menghasilkan daya keluaran dan energi total untuk tiga pembangkit pada Blok 1 yang dapat dilihat pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Hasil metode iterasi lamda

Permintaan Daya (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	Energi (MMBTU/Jam)
200	51,6001	51,3999	97	58.651,1812
240	74,7030	68,2970	97	67.701,4047
280	97	86	97	77.164,1260
Total Energi				203.516,7119

Tabel 3. Hasil metode ACO_R

Permintaan Daya (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	Energi (MMBTU/Jam)
200	51,5997	51,4003	97	58.651,1812
240	74,7012	68,2988	97	67.701,4047
280	97	86	97	77.164,1260
Total Energi				203.516,7119

Pada Tabel 2 dan Tabel 3 menunjukkan hasil daya keluaran dan energi dari metode *Lagrange Multiplier* dan metode ACO_R untuk pembangkit pada blok 1. Dapat dilihat hasil perbandingan simulasi antara metode optimasi ACO_R dengan metode optimisasi *Lagrange Multiplier* memiliki jumlah energi masing masing permintaan daya yang sama dan konfigurasi generator yang tidak jauh berbeda. Dengan demikian metode optimisasi algoritma ACO_R merupakan metode yang dapat digunakan untuk solusi dari permasalahan penjadwalan ekonomis pada sistem tenaga listrik.

3.2. Hasil Simulasi ACO_R

Pada sub bab ini akan membahas penggunaan pengoperasian pembangkit yang optimal memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator dan dibandingkan dengan hasil metode ACO_R secara diskret yang hanya memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator tanpa memperhatikan operasi sistem. Operasi sistem berarti pembangkit listrik

beroperasi secara kontinu setelah dinyalakan sesuai dengan bertambahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil.

a. Hasil Simulasi ACO_R Secara Diskret

Tabel 4 memperlihatkan hasil penjadwalan ekonomis generator untuk sistem PLTG di PLTGU Tambak Lorok yang hanya memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator tanpa memperhatikan operasi sistem. Simulasi ACO_R secara diskret dilakukan dengan kenaikan permintaan beban sebesar 20 MW.

Tabel 4. Hasil simulasi ACO_R secara diskret untuk sistem PLTG Tambak Lorok

Day a (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	GTG 2.1 (MW)	GTG 2.2 (MW)	GTG 2.3 (MW)	Energi (MMBTU/Jam)	Biaya (US\$/Jam)
30			30				9.831,27	56.038,239
50			50				13.030,75	74.275,275
70			70				16.377,67	93.352,719
90			90				19.872,03	113.270,57
110			80			30	31.423,9	179.116,23
130			97			33	35.099,447	200.066,84
150			97			53	39.483,071	225.053,50
170			97			73	43.930,055	250.401,31
190			97			93	48.440,4	276.110,28
210			97		64,91	48,08	339.049,52	339.049,52
230			97		71,10	61,89	59.482,372	393.049,52
250			97		77,28	75,71	63.903,911	364.252,29
270			97		83,47	89,52	68.369,230	389.704,61
290			97		87,43	93	72.878,331	415.406,48
310			97		93	100	77.434,067	441.374,18
330			97	44,48	82,07	86,44	77.434,067	506.031,90
350	66,99		97	6	2	2	88.777,527	531.887,70
370	75,15		97	50,80	86,30	95,89	93.313,633	557.825,94
390	93		97	4	2	4	97.864,201	584.008,36
410	68,42		97	87,50	98,49	8	102.457,60	610.821,61
430	9		97	8	6	6	107.161,68	674.365,01
450	73,29		97	97,84	100	100	118.309,65	700.549,48
470	2		97	3	100	8	122.903,41	726.982,85
490	78,59		97	8	100	100	127.540,85	753.738,58
510	2		97	87,43	100	100	132.234,84	780.848,05
530	85,56		97	5	100	100	136.990,88	806.848,05
550	93		97	100	100	100	148.381,92	845.776,97
570	75,87	69,15	97	69,26	98,69	100	153.042,48	872.342,18
590	81,06	72,93	97	9	5	100	157.752,05	899.186,71
	5	5	97	79	100	100	162.511,04	926.312,92
	86,60	76,95	97	89,43	100	100	167.368,14	953.998,42
	4	9	97	99,78	100	100	167.368,14	953.998,42
	92,16	81,05	97	7	100	100	167.368,14	953.998,42
	2	1	97	7	100	100	167.368,14	953.998,42
	97	96	97	100	100	100	167.368,14	953.998,42

b. Hasil Simulasi ACO_R Secara Operasi Sistem

Tabel 5 memperlihatkan penjadwalan ekonomis generator untuk sistem PLTG di PLTGU Tambak Lorok yang memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator serta memperhatikan

