

Koordinasi Pembangkit Hidro-Termal di Sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat

R.M.Mangewa, L.S.Patras, M.Tuegeh, F.Lisi

Jurusan Teknik Elektro-FT. UNSRAT, Manado-95115, Email: morando.ryan@yahoo.com

Abstrack--Electric power system in South Sulawesi and West Sulawesi supplied by hydro power plants and thermal power plants . Coordination of hydro and thermal power plants aimed to determine the pattern of optimal operation of generating units with minimal operating costs .

Coordination of hydro and thermal power generation is done by adjusting the operating schedule of each generate unit . Generating units with low operating costs of the operation to carry the base load of the system , particularly the hydro generating units . Further thermal generating units with higher operating costs are operated to meet the remaining load .

Operation of hydro generating units are set to determine the pattern of operation based on the pattern of the load with gave attention to constraint generation and water consumption . Dynamic Programming method is used to determine the power of thermal generating covered by each units and to determine the possible optimal combination of operating thermal generating units. Scheduling and loading were done after power obtained from each hydro and thermal generating units .

By clicking coordinate hydro - thermal power system in South Sulawesi and West Sulawesi using Dynamic Programming the total operating expenses of Rp 2,672,519,124.22 . While total operating cost incurred by PT . PLN (Persero) is Rp 2,980,499,154.18 .

Keywords : *optimal operation , generating hydro - thermal coordination*

Abstrak--Sistem tenaga listrik di Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat disuplai oleh unit pembangkit hidro dan unit pembangkit termal. Koordinasi pembangkit hidro dan pembangkit termal bertujuan untuk menentukan pola operasi unit pembangkit yang optimal dengan biaya operasi yang minimal.

Koordinasi pembangkit hidro dan pembangkit termal dilakukan dengan mengatur jadwal operasi dari setiap unit pembangkit. Unit pembangkit dengan biaya operasi paling murah dioperasikan untuk memikul beban dasar dari sistem, khususnya unit pembangkit hidro. Selanjutnya unit pembangkit termal dengan biaya operasi yang lebih mahal dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban yang tersisa.

Pengoperasian unit pembangkit hidro diatur dengan menentukan pola operasi berdasarkan pola beban dengan memperhatikan *constraint* pembangkit dan konsumsi air. Untuk menentukan daya yang ditanggung setiap unit pembangkit termal digunakan metode *Dynamic Programming* untuk menentukan kombinasi operasi optimal dari unit pembangkit termal yang mungkin. Dilakukan penjadwalan dan pembebanan setelah diperoleh daya dari setiap unit pembangkit hidro dan termal.

Dengan meng-koordinasikan pembangkit hidro-termal di sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat menggunakan metode *Dynamic Programming* diperoleh total biaya operasi sebesar Rp 2.672.519.124,22. Sedangkan total biaya operasi yang

dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) adalah sebesar Rp 2.980.499.154,18.

Kata Kunci : *Operasi optimal, koordinasi pembangkit hidro-termal, , Dynamic Programming*

I. PENDAHULUAN

Pada zaman yang semakin maju dan serba mutakhir seperti sekarang ini, khususnya dalam lingkungan perindustrian dan perkembangan teknologi yang sangat cepat, tentunya kebutuhan akan listrik mengalami peningkatan yang luar biasa. Maka untuk memenuhi kebutuhan tersebut diperlukan peningkatan pada pembangkit listrik yang telah ada, baik dalam peningkatan kapasitas produksi, pengelolaannya serta teknologi.

Suatu sistem pembangkit secara garis besar terdiri dari pusat listrik hidro dan pusat listrik termal. Kedua pusat listrik tersebut terinterkoneksi untuk melayani kebutuhan beban yang ada. Pada umumnya pusat listrik hidro menggunakan biaya yang lebih rendah dari pusat listrik termal. Pusat listrik termal juga menggunakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui. Karena itu memerlukan pengoperasian yang optimal agar tidak ada energi yang terbuang percuma. Dari latar belakang masalah maka masalah yang di rumuskan yaitu : bagaimana menganalisa operasi optimal dari pembangkit hidro dan pembangkit termal milik PT. PLN (Persero) pada sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat. Dan pembatasan masalah adalah Pembahasan dilakukan pada unit pembangkit Hidro-termal yaitu PLTA, PLTD dan PLTG milik PT.PLN Persero dalam lingkup sistem Sulawesi Selatan Dan Sulawesi Barat.

