

Optimasi Penjadwalan Pembangkit Listrik untuk Sistem SULSELBAR dengan Metode Dynamic Programming

Muhammad Anshar^{*}, Sukma Abadi², Yuliana³ dan M. Fauzan Azdima⁴

^{1,2,3,4}Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Ujung Pandang, Makassar 90245, Indonesia
^{*}muh_anshar@poliupg.ac.id

Abstract: One strategy for the operation of an electric power system that is related to generating arrangements is to schedule a generator. The research aims to obtain the results of minimum operating costs. Further more, it can be seen the effectiveness of generating scheduling and how to calculate the optimum operating costs of the generator in the South Sulawesi system. This research was conducted using the Dynamic Programming method. In this method, the sharing load is carried out in order to know which combinations of generating units are operating and not operating by obtaining the minimum operating costs. This research was conducted in the Load Management Unit of PT. PLN PLN and the thermal generation sectors of the South Sulawesi region. The results of this study indicate that the advantage of this method is the calculation to find the optimal operation of the unit carried out step by step so that it can provide the possibility of a certain combination of generating units scheduled at a certain load.

Keywords: Dynamic Programming; Generating Scheduling; Optimizatio; Thermal Generator

Abstrak: Salah satu strategi untuk pengoperasian sistem tenaga listrik yang berkaitan dengan pengaturan pembangkit adalah dengan melakukan penjadwalan pembangkit. Penelitian ini bertujuan untuk memperoleh hasil biaya operasi yang minimum. Selain itu dapat diketahui efektifitas penjadwalan pembangkit dan cara perhitungan biaya pengoperasian pembangkit yang optimum pada sistem Sulselbar. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode *Dynamic Programming*. Pada metode ini dilakukan pembagian beban agar dapat diketahui kombinasi-kombinasi unit pembangkit mana yang beroperasi dan tidak beroperasi dengan memperoleh biaya operasi yang minimum. Penelitian ini dilaksanakan di Unit Pengaturan Beban (UPB) PT.PLN Persero dan sektor-sektor pembangkit termal wilayah Sulselbar. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa kelebihan dari metode ini adalah perhitungan untuk mencari pengoperasian unit yang optimal dilakukan setahap demi setahap sehingga dapat memberikan kemungkinan suatu kombinasi tertentu dari unit-unit pembangkit yang dijadwalkan pada beban tertentu.

Kata kunci : Dynamic Programming; Penjadwalan Pembangkit; Optimasi; Pembangkit Termal

I. PENDAHULUAN

Suatu sistem tenaga listrik biasanya terdiri dari beberapa unit-unit pembangkit tenaga listrik. Pengoperasian sistem tenaga listrik tersebut dapat berlangsung dengan baik jika dilakukan koordinasi antar pembangkit dalam merespon perubahan beban. Salah satu strategi untuk pengoperasian sistem tenaga listrik yang berkaitan dengan pengaturan pembangkit adalah dengan melakukan penjadwalan pembangkit yang terdiri dari *unit commitment* dan *load dispatch*. Dengan penjadwalan yang baik, maka akan memberikan dampak positif berupa biaya pembangkitan seminimum mungkin. Penjadwalan dilakukan dengan menjadwalkan pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem Sulselbar.

Metode *dynamic programming* merupakan salah satu teknik optimisasi yang paling penting diketahui. Salah satu keunggulannya adalah informasi berupa biaya minimum yang dapat dikeluarkan dalam pengoperasian sejumlah pembangkit dalam sistem tenaga listrik. Oleh karena itu, penulis bermaksud melakukan penelitian tentang penggunaan metode *dynamic programming* dalam pengoperasian sistem kelistrikan Sulselbar.

Tujuan dari penjadwalan pembangkitan adalah mengatur daya keluar dari masing-masing pusat pembangkit yang ada dalam sistem atau daya keluar dari masing-masing unit pembangkit yang ada dalam suatu pusat pembangkit, untuk mensuplai beban tertentu sehingga menghasilkan jumlah biaya

pembangkitan seminimum mungkin. Penjadwalan pada sistem tenaga listrik terbagi menjadi 2 bagian yaitu *unit commitment* dan *load dispatch*. Dimana penjadwalan pembangkit listrik mencari pembangkit mana yang harus aktif. *Unit commitment* bertujuan untuk menentukan unit pembangkit yang paling optimum dioperasikan dalam menghadapi beban yang diperkirakan untuk mencapai biaya bahan bakar minimum [1]. *Load dispatch* digunakan untuk membagi beban di antara unit-unit termal yang beroperasi agar mencapai biaya bahan bakar yang minimum [1].

