

Penjadualan Pembangkit Hidro-Thermal Menggunakan Metode *Dynamic Programming*

Alief Rakhman Mukhtar (L2F 307 005)¹

Ir. Tedjo Sukmadi, M.T. – Karnoto, S.T., M.T.²

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro

ABSTRAK

Dalam sistem tenaga listrik yang terdiri dari unit PLTA dan sejumlah pusat listrik termis perlu dicari jalur pembagian pembangkit antara sub-sistem hidro (kelompok PLTA), dan sub-sistem thermal (PLTU, PLTP, PLTG dan PLTGU) agar di dapat operasi yang optimum bagi sistem tenaga listrik secara keseluruhan untuk mencapai biaya bahan bakar yang minimum.

Agar dicapai operasi yang optimum, perlu dilakukan pengaturan pembebanan pada pembangkit listrik yang melayani beban tenaga listrik. Beban sistem tenaga listrik berubah-ubah menurut waktu dalam rupiah per jam juga berubah ubah menurut waktu, biaya operasi sistem tenaga listrik merupakan tujuan yang akan diminimalkan, masalah ini dapat diselesaikan dengan menggunakan metoda *Dynamic Programming*. Biaya terbesar yang dipergunakan pada suatu perusahaan listrik adalah biaya bahan bakar, sehingga dalam perencanaan operasi sistem diinginkan agar biaya bahan bakar serendah mungkin, dalam arti dicapai biaya bahan bakar yang optimum, dengan tetap memperhatikan kendala-kendala sistem seperti kemampuan pembangkit dari generator.

Studi kasus di lakukan di pada tanggal 27 mei 2009 selama 24 jam. Beban sistem sebesar 7980 MW, dengan mengoperasikan 3 unit pembangkit Hidro dan 5 unit pembangkit Thermal menghasilkan penghematan biaya operasi sebesar 2.64% atau Rp. 287.059.636,03 per hari

I. PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Energi listrik adalah bentuk energi yang saat ini merupakan penyokong kehidupan masyarakat yang sangat penting. Begitu besar peranannya maka konsekuensinya di tuntutan ketersediaan, kesinambungan, dampak lingkungan yang bersih, kuantitas yang tinggi serta harga yang terjangkau oleh masyarakat luas.

Pengoperasian system yang efisien sangat penting dampaknya hingga dapat menjamin hubungan yang pantas antara biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan listrik untuk memproduksi satu kilowatt jam dengan biaya yang harus di bayar oleh pelanggan. Faktor ekonomi yang dominan dalam operasi system tenaga adalah biaya bahan bakar pembangkit thermal.

Biaya bahan bakar pada umumnya merupakan komponen biaya terbesar kira-kira 60 % dari keseluruhan biaya operasi. Pengendalian biaya operasi ini merupakan hal yang pokok, optimalisasi biaya sebesar 1% saja untuk sistem yang berskala besar dapat menghasilkan penghematan dalam orde milyaran rupiah pertahun.

1.2 TUJUAN

1. Menentukan operasi optimum suatu pembangkit tenaga listrik, mengoptimalkan penjadualan pembangkit dalam melayani beban.
2. Mengetahui hasil simulasi agar diperoleh efisiensi penghematan biaya konsumsi bahan bakar

2.1 PEMBATASAN MASALAH

Untuk menyederhanakan permasalahan dalam Tugas Akhir ini diperlukan adanya batasan-batasan, yaitu:

1. Data yang digunakan pada tugas akhir ini adalah data operasi pembangkit pada unit PLTA Mrica, PLTU Tambak lorok dan PLTGU Tambak lorok
2. Proses Penjadualan dan perhitungan berlangsung dalam jangka pendek, tiap periode dibagi atas beberapa interval (selang waktu) yang sama panjang, yaitu satu jam
3. Menitikberatkan pada pada segi penghematan ekonomi terutama konsumsi bahan bakar dan tidak membahas segi mekanik, operasional dan biaya investasi.
4. Sistem dianggap handal dan kapasitas pembangkit lebih besar dari beban system.

5. Hanya biaya yang langsung dipengaruhi oleh keluaran daya unit pembangkit, biaya bahan bakar, yang diperhitungkan. Biaya menjalankan (start up) dan menghentikan (shut down) unit-unit pembangkit tidak dimasukkan dalam perhitungan.
6. Pengolahan data menggunakan *software* Delphi 7 dan *Microsoft Excel* guna memudahkan perhitungan dan analisis tugas akhir.

2.2 Metode *Dynamic Programming* (DP)

Richard Bellman (1940) menyatakan bahwa *Dynamic Programming* digunakan untuk menggambarkan proses pemecahan masalah dimana akan dicari keputusan terbaik dari keputusan-keputusan yang ada. *Dynamic Programming* adalah sebuah metode yang termasuk dalam teori optimasi.

Dynamic Programming adalah strategi untuk membangun masalah optimal bertingkat, yaitu masalah yang dapat digambarkan dalam bentuk serangkaian tahapan (*stage*) yang saling mempengaruhi. Umumnya tiap tahapan mempunyai 4 (empat) variabel yang mempunyai pengaruh, baik langsung maupun tidak langsung terhadap tahapan lainnya dari sistem. Adapun empat variabel tersebut adalah sebagai berikut :

1. *Input* untuk tahapan n , X_n , yang tergantung dari keputusan yang dibuat pada tahapan terdahulu atau tergantung dari *input* asal yang tetap pada sistem, dalam tugas akhir ini X_n = beban generator.
2. *Set* keputusan pada tahap n , D_n yang menentukan kondisi atau syarat operasi dari tahapan, dalam tugas akhir ini $D_n = C_n$ (konsumsi bahan bakar pada generator ke n).
3. *Output* dari tahapan n , X_{n-1} yang biasa tergantung dari input pada tahapan n dan keputusan D_n . *Output* berupa beban yang akan dipikul masing-masing generator.
4. Hasil dari tahapan n yang merupakan keseluruhan biaya operasi generator.