II. LANDASAN TEORI

Dalam pengoperasian sistem yang optimal perlu mengacu pada suatu manajemen operasi yang baik terutama karena melibatkan biaya operasi yang besar. Khususnya untuk pembangkit termal. Manajemen operasi yang baik harus mampu menyediakan tenaga listrik seekonomis mungkin dan tetap memiliki keandalan (Reability) dan ketersediaan (Available) yang tinggi. Sehingga untuk mencapai pengoperasian yang optimal dan ekonomis perlu adanya pengaturan sistem operasi yang mengkombinasikan pembangkit termal dengan pembangkit hidro.

A. Karakteristik Input-Output Pembangkit Listrik Tenaga Hidro

Karakteristik *input-output* dari pembangkit tenaga listrik hidro menggambarkan hubungan antara input ke penggerak mula (turbin) berupa jumlah air yang dialirkan diantara sudu-sudu turbin persamaan waktu dengan output daya dari generator. Output dari pembangkit listrik hidro adalah daya yang dikirim keluar. Kurva karakteristik input-output unit pembangkit hidro dapat dilihat pada gambar 1. Dalam koordinasi Pembangkit hidro-thermal yang menggunakan metode *Dynamic Programming*, karakteristik input-output dari pembangkit hidro sangat penting karena jumlah air diatur sedemikian rupa untuk mendapatkan pembangkitan yang ekonomis. Oleh karena tinggi terjun air dianggap konstan, maka besar debit air sebagai fungsi daya output pembangkit akan didekati dengan persamaan polynomial orde dua yaitu :

$$Q = \alpha_1 + \beta_1 P_{hi} + \gamma_1 P_{hi}^2 \tag{1}$$

Keterangan :

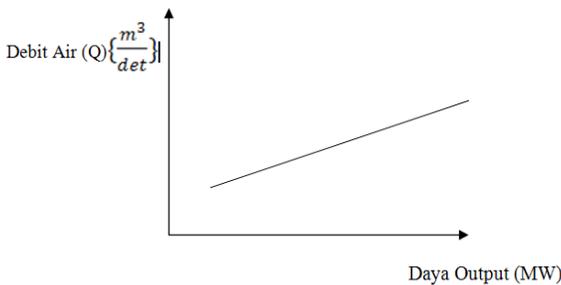
- Q_1 = Debit Air rata-rata (m^3 / MWh)
- P_{hi} = Output Pembangkit hidro (MW)
- α, β, γ = konstanta

Persamaan laju pertambahan pemakaian air (*Incremental Water Rate*) diperoleh dari turunan pertama persamaan input-output, yaitu :

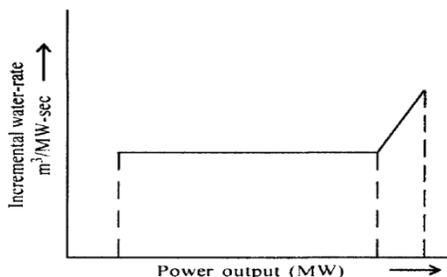
$$IWR = \frac{dQ_1}{dP_1} \text{ --- } > (m^3 / MWh) \tag{2}$$

$$IWR = \beta_1 + \gamma_1 P_{hi} \tag{3}$$

Kurva *Incremental Water Rate* dapat dilihat pada Gambar 2



Gambar 1. Kurva Karakteristik Pembangkit Hidro



Gambar 2. Kurva *Incremental Water Rate*

B. Karakteristik Input-output Pembangkit Listrik Tenaga Termal

Untuk menganalisis permasalahan mengenai operasi dalam sistem tenaga, khususnya masalah operasi ekonomis, diperlukan dasar mengenai karakteristik *input-ouput* dari suatu unit pembangkit termal. Karakteristik *input-output* pembangkit termal adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara *input* bahan bakar (liter/jam) dan *output* yang dihasilkan oleh pembangkit (MW). Input pada pembangkit termal berupa panas dari bahan bakar yang diberikan pada *boiler* untuk menghasilkan output pembangkit (energi listrik). Kurva karakteristik input-output pembangkit dapat dilihat pada gambar 3. Persamaan karateristik input-output pembangkit menyatakan hubungan antara jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan daya tertentu pada pembangkit tenaga listrik yang didekati dengan fungsi binomial, yaitu :

$$F(P) = \alpha + \beta P + \gamma P^2 \tag{4}$$

Keterangan :

