

Penjadwalan Pembangkit Tenaga Listrik Jangka Pendek Menggunakan *Ant Colony Optimization*

Sugeng Riyanto, Hadi Suyono dan Harry Soekotjo Dahlan

Abstrak—Pengoperasian pembangkit yang ekonomis tujuan dari operasi sistem tenaga listrik. Dimana biaya bahan bakar merupakan biaya terbesar dari biaya operasional tenaga listrik. Penelitian ini bertujuan menghasilkan penjadwalan pembangkit tenaga termal dengan biaya minimum menggunakan metode *Ant Colony Optimization* (ACO) dengan batasan equality dan inequality. Sistem yang digunakan dalam penelitian ini adalah data IEEE 30 bus dan data sistem kelistrikan Jawa-Bali 500kV 25 bus dengan 6 pembangkit termal. Hasil simulasi diperoleh bahwa *Ant Colony Optimization* (ACO) memberikan hasil dan performansi yang lebih baik dibandingkan Lagrange. Penjadwalan pembangkit untuk sistem data IEEE 30 bus, metode *Ant Colony Optimization* (ACO) memberikan hasil yang lebih baik dari metode Lagrange yaitu 4.1 % untuk total pembangkitan, 60.49 % untuk rugi-rugi daya, 34.56 % untuk total biaya. Sedangkan sistem Jawa-Bali 500kV 25 bus selama 24 jam menggunakan *Ant Colony Optimization* (ACO) memberikan hasil yang lebih baik dari pada metode Lagrange yaitu 0.29 % untuk total pembangkitan, 14 % untuk rugi-rugi daya, 37,24% untuk total biaya.

Kata Kunci—Penjadwalan, *Ant colony Optimization*, dan biaya bahan bakar.

I. PENDAHULUAN

DALAM mengoperasikan pembangkit tenaga listrik diperlukan pengopersian sistem penyaluran energi listrik yang memenuhi beban secara kontinyu. Beban tenaga listrik disuplai oleh pembangkit dimana secara geografis secara umum berada jauh dari pusat beban melalui sistem interkoneksi saluran transmisi jaringan tenaga listrik. Beban sistem tenaga listrik selalu berubah pada setiap waktu, sesuai dengan kebutuhannya. Karena itu suplai pembangkit juga akan menyesuaikan berdasarkan kebutuhan beban tersebut. Suplai energy yang diberikan adalah pembangkit perlu dijadwalkan (*scheduling*) dengan baik sehingga hanya pembangkit dengan pembangkitan ekonomis saja yang dioperasikan. Biaya operasi pembangkitan yang paling besar adalah biaya bahan bakar. Keluaran dari masing-masing unit pembangkit perlu dijadwalkan secara ekonomis untuk mendapatkan biaya bahan bakar yang minimum.

Sugeng Riyanto adalah Mahasiswa Program Magister dan Doktor Teknik Elektro Universitas t Brawijaya, Malang, Indonesia (email: sugeng.riyanto1972@yahoo.co.id).

Hadi Suyono adalah dosen Teknik Elektro Universitas Brawijaya, Malang, Indonesia (Telp.0341-665144; (email: Hadis@ub.ac.id);

Harry Soekotjo Dahlan adalah dosen Teknik Elektro Universitas Brawijaya, Malang, Indonesia (Telp.0341-665144); (email: harrysd@brawijaya.ac.id).

Penjadwalan unit pembangkit menentukan unit yang hidup dan mati (*on and off*) hal ini disebut dengan *unit commitment*, yang didefinisikan sebagai penjadwalan produksi daya listrik dengan memperhatikan kondisi optimal serta batasan-batasan (*constrain*) unit pembangkit pada periode harian, mingguan dan bulanan dengan tujuan mendapatkan biaya ekonomis pembangkitan. Dari unit pembangkit yang hidup tersebut kemudian ditentukan pembebanan ekonomis pada masing-masing unit disebut dengan *economic dispatch*. Berdasarkan waktu penjadwalan pada unit pembangkit dibagi menjadi 3 (tiga) penjadwalan yaitu: penjadwalan jangka panjang antara 1-2 (satu sampai dua) tahun, jangka menengah 1(satu) bulan sampai 1(satu) tahun dan jangka pendek 1(satu) hari [1].

Berdasarkan sumber bahan bakar/energy pembangkit dibagi 2 (dua) jenis: Pembangkit Termal dan Pembangkit Hidro. Pembangkit listrik tenaga termal adalah pembangkit listrik yang mengubah energi panas menjadi energi listrik, dengan memanfaatkan energi dari pembakaran dari suatu zat. Zat tersebut menghasilkan energi dalam bentuk aliran tekanan untuk menggerakkan turbin generator hingga menghasilkan energi listrik. Pembangkit Hidro adalah mengubah energi dari air yang bergerak menjadi energi listrik dengan mempergunakan sebuah turbin air yang terpasang pada generator listrik [2]. Operasi ekonomis adalah bagaimana mengatur karaktersitik-karakteristik masukan dan keluaran dari pembangkit termal. Pada operasi sistem tenaga listrik, biaya bahan bakar menempati biaya yang terbesar yaitu 80% dari biaya operasi secara keseluruhan [1].

Faktor yang mempengaruhi pengiriman daya yang optimal yaitu operasi generator yang efisien, biaya bahan bakar serta rugi-rugi saluran transmisi. Stasiun pada unit pembangkit yang jauh dari pusat beban akan menyebabkan rugi daya transmisi yang besar, sehingga pembangkit menjadi sangat tidak ekonomis. karena rugi-rugi transmisi merupakan kehilangan daya yang harus ditanggung oleh unit pembangkit.

Terdapat dua klasifikasi metode yang digunakan untuk menyelesaikan persoalan penjadwalan ekonomis yaitu: metode *Deterministic* adalah pendekatan matematika teknik seperti algoritma *Dijkstra*, algoritma *Floyd-Warshall*, dan algoritma *Bellman-Ford*. Metode *Undeterministic* adalah metode dengan pendekatan stokastik probabilistic seperti *Genetic Algorithm* (GA) [3], optimasi seperti *Ant Colony Optimization* (ACO) [4].

II. LANDASAN TEORI

A. Analisis Beban Sistem

Beban sistem tenaga listrik merupakan pemakaian tenaga listrik dari pelanggan listrik. Besar kecil beban,serta perubahan yang terjadi tergantung pada kebutuhan para pelanggan akan tenaga listrik. Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik selalu diusahakan agar daya dibangkitkan sama dengan beban sistem ditambah dengan rugi-rugi saluran. Untuk dapat membuat perkiraan beban yang baik memerlukan beban sistem tenaga listrik yang sudah terjadi dimasa lalu untuk dianalisis.

Dalam pengoperasian sistem tenaga listrik ada tiga perkiraan beban yang perlu diperhatikan yaitu [1].

1. Perkiraan Beban Jangka Panjang
Perkiraan beban jangka panjang adalah perkiraan beban untuk waktu diatas satu tahun.
2. Perkiraan Beban Jangka Menengah
Perkiraan beban jangka menengah adalah perkiraan beban untuk jangka waktu dari satu bulan sampai satu tahun.
3. Perkiraan Beban Jangka Pendek
Perkiraan Beban Jangka Pendek dalah perkiraan beban untuk jangka waktu beberapa jam sampai satu minggu.

B. Analisis Aliran Daya

Analisis aliran daya adalah suatu analisis yang dilakukan untuk untuk menghitung tegangan, arus, daya dan faktor daya atau daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan listrik pada keadaan operasi normal.Hal penting yang dapat diperoleh dari analisis aliran daya adalah besar dan sudut fasa tegangan setiap bus, daya aktif dan daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran.