Dalam *Dynamic Programming* tidak ada rumusan (formulasi) matematis standar. *Dynamic Programming* lebih merupakan suatu tipe pendekatan umum untuk pemecahan masalah, dan persamaan-persamaan khusus yang akan digunakan harus dikembangkan sesuai dengan setiap situasi individual.

Hal-hal yang harus diperhatikan dalam penggunaan metode *Dynamic Programming* adalah sebagai berikut :

1. Metode *Dynamic Programming* digunakan ketika masalah dapat dipecah menjadi sub masalah berulang yang lebih kecil.
2. Metode *Dynamic Programming* digunakan ketika solusi dapat diselesaikan secara *rekursif*.
3. Metode *Dynamic Programming* memerlukan sebuah tabel pengingat untuk menyimpan hasil perhitungan dari sub masalah yang akan digunakan untuk perhitungan solusi optimal secara keseluruhan.
4. Dengan adanya tabel pengingat, kita dapat mengimplementasikan algoritma secara *rekursif*.

Dynamic Programming dapat diaplikasikan apabila peningkatkan biaya linear dan diskrit. Dalam menyelesaikan persoalan dengan *Dynamic Programming*, kita dapat menggunakan 2 pendekatan yaitu:

- a. Maju (*forward* atau *up-down*) : bergerak mulai dari tahap 1, terus maju ke tahap 2, 3, ..., n. Urutan variabel keputusan adalah x_1, x_2, \dots, x_n
- b. Mundur (*backward* atau *bottom-up*) : bergerak mulai dari tahap n, terus mundur ke tahap n-1, n-2, ..., 2, 1. Urutan variabel keputusan adalah x_n, x_{n-1}, x_2, x_1 .

Secara umum ada 4 langkah yang dilakukan dalam mengembangkan algoritma *Dynamic Programming*:

1. Karakteristikkan struktur solusi optimal.
2. Definisikan secara *rekursif* nilai solusi optimal.
3. Hitung nilai solusi optimal secara maju atau mundur.
4. Konstruksi solusi optimal.

Dynamic Programming telah banyak diterapkan dalam masalah-masalah bisnis dan industri. Seperti masalah-masalah *scheduling* produksi, pengendalian persediaan, analisa *network*, proyek-proyek penelitian dan pengembangan, dan penjadwalan operasi unit pembangkit semuanya dapat dipecahkan dengan menggunakan programasi dinamis. Masalah-masalah ini dipecahkan dengan menggunakan prosedur-prosedur penyelesaian programasi dinamis yang berbeda-beda tergantung pada sifat masalah optimisasinya.

Dalam Tugas Akhir ini akan dibahas penggunaan metode *Dynamic Programming* untuk mencari alternatif yang optimum berupa kombinasi unit pembangkit termis yang terbaik untuk melayani beban tertentu agar didapat biaya bahan bakar yang minimal.

Jika dalam sistem terdapat n unit pembangkit termis yang siap operasi dan n unit ini akan dioperasikan menurut jalur subsistem termis yang telah dihitung sesuai persamaan (2.2), formulasi optimisasi biaya bahan bakar dengan metode *Dynamic Programming* adalah sebagai berikut:

- Bila $n = 1$ maka beban sistem akan diatasi oleh satu-satunya unit yang ada.
- Bila $n = 2$ unit yang masing-masing kurva biayanya diketahui, untuk melayani beban sistem yang tertentu besarnya dapat dicari kombinasi dan dua unit yang ada agar dicapai biaya bahan bakar yang minimum. Dan sini bisa disusun kurva biaya minimum untuk dua unit dalam menghadapi berbagai nilai beban sistem.

- Bila $n = 3$ dengan kurva biaya bahan bakar diketahui, maka dengan cara seperti diatas, kurva biaya minimum dua unit yang sudah didapat digabungkan dengan kurva biaya unit ke 3 untuk mendapatkan kurva biaya minimum dengan 3 unit dalam sistem untuk menghadapi berbagai nilai beban sistem.

Begitu seterusnya dapat dilakukan hal yang serupa untuk unit ke-4 dan seterusnya sampai dengan unit ke-n. Secara matematis hal ini dinyatakan sebagai berikut:

$$C_t(P_d) = \text{Min} \{C_n(P_n) + C_{n+1}(P_d - P_n)\}$$

dimana:

$C_t(P_d)$ = biaya total bahan bakar yang minimum dalam satuan biaya per satuan waktu (rupiah perjam) untuk n buah unit pembangkit dengan beban P_d KW.

$C_n(P_n)$ = biaya bahan bakar dalam rupiah per jam untuk unit ke n dengan beban P_n KW.

$C_{n+1}(P_d - P_n)$ = biaya bahan bakar yang minimum dari (n-1) unit pembangkit lainnya dengan beban $(P_d - P_n)$ KW.

$n = 0, 1, 2, 3, \dots, n$.

dengan batasan-batasan:

$$P_{n\text{min}} \leq P_d \leq P_{n\text{maks}} \quad (2.4)$$

dimana:

$P_{n\text{min}}$ dan $P_{n\text{maks}}$ masing-masing adalah batas kemampuan minimum dan maksimum generator untuk memikul beban.