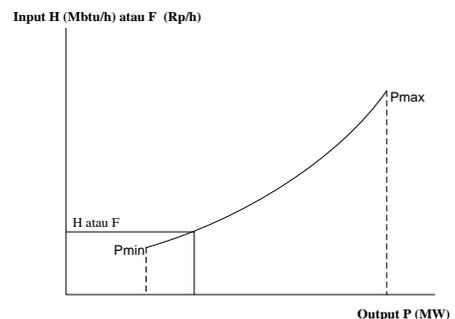
- F = input bahan bakar (liter/jam)
- P = output daya pembangkit (MW)
- a,b,c = konstanta persamaan

Persamaan input-output diperoleh dengan mengolah data operasi pembangkit dengan menggunakan Metode Kuadrat Terkecil (*Least Square Methode*).

$$J = \sum_{i=1}^n \left[\alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 - F_i \right]^2 \tag{5}$$

Kenaikan biaya produksi adalah perubahan biaya bahan bakar yang terjadi karena perubahan daya listrik yang dibangkitkan. Jika daya yang dibangkitkan bertambah sebesar $\Delta P = P_2 - P_1$ maka diperlukan penambahan pada masukan sebesar $\Delta F = F_2 - F_1$. Perubahan jumlah bahan bakar yang terjadi karena perubahan keluaran, didefinisikan sebagai IFR (*Incremental fuel rate*), persamaannya adalah^[8] :

$$IFR = \frac{\Delta F}{\Delta P} \tag{6}$$



Gambar 3. Kurva Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal

Jika nilai Δ sangat kecil maka dapat dinyatakan :

$$IFR = \frac{dF}{dP} \frac{\text{liter}}{\text{MWh}} \quad (7)$$

Incremental fuel rate juga dapat dinyatakan dengan suatu kurva karakteristik, yaitu kurva laju kenaikan biaya bahan bakar atau *Incremental fuel cost*, yaitu dengan cara mengalikan IFR dengan biaya bahan bakarnya. Kurva Incremental Fuel Rate dapat dilihat pada gambar 4

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost} \frac{\text{rupiah}}{\text{MWh}} \quad (8)$$

Pada kesetimbangan daya, *equality constraint* harus dipenuhi yaitu total daya yang dibangkitkan oleh masing-masing unit pembangkit harus sama dengan total kebutuhan beban pada sistem. Kurva batas pembebanan unit pembangkit dapat dilihat pada gambar 5. *Equality constraint* kesetimbangan daya adalah :

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (9)$$

dengan:

P_D = Total kebutuhan beban pada sistem (MW)

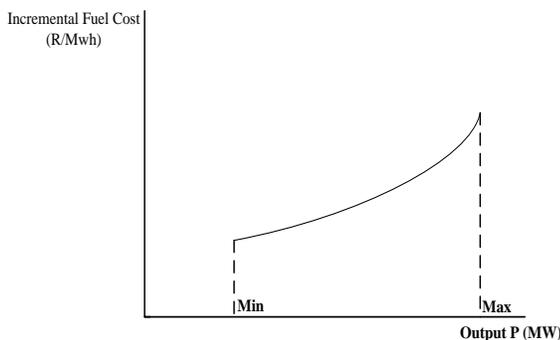
P_i = Output masing-masing generator (MW)

C. Optimasi Unit Pembangkit Tenaga Listrik

Operasi ekonomis adalah proses pembagian atau penjadwalan beban total kepada masing-masing unit pembangkit, seluruh unit pembangkit di control terus-menerus dalam interval waktu tertentu sehingga di capai pengoperasian yang optimal, dengan demikian pembangkitan tenaga listrik dapat dilakukan dengan cara yang paling ekonomis. Konfigurasi beban atau penjadwalan pembangkit yang berbeda dapat memberikan biaya yang berbeda pula, tergantung dari karakteristik masing-masing unit pembangkit yang dioperasikan

Unit Commitment

Kebutuhan beban dalam jumlah waktu tertentu dapat dipenuhi dengan mengoperasikan beberapa unit pembangkit. Tetapi untuk mengoperasikan semua unit pembangkit dalam interval waktu yang lama adalah tidak ekonomis.