Berdasarkan arus kirchoff maka besaran-besaran impedansi diubah menjadi besaran admitansi [5]. Hubungan antara besaran tegangan bus dan arus bus dinyatakan dalam persamaan (1).

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \tag{1}$$

Persamaan (1) dapat dinyatakan ke dalam bentuk matrik admitansi, seperti pada persamaan (2).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1q} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{p1} & Y_{23} & \dots & Y_{pp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_q \end{bmatrix} \tag{2}$$

Y_{pp} = elemen diagonal matrik Y_{bus} pada bus p

V_q = tegangan pada bus q

I_p = arus pada bus p

Persamaan umum untuk arus yang mengalir menuju suatu bus adalah

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \tag{3}$$

Daya aktif dan daya reaktif pada bus i adalah:

$$P_p - jQ_p = V_p^* I_p \tag{4}$$

atau

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*} \tag{5}$$

Daya yang mengalir dari bus p dan q adalah:

$$S_{pq} = P_{pq} + jQ_{pq} = V_p I_{pq}^* \tag{6}$$

Daya yang mengalir dari bus q dan p adalah:

$$S_{qp} = P_{qp} + jQ_{qp} = V_q I_{qp}^* \tag{7}$$

Rugi-rugi daya pada saluran p-q adalah jumlah aljabar dari persamaan (6) dan persamaan (7) sehingga persamaan untuk rugi-rugi daya pada saluran q-p adalah

$$S_{L,pq} = S_{pq} + S_{qp} \tag{8}$$

$S_{L,pq}$ = rugi-rugi daya transmisi (MVA)

S_{pq} = daya yang mengalir dari bus p ke q

S_{qp} = daya yang mengalir dari bus q ke p

C. Persamaan Ekuivalen Input-Output Pembangkit Termal

Penjadwalan pembebanan pembangkit dinyatakan dalam sebuah persamaan, yang dikenal sebagai persamaan ekuivalen *input-output* pembangkit. Apabila pada pusat pembangkit memiliki lebih dari satu unit pembangkit, maka persamaan fungsi biaya ekuivalen dari n buah pembangkit adalah:

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \tag{9}$$

dimana :

F_i = Input bahan bakar pembangkit termal ke- i (Rp/jam)

P_i = Output pembangkit termal ke-i (MW)

a_i, b_i, c_i = Konstanta input-output pembangkit termal ke-i

i = indeks pembangkit ke i (i=1,2,3,...N)

Turunan biaya bahan bakar terhadap daya nyata dari persamaan (9) adalah:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = b_i + 2c_i P_i \tag{10}$$

total biaya produksi pada n unit pembangkit pada persamaan (9) adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} F_T &= F_1 + F_2 + F_3 \dots + F_N \\ &= \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \end{aligned} \tag{11}$$

dengan:

F_T = Total biaya pembangkit ke i

$F_i(P_i)$ = Fungsi biaya pembangkit ke i

n = Jumlah pembangkit

i = indeks pembangkit ke i (i=1,2,3,...n)

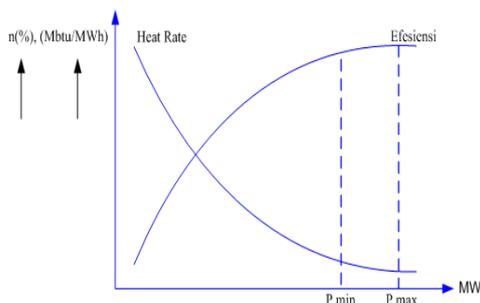
D. Kendala Pembebanan Ekonomis Pembangkit Termal.

Banyak kendala yang akan dijumpai pada *Unit Commitment*. Kendala (*constrain*) dapat menentukan

perubahan penjadwalan unit pembangkit, tergantung pada pembangkit dan karakteristik kurva beban. Pembangkit tenaga listrik mempunyai batas pembebanan yang dibatasi oleh kapasitas ekonomis minimum dan kapasitas ekonomis maksimum dan juga keterbatasan kerja komponen-komponen mesin, sehingga dalam pembebanan pembangkit termal harus diperhatikan karakteristik efisiensi dan karakteristik kenaikan panas tiap unit pembangkit termal. Gambar 1 menunjukkan karakteristik rating pembebanan suatu unit pembangkit termal diambil pada daerah karakteristik *heat rate* hampir datar, dimana *heat rate* berharga minimum dan efisiensi optimum yang berkisar antara 80-90%. Daerah pembebanan ini telah memberikan efisiensi yang cukup tinggi dengan *heat rate* yang rendah sehingga ditinjau dari segi ekonomisnya menguntungkan.

Batasan dalam penjadwalan pembangkit digunakan dalam pengambilan keputusan untuk menentukan pilihan kombinasi *on/off* pembangkit yang akan dijadwalkan.

Beberapa kendala diperlukan agar pilihan kombinasi pembangkit yang akan dijadwalkan dapat menjaga sistem selalu berada pada kondisi normal dan ekonomis dalam pengopersiannya.



Gambar 1 Batas Pembebanan Unit Pembangkit
Sumber Allen J. Wood 1996

Kendala tersebut adalah:

1. Batasan keseimbangan daya

Pada kesetimbangan daya (*equality constrains*) yaitu total daya yang dibangkitkan oleh pembangkit yang ada harus sama dengan beban pada sistem. Persamaan (*equality constrains*) adalah;

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \tag{12}$$

P_D = Total daya yang dibutuhkan

$\sum_{i=1}^n P_i$ = Total daya output masing-masing pembangkit (MW)

2. Batasan daya minimum dan maksimum pembangkit.

Ouput setiap unit pembangkit mempunyai batas minimum dan maksimum yang harus dipenuhi (*inequality constrains*).

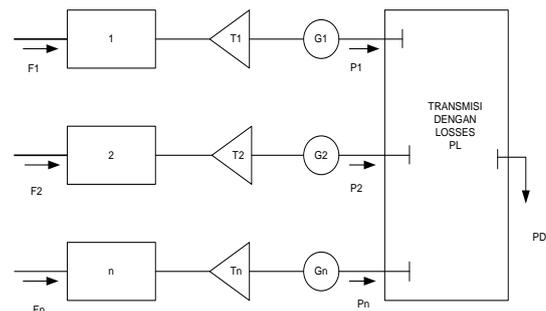
$$P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} \tag{13}$$

$P_{i_{min}}$ = pembangkitan minimum pembangkit i

$P_{i_{max}}$ = pembangkitan maksimum pembangkit i

E. Metode Solusi dan Operasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik

Metode konvensional yang umumnya untuk menyelesaikan operasi ekonomis adalah menggunakan metode *Lagrange*. Dalam sistem tenaga listrik, penyelesaian operasi ekonomis adalah menentukan daya pembangkit dari masing-masing unit pembangkit atau generator untuk mensuplai kebutuhan beban dengan biaya yang paling optimum dan tetap memperhatikan batas-batas daya yang dibangkitkan oleh masing-masing generator. Konfigurasi sistem yang terdiri dari n pembangkit yang dihubungkan dengan busbar untuk melayani beban listrik P_D (P_{load}).