Langkah-langkah untuk menyelesaikan permasalahan optimasi penjadwalan unit pembangkit adalah:

1. Dimulai dengan $n = 1$, yaitu apabila unit pembangkit berjumlah satu buah. Tidak ada pilihan lain maka beban sistem hanya dapat dilayani oleh satu-satunya unit pembangkit yang ada, sehingga biaya minimum dapat ditulis sebagai:

$$C_t(P_d) = C_1(P_1) \quad (2.5)$$

dengan syarat:

$$P_{1\text{min}} \leq P \leq P_{1\text{maks}} \quad (2.6)$$

dimana:

$P_{1\text{min}}$ dan $P_{1\text{maks}}$ masing-masing adalah batas kemampuan minimum dan maksimum generator ke-1 untuk memikul beban.

2. Kemudian diteruskan dengan $n = 2$. Sehingga persamaan menjadi:

$$C_t(P_d) = \text{Min} \{C_1(P_1) + C_2(P_d - P_1)\} \quad (2.7)$$

Persamaan (2.7) dipecahkan dengan urutan sebagai berikut:

- a. Memilih beban sistem sebesar P_d . Bagilah beban P_d untuk unit pembangkit ke 1 (P_1) sebesar $(P_d/2)$ KW dan untuk unit-unit pembangkit ke 2 (P_2) sebesar $(P_d - P_1)$ KW sehingga didapat nilai $C_t(P_d)$ pada persamaan (2.10) yang minimum. Setelah nilai minimum ini ditemukan catatlah nilai P_1 dan P_2 masing-masing sebagai beban unit ke 1 dan unit ke 2 untuk menghadapi beban sistem sebesar P_d KW yang memberikan biaya bahan bakar minimum.

- b. Merubah-rubah nilai P_1 pada persamaan 2.7 sebesar δ

$$\text{Sehingga } P_1 = P_1 + \delta \quad (2.8)$$

δ adalah suatu nilai tertentu. Dengan syarat masih memenuhi kemampuan pembangkit.

$$P_1 \text{ min} \leq P_1 + \delta \leq P_1 \text{ maks.} \quad (2.9)$$

$$\text{Sehingga } P_2 = P_d - P_1 \quad (2.10)$$

- c. Pilihlah beban sistem P_d yang lebih besar dan ulangilah proses perhitungan tersebut dalam butir 2.a sampai 2.b.
 - d. Dengan melakukan proses perhitungan seperti tersebut dalam butir 2.a. dan 2.b. akhirnya persamaan (2.10) dapat dipecahkan, artinya komposisi beban unit 1 dan unit 2 yang menghasilkan biaya bahan bakar minimum untuk berbagai nilai beban sistem dapat ditemukan dan kita sebut sebagai $C_2(P)$.
3. Untuk $n = n + 1$ perhitungan dilakukan dengan cara serupa seperti tersebut dalam butir 2 dan memvariasi P_n Sebesar $P_n \pm \delta$, sehingga akhirnya perhitungan dapat diperluas untuk sistem yang terdiri dari n unit pembangkit.

Hal-hal yang harus diperhatikan dalam optimalisasi menggunakan DP adalah sebagai berikut:

- a. Harus selalu diingat adanya batas pembebanan minimum dan maksimum untuk setiap jumlah unit pembangkit.
- b. Perhitungan hendaknya dimulai dengan unit pembangkit yang terkecil terlebih dahulu dan kemudian tentukan besarnya langkah kenaikan nilai P_n seperti yang tersebut dalam butir 2.a dan 2.b. dengan memperhatikan kemampuan minimum dan kemampuan maksimum dari unit pembangkit terkecil ini.
- c. Perubahan P_n sebesar δ harus tetap memenuhi:

$$P_1 + P_1 + \dots + P_n = P_d \quad (2.11)$$

Uraian diatas menjelaskan bagaimana mencari komposisi beban yang menghasilkan biaya bahan bakar minimum untuk sejumlah unit pembangkit tertentu dalam menghadapi beban tertentu.

III. PERANCANGAN PERANGKAT LUNAK

3.1 Pemodelan Karakteristik Konsumsi Bahan Bakar Unit Pembangkit thermal

Masukan pada pembangkit thermal adalah bahan bakar dan dinyatakan dalam satuan kalori/jam. Sedangkan keluarannya adalah besar daya yang dibangkitkan oleh unit tersebut dan dinyatakan dalam Kilowatt (kW).



Gambar 3.4 Pemodelan Karakteristik Konsumsi Bahan Bakar Pada PLTU U1

karakteristik konsumsi bahan bakar masing-masing unit pembangkit thermal adalah sebagai berikut:

- a. PLTU U1 Berbahan Bakar MFO

$$C_1 = 0,534 + 0,321P + 5,343P^2 \quad (\text{liter/jam})$$
- b. PLTU U2 Berbahan Bakar MFO

$$C_2 = 0,242 + 0,325P + 2,137P^2 \quad (\text{liter/jam})$$
- c. PLTGU G1.2 Berbahan Bakar HSD