Gambar 4. Kurva Incremental Fuel Rate

Sehingga dalam menentukan unit pembangkit yang beroperasi untuk memenuhi kebutuhan beban yang ada dalam interval waktu tertentu digunakan *Unit Commitment* atau penentuan kombinasi unit-unit pembangkit yang bekerja pada waktu tertentu agar unit pembangkit tidak broperasi sepanjang periode waktu dan biaya operasi lebih ekonomis. Misalnya, jika dalam suatu sistem terdapat N buah pembangkit, maka kombinasi pembangkit yang mungkin adalah:

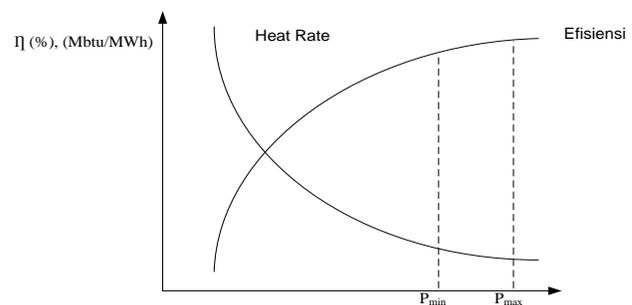
$$C(N,1) + C(N,2) + \dots + C(N,N-1) + C(N,N) = 2^N - 1 \quad (10)$$

D. Metode Pemrograman Dinamik (Dynamic Programming)

Ada dua macam pendekatan yang digunakan dalam pemrograman dinamik yaitu: pendekatan maju (*forward* atau *up-down*) dan pendekatan mundur (*backward* atau *bottom-up*). Metode yang digunakan adalah metode pemrograman dinamik dengan pendekatan maju (*forward* atau *up-down*), dimana penyelesaiannya dimulai dengan menentukan kondisi awal kemudian bergerak maju sampai keadaan akhir yang dituju. Pemrograman dinamik digunakan untuk menentukan kebijakan dalam memperoleh pengeluaran biaya yang optimum pada suatu proses berbagai macam pilihan untuk menuju ke kondisi akhir. Dalam metode pemrograman dinamik terdapat *state* dan *stage*. *State* adalah terminal-terminal dengan kondisi tertentu, sedangkan pengertian *state* dalam penggunaan pemrograman dinamik pada *unit commitment* yaitu berisikan kombinasi unit-unit pembangkit yang beroperasi dan tidak beroperasi. *Stage* adalah kumpulan dari *state* pada level tertentu, sedangkan pengertian *stage* dalam penggunaan pemrograman dinamik pada *unit commitment* yaitu menyatakan level beban pada jam tertentu (interval waktu).

Pendekatan Pemrograman Dinamis dengan Langkah Maju (Forward)

Pada pendekatan langkah maju mungkin lebih cocok untuk dipakai bila keadaan praktis diperhatikan, seperti keadaan sebelum penjadwalan dapat diperhitungkan pada setiap keadaan (*stage*). Flowchart metode Dynamic Programming dengan langkah maju dapat dilihat pada gambar 6. Algoritma rekursi yang dipakai untuk menghitung biaya minimum dalam jam K pada kombinasi I adalah:



Gambar 5. Kurva batas pembebanan unit pembangkit

$$F_{cost}(K,I) = \text{Min}[P_{cost}(K,I) + S_{cost}(K-1,L;K,I) + F_{cost}(K+1,J)] \quad (11)$$

Dimana :

$F_{cost}(K,I)$ = biaya total terkecil untuk mencapai keadaan (K,I)

$P_{cost}(K,I)$ = biaya produksi untuk keadaan (K,I)

$S_{cost}(K;1,L,K)$ = biaya transisi dari keadaan (K-1,L) ke keadaan (K,I) dimana keadaan (K,I) adalah kombinasi ke I dalam jam