Sebuah sistem tenaga listrik merupakan sebuah unit usaha dimana selain faktor teknis, faktor ekonomis sangat dominan dalam pengoperasiannya. Pendapatan dan pengeluaran dijaga dalam kondisi seimbang agar dapat diperoleh margin keuntungan yang layak sehingga dapat dijaga kelangsungan pada suatu pembangkit. Bagian terbesar dari pembiayaan adalah untuk bahan baku energi sekitar 60 %. Secara garis besar biaya operasi dari suatu sistem tenaga listrik terdiri dari:

- Biaya pembelian tenaga listrik.
- Biaya pegawai.
- Biaya bahan bakar dan material operasi.

Pada PLTA tidak ada biaya bahan bakar sehingga praktis komponen biaya pembangkitannya adalah biaya tetap saja. Dalam pembangkitan tenaga listrik, PLTA adalah pusat listrik yang biaya investasinya paling tinggi, tetapi biaya operasinya paling rendah sehingga biaya tetapnya per tahun juga paling tinggi. Dilain pihak, dalam pembangkitan tenaga listrik, PLTG adalah pusat listrik yang biaya investasinya paling kecil, tetapi biaya operasinya paling tinggi sehingga biaya tetapnya setiap tahun paling kecil [2].

Karakteristik input-otput pembangkit termal menggambarkan kenaikan kenaikan panas atau biaya bahan bakar dengan adanya kenaikan daya output yang dibangkitkan oleh suatu pembangkit. Menurut Marsudi, [3], persamaan hubungan biaya bahan bakar suatu unit pembangkit sebagai fungsi daya outputnya, dapat dilihat pada Gambar 1. Pada umumnya karakteristik input-output pembangkit termal didekati dengan fungsi polinomial orde dua yaitu:

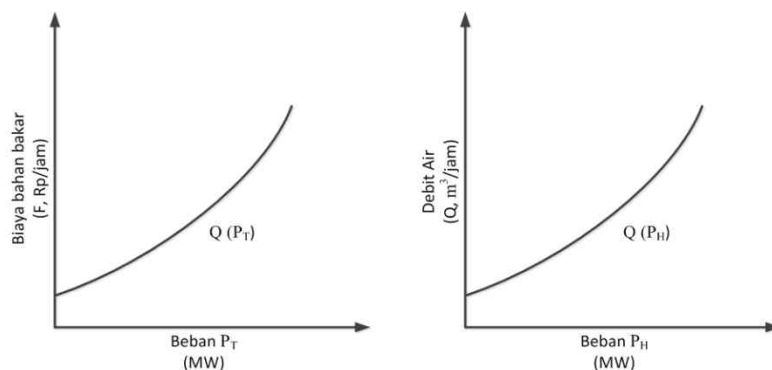
$$H_n = \alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 \dots\dots\dots (1)$$

dimana :

H_n = Input bahan bakar pembangkit termal unit ke-n (Liter/jam).

P_n = Output pembangkit termal unit ke-n (MW).

$\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ = Konstanta input-output pembangkit termal unit ke-n.



Gambar 1. (a) Kurva Input-Output dari Unit Pembangkit Termis, (b) Kurva Input-Output dari Unit Pembangkit Hidro [2]

Dalam menentukan nilai $\alpha_n, \beta_n, \gamma_n$ dibutuhkan parameter biaya bahan bakar dan daya keluaran pada suatu pembangkit. Kemudian data tersebut diolah dengan menggunakan metode regresi kuadrat. Metode regresi kuadrat digunakan untuk mencari suatu fungsi tertentu yang dihasilkan dari data pengamatan. Cara penyelesaiannya dengan menggunakan metode regresi kuadrat sebagai berikut:

$$S = \sum (\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n)^2 \dots\dots\dots (2)$$

dimana persyaratan yang harus dipenuhi sebagai berikut:

$$\frac{\partial S}{\partial \alpha} = \sum 2 (\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0 \dots\dots\dots (3)$$