$$C_3 = 0,391 + 0,359P + 5,467P^2 \quad (\text{liter/jam})$$

$$\text{d. PLTGU G1.3 Berbahan Bakar HSD}$$

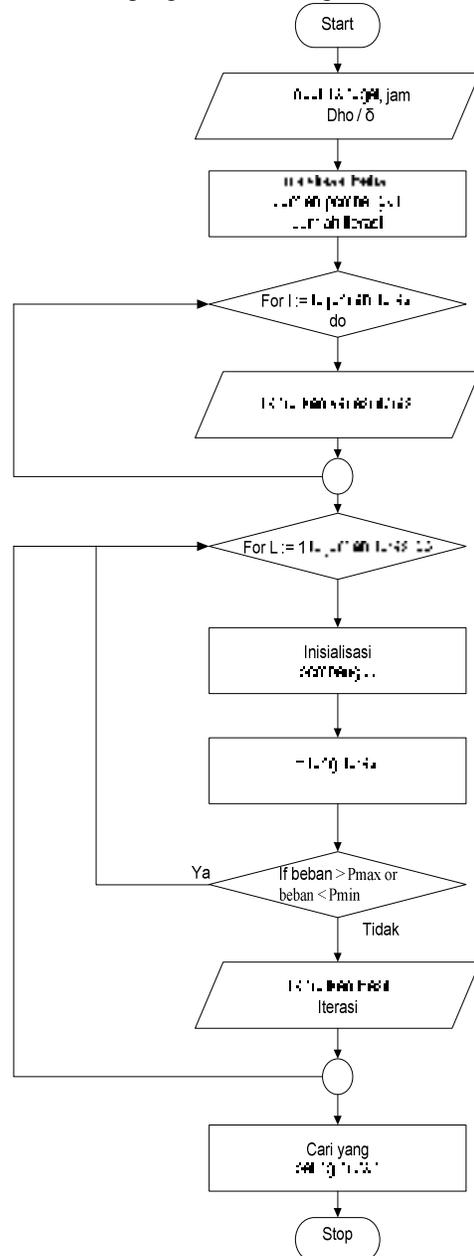
$$C_4 = -0,02 + 0,36P - 4,313P^2 \quad (\text{liter/jam})$$

$$\text{e. PLTGU G2.1 Berbahan Bakar HSD}$$

$$C_5 = -0,738 + 0,345P - 1,03P^2 \quad (\text{liter/jam})$$

3.3 Flowchart Program

Flowchart program adalah seperti berikut :



Gambar 3.1 Flowchart program secara keseluruhan

3.2 Algoritma Program

Algoritma program adalah sebagai berikut

1. Beban Sistem: Input tanggal, Masukkan nilai beban selama 24jam
2. Setting Kapasitas Pembangkit
 - a) Unit Pembangkit Hidro : Tentukan Tipe unit pembangkit, Masukkan kode unit pembangkit, Masukkan Deskripsi unit pembangkit, Masukkan nilai Pmax dan

- Pmin unit pembangkit, Masukkan jenis pembebanan unit pembangkit.
- b) Unit Pembangkit Thermal: Masukkan kode unit pembangkit, Tentukan jenis unit pembangkit thermal, Masukkan Deskripsi unit pembangkit, Masukkan nilai Pmax dan Pmin unit pembangkit, Tentukan jenis bahan bakar yang digunakan, Tentukan biaya operasi unit pembangkit, Masukkan jenis pembebanan unit pembangkit.
Kurva Karakteristik: Input tanggal, Masukkan nilai daya pembangkitan tiap jam nya, Masukkan nilai bahan bakar hasil pembangkitan tiap jam nya
3. Produksi Pembangkit
 - a) Unit Pembangkit Hidro: Tentukan Tipe unit pembangkit, Masukkan tanggal, Tentukan kode unit pembangkit hidro, Masukkan nilai duga muka air, Masukkan nilai debit air, Masukkan nilai efisiensi turbin bersama generator, Masukkan nilai konstanta, Tentukan produksi unit pembangkit hidro
 - b) Unit Pembangkit Thermal: Masukkan tanggal, Tentukan kode tiap unit pembangkit, Tentukan produksi unit pembangkit hidro
 4. Pembagian Beban: Input tanggal, Input jam, Inialisasi beban, Masukkan nilai $\rho / (\delta)$ yang diinginkan
Proses Dynamic Programming: Inialisasi beban, Inialisasi unit pembangkit yang beroperasi, Inialisasi jumlah iterasi
 5. Mengitung pembagian beban antar unit pembangkit.
 6. Mengitung konsumsi bahan bakar unit pembangkit (liter/jam) yang memikul beban tersebut.
 7. Menghitung biaya konsumsi bahan bakar tiap unit pembangkit thermal (Rp./jam)
 8. Mencatat nilai pembagian beban, konsumsi bahan bakar, dan biaya untuk memikul beban masing-masing itersi tersebut.
 9. Mencari hasil yang paling murah dari biaya konsumsi bahan bakar.

IV. HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Penelitian

Perhitungan biaya terhadap jadual sebelum dan sesudah optimisasi dilakukan dengan cara memasukkan nilai pembangkitan yang ada dalam jadual ke dalam karakteristik masing-masing unit pembangkit. Dalam tabel 4.1 dapat diamati biaya yang dikeluarkan tiap jam dalam jadual hasil optimisasi lebih kecil dari pada sebelum optimisasi. Biaya pembangkitan rata-rata selama 24 jam sesuai dengan jadual sebelum optimisasi adalah 520.530.465 rupiah per jam, dan sesudah optimisasi adalah 508.569.647 sehingga total biaya selama 24 jam lebih kecil 2.64% dari sebelum optimisasi. Hal ini menunjukkan

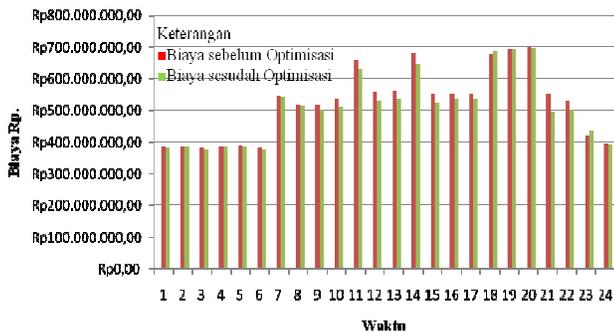
penghematan biaya bahan bakar unit-unit thermal yang cukup signifikan.