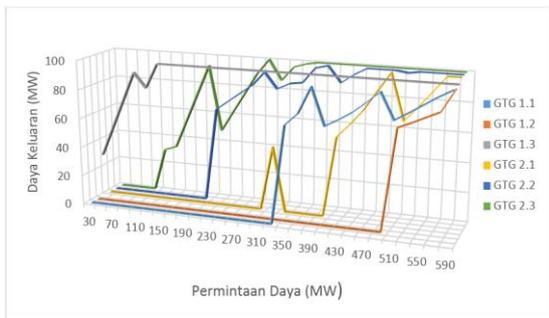
operasi sistem. Operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi secara kontinu setelah dinyalakan sesuai dengan bertambahnya permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi yang paling kecil. Simulasi ACO_R secara operasi sistem dilakukan dengan kenaikan permintaan beban sebesar 20 MW.

Tabel 5. Hasil simulasi ACO_R secara operasi sistem untuk sistem PLTG Tambak Lorok

Day a (MW)	GTG 1.1 (MW)	GTG 1.2 (MW)	GTG 1.3 (MW)	GTG 2.1 (MW)	GTG 2.2 (MW)	GTG 2.3 (MW)	Energi (MMBTU/Jam)	Biaya (US\$/Jam)
30			30				9.831,27	56.038,239
50			50				13.030,75	74.275,275
70			70				16.377,67	93.352,719
90			90				19.872,03	113.270,57
110			80			30	31.423,9	179.116,23
130			97			33	35.099,447	200.066,84
150			97			53	39.483,071	225.053,50
170			97			73	43.930,055	250.401,31
190			97			93	48.440,4	276.110,28
210			97		64,95	48,04	339.049,52	339.049,52
230			97		71,08	61,91	59.482,372	364.252,29
250			97		77,30	75,69	63.903,911	389.704,61
270			97		83,47	89,52	68.369,230	415.406,48
290			97		87,43	93	72.878,331	441.374,18
310			97		93	100	77.434,067	506.031,90
330			97	44,49	82,12	86,37	88.777,527	531.887,70
350			97	3	9	8	93.313,633	557.938,55
370			97	50,77	1	9	97.883,957	584.299,65
390			97	60,34	92,65	100	102.508,71	611.111,79
410	68,46		97	8	2	100	107.212,59	674.365,01
430	2		97	73	100	100	118.309,65	700.549,48
450	73,28		97	93	100	100	122.903,41	726.982,85
470	9		97	55,23	89,30	100	127.540,85	753.738,58
490	2		97	5	3	100	132.234,84	780.848,05
510	78,59		97	64,31	95,39	100	136.990,88	806.848,05
530	2		97	74,42	7	100	148.381,92	845.776,97
550	85,56		97	74,42	100	100	153.042,48	872.342,18
570	93		97	87,43	100	100	157.752,05	899.186,71
590	75,87	69,15	97	5	100	100	162.511,04	926.312,92
	9	7	97	99,83	5	100	167.368,14	953.998,42
	81,06	72,93	97	7	8	100	167.368,14	953.998,42
	5	5	97	8	8	100	167.368,14	953.998,42
	86,60	76,95	97	8	8	100	167.368,14	953.998,42
	4	9	97	8	8	100	167.368,14	953.998,42
	92,16	81,05	97	8	8	100	167.368,14	953.998,42
	2	1	97	8	8	100	167.368,14	953.998,42
	97	96	97	100	100	100	167.368,14	953.998,42

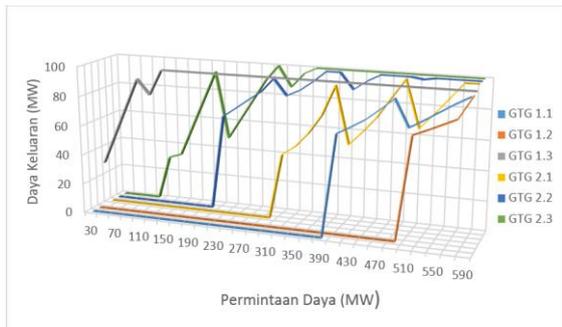
3.3. Hasil Perbandingan Simulasi Metode ACO_R Secara Diskret dengan Metode ACO_R Secara Operasi Sistem

Pada Gambar 9 menunjukkan grafik operasi generator dengan metode optimasi ACO_R secara diskret. Dapat dilihat bahwa terdapat perubahan daya output di tiap generator dengan tidak memperhatikan operasi sistem



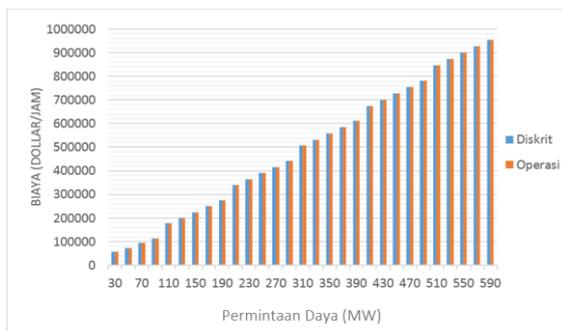
Gambar 9. Grafik operasi generator dengan metode optimasi ACO_R secara diskret

Pada Gambar 10 terdapat grafik operasi generator dengan metode optimasi ACO_R secara operasi sistem. Dapat dilihat bahwa terdapat perubahan daya output di tiap generator memperhatikan batas minimum dan maksimum generator serta memperhatikan operasi sistem.