Gambar 2 Unit Pembangkit Thermal Melayani Beban P
Sumber Allen J. Wood 1996

Gambar 2 menunjukkan input untuk masing-masing unit pembangkit sebagai F_i ($F_1, F_2, F_3, \dots, F_n$) mewakili biaya dasar (*cost rate*) unit pembangkit. Output masing-masing unit pembangkit, P_i ($P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$) adalah daya listrik yang dibangkitkan oleh unit pembangkit termal. Batasan pada operasi sistem adalah jumlah daya output pembangkit (P_i) harus sama dengan kebutuhan beban (P_D).

$$L = F_i + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n P_i \right) \tag{14}$$

dengan:

λ = Pengali *Lagrange*

L = Persamaan *Lagrange*

F_i = Total biaya pembangkit (Rp)

P_D = Total kebutuhan beban pada pembangkit (MW)

$\sum_{i=1}^n P_i$ = Total daya output pembangkit (MW)

i = Konstanta input pembangkit ke i

Kondisi operasi ekonomis diperoleh dengan cara menetapkan semua turunan parsial pertama dari persamaan (10) terhadap variable lambda (λ) sama terhadap dengan nol. Untuk n turunan parsial persamaan (17) terhadap P_i diperoleh n fungsi turunan,

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda \left(\frac{\partial P_D}{\partial P_i} - \frac{\partial P_i}{\partial P_i} \right) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{15}$$

Dimana P_D tidak tergantung atas perubahan P_i ,

maka $\frac{\partial P_D}{\partial P_i} = 0$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} + \lambda(0 - 1) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{16}$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (17)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (18)$$

karena

$$F_T = \sum_{i=1}^n F_i = \sum_{i=1}^n (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2) \quad (19)$$

Substitusi persamaan (10) ke dalam persamaan (17) dimana syarat untuk memperoleh operasi minimum adalah biaya bahan bakar untuk setiap unit pembangkit sama dengan λ , maka diperoleh persamaan:

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} = 2c_i P_i + b_i = \lambda \quad (20)$$

syarat untuk memperoleh operasi minimum adalah biaya bahan bakar untuk setiap unit pembangkit sama dengan λ . Pada setiap unit pembangkit terdapat dua syarat pertidaksamaan yang menyatakan batas-batas operasi generator. Jadi untuk mencapai kondisi operasi ekonomis maka harus dipenuhi, sehingga

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (21)$$

$$P_i \min \leq P_i \leq P_i \max \quad (22)$$

Persamaan (20) dapat ditulis dalam bentuk matrik

$$\begin{bmatrix} 2c_1 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 2c_2 & \dots & 0 & -1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 2c_n & -1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_n \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ \dots \\ -b_n \\ P_D \end{bmatrix} \quad (23)$$

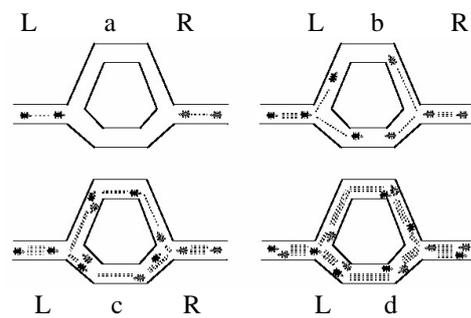
Batasan persamaan kesetimbangan daya (*equality constrain*) dimana total daya yang dibangkitkan oleh masing-masing unit pembangkit harus sama dengan total kebutuhan beban. Ketika jarak transmisi dan beban sangat besar, maka rugi-rugi daya pada saluran dapat diabaikan. Akan tetapi pada sebuah jaringan interkoneksi yang besar dengan jarak transmisi yang panjang dengan daerah beban yang kecil, maka kerugian transmisi akan mempengaruhi pengiriman daya yang optimal dari pembangkit. Dengan menggunakan analisis aliran daya akan diperoleh rugi-rugi saluran pada sistem dan besar daya pembangkit dinyatakan dalam suatu persamaan penjumlahan daya beban dan rugi-rugi daya.

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D + P_L \quad (24)$$

F. Ant Colony Optimization (ACO)

Ant Colony Optimization (ACO) diadopsi dari perilaku koloni semut yang dikenal sebagai sistem semut. Semut mampu mengindera lingkungannya yang kompleks untuk mencari makanan dan kemudian kembali ke sarangnya dengan meninggalkan zat *Pheromone* pada rute-rute yang mereka lalui. *Pheromone* adalah zat kimia yang berasal dari

kelenjar *endokrin* dan digunakan oleh makhluk hidup untuk mengenali sesama jenis, individu lain, kelompok, dan untuk membantu proses reproduksi. *Pheromone* menyebar ke luar tubuh dan hanya dapat mempengaruhi dan dikenali oleh individu lain yang sejenis (satu *spesies*). Proses peninggalan *Pheromone* ini dikenal sebagai *stigmergy*, yaitu sebuah proses memodifikasi lingkungan yang tidak hanya bertujuan untuk mengingat jalan pulang ke sarang, tetapi juga memungkinkan para semut berkomunikasi dengan koloninya. Seiring waktu, jejak *Pheromone* akan menguap dan akan mengurangi kekuatan daya tariknya. Lebih cepat setiap semut pulang pergi melalui rute tersebut, maka *Pheromone* yang menguap lebih sedikit. Begitu pula sebaliknya jika semut lebih lama pulang pergi melalui rute tersebut, maka *Pheromone* akan menguap lebih banyak.



Gambar 3 Perjalanan semut dari sarang ke sumber makanan. Sumber (Dorigo, Marco, 1996).

Gambar 3.a di atas menunjukkan ada dua kelompok semut yang akan melakukan perjalanan. Satu kelompok bernama L yaitu kelompok yang berangkat dari arah kiri yang merupakan sarang semut dan kelompok lain yang bernama kelompok R yang berangkat dari kanan yang merupakan sumber makanan. Kedua kelompok semut dari titik awal keberangkatan sedang dalam posisi pengambilan keputusan jalan sebelah mana yang akan diambil. Kelompok semut L membagi dua kelompok lagi, Sebagian melalui jalan atas dan sebagian melalui jalan bawah, hal ini juga berlaku pada kelompok semut R.

Gambar 3b dan gambar 3c menunjukkan bahwa kelompok semut berjalan pada kecepatan yang sama dengan meninggalkan *Pheromone* (jejak kaki semut) di jalan yang telah dilalui. *Pheromone* yang ditinggalkan oleh semut - semut yang melalui jalan atas telah mengalami banyak penguapan karena semut yang melalui jalan atas berjumlah lebih sedikit dari pada jalan yang di bawah. Hal ini dikarenakan jarak yang ditempuh lebih panjang dari pada jalan bawah. Sedangkan *Pheromone* yang berada di jalan bawah, penguapannya cenderung lebih lama. Karena semut yang melalui jalan bawah lebih banyak dari pada semut yang melalui jalan atas.

Gambar 3.d menunjukkan bahwa semut-semut yang lain pada akhirnya memutuskan untuk melewati jalan bawah karena *Pheromone* yang ditinggalkan masih banyak. Sedangkan *Pheromone* pada jalan atas sudah banyak menguap sehingga semut-semut tidak memilih

jalan atas tersebut. Semakin banyak semut yang melalui jalan bawah maka semakin banyak semut yang mengikutinya. Demikian juga dengan jalan atas, semakin sedikit semut yang melalui jalan atas, maka *Pheromone* yang ditinggalkan semakin berkurang bahkan hilang. kemudian cari rute terpendek antara sarang dan sumber makanan [6].