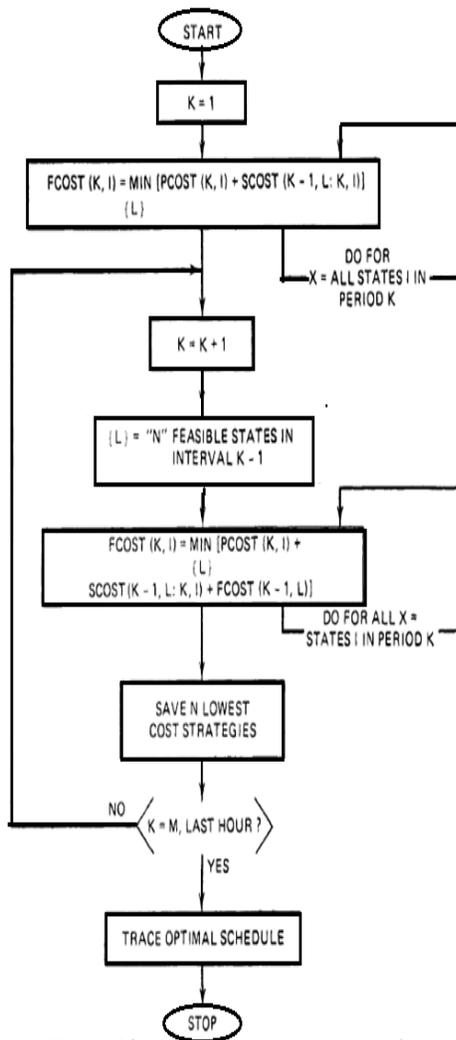
Bila kapasitas maksimum dari suatu pembangkit hidro mampu memenuhi kebutuhan beban, maka saat perioda waktu j dapat dinyatakan :

$$P_{Hj}^{maks} \geq P_{Loadj} \quad j = 1, \dots, j_{maks} \quad (12)$$

dimana :

P_{Hj}^{maks} : daya maksimum pembangkit hidro

P_{Loadj} : beban setiap saat dalam perioda j



Gambar 6. Flowchart Pemrograman dinamis dengan langkah maju

Apabila energi yang diperoleh dari pembangkit hidro tidak mampu memenuhi kebutuhan beban dalam waktu n_j maka :

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{Hj} n_j \leq \sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{loadj} n_j \quad n_j = \text{jumlah jam} \quad (13)$$

Sehingga kekurangan energi yang akan dipenuhi oleh pembangkit termal adalah : dalam periode j

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} n_j = T_{maks} = \text{total interval} \quad (14)$$

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{loadj} n_j - \sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{Hj} n_j = E \quad (15)$$

dimana : (2.27)

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{loadj} n_j = \text{Beban Total}$$

$$\sum_{j=1}^{j_{maks}} P_{Hj} n_j = \text{Energi pembangkit hidro}$$

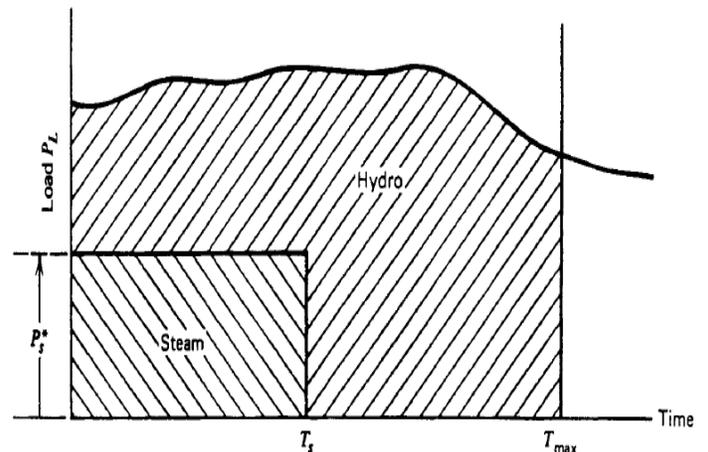
$$E = \text{Energi termal}$$

Energi yang dihasilkan dari unit pembangkit termal tidak untuk memenuhi kebutuhan beban dalam seluruh interval (T_{max}) tetapi hanya dalam waktu tertentu saja (n_s). Kurva Koordinasi hidro-termal dapat dilihat pada gambar 7. Sehingga dapat dinyatakan dengan :

$$\sum_{j=1}^{N_s} P_{sj} n_j = E \quad (17)$$

Pada unit pembangkit hidro, daya yang dihasilkan tergantung dari rata-rata air yang dipergunakan dengan kata lain rata-rata air yang dipergunakan merupakan fungsi daya yang dibangkitkan. Sehingga diperoleh karakteristik input-output :