Hasil eksekusi program ditunjukkan dalam tabel 4.1. dengan memperhatikan tabel tersebut maka dapat dinyatakan sebagai berikut:

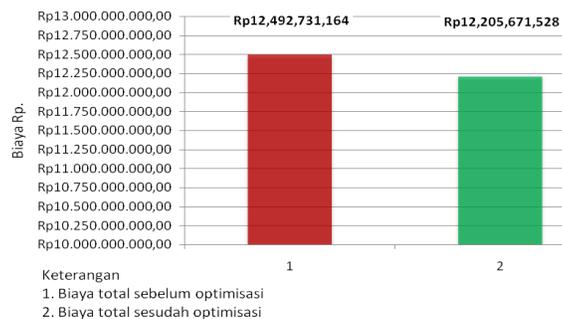
1. Penggunaan air untuk keperluan pembangkitan, digunakan sebesar mungkin pada saat beban puncak malam hari dengan memperhatikan batas kemampuan kapasitas pembangkit. Sedangkan pada saat beban rendah, terutama siang hari', pembebanan unit pembangkit hidro adalah rendah. Hal ini disebabkan, karena pada saat beban rendah digunakan untuk menyimpan air, untuk dipakai saat beban puncak.
2. Unit pembangkit tenaga gas-uap (PLTGU) masih mampu untuk memikul beban puncak malam hari. Hal ini disebabkan, karena beban sistem masih dibawah kapasitas total unit pembangkit hidro, ditambah unit pembangkit tenaga uap.
3. Proses optimisasi tersebut, menghasilkan penghematan biaya operasi sebesar Rp. 12.492.731.164 - Rp. 12.205.671.528 = Rp. 287.059.636,03 per hari

Tabel 4.1 Perbandingan biaya sebelum dan sesudah optimisasi

jam	Daya	Sebelum Optimasi Rp./jam	Sesudah Optimasi Rp./jam	penghematan Rp./jam
01.00	209	383.906.719	381.072.895	2.833.823,743
02.00	210	385.918.509	382.827.598	3.090.910,755
03.00	207	380.445.370	377.563.489	2.881.881,242
04.00	210	385.862.206	382.827.598	3.034.607,928
05.00	211	387.817.693	384.582.303	3.235.390,114
06.00	207	380.273.328	377.563.489	2.709.839,364
07.00	292	545.956.859	542.508.628	3.448.230,815
08.00	278	518.732.054	516.270.643	2.461.410,726
09.00	308	516.456.432	503.170.623	13.285.808,79
10.00	350	535.672.663	511.838.925	23.833.737,88
11.00	414	656.907.412	630.740.771	26.166.641,16
12.00	359	557.549.684	529.208.636	28.341.047,56
13.00	362	561.440.899	534.593.246	26.847.653,44
14.00	423	679.383.721	647.624.972	31.758.738,93
15.00	356	553.292.074	524.016.588	29.275.485,9
16.00	364	549.381.100	538.182.987	11.198.112,54
17.00	364	549.734.798	538.182.987	11.551.811,4
18.00	540	677.379.038	685.996.021	-8.616.982,859
19.00	546	692.566.300	692.944.441	-378.141,306
20.00	549	698.432.815	696.418.651	2.014.163,851
21.00	393	549.457.214	496.284.496	53.172.718,43
22.00	322	529.672.658	503.321.013	26.351.645,44
23.00	291	420.498.287	436.329.405	-15.831.117,56
24.00	215	395.993.341	391.601.123	4.392.217,755
Total				287.059.636



Gambar 4.2 Grafik Biaya sebelum dan sesudah optimisasi



Gambar 4.3 Grafik perbandingan total biaya pembangkitan sebelum dan sesudah optimisasi

4.2 Menghitung Konstanta α_i , β_i , dan γ_i pada Masing-Masing Unit Pembangkit

Metode DP seperti yang telah dijelaskan di BAB II merupakan suatu metode matematis untuk mengoptimalkan pembebanan unit pembangkit. Langkah pertama yang dilakukan untuk menjadwalkan unit pembangkit adalah menghitung konstanta-konstanta formulasi konsumsi bahan bakar (α_i , β_i , γ_i) pada persamaan 2.1, untuk mencari konstanta-konstanta tersebut, maka diperlukan data daya yang dibangkitkan dan konsumsi bahan bakar untuk membangkitkan daya tersebut dengan membuat grafik. Pada grafik tersebut dibuat suatu persamaan *polynomial orde 2* seperti gambar 2.1 untuk mengetahui formulasi konsumsi bahan bakar.