$$\frac{\partial S}{\partial \beta} = \sum 2 P_n (\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0 \dots\dots\dots (4)$$

$$\frac{\partial S}{\partial \gamma} = \sum 2 P_n^2 (\alpha_n + \beta_n P_n + \gamma_n P_n^2 - H_n) = 0 \dots\dots\dots (5)$$

sehingga:

$$(N)\alpha_n + (\sum P_n)\beta_n + (\sum P_n^2)\gamma_n = \sum H_n \dots\dots\dots (6)$$

$$(\sum P_n)\alpha_n + (\sum P_n^2)\beta_n + (\sum P_n^3)\gamma_n = \sum H_n P_n \dots\dots\dots (7)$$

$$(\sum P_n^2)\alpha_n + (\sum P_n^3)\beta_n + (\sum P_n^4)\gamma_n = \sum H_n P_n^2 \dots\dots\dots (8)$$

Maka akan membentuk suatu Sistem Persamaan Aljabar Linier (SPAL) dengan orde 3 pada persamaan (6), (7), dan (8), bila disusun ialah sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} N & \sum P_n & \sum P_n^2 \\ \sum P_n & \sum P_n^2 & \sum P_n^3 \\ \sum P_n^2 & \sum P_n^3 & \sum P_n^4 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \alpha_n \\ \beta_n \\ \gamma_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum H_n \\ \sum H_n P_n \\ \sum H_n P_n^2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (9)$$

Dynamic programming merupakan suatu metode untuk mencari pilihan yang optimum diantara beberapa alternatif yang biasa ditempuh. Dengan metode *dynamic programming* maka dapat di lihat formulasi optimisasi biaya bahan bakar sebagai berikut:

Bila $n = 1$ maka beban sistem akan diatasi oleh satu-satunya unit yang ada. Tetapi jika ada dua unit yang tertentu besarnya dapat dicari kombinasi dari dua unit yang ada agar dicapai biaya bahan bakar yang minimum. Dari sini bisa disusun kurva biaya minimum untuk dua unit dalam menghadapi berbagai nilai beban sistem. Bila ada unit ketiga dengan kurva biaya bahan bakar diketahui, maka dengan cara mencari kombinasi kembali dari tiga unit, kurva biaya minimum dua unit yang sudah didapat digabungkan dengan kurva biaya unit ketiga untuk mendapatkan kurva biaya minimum dengan unit 3 dalam sistem untuk menghadapi berbagai nilai beban sistem. Begitupun seterusnya sampai dengan unit ke- n . Secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$B_N(x) = \min \{ b_N(y) + B_{N-1}(x-y) \} \dots\dots\dots (10)$$

dimana :

- $B_N(x)$ = Biaya N buah unit untuk suplai daya x
- $b_N(y)$ = Biaya unit ke-N untuk mensuplai daya y
- N = Jumlah unit
- x = Daya tertinggi yang disuplai
- y = Tambahan daya tiap tahap

Terdapat komitmen yang berlaku untuk penjadwalan pembangkit, yaitu tidak ada biaya pembangkit yang nol, karakteristik input-output linier mulai dari beban nol sampai beban penuh, tidak ada batasan lain, biaya awal (pemanasan) dianggap konstan. Selain itu, dalam menyelesaikan menggunakan program dinamis berikut terdapat asumsi-asumsi: Adanya sebuah keadaan, dimana sistem terdiri dari deretan (matriks) unit pembangkit dengan karakteristik khusus sedang beroperasi dan lainnya berada di luar sistem tersebut dan siap masuk ke dalam sistem, biaya pembangkitan awal (pemanas) dari tiap unit adalah tidak terikat waktu dan dia tidak masuk dalam kurva input-output terpakai, tidak terdapat biaya dalam memutuskan pembangkit keluar sistem, terdapat instruksi yang ketat mengenai prioritas

dan pada setiap interval sejumlah kapasitas minimum yang harus dioperasikan. Penelitian optimasi terkait Pembangkit Listrik telah banyak dilakukan [4-6]