Setelah semua semut menyelesaikan sebuah tour, tingkat *Pheromone* di-update dengan mengaplikasikan *global updating rule* menurut persamaan berikut :

$$\tau_{rs} = (1 - \rho)\tau_{rs} \quad (25)$$

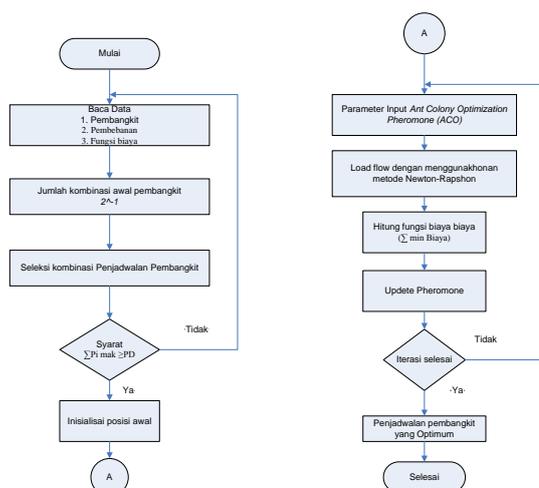
dengan

$$\Delta\tau_{rs}^{bs} = \begin{cases} c \frac{f_{best}}{f_{worst}} & \text{jika } (r,s) \in \text{lintasan terbaik keseluruhan} \\ 0 & \text{jika tidak} \end{cases} \quad (26)$$

Dimana f_{best} adalah nilai terbaik (terkecil) dari fungsi tujuan dan f_{worst} nilai terjelek (terbesar) dari fungsi tujuan. Sedangkan c adalah konstanta untuk updating global pheromone dan nol jika tidak. Persamaan *update jejak Pheromone* secara *offline* ini, dilakukan pada akhir sebuah iterasi algoritma, saat semua semut telah menyelesaikan sebuah tour. Persamaan diaplikasikan ke edge yang digunakan semut menemukan lintasan keseluruhan yang terbaik sejak awal percobaan. Tujuan pemberian nilai ini adalah memberi sejumlah jejak *Pheromone* pada lintasan terpendek, dimana tour terbaik (lintasan dengan panjang terpendek) mendapat penguatan. Bersama dengan *pseudo random proportional rule* dimaksudkan untuk membuat pencarian lebih terarah [7].

III. METODELOGI PENELITIAN

Penelitian ini lebih terarah maka perlu dibuat metode penelitian. Berikut alur penelitian yang akan dilakukan dengan metode *Ant Colony optimization (ACO)*.



Gambar 4 Diagram Alir Metode *Ant Colony Optimization (ACO)*

Pada gambar 4 menunjukan diagram alir penjadwalan unit pembangkit menggunakan metode *Ant Colony Optimization* dengan langkah penyelesaiannya sebagai

berikut:

1. Baca data
Jumlah pembangkit yang akan dilakukan penjadwalan, batasan daya *output* pembangkit, baca data pembebanan pembangkit selama 24 jam, fungsi biaya pembangkit, untuk menentukan biaya pembangkit.
2. Kombinasi
Menentukan jumlah kombinasi awal yang dapat dilakukan berdasarkan persamaan (2^N-1) . Kombinasi unit pembangkit yang bekerja dan yang tidak bekerja untuk memenuhi kebutuhan beban system pada periode tersebut, dengan biaya yang optimum.
3. Seleksi kombinasi *on/off* unit pembangkit, akan dipilih kombinasi mana yang akan dijadwalkan dengan memenuhi syarat $\sum P_{max} \geq P_{demand}$ dan batasan daya pembangkit (P_{mak} dan P_{min}) sehingga diperoleh kombinasi pembangkit yang akan digunakan dalam analisis.
4. Langkah selanjutnya adalah menentukan posisi awal *Pheromone* dengan nilai awal berupa batas daya maksimum dan minimum pembangkit yang diacak secara random.
5. Inisialisasi parameter algoritma *Ant colony Optimization* seperti jumlah semut, ρ , NC_{mak} dan konstanta, r_{min} dan r_{mak}
6. Selanjutnya lakukan analisis aliran daya menggunakan *Newton-Rapshon* dengan syarat $\sum P_i = P_D + P_L$.
7. Selanjut hitung biaya pembangkit dari daya yang diperoleh berdasarkan koefisiensi biaya pembangkit setiap *Pheromone*.
8. *Update* nilai posisi dengan persamaan (25) sehingga memperoleh nilai daya yang baru.
9. Apabila nilai yang diperoleh belum konvergen, lakukan kembali pada langkah ke 6 dan jika sudah konvergen maka diperoleh kombinasi penjadwalan yang dilakukan dan biaya minimum dan proses iterasi dihentikan.

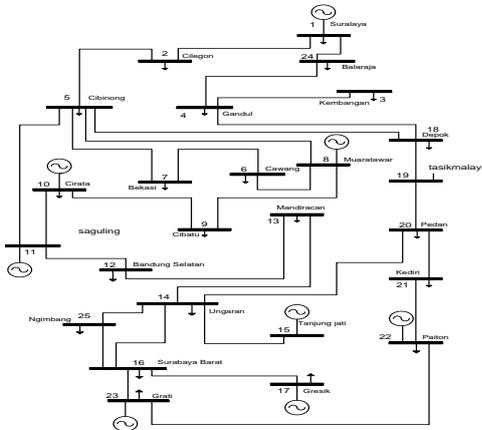
IV. SIMULASI DAN HASIL ANALISIS

Data yang digunakan adalah persamaan karakteristik dari *input-output* pembangkit, nilai maksimum dan minimum pembangkit dan biaya bahan bakar. Perhitungan diaplikasikan pada dua contoh dengan menggunakan metode algoritma, untuk metode konvensional menggunakan metode *Lagrange* dan untuk membandingkan dengan menggunakan algoritma *Ant Colony optimization (ACO)*. Simulasi diaplikasikan pada sistem kelistrikan Jawa-Bali 500kV 25 bus pada pembebanan selama 24 jam.

A. Data Sistem 500kV 25 bus Jawa-Bali

Sistem tenaga listrik Jawa-Bali dibagi menjadi 4 (empat) *region*. Jaart Raya & Banten *region* 1, Jawa

Barat region 2, Jawa Tengah dan D.I.Y region 3, serta Jawa Timur dan Bali region 4. Gambar 5.3 menunjukkan one line diagram sistem 500kV Jawa-Bali. Pada sistem interkoneksi tenaga listrik 500kV Jawa-Bali terdiri dari 25 bus, 30 saluran transmisi dan 8 pembangkit tenaga listrik.



Gambar 5. Diagram Single Line Jawa Bali 500 Kv 25 bus

Pembangkit yang terpasang terdiri dari 6 pembangkit termal yaitu Suralaya (bus 1), pembangkit Muara tawar (bus 8), pembangkit Tanjung jati (bus 15), pembangkit Gresik (bus 17), pembangkit Paiton (bus 22), pembangkit Grati (bus 23) dan 2 pembangkit *hydro* (PLTA) yaitu pembangkit Cirata (bus 10), dan Saguling (bus 11).