Langkah pertama berdasarkan flowchart gambar 2.2 yaitu menggambarkan hubungan daya dan konsumsi bahan bakar untuk membuat persamaan *polynomial orde 2* diperlukan data-data *real* pengoperasian unit pembangkit. Data-data tersebut *diplot* dan ditambahkan garis *polynomial orde 2*. Dari gambar diambil 3 titik potong untuk mencari konstanta α_1 , β_1 , γ_1 . Seperti yang dijelaskan pada sub bab 2.2.1 yang mana 3 titik potong tersebut diambil secara acak

Daya (x)	Konsumsi Bahan Bakar (y)
$X_1 = 28045.78$	$Y_1 = 9002.69$
$X_2 = 36843.93$	$Y_2 = 11826.90$
$X_3 = 37817.62$	$Y_3 = 12139.16$

Tabel 4.3 Ketiga Titik Potong x dan y

Nilai-nilai pada tabel tersebut substitusikan kepersamaan 2.2, 2.3 dan 2.4 sehingga menjadi:

$$9002.69 = \alpha_1 + \beta (28045.78) + \gamma (28045.78)^2$$

$$11826.90 = \alpha_2 + \beta (36843.93) + \gamma (36843.93)^2$$

$$12139.16 = \alpha_3 + \beta (37817.62) + \gamma (37817.62)^2$$

Persamaan tersebut menjadi:

$$9002.69 = \alpha_1 + \beta (28045.78) + \gamma 786565776$$

$$11826.90 = \alpha_2 + \beta (36843.93) + \gamma 1357475178$$

$$12139.16 = \alpha_3 + \beta (37817.62) + \gamma 1430172382$$

Persamaan 4.1 disubstitusikan ke persamaan 4.3 dan persamaan 4.2 disubstitusikan ke persamaan 4.3.

$$3136.5 = \beta 9771.84 + \gamma 643606606.7$$

$$312.3 = \beta 973.69 + \gamma 72697204.62$$

Persamaan 4.4 disubstitusikan ke persamaan 4.5.

$$2594.7159 = 83712135154 \gamma$$

$$\gamma = 5.343$$

$$(4.6)$$

Persamaan 4.6 disubstitusikan ke persamaan 4.4.

$$3136.47 = 9771.84 \beta + 19.9490$$

$$B = 0.321$$

$$(4.7)$$

Persamaan 4.6 dan 4.7 disubstitusikan ke persamaan 4.1.

$$9002.69 = \alpha + 28045.781 \beta + 786565776 \gamma$$

$$107 = \alpha + 28045.781 (0.321) + 786565776 (5.343)$$

$$\alpha = 0.534$$

$$(4.8)$$

Persamaan 4.6, 4.7 dan 4.8 disubstitusikan ke persamaan 2.1. Sehingga karakteristik konsumsi bahan bakar unit pembangkit 1 adalah:

$$C_1 = 0.534 + 0.321 P_1 + 5.343 P_1^2$$

Dengan cara yang sama pada masing-masing unit pembangkit maka nilai α , β dan γ masing-masing unit pembangkit dapat dicari.

4.3 Analisa Formulasi Pembagian Beban Unit Pembangkit Hidro-Thermal

Sub bab ini mensimulasikan pembagian beban menggunakan metode *dynamic programming* antar unit pembangkit tersebut:

Diketahui: beban pada Jam 14.00-15.00 adalah 423 MW

Pembangkit yang dioperasikan adalah PLTA U1, PLTA U2, PLTA U3, PLTU U1, PLTU U2, PLTGU G1.2, PLTGU G1.3 dan PLTGU G2.1, harga bahan bakar MFO. Rp. 4928.80 dan HSD. Rp. 5447.18

Ket.

Produksi PLTA U1= 482000 kW	Pmin	Pmax
Produksi PLTA U2= 448000 kW	-	60 MW
Produksi PLTU U1= 801000 kW	28 MW	37 MW
Produksi PLTU U2= 845000 kW	28 MW	40 MW
Produksi PLTGU G1.2= 1936000 kW	50MW	102 MW
Produksi PLTGU G1.3= 1300000 kW	50MW	102 MW
Produksi PLTGU G2.1= 1788000 kW	50MW	102 MW

Ditanyakan: konsumsi bahan bakar unit pembangkit?

Biaya total konsumsi bahan Bakar?

Jawaban: menggunakan persamaan 2.1 dan 2.5

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2$$

$$C_t = \sum_{i=1}^n C_i$$

(4.10)

Dari tabel 4.3 karakteristik konsumsi bahan bakar unit pembangkit adalah sebagai berikut:

$$PLTU\ U1 = 0,534 + 0,321P_2 + 5,343P_2^2$$

$$PLTU\ U2 = 0,242 + 0,325P_3 + 2,137P_3^2$$

$$PLTGU\ G1.2 = 0,391 + 0,359P_4 + 5,467P_4^2$$

$$PLTGU\ G1.3 = -0,02 + 0,36P_4 - 4,313P_4^2$$

$$PLTGU\ G2.1 = -0,738 + 0,345P_5 - 1,03P_5^2$$

Kemudian menghitung pembagian beban dengan persamaan sebagai berikut

Jika pembagian beban termasuk jenis penjadualan, maka:

$$P = \frac{\text{Produksi.tiap.unit.pembangkit}}{\text{total.jam.aktif.tiap.unit.pembangkit}} \quad (4.17)$$

$$P\ PLTA\ U1 = 482000 / 13 = 37076,92\ kW$$

$$P\ PLTA\ U2 = 448000 / 12 = 37333,33\ kW$$

$$P\ PLTU\ U1 = 801000 / 24 = 33375\ kW$$

$$P\ PLTU\ U2 = 845000 / 24 = 35208,33\ kW$$

$$P\ PLTGU\ G1.2 = 1936000 / 24 = 80666,66\ kW$$

$$P\ PLTGU\ G1.3 = 1300000 / 16 = 81250\ kW$$

$$P\ PLTGU\ G2.1 = 1788000 / 24 = 74500\ kW$$

Persamaan kendala yang pertama adalah persamaan neraca daya, yaitu :

$$P_d - P_L - P_T = 0 \quad (4.18)$$

Dimana:

P_d = adalah beban sistem (dalam kW)