II. METODE PENELITIAN

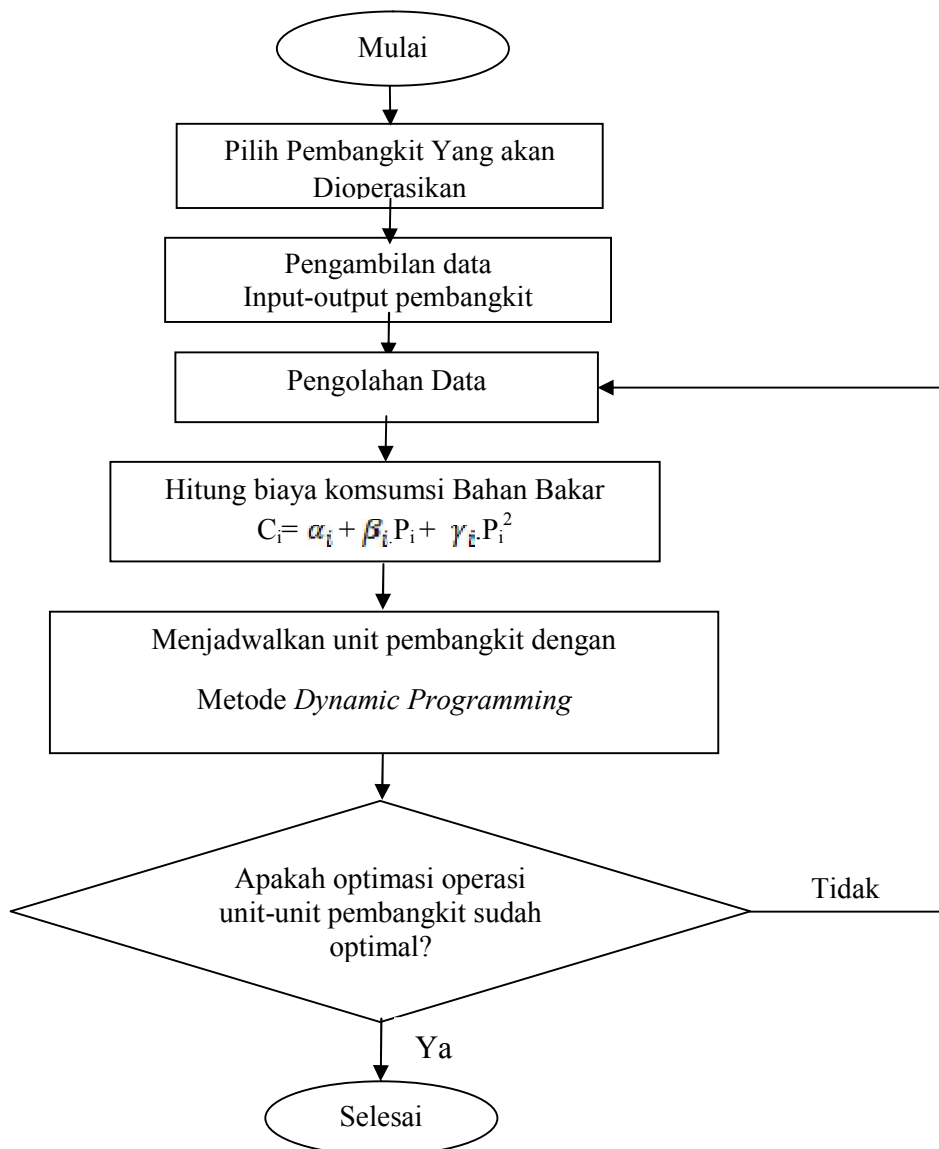
A. Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan Maret 2016 sampai dengan bulan Agustus 2016. Penelitian ini bertempat di Unit Pengatur Beban (UPB) PT. PLN (Persero) yang berlokasi di Jl. Letjen. Hertasning Blok B, Makassar dan di sektor-sektor pembangkit termal wilayah Sulselbar.

B. Obyek Penelitian

Obyek yang akan diteliti adalah penjadwalan pembangkit listrik untuk sistem Sulselbar yang ada di Unit Pengatur Beban (UPB) PT. PLN (Persero).

Diagram Alir penelitian ini dapat dilihat pada gambar 2.