TABEL I
BATAS DAYA AKTIF DAN DAYA REAKTIF

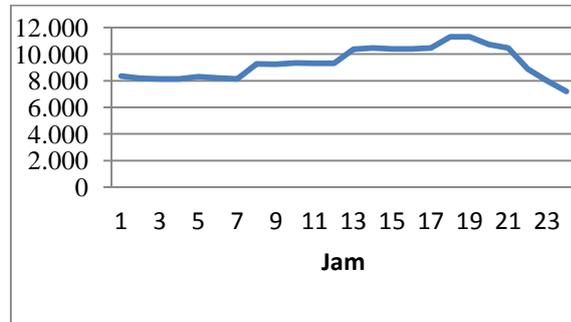
No bus	Pembangkit	Daya Aktif Pmin (MW)	Daya Aktif Pmax (MW)	Daya Reaktif Qmin (MVar)	Daya Reaktif Qmax (MVar)
1	Suralaya	1500	3400	-600	2040
8	Muaratawar	1040	2200	-700	1540
15	Tanjung jati	600	1220	-240	720
17	Gresik	238	1050	-610	660
22	Paiton	1425	3254	-840	1920
23	Grati	150	827	-302	566

TABEL 2
KOEFSIEN BIAYA PEMBANGKITAN SISTEM 500KV JAWA-BALI

Pembangkit	Fungsi Biaya
Suralaya	$31630.21 + 395668.05P1 + 65.94P12$
Muaratawar	$107892572.17 + 2478064.47P2 + 690.98P22$
Cirata	$0 + 6000.00P3 + 0$
Saguling	$0 + 5502.00P4 + 0$
Tanjung Jati	$163648.18 + 197191.76P5 + 21.88P52$
Gresik	$13608770.96 + 777148.77P6 + 132.15P62$
Paiton	$8220765.38 + 37370.67P7 + 52.19P72$
Grati	$86557397.4 + 2004960.63P8 + 533.92P82$

Tabel 1 menunjukkan batasan kemampuan daya aktif dan reakti dari pembangkit pada sistem 500kV Jawa-Bali. Tabel 2 menunjukkan persamaan koefisien biaya masing-masing pembangkit pada sistem 500kV Jawa-Bali.

Pada simulasi penelitian ini menggunakan data beban dan pembangkit sistem PT PLN (Persero) P3B Jawa-Bali pada tanggal 19 April 2011. Kurva beban harian yang digunakan dalam penjadwalan pembangkit sistem 500kV Jawa-Bali untuk 24 jam.



Gambar 6. Kurva Beban Harian Selama 24 Jam. Pada tanggal 19 April 2011.

TABEL 3
HASIL SIMULASI LOAD FLOW PEMBANGKIT JAWA BALI 500 KV 25 BUS SEBELUM OPTIMASI.

Bus No	Ko de Bus	Tegangan (Volt)		Beban (Load)		Generation	
		Magnitudo	Sudut	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	1.020	0	219	67	1442.92	1970.92
2	0	1.015	-0.146	333	179	0	0
3	0	0.947	-1.476	202	39	0	0
4	0	0.948	-1.262	814	171	0	0
5	0	0.944	-0.675	638	336	0	0
6	0	0.934	-2.481	720	217	0	0
7	0	0.933	-2.859	1126	331	0	0
8	2	0.950	0.931	0	0	1760	1670.17
9	0	0.947	0.671	1152	345	0	0
10	0	0.938	2.305	597	201	948	200
11	0	0.933	2.872	0	0	698.4	150
12	0	0.915	4.497	477	254	0	0
13	0	0.948	11.897	293	65	0	0
14	0	0.918	28.934	193	118	0	0
15	2	1.025	41.04	0	0	1321.6	553.687
16	0	0.971	37.661	508	265	0	0
17	0	0.980	38.238	127	92	900	651.384
18	0	0.945	-0.819	342	95	0	0
19	0	0.988	10.752	133	33	0	0
20	0	0.955	5.138	365	101	0	0
21	0	0.928	33.742	498	124	0	0
22	0	1.041	44.553	448	55	3180	798.607
23	2	0.99	41.242	180	132	398.6	398.789
24	0	0.974	-1.34	732	287	0	0
25	0	0.955	35.234	264	58	0	0
Total				10361	3565	10649	6393.57

B. Hasil Simulasi Lagrange Sistem 500kV 25 bus Jawa-Bali.

Hasil simulasi *load flow* pembangkit sistem 500kV Jawa-Bali pada beban 10361 MW dengan menggunakan metode *Lagrange* seperti pada Tabel 3. Tabel 3 menunjukkan hasil loadflow dari 6 pembangkit yang disimulasikan diperoleh pembebanan sebesar 10361 MW dan beban sebesar 3565MVar, dengan daya aktif yang dibangkitkan sebesar 10649.5 MW dan daya reaktif sebesar 6393.57 MVar. Tegangan *magnitude*

tertinggi pada bus 1 adalah 1.020 Volt dan tegangan magnitude terendah pada bus 13 adalah 0.894 Volt.

Dan rugi-rugi saluran tertinggi pada line 13 ke 14/ 14 ke13 sebesar 57.733 MW, dan rugi-rugi saluran terendah pada line 3 ke4/4 ke 3 sebesar 0.071 MW. Total rugi-rugi daya saluran yang terhubung pada pembangkit adalah 288.52 MW dan 2828.57 MVar. Sehingga diperoleh biaya pembangkitan perjam sebesar Rp 10.063.841.297/jam dan biaya pembangkitan perhari atau 24 jam diperoleh Rp189.590.209.947.

TABEL 4
HASIL SIMULASI LOAD FLOW PEMBANGKIT JAWA BALI 500 KV
25 BUS MENGGUNAKAN METODE LAGRANGE.

Bus	Kod bu	Tegangan (Volt)		Beban (Load)		Generation	
		Magnitudo	Sudut	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	1.02	0	219	67	2541.78	1507.236
2	2	1.016	-0.293	333	179	0	0
3	0	0.965	-4.329	202	39	0	0
4	0	0.966	-4.122	814	171	0	0
5	2	0.964	-4.066	638	336	0	0
6	0	0.959	-6.252	720	217	0	0
7	0	0.954	-6.473	1126	331	0	0
8	2	0.99	-3.368	0	0	1485	1583.407
9	0	0.97	-3.759	1152	345	0	0
10	0	0.964	-2.35	597	201	948	200
11	2	0.961	-1.891	0	0	698.4	150
12	0	0.949	-1.068	477	254	0	0
13	2	0.937	3.513	293	65	0	0
14	0	0.951	14.791	193	118	0	0
15	0	1.00	25.72	0	0	1220	327.799
16	0	0.982	19.588	508	265	0	0
17	0	0.98	19.629	127	92	238	664.614
18	0	0.964	-4.011	342	95	0	0
19	0	0.941	3.112	133	33	0	0
20	0	0.939	12.572	365	101	0	0
21	0	0.952	18.534	498	124	0	0
22	0	1.00	27.548	448	55	3254	563.592
23	0	0.99	23.34	180	132	150	206.527
24	0	0.984	-2.875	732	287	0	0
25	0	0.972	17.926	264	58	0	0
Total				10361	3565	10535.18	5203.175

Tabel 4 menunjukkan hasil loadflow dari 6 pembangkit yang disimulasikan dengan menggunakan metode *Lagrange* yang dioperasikan diperoleh pembebanan sebesar 10361 MW dan beban sebesar 3565Mvar, dengandaya aktif yang dibangkitkan sebesar 10535.18 MW dan daya reaktif sebesar 5203.175 MVar. Tegangan *magnitude* tertinggi pada bus 1 adalah 1.02 Volt dan tegangan magnitude terendah pada bus 13 adalah 0.937 Volt. Dan rugi-rugi saluran tertinggi pada line 13 ke 14/ 14 ke13 sebesar 27.498 MW, dan rugi-rugi saluran terendah pada line 15 ke 18/15 ke 18 sebesar 0.012 MW. Total rugi-rugi daya saluran yang terhubung pada pembangkit adalah 174.18MW dan 1638.175 MVar. Sehingga diperoleh biaya pembangkitan perjam sebesar Rp 8.305.919.299 dan biaya pembangkitan perhari atau 24 jam diperoleh Rp 153.175.081.392.