P_L = daya yang dibangkitkan oleh subsistem hidro

P_T = daya yang dibangkitkan oleh subsistem thermal

$$423.000 - 74.410,26 - 304.999\ kW = 43.590,74\ kW$$

Beban dari sub sistem hidro maupun sub sistem thermal dianggap pembagiannya merata dalam tiap persentase kepada setiap unit pembangkitnya, dengan tidak melampaui batas pembebanan tiap unit pembangkitnya,

$$sisa = \frac{(\text{beban sistem} - (\text{hidro} + \text{thermal}))}{\text{jumlah unit aktif}} \quad (4.19)$$

Hasilnya dibebankan merata ketiap unit thermalnya dengan tidak melampaui batas pembebanan tiap unit pembangkitnya

$P_T + Sisa = < P_{max}$, maka:

$$PLTA\ U1\ \text{memikul beban} = 37.076,92\ kW$$

$$PLTA\ U2\ \text{memikul beban} = 37.333,33\ kW$$

$$PLTU\ U1\ \text{memikul beban} = 36,863\ kW$$

$$PLTU\ U2\ \text{memikul beban} = 38,696,33\ kW$$

$$PLTGU\ U1.2\ \text{memikul beban} = 92.872,67\ kW$$

$$PLTGU\ U1.3\ \text{memikul beban} = 93,456\ kW$$

$$PLTGU\ U2.1\ \text{memikul beban} = 86,706\ kW$$

Kemudian pembagian beban diiterasikan seperti persamaan 2.23.

$$P_{\text{baru}} = P_i \pm \delta$$

Untuk variasi $P_{\text{iterasi}} = P_i \pm \delta$ dapat didekati dengan menggunakan logika matematis menggunakan nilai bit. Untuk bit = 0 diasumsikan minus (-) dan untuk bit = 1 diasumsikan plus (+). Nilai δ penulis ambil asumsikan = 1 untuk memperbanyak kemungkinan, namun pada software penulis menyediakan masukan nilai δ sesuai keinginan pengguna.

Variasi selengkapnya dapat dilihat disoftware. Iterasi ke-2 adalah sebagai berikut:

$$PLTU\ U1 = P_1 + 44,11 = 36.867\ kW$$

$$PLTU\ U2 = P_2 - \delta = 38.695,33\ kW$$

$$PLTGU\ U1.2 = P_3 - \delta = 92.871,67\ kW$$

$$PLTGU\ U1.3 = P_3 - \delta = 93.455\ kW$$

$$PLTGU\ U2.1 = P_3 - \delta = 86.705\ kW$$

Maka didapat pembagian beban tiap unit pembangkit sebagai berikut:

$$PLTA\ U1\ \text{memikul beban} = 37.076,92\ kW$$

$$PLTA\ U2\ \text{memikul beban} = 37.333,33\ kW$$

$$PLTU\ U1\ \text{memikul beban} = 36.867\ kW$$

$$PLTU\ U2\ \text{memikul beban} = 38.695,33\ kW$$

$$PLTGU\ U1.2\ \text{memikul beban} = 92.871,67\ kW$$

$$PLTGU\ U1.3\ \text{memikul beban} = 93.455\ kW$$

$$PLTGU\ U2.1\ \text{memikul beban} = 86.705\ kW$$

Kemudian menghitung masing-masing konsumsi bahan bakar unit pembangkit menggunakan persamaan 4.2.

$$C_{PLTU\ U1} = 0,534 + 0,321(36.867) + 5,343(36.867)^2 = 11876,67828\ \text{Liter/jam}$$

$$C_{PLTU\ U2} = 0,242 + 0,325(38.695,33) + 2,137(38.695,33)^2 = 12999,67657\ \text{Liter/jam}$$

$$C_{PLTGU\ G1.2} = 0,391 + 0,359(92.871,67) + 5,467(92.871,67)^2 = 34533,89161\ \text{Liter/jam}$$

$$C_{PLTGU\ G1.3} = -0,02 + 0,36(93.455) - 4,313(93.455)^2 = 34743,2978\ \text{Liter/jam}$$

$$C_{PLTGU\ G2.1} = -0,738 + 0,321(86.705) - 1,03(86.705)^2 = 31059,66429\ \text{Liter/jam}$$

Kemudian menghitung biaya konsumsi bahan bakar:

$$\begin{aligned} \text{Biaya}_1 &= C_{PLTU\ U1} \times \text{harga bahan bakar} \\ &= 11834,30559\ \text{liter/jam} \times \text{Rp } 4928,80/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 58.328.925\ /\text{jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Biaya}_2 &= C_{PLTU\ U2} \times \text{harga bahan bakar} \\ &= 12575,98087\ \text{liter/jam} \times \text{Rp } 4928,80/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 61.984.500\ /\text{jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Biaya}_3 &= C_{PLTGU\ G1.2} \times \text{harga bahan bakar} \\ &= 33340,93105\ \text{liter/jam} \times \text{Rp } 5447,18/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 181.614.041\ /\text{jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Biaya}_4 &= C_{PLTGU\ G1.3} \times \text{harga bahan bakar} \\ &= 33550,34161\ \text{liter/jam} \times \text{Rp } 5447,18/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 182.754.750\ /\text{jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Biaya}_5 &= C_{PLTGU\ G2.1} \times \text{harga bahan bakar} \\ &= 29913,23142\ \text{Liter/jam} \times \text{Rp } 5447,18/\text{liter} \\ &= \text{Rp } 162.942.756\ /\text{jam} \end{aligned}$$