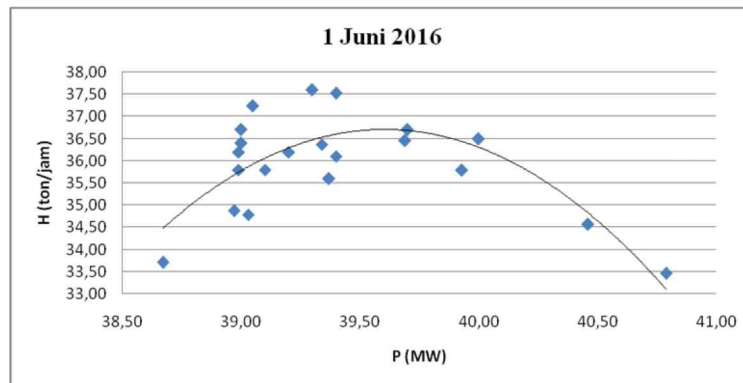


Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

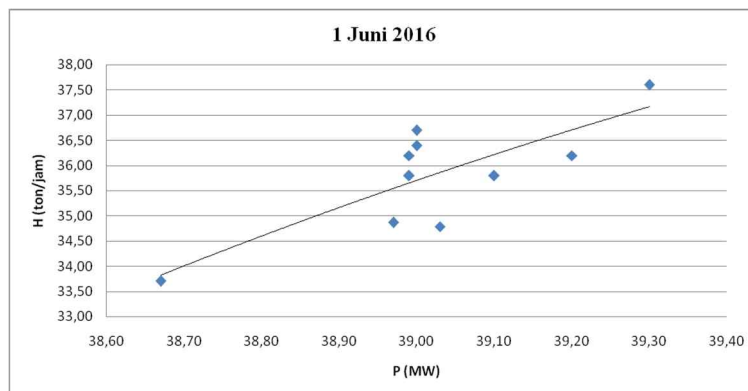
III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Data yang digunakan dalam pengolahan tugas akhir ini merupakan data input-output pembangkit, daya minimal dan maksimum pembangkit serta data beban listrik yang terdapat pada sistem interkoneksi Sulsebar yang dinyatakan dalam Rupiah per jam (Rp/jam) dan Mega Watt (MW). Data acuan untuk pengolahan data merupakan data beban listrik harian pada bulan Agustus 2016.

Berdasarkan gambar 3 dari grafik input output pembangkit maka dapat diprediksikan bahwa nilai α dan γ adalah minus, dimana karakteristik Input-Output pembangkit termal menggambarkan bahwa pemakaian bahan bakar berbanding lurus dengan daya yang dibangkitkan. Sehingga grafik pada gambar 3 dikelolah berdasarkan karakteristik Input-Output pembangkit dan menghasilkan grafik persamaan input-output pada gambar 4.



Gambar 3. Grafik Persamaan Input-Output PLTU Barru Unit 2



Gambar 4. Grafik Persamaan Input-Output PLTU Barru Unit 2

Hasil persamaan Input-Output pembangkit pada 4 diolah dengan menggunakan persamaan kuadrat terkecil. Dengan menggunakan persamaan (1) dan persamaan (9) sehingga diperoleh persamaan input-output unit pembangkit, sebagai berikut:

- Hasil Perhitungan secara Manual

Jadi, hasil untuk PLTU Barru Unit 2 pada tanggal 1 Juni 2016 diperoleh persamaan input-output yaitu $H = 1.302,987 - 70,323P + 0,970.P^2$.

- Persamaan Biaya Bahan Bakar

Pembangkit Termal yang akan dijadwalkan pada tugas akhir ini merupakan pembangkit-pembangkit yang ada pada sistem Sulsebar yang memiliki berbagai jenis bahan bakar seperti HSD (High Speed Diesel), MFO (Marine Fuel Oil), batu bara dan gas dengan memiliki harga yang berbeda-beda.

Pembangkit-pembangkit tersebut diantaranya ialah PLTU Barru Unit 1 & Unit 2, PLTU Jene'ponto Unit 1 & Unit 2, PLTGU Sengkang Blok I & Blok II.

Tabel 1. Harga biaya bahan bakar

Jenis Bahan Bakar	Harga
Batu Bara	Rp. 487,57/Kg
Gas Metana	Rp. 530,53/MMBTu

Sumber data: UPB PT. PLN (Persero) dan PLTU Barru Indonesia Power

Persamaan biaya bahan bakar dari unit-unit pembangkit tersebut diperoleh dengan mengalikan persamaan input-output pembangkit dengan harga bahan bakarnya.