Tabel 5 menunjukkan hasil loadflow dimana dari 6 pembangkit yang disimulasikan menggunakan metode *Ant Colony Optimization (ACO)* yang dioperasikan diperoleh pembebanan sebesar 10361 MW dan beban sebesar 3565 MVar, dengan daya aktif yang dibangkitkan sebesar 10499.69 MW dan daya reaktif

sebesar 4814.214 MVar. Tegangan *magnitude* tertinggi pada bus 1 adalah 1.05 Volt dan tegangan magnitude terendah pada bus 20 adalah 0.955 Volt. Dan rugi-rugi saluran tertinggi pada line 1 ke 24/ 24 ke1 sebesar 17,788 MW dan rugi-rugi saluran terendah pada line 3 ke 4/4 ke 3 sebesar 0.068 MW. Total rugi-rugi daya saluran yang terhubung pada pembangkit adalah 138.688 MW dan 1249.214 MVar. Sehingga diperoleh biaya pembangkitan perjam sebesar Rp 7.704.456.722 dan biaya pembangkitan perhari atau 24 jam diperoleh Rp 118.968.435.960.

TABEL 5
HASIL OPTIMASI LOAD FLOW PEMBANGKIT 500 KV 25 BUS JAWA-BALI
MENGGUNAKAN METODE ANT COLONY OPTIMIZATION (ACO)

Bus	Kode bus	Tegangan (Volt)		Beban (Load)		Generation	
		Magnitudo	Sudut	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	1	1.02	0	219	67	3390.86	1347.825
2	2	1.016	-0.404	333	179	0	0
3	0	0.972	-6.458	202	39	0	0
4	0	0.973	-6.254	814	171	0	0
5	2	0.972	-6.601	638	336	0	0
6	0	0.968	-9.167	720	217	0	0
7	0	0.963	-9.255	1126	331	0	0
8	2	1.028	-6.696	0	0	1176.04	1629.85
9	0	0.981	-7.109	1152	345	0	0
10	0	0.976	-5.762	597	201	948	200
11	2	0.973	-5.331	0	0	698.4	150
12	0	0.964	-4.968	477	254	0	0
13	2	0.957	-1.924	293	65	0	0
14	0	0.967	6.258	193	118	0	0
15	0	1.04	11.495	0	0	600	187.364
16	0	0.993	11.455	508	265	0	0
17	0	1.051	11.511	127	92	254.943	626.879
18	0	0.972	-6.377	342	95	0	0
19	0	0.958	-1.594	133	33	0	0
20	0	0.955	5.138	365	101	0	0
21	0	0.961	10.715	498	124	0	0
22	0	1.052	19.423	448	55	3180.372	284.445
23	0	1.05	15.305	180	132	251.072	387.85
24	0	0.986	-4.031	732	287	0	0
25	0	0.983	9.725	264	58	0	0
Total				10361	3565	10499.69	4814.214

TABEL 6
HASIL SIMULASI DAYA DAN BIAYA PEMBANGKITAN JAWA
BALI 500KV 25 BUS

Pembangkit	Sebelum Optimasi Sistem Jawa Bali 500kV 25 bus	
	Daya (MW)	Biaya (Rp/jam)
P1(Suralaya)	1442.92	708.239.530
P2(Muaratawar)	1760	6.609.665.687
P3(Tanjung Jati)	1321.6	300.461.303
P4(Gresik)	900	820.084.164
P5(Paiton)	3180	654.825.652
P6(Grati)	398.6	970.564.961
Total	10649.524	10.063.841.297
Beban		10631
Rugi-rugi		288.52 MW

Tabel 6 menunjukkan hasil simulasi *loadflow* dari 6 pembangkit diperoleh biaya pembangkitan sebesar Rp 10.063.841.297/jam. Daya pembangkitan sebesar 10649.524 MW, Beban sebesar 10361 MW dan rugi-rugi daya pada saluran sebesar 288.52 MW. Besarnya rugi-rugi daya disebabkan karena jarak pembangkit ke beban sangatlah jauh.

Tabel 7 menunjukkan hasil simulasi *loadflow* dari 6 pembangkit diperoleh biaya pembangkitan sebesar Rp

8.305.919.299/jam. Daya pembangkitan sebesar 10649.524 MW, Beban sebesar 10361 MW dan rugi-rugi daya pada saluran sebesar 174.18 MW. Rugi-rugi daya pada metode *Lagrange* kecil dibandingkan dengan sebelum menggunakan metode *Lagrange*, dimana optimisasi ini menggunakan metode konvensional.

TABEL 7
HASIL SIMULASI DAYA DAN BIAYA PEMBANGKITAN JAWA BALI 500KV 25 BUS MENGGUNAKAN METODE LAGRANGE.

Pembangkit	Setelah Optimasi Sistem Jawa Bali 500kV 25 bus Menggunakan Metode Lagrange	
	Daya (MW)	Biaya (Rp/jam)
P1(Suralaya)	2541.78	1.431.748.045
P2(Muaratawar)	1485	5.311.584.681
P3(Tanjung Jati)	1220	274.776.623
P4(Gresik)	238	206.055.683
P5(Paiton)	3254	682.439.576
P6(Grati)	150	399.314.692
Total	10535.18	8.305.919.299
Beban	10 631	
Rugi-rugi	174.18 MW	

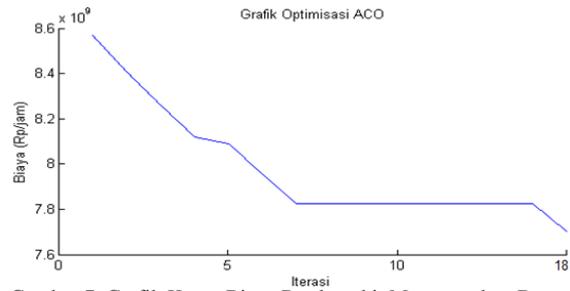
TABEL 8
HASIL SIMULASI DAYA DAN BIAYA PEMBANGKITAN JAWA BALI 500KV 25 BUS MENGGUNAKAN METODE ANT COLONY OPTIMIZATION(ACO)

Pembangkit	Setelah Optimasi Sistem Jawa Bali500kV 25 bus Menggunakan Metode Ant Colony Optimization (ACO)	
	Daya (MW)	Biaya (Rp/jam)
P1(Suralaya)	3390.86	2.099.860.407
P2(Muaratawar)	1176.041	3.977.875.063
P3(Tanjung Jati)	600	127.828.340
P4(Gresik)	254.943	220.326.223
P5(Paiton)	3180.372	654.962.928
P6(Grati)	251.072	623.603.762
Total	10499.69	7.704.456.722
Beban	10631	
Rugi-rugi	138.688 MW	

Tabel 8 menunjukkan hasil simulasi loadflow dari 6 pembangkit diperoleh biaya pembangkitan sebesar Rp7.704.456.722 /jam. Daya pembangkitan sebesar 10449.69 MW, Daya Beban sebesar 10361 MW dan rugi-rugi daya pada saluran sebesar 138.688 MW. Rugi-rugi daya pada metode *Ant Colony Optimization (ACO)* lebih baik dibandingkan dengan sebelum dan sesudah optimisasi dengan menggunakan metode *Lagrange*. Dimana optimisasi ini menggunakan metode *Ant Colony Optimization (ACO)* yaitu *Swarm Intelligence*, pengembangan paradigma yang digunakan untuk menyelesaikan masalah optimasi dimana inspirasi yang digunakan untuk memecahkan masalah tersebut berasal perilaku kumpulan atau kawanan (*swarm*) serangga (semut).