Kemudian menghitung total konsumsi bahan bakar dan total biaya:

$$\begin{aligned} C_t &= C_{PLTU\ U1} + C_{PLTU\ U2} + C_{PLTGU\ G1.2} + \\ &\quad C_{PLTGU\ G1.3} + C_{PLTGU\ G2.1} \\ &= 11834,30559 + 12575,98087 + 33340,93105 + \\ &\quad 33550,34161 + 29913,23142 = 121214,7905\ \text{liter/jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total Biaya} &= \text{Biaya}_1 + \text{Biaya}_2 + \text{Biaya}_3 + \text{Biaya}_4 + \text{Biaya}_5 \\ &= 58,328,925\ /\text{jam} + \text{Rp. } 61,984,500\ /\text{jam} + \\ &\quad \text{Rp. } 181,614,041\ /\text{jam} + \text{Rp. } 182,754,750\ /\text{jam} \\ &\quad + \text{Rp. } 162,942,756\ /\text{jam} \\ &= \text{Rp. } 647.624.972/\text{jam} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan diatas akan menghasilkan biaya konsumsi bahan bakar Rp. 647.624.972 /jam dan konsumsi bahan bakar PLTU U1 = 11834,30559 Liter/jam, PLTU U2 = 12575,98087 Liter/jam, PLTGU G1.2 = 33340,93105 Liter/jam, PLTGU G1.3 = 33550,34161 Liter/jam dan PLTGU G2.1 = 29913,23142 liter/jam. Data pada tabel 3.9 sebelum optimisasi dapat dilihat konsumsi bahan bakar PLTU U1 = 12089,23785 Liter/jam, PLTU U2 = 12916,48447 Liter/jam, PLTGU G1.2 = 35212,75027 Liter/jam, PLTGU G1.3 = 35880,36942 Liter/jam, dan PLTGU G2.1 = 31002,92024 Liter/jam dan biaya total konsumsi bahan bakar Rp 679.383.710,9/jam.

Dari hasil simulasi perhitungan dapat dilihat bahwa hasil perhitungan menggunakan metode DP dapat digunakan untuk mensimulasikan pembagian beban dan konsumsi bahan bakar untuk membangkitkan daya yang dibutuhkan beban.

V. PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat diperoleh dari Tugas Akhir ini diantaranya adalah

- 1 Hasil simulasi perhitungan menggunakan metode *dynamic programming* dengan mengoperasikan 3 unit pembangkit hidro dan 5 unit pembangkit thermal biaya total operasi pembangkit adalah Rp 12.205.671.528 /hari. Penghematan konsumsi bahan bakar adalah Rp. 287.059.636 /hari.
- 2 Software simulasi ini dapat mengoptimalkan penjadualan tiap unit pembangkit dalam melayani beban.

5.2 SARAN

- 1 Hasil simulasi dapat digunakan sebagai penunjang pengambilan keputusan oleh Operator pembangkit karena memberikan efisiensi konsumsi bahan bakar, namun Operator boleh menerapkan hasil simulasi atau tidak.
- 2 Metode lain yang dapat dipakai untuk pembebanan ekonomis pembangkit dapat menggunakan metode *Linier Programming*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Arismunandar A., Kuwara, "*Teknik Tenaga Listrik*", Penerbit Pradnya Paramita, Jakarta, 2000.
- [2] Hartono, "Optimasi Operasi Hidro-Thermis Area-3 Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali Dengan Metode Gradien", Laporan Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2001.
- [3] Luciana, Erlina, "Analisis Pembebanan Ekonomis Pada Pembangkit Dengan Metode Dynamic Programming", Laporan Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2009
- [4] Siringoringo, sanggam, "Optimasi Operasi Pembangkit Dengan Metode Pemrograman Dinamik", Laporan Tugas Akhir Jurusan Teknik Elektro Universitas Indonesia, 2003
- [5] Lefaan, Yosef, "Optimisasi Pembebanan Unit Pembangkit Tenaga Listrik Thermal Menggunakan Algoritma Genetik", Tesis Jurusan Teknik Elektro Universitas Gadjah Mada, 2006

- [6] Djiteng, Marsudi, "*Operasi System Tenaga Listrik*", Balai Penerbit & Humas ISTN, Jakarta, 1990.
- [7] Djiteng, Marsudi, "*Pembangkitan Energi Listrik*", Penerbit Erlangga, Jakarta.
- [8] Hadi, Sasono, "*Pembagian Beban Generator*".
- [9] Handoko, Hani, "*Dasar-Dasar Operations Research*", Bulaksumur, 1993.
- [10] Kadir, Abdul, "*Energi*", Penerbit Universitas Indonesia, 1995.
- [11] Miller, Robert, H, "*Power System Operation*", McGraw-Hill, Library Of Congress Cataloging-in-Publication Data, 1993.
- [12] Momoh, James, "*Electrical Power System Applications Of Optimization*", Howart University, Washington D.C.
- [13] Murti, PSR, "*Power System and Control*", McGraw-Hill, Library Of Congress Cataloging-in-Publication Data, New Delhi.
- [14] Saadat, Hadi, "*Power System Analysis*", McGraw-Hill, Mexico City, 1999.



Alief Rakhman Mukhtar (L2F 307 005) lahir di Padang, menyelesaikan pendidikan dasar hingga pendidikan menengah di Semarang. Saat ini sedang menempuh pendidikan di jurusan Teknik Elektro bidang Konsentrasi Teknik Energi Listrik Universitas Diponegoro

Semarang, Pebruari 2010
Menyetujui

Pembimbing I

Pembimbing II

Ir. Tedjo Sukmadi, M.T.
NIP 131 764 876

karnoto.S.T.,M.T.
NIP 131 162 547