Misalnya untuk persamaan input-output harian : $H = 1.303,6754 - 70,3616P + 0,9703.P^2$ dengan harga bahan bakar sebesar Rp. 487,57 per kg. Maka diperoleh persamaan biaya bahan bakar bahan bakar, yaitu : $C = 6,356 - 0,34306 P + 0,00473 P^2 (x10^8)$ Rp/h.

- **Beban Sistem Tenaga Listrik Wilayah Sulselbar**

Untuk melakukan pegoptimasian atau operasi ekonomi penulis mengambil sampel data pada tanggal 1 sampai tanggal 31 yang merupakan perkiraan beban pada bulan Agustus 2016 oleh PT.PLN (Persero). Dengan memaksimalkan pembangkit hidro yang ada disulselbar maka adapun besar beban listrik harian pada bulan Agustus 2016 untuk sistem sulselbar untuk pembangkit termal, yaitu seperti terlihat pada tabel 2.

Tabel 2. Beban Listrik sistem sulselbar pada tanggal 1 Agustus 2016

No	Jam	Beban (MW)	Beban Pembangkit Termal (MW)
1	00.00	676	328
2	01.00	659	311
3	02.00	629	281
4	03.00	595	247
5	04.00	601	253
6	05.00	615	267
7	06.00	648	300
8	07.00	613	265
9	08.00	665	317
10	09.00	708	360
11	10.00	734	386
12	11.00	746	398
13	12.00	756	408
14	13.00	768	420
15	14.00	779	431
16	15.00	755	407
17	16.00	760	412
18	17.00	777	429
19	18.00	980	632
20	19.00	961	613
21	20.00	943	595
22	21.00	892	544
23	22.00	792	444
24	23.00	735	387

Sumber data : PT PLN (Persero) UPB

- Penjadwalan Pengoperasian Pembangkit Termis

Dengan mengacu data beban pukul 06.00 pada Tabel 2 bisa didapat besar daya yang ditanggung pembangkit termal, yang nantinya akan dijadikan patokan untuk hasil akhir perhitungan penjadwalan pembangkit dengan metode *Dynamic Programming* pada sistem Sulselbar.

- Perhitungan Secara Manual

Dari 6 macam pembangkit diantaranya PLTU Barru Unit 1 & Unit 2, PLTU Jeneponto Unit 1 & Unit 2, dan PLTGU Blok I & Blok II yang telah diperoleh nilai Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkitnya, seperti berikut:

diketahui:

$$C_1 = \text{PLTU Barru Unit 1} \quad C_4 = \text{PLTU Jeneponto Unit 2}$$

$$C_2 = \text{PLTU Barru Unit 2} \quad C_5 = \text{PLTGU Sengkang Blok I}$$

$$C_3 = \text{PLTU Jeneponto Unit 1} \quad C_6 = \text{PLTGU Sengkang Blok II}$$

maka:

$$C_1 = 3,19 - 0,1404 P_1 + 0,00163 P_1^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$C_2 = 6,356 - 0,34306 P_2 + 0,00473 P_2^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$C_3 = 0,476 - 0,0072 P_3 + 0,00005 P_3^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$C_4 = 0,082 + 0,00383 P_4 - 0,0000114 P_4^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$C_5 = 0,106 + 0,00047 P_5 + 0,0000003 P_5^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$C_6 = 0,107 - 0,00009 P_6 + 0,0000027 P_6^2 \text{ (x } 10^8 \text{ Rp/h)}$$

$$P_{\text{sistem}} = 300 \text{ MW}$$

$$y = 10 \text{ MW}$$

Penyelesaian:

$$B_1 = b_1(390) = 3,19 - 0,1404(300) + 0,00637(300)^2 = 107,77$$

$$B_2 = b_2(0) = 6,356 - 0,34306(0) + 0,00473(0)^2 = 6,356$$

Sehingga:

$$B_N(X) = b_N(Y) + B_{N-1}(X-Y)$$

$$B_2(390) = b_2(0) + B_1(300)$$

$$= 6,356 + 107,77 = 114,13 \times 10^8 \text{ Rp/h}$$

beban sistem yang telah diketahui sebesar 300 MW, maka diperoleh $P_1 = 40 \text{ MW}$, $P_2 = 40 \text{ MW}$, $P_3 = 80 \text{ MW}$, $P_4 = 0 \text{ MW}$, $P_5 = 40 \text{ MW}$, $P_6 = 100 \text{ MW}$ dengan biaya minimum sebesar $0,9349 \times 10^8 \text{ Rp/h}$.