Gambar 7 menunjukkan kurva hasil simulasi biaya penjadwalan pembangkit data sistem Jawa-Bali 25 bus dengan menggunakan metode *Ant Colony Optimization (ACO)*. diperoleh biaya (Rp/jam) terhadap iterasi dimana pada iterasi ke delapan belas (18) diperoleh nilai konvergen. Konvergen adalah suatu nilai yang tidak ada

lagi perubahan.



Gambar 7. Grafik Kurva Biaya Pembangkit Menggunakan Data 500kV 25 bus Jawa-Bali.

Tabel 7 menunjukkan bahwa sebelum dilakukan optimisasi pada beban 10361 MW sistem 500kV Jawa-Bali terlihat bahwa enam pembangkit beroperasi semua dengan biaya sebesar Rp10.063.841.297/jam dengan daya yang dibangkitkan sebesar 10649.524 MW dan rugi-rugi 288.52 MW. Pada beban yang sama dengan menggunakan metode *Lagrange* menghasilkan biaya pembangkitan sebesar Rp8.305.919.299/jam, selisih 1.757.921.998 atau 17.45 %. dengan daya 10535.18 MW dan rugi-rugi 174.18 MW. Tabel 9 menunjukkan sebelum optimisasi untuk beban sistem selama 24 jam dengan 8 pembangkit yang saling interkoneksi, total beban selama 24 jam sebesar 223.863 MW dan menghasilkan biaya sebesar Rp189.590.209.947 perhari dengan rugi-rugi 4569 MW, daya yang dibangkitkan 228.432 MW. Tabel 10 menggunakan metode *Lagrange* selama 24 jam menghasilkan biaya pembangkitan sebesar Rp 153.175.081.392 dengan daya pembangkitan 228.319 MW, total beban selama 24 jam 223.863 MW, rug-rugi 4456 MW. Sehingga jumlah total beban ditambah dengan rugi-rugi akan diperoleh daya sebesar 228.319 MW. Hasil ini menunjukkan bahwa batasan keseimbangan daya (*equality Constrains*) telah terpenuhi, dimana total daya yang dihasilkan pembangkit (P_i) dikurangi dengan rugi-rugi saluran (P_L) akan sama dengan beban (P_D) atau dengan kata lain bahwa total daya yang dibangkitkan (P_i) akan sama dengan daya beban (P_D) ditambah dengan rugi-rugi dengan saluran (P_L). Dan daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit sudah sesuai dengan kemampuan tiap unit pembangkitnya (*Inequality Constrains*).

C. Analisis Hasil Simulasi Ant Colony Optimization (ACO) Sistem 500kV 25 bus Jawa-Bali

Analisis hasil simulasi pada sistem 500kV 25 bus Jawa-Bali digunakan untuk mengimplementasikan metode *Ant Colony Optimization (ACO)* adalah sebagai berikut:

- Ant : 20-80 semut
- Node : 6 (jumlah unit pembangkit)
- Rho : 0.2
- Max NC : 18

Tabel 8 terlihat bahwa hasil simulasi pembangkit dengan menggunakan algoritma *Ant Colony Optimization (ACO)* akan diperoleh daya pembangkit melayani kebutuhan dengan total daya sebesar 6499.69MW dengan biaya sebesar

Rp7.704.456.722/jam, selisih 2.359.384.575 atau 23.4%. Dengan memperhitungkan rugi-rugi daya pada saluran transmisi sebesar 138.688 MW sehingga total beban ditambah dengan rugi-rugi maka akan diperoleh daya sebesar 6499.69MW. Pada Tabel 11 terlihat bahwa dengan menggunakan metode *Ant Colony Optimization (ACO)* selama 24 jam menghasilkan biaya pembangkitan sebesar Rp 118.968.435.960 dengan daya pembangkitan 227.747 MW, total beban selama 24 jam 223.863 MW, rugi-rugi 3884 MW Sehingga jumlah total beban ditambah dengan rugi-rugi akan diperoleh daya sebesar 227.747 MW. Hasil ini menunjukkan bahwa batasan keseimbangan daya (*equality constrains*) terpenuhi, dimana total daya yang dihasilkan pembangkit (P_i) dikurangi dengan rugi-rugi saluran (P_L) akan sama dengan beban (P_D) atau dengan kata lain bahwa total daya yang dibangkitkan (P_i) akan sama dengan daya beban (P_D) ditambah dengan rugi-rugi saluran (P_L). Daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit sudah sesuai dengan kemampuan tiap unit pembangkitnya (*inequality constrains*).

V. KESIMPULAN DAN SARAN

Hasil analisis loadflow diperoleh dengan menggunakan Metode *Ant Colony Optimization (ACO)*

lebih ekonomis dibandingkan dengan menggunakan metode *Lagrange*.

Hasil analisis ini masih perlu penelitian lebih lanjut untuk pengembangan dengan metode lainnya seperti *Artificial Neural Network(ANN)* agar nantinya didapat suatu perbandingan hasil yang diperoleh pada metode tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi Djiteng, 2006. Operasi Sistem Tenaga Listrik, edisi kedua Graha Ilmu, Yogyakarta
- [2] Kadir Abdul, 2010. Pembangkit Tenaga Listrik, edisi kedua, Universitas Indonesia
- [3] Suyono Hadi, 2011. Scheduling Of Generation Units with Consideration Maximum Tolerable Insecurity Level (MTIL) By Using Genetic Algorithm, International Journal Of Academic Research.
- [4] Swarup, K..S, 2005. Ant Colony Optimization for Economic Generator Scheduling and Load Dispatch, Proceeding of the 6th WSEAS Int. Conf. on Evolutionary Computing, Lisbon, Portugal, June 16-18,(pp167-175).
- [5] Saadat Hadi, 1999 Power System Analisis, Milwake School of Engineering, New York.
- [6] Dorigo, M., and Stutzle, T, 2004. Ant colony optimization. A Bradford book. The MIT Press Cambridge, Massachusetts London, England.
- [7] Santoso, Budi dan Willy Paul, 2011. Metoda Metaheuristik, konsep dan implementasi, edisi pertama, penerbit guna widya.

TABLE 9
PENJADWALAN PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK TERMAL JANGKA PENDEK SEBELUM OPTIMASI SISTEM JAWA-BALI 500kV 25 BUS