Gambar 10. Grafik operasi generator dengan metode optimasi ACO_R secara operasi sistem

Dari grafik perbandingan konsumsi biaya pada Gambar 11 dapat dilihat bahwa dalam keadaan operasional dan diskret memiliki perbedaan. Perbedaan pada permintaan beban 350 MW memiliki selisih biaya sebesar 112,609 Dollar/jam. Sedangkan pada permintaan beban 370 MW memiliki selisih biaya 291,287 Dollar/jam dan perbedaan pada permintaan beban 390 MW memiliki selisih biaya atau penghematan sebesar 290,182 Dollar/jam.



Gambar 11. Grafik perbandingan jumlah biaya pada metode optimasi ACO_R secara diskret dengan ACO_R secara operasi sistem

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil pengujian dan analisis yang telah dilakukan, didapatkan beberapa kesimpulan bahwa metode ACO_R merupakan metode yang dapat digunakan untuk permasalahan penjadwalan ekonomis yang optimal pada unit pembangkit PLTG di PLTGU blok 1 Tambak Lorok. Dari hasil pengujian, metode optimasi ACO_R menunjukkan hasil yang baik untuk masalah optimasi penjadwalan ekonomis unit pembangkit. Ini dapat dilihat dari hasil perbandingan dengan Iterasi Lambda (*Lagrange Multiplier*) yang digunakan sebagai validasi metode ACO_R . Penjadwalan ekonomis unit pembangkit secara operasi sistem berarti pembangkit listrik beroperasi secara kontinu setelah dinyalakan sesuai dengan perubahan permintaan daya dan berdasarkan konsumsi energi dan biaya termurah sedangkan penjadwalan ekonomis unit pembangkit secara diskret berarti hanya memperhatikan batas minimum dan maksimum kapasitas generator tanpa memperhatikan operasi sistem. Dari hasil pengujian, perbandingan biaya dalam keadaan operasional dan metode diskret memiliki perbedaan. Perbedaan pada permintaan beban 350 MW memiliki selisih biaya sebesar 112,609 Dollar/jam. Sedangkan pada permintaan beban 370 MW memiliki selisih biaya 291,287 Dollar/jam dan perbedaan pada permintaan beban 390 MW memiliki selisih biaya sebesar 290,182 Dollar/jam. Penelitian ini dapat dikembangkan dengan mempertimbangkan daya yang dihasilkan pada Turbin Uap (STG) pada saat pola operasi *Combine Cycle* dan dapat dikembangkan untuk optimisasi penjadwalan ekonomis dengan membahas keandalan pembangkit.

Referensi

- [1]. D. Marsudi, *Pembangkitan Energi Listrik*. Jakarta: Erlangga, 2011.
- [6]. B. Santosa and P. Willy, *Metoda Metaheuristik*. Surabaya: Guna widya, 2011.
- [2]. I. Musirin, N. H. F. Ismail, M. R. Kalil, M. K. Idris, T. K. A. Rahman, and M. R. Adzman, "Ant Colony Optimization (ACO) technique in economic power dispatch problems," *Lect. Notes Electr. Eng.*, vol. 33 LNEE, no. 1, pp. 191–203, 2009.
- [3]. F. M. Tuaimah, "Ant Colony Optimization based Optimal Power Flow Analysis for the Iraqi Super High Voltage Grid," vol. 67, no. 11, pp. 13–18, 2013.
- [4]. I. Musirin, N. H. F. Ismail, M. R. Kalil, M. K. Idris, T. K. A. Rahman, and M. R. Adzman, "Ant Colony Optimization (ACO) technique in economic power dispatch problems," *Lect. Notes Electr. Eng.*, vol. 33 LNEE, no. 1, pp. 191–203, 2009.
- [5]. E. V. B. Sitorus and A. Nugroho, "Optimasi Economic Dispatch Pada Unit Pembangkit PLTG di PLTGU Tambak Lorok Menggunakan Metode Algoritma Artificial Bee Colony."
- [7]. K. Socha and M. Dorigo, "Ant colony optimization for continuous domains," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 185, no. 3, pp. 1155–1173, 2008