- Perhitungan Menggunakan Matlab

Untuk hasil akhir perhitungan penjadwalan pembangkit dengan metode *Dynamic Programming* menggunakan Matlab 7.11.0.584 (R2010b) yaitu: $P_1 = 40 \text{ MW}$, $P_2 = 40 \text{ MW}$, $P_3 = 80 \text{ MW}$, $P_4 = 0 \text{ MW}$, $P_5 = 40 \text{ MW}$, $P_6 = 100 \text{ MW}$ dengan biaya minimum sebesar $0,9349 \times 10^8 \text{ Rp/h}$.

Jadi penjadwalan pengoperasian pembangkit harian pada tanggal 1 pukul 06.00 dimana diantara 6 unit pembangkit yang dijadwalkan hanya 5 unit pembangkit yang beroperasi yaitu PLTU Barru Unit 1 (P_1) sebesar 40 MW, PLTU Barru Unit 2 (P_2) sebesar 40 MW, PLTU Jeneponto Unit 1 (P_3) sebesar 80 MW, PLTGU Sengkang Blok I (P_5) sebesar 40 MW, PLTGU Sengkang Blok II (P_6) sebesar 100 MW, serta 1 unit pembangkit lainnya tidak beroperasi yaitu PLTU Jeneponto 2 (P_4), dimana menghasilkan biaya minimum sebesar Rp $0,9349 \times 10^8$ per jamnya dari berbagai skenario penjadwalan.

IV. KESIMPULAN

- Biaya pengoperasian pembangkit dihitung dengan menggunakan matlab dimana dalam perhitungan ini akan menentukan unit-unit pembangkit mana yang beroperasi dan tidak beroperasi, sehingga dalam mengatur beban yang bervariasi dengan kombinasi unit-unit pembangkit akan memperoleh biaya pengoperasian yang minimum.
- Hasil dari metode *Dynamic Programming* ini ialah menentukan pengoperasian unit pembangkit secara optimal dengan kapasitas yang berbeda dari beberapa pilihan pada tiap step kenaikan daya. Untuk setiap unit pembangkit dihitung secara detail variasi dayanya, sehingga dapat diperoleh nilai

biaya yang minimum. Maka dari hasil pembahasan itu diperoleh nilai biaya sebesar $0,9349 \times 10^8$ Rp/h dalam melayani beban 300 MW.

- Diharapkan dalam penjadwalan dengan metode *dynamic programming* berikutnya, agar diperhitungkan rugi-rugi jaringan, waktu pemanasan, serta kinerja dari pembangkit-pembangkit termal yang ada di Sulselbar.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. N. Marifah, Y. Mulyadi, and A. G. Abdullah, "Operasi Ekonomis Pembangkit Thermal Sistem 500 Kv Jawa-Bali Dengan Pendekatan Algoritma Fuzzy Logic," *electrans*, vol. 12, no. 2, pp. 127–138, 2013.
- [2] D. Marsudi, "Pembangkitan energi listrik," *Erlangga, Jakarta*, vol. 2, 2005.
- [3] M. Djiteng, "Operasi Sistem Tenaga Listrik, edisi kedua Graha Ilmu." Yogyakarta, 2006.
- [4] A. Imran, "Optimasi Penjadwalan Pembangkitan Di Antara Unit-Unit Pembangkit Termal Berdasarkan Incremental Production Cost Yang Sama." *Media Elektrik*, 2008.
- [5] B. P. Hadhi, I. Robandi, and R. S. Wibowo, "Optimisasi Unit Commitment Mempertimbangkan Fungsi Biaya Tidak Mulus Dengan Firefly Algorithm," *J. Tek. ITS*, vol. 3, no. 1, pp. B30–B35, 2014.
- [6] S. Sarjiya and M. Isnaeni, "OPTIMASI PENJADWALAN PEMBANGKIT TERMAL DENGAN SISTEM PENYIMPANAN ENERGI MENGGUNAKAN ALGORITMA GENETIKA," *J. Penelit. Tek. Elektro dan Teknol. Inf.*, vol. 1, no. 1, 2014.