Jam	Beban (Mw)	Losses (Mw)	Daya (Mw)	Suralaya	Muara Tawar	Tanjung Jati	Gresik	Paiton	Grati	Biaya (Rp/jam)
01	8350	198	8548	802.976	1300	1000	400	3000	398.6	6.984.464.922.00
02	8179	199	8378	633.084	1300	1000	400	3000	398.6	6.901.156.771.01
03	8138	199	8338	593.134	1300	1000	400	3000	398.6	6.882.119.492.03
04	8138	200	8338	593.134	1300	1000	400	3000	398.6	6.882.119.492.03
05	8304	196	8500	755.241	1300	1000	400	3000	398.6	6.960.528.704.43
06	8218	671	8416	671.029	1300	1000	400	3000	398.6	6.919.433.485.57
07	8138	200	8338	593.389	1300	1000	400	3000	398.6	6.882.240.169.60
08	9256	167	9423	1677.875	1300	1000	400	3000	398.6	7.473.757.165.27
09	9237	175	9412	1666.803	1300	1000	400	3000	398.6	7.466.934.684.23
10	9337	175	9412	1666.803	1300	1000	400	3000	398.6	7.466.934.684.23
11	9320	174	9494	1748.27	1300	1000	400	3000	398.6	7.517.611.855.54
12	9318	174	9491	1746.396	1300	1000	400	3000	398.6	7.516.340.491.61
13	10361	166	10527	2781.828	1300	1000	400	3000	398.6	8.235.198.543.54
14	10454	165	10620	2874.792	1300	1000	400	3000	398.6	8.306.657.103.79
15	10401	151	10567	2821.881	1300	1000	400	3000	398.6	8.265.846.048.16
16	10401	155	10567	2821.881	1300	1000	400	3000	398.6	8.265.846.048.16
17	10454	155	10620	2874.828	1300	1000	400	3000	398.6	8.306.684.666.30
18	11292	154	11556	2350.164	1760	1321	900	3180	398.6	10.649.722.896.57
19	11301	164	11565	2359.016	1760	1321	900	3180	398.6	10.655.974.066.60
20	10734	150	11011	1805.2	1760	1321	900	3180	398.6	10.284.774.987.97
21	10454	155	10739	1533.287	1760	1321	900	3180	398.6	10.117.328.919.70
22	8885	155	9066	1321.259	1300	1000	400	3000	398.6	7.262.129.962.63
23	7997	140	8202	456.670	1300	1000	400	3000	398.6	6.818.678.316.88
24	7196	131	7304	559.057	1300	1000	400	2000	398.6	6.567.7264.66.91
Total Beban : 223.863 MW										
Total Losses : 4569 MW										
Total Daya : 228.432 MW										
Total Biaya : 189.590.209.947 (Rupiah perhari)										

TABEL 10
HASIL SIMULASI PENJADWALAN PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK TERMAL JANGKA
PENDEK SISTEM JAWA-BALI 500kV 25 BUS MENGGUNAKAN METODE LAGRANGE

Jam	Beban (Mw)	Losses (Mw)	Daya (Mw)	Suralaya	Muara Tawar	Tanjung Jati	Gresik	Paiton	Grati	Biaya (Rp/jam)	Waktu Komputasi (detik)
01	8350	203	8553	2090	0	1098	789	2928	0	2.634.764.974.61	1.024
02	8179	184	8363	2068	0	1098	621	2928	0	2.458.304.681.75	1.105
03	8138	180	8318	2063	0	1098	582	2928	0	2.418.151.802.24	0.988
04	8138	180	8318	2063	0	1098	582	2928	0	2.418.151.802.24	0.956
05	8304	194	8498	2087	0	1098	738	2928	0	2.582.626.627.24	0.976
06	8218	187	8405	2075	0	1098	657	2928	0	2.496.523.853.49	0.936
07	8138	181	8319	2063	0	1098	582	2928	0	2.418.332.057.67	0.971
08	9256	295	9551	2236	0	1098	945	2928	697	4.635.032.343.21	1.209
09	9237	306	9543	2252	0	1098	945	2928	673	4.580.321.011.58	1.107
10	9337	138	9475	2090	1324	1098	238	2928	150	7.132.355.710.59	0.988
11	9320	139	9459	2098	1308	1098	238	2928	150	7.063.192.603.35	0.954
12	9318	139	9457	2098	1306	1098	238	2928	150	7.054.609.225.58	1.053
13	10361	147	10508	2158	1980	1098	697	2928	0	10.314.418.140.81	0.917
14	10454	155	10609	2171	1980	1098	785	2928	0	10.408.568.440.43	0.964
15	10401	151	10552	2164	1980	1098	735	2928	0	10.355.202.199.74	1.154
16	10401	151	10552	2164	1980	1098	735	2928	0	10.355.202.199.74	1.002
17	10454	155	10609	2171	1980	1098	785	2928	0	10.408.591.565.09	1.064
18	11292	234	11526	2299	1980	1098	945	2928	629	12.217.691.353.57	1.217
19	11301	235	11536	2300	1980	1098	945	2928	638	12.242.560.960.50	1.142
20	10734	178	10912	2211	1980	1098	898	2928	150	10.948.570.166.60	1.076
21	10454	155	10609	2171	1980	1098	785	2928	0	10.408.591.565.09	1.049
22	8885	257	9142	2183	0	1098	945	2928	341	3.687.352.069.37	1.075
23	7997	205	8167	2044	0	1098	449	2928	0	2.284.277.122.60	0.966
24	7196	142	7338	1665	0	1098	0	2928	0	1.651.698.915.30	1.152
Total Beban : 223.863 MW											
Total Losses :4456 MW											
Total Daya : 228.319 MW											
Total Biaya : 153.175.081.392.39 (Rupiah perhari)											

TABEL 11
HASIL SIMULASI PENJADWALAN PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK TERMAL JANGKA PENDEK
SISTEM JAWA-BALI 500kV 25 BUS MENGGUNAKAN METODE ANT COLONY OPTIMIZATION (ACO)

Jam	Beban (Mw)	Losses (Mw)	Daya (Mw)	Suralaya	Muara Tawar	Tanjung Jati	Gresik	Paiton	Grati	Biaya (Rp/jam)	Waktu Komputasi (detik)
01	8350	140	8490	2736	0	1190	310	2605	0	2.572.175.090.72	1.046
02	8179	126	8305	2714	0	931	322	2689	0	2.528.880.213.25	0.705
03	8138	133	8271	2584	0	1119	278	2641	0	2.424.600.155.77	0.654
04	8138	153	8291	2325	0	1020	470	2829	0	2.442.453.947.63	0.686
05	8304	130	8434	2740	0	1033	520	2493	0	2.688.226.679.41	0.679
06	8218	163	8381	2315	0	1175	386	2857	0	2.408.282.871.18	0.727
07	8138	151	8289	2345	0	1004	500	2792	0	2.467.935.679.32	0.631
08	9256	219	9475	2674	0	1202	954	2607	390	4.087.595.055.51	0.645
09	9237	216	9453	2764	0	1178	676	2415	772	4.819.087.983.26	0.720
10	9337	270	9607	2557	0	981	977	3146	297	3.319.726.676.35	0.712
11	9320	207	9527	2963	0	823	924	2951	219	3.899.880.049.29	0.676
12	9318	131	9449	2531	1040	830	238	3162	0	5.891.967.252.82	0.674
13	10361	122	10483	3363	1325	699	483	2965	0	7.830.923.812.16	0.713
14	10454	131	10585	3371	1204	805	935	2621	0	7.675.011.738.40	0.726
15	10401	160	10561	3223	1040	719	729	3202	0	6.862.376.253.25	0.674
16	10401	140	10541	3346	1140	715	681	3011	0	7.247.713.439.16	0.629
17	10454	151	10605	3358	1107	725	377	3202	187	7.400.216.115.59	0.740
18	11292	149	11441	4736	1040	600	333	2868	216	8.281.223.052.23	0.730
19	11301	161	11462	3362	1578	946	877	2420	630	10.790.287.182.65	0.749
20	10734	174	10908	3378	1076	600	604	2802	801	8.882.510.708.53	0.627
21	10454	177	10631	3094	1040	814	817	3218	0	6.874.562.347.57	0.723
22	8885	156	9041	3147	0	600	425	3222	0	3.064.869.724.91	0.737
23	7997	167	8164	2070	0	1167	436	2843	0	2.278.138.044.95	0.647
24	7196	157	7353	1531	0	1143	0	3032	0	1.617.545.886.34	0.724
Total Beban : 223.863 MW											
Total Losses :3884 MW											
Daya Total : 227.747 MW											
Total Biaya :118.968.435.960.25 (Rupiah perhari)											