$$Q_j = d + g P_{Hj} + h P_S^2 \quad (18)$$



Gambar 7. Kurva koordinasi hidro-termal

III. METODOLOGI PENELITIAN

Pengambilan data dilakukan di wilayah kerja PT. PLN (Persero) Wilayah Sulawesi Selatan, Barat dan Tenggara (Sultanbatara). Secara khusus meliputi PT. PLN (Persero) Sektor Pembangkitan Tello, AP2B Sistem Sultanbatara, dan PT. PLN (Persero) Sektor Bakaru. Data kapasitas dari masing-masing unit pembangkit hidro dan termal dapat dilihat pada tabel I. unit pembangkit yang termasuk meliputi unit pembangkit PLTA, PLTD dan PLTG. Untuk mensuplai kebutuhan energi listrik di sistem Sultanbatara, terdapat beberapa unit PLTA yaitu PLTA Bakaru unit 1 dan 2, PLTA Bili-bili unit 1 dan 2 dan PLTA Sawitto. Karena daya yang disuplai dari PLTA Bili-bili dan PLTA Sawitto dianggap masih bisa dipenuhi oleh PLTA Bakaru unit 1 dan 2 serta data-data mengenai PLTA Bili-bili dan Sawitto yang masih sangat terbatas maka PLTA Bili-bili dan Sawitto tidak dimasukkan dalam perhitungan untuk optimasi penjadwalan. Untuk unit pembangkit PLTG, unit pembangkit yang beroperasi meliputi PLTG GE unit 1 dan 2 serta PLG Alstom unit 1. Sedangkan PLTG Alstom unit 2 dan PLTG Westcan tidak beroperasi saat penelitian sedang dilakukan. Untuk unit pembangkit PLTU Tello Unit 1 dan unit 2 mengalami kebakaran saat proses pengambilan data dilakukan dan unit pembangkit PLTU Barru tidak beroperasi saat penelitian sedang dilakukan. Kemudian untuk unit PLTD yang beroperasi yaitu PLTD Mitsubishi Unit 1 dan 2, PLTD SWD unit 1 dan 2, dan PLTD Masamba. PLTD Makale, PLTD Mamuju dan PLTD Palopo sedang tidak beroperasi saat penelitian sedang dilakukan

TABEL I. DATA PEMBANGKIT DAN KAPASITAS

No	Nama Pembangkit	Daya Terpasang	Daya Mampu
1	Bakaru#1	63.0	63
	Bakaru#2	63.0	62.5
	Bili-bili#1	6.0	6
	Bili-bili#2	14.1	6.7
	Sawitto	1.7	0.90
2	Tello#1	12.5	-
	Tello#2	12.5	-
	Barru#1	50.0	44
	Barru#2	50.0	44
3	GE#1	33.4	27
	GE#2	33.4	30
	Alstom#1	21.4	15
	Alstom#2	20.1	-
	Westcan	14.5	11
4	Mitsubishi#1	12.6	9
	Mitsubishi#2	12.6	9
	SWD#1	12.4	9
	SWD#2	12.4	9
	Palopo	2.0	-
	Makale	3.0	-
	Masamba	6.3	0.80
	Mamuju	2.0	-

Unit pembangkit hidro yang digunakan adalah PLTA Bakaru unit 1 dan 2. Kapasitas maksimum dan minimum dari masing-masing unit PLTA Bakaru dapat dilihat pada tabel II. Sumber air yang digunakan untuk PLTA Bakaru ditampung pada sebuah waduk dengan spesifikasi yang dapat dilihat pada tabel III.

Dari data-data spesifikasi dan data operasi setiap unit pembangkit hidro maka dapat diketahui perbandingan input pembangkit berupa debit air untuk unit pembangkit hidro dan output berupa daya yang dihasilkan untuk memenuhi kebutuhan beban. Untuk unit pembangkit termal dapat diketahui input berupa bahan bakar yang digunakan oleh setiap mesin pada masing-masing unit dan output berupa daya yang dihasilkan oleh setiap unit pembangkit termal besarnya beban yang akan ditanggung dari masing-masing unit pembangkit hidro dan termal milik PT. PLN (Persero) Wilayah Sultanbatara. Data kapasitas maksimum dan minimum dari setiap unit pembangkit termal dapat dilihat pada tabel IV. Dan untuk bahan bakar yang digunakan oleh setiap mesin pembangkit termal dapat dilihat pada tabel V.

Sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi barat menanggung beban yang cukup besar. Beban yang ditanggung oleh pembangkit dalam system dapat digolongkan ke dalam 3 jenis yaitu beban yang ditanggung PT. PLN (Persero), beban yang ditanggung oleh IPP dan beban yang ditanggung oleh unit pembangkit sewa. Data beban yang ditanggung oleh PT. PLN (Persero) khususnya unit pembangkit hidro dan termal dapat dilihat pada tabel VI.

TABEL II. DATA PEMBEBANAN MAKSIMUM DAN MINIMUM PLTA BAKARU

No	Jenis	Merk	Unit	Pmin	Pmax
1	PLTA	Bakaru	1	26	63
			2	26	63

TABEL III. SPESIFIKASI DAM PLTA BAKARU

Spesifikasi PLTA Bakaru Unit 1 dan 2	
Panjang puncak bendungan	122,5 meter
Elevasi puncak bendungan	617,5 mdpl
Elevasi dasar sungai	605 mdpl
Elevasi dasar saluran penguras	606 mdpl
Elevasi dasar saluran pelimpah	608 mdpl
Elevasi dasar saluran harian	612 mdpl

Sumber : Data Operasi PT. PLN (Persero) Wilayah Sultanbatara Tanggal 11 September 2012

TABEL IV. DATA PEMBEBANAN MINIMUM DAN MAKSIMUM PEMBANGKIT TERMAL

No	Jenis	Merk	Unit	Pmin	Pmax
1	PLTG	GE	1	8	28
			2	8	30
		Alshtom		8	15
2	PLTD	Mitsubishi	1	6	9
			2	6	9
		SWD	1	6	9
			2	6	9
		Masamba		0.2	1.5

TABEL V. HARGA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL 11 SEPTEMBER 2012

No	Jenis Bahan Bakar	Harga/Liter
1	HSD (High Speed Diesel)	Rp 8.619,60
2	MFO (Marine Fuel Oil)	Rp 6.983,90

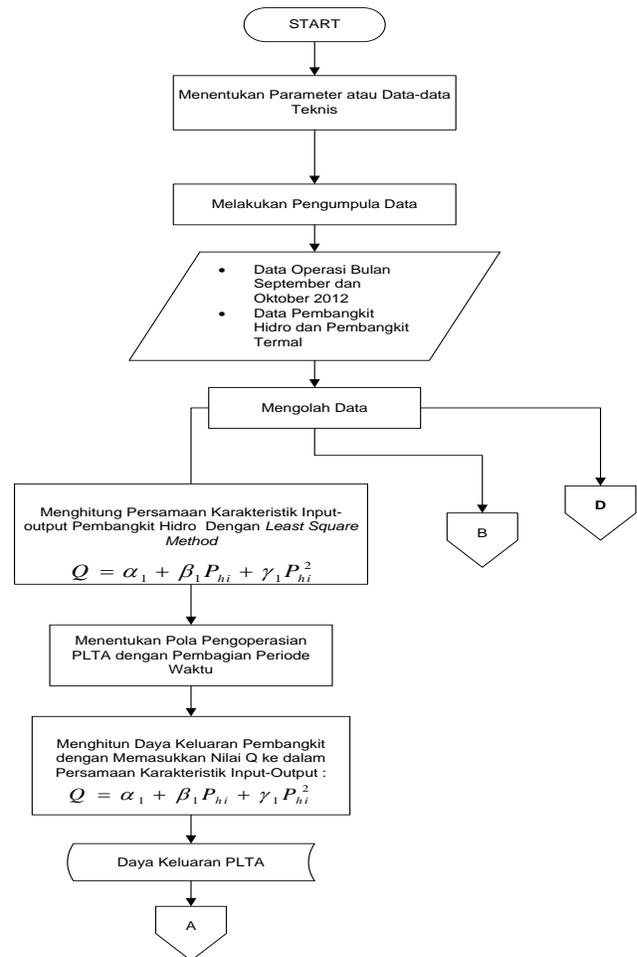
Sumber : Data Operasi PT. PLN (Persero) Wilayah Sultanbatara

TABEL VI. POLA BEBAN HIDRO TERMAL TANGGAL 11 SEPTEMBER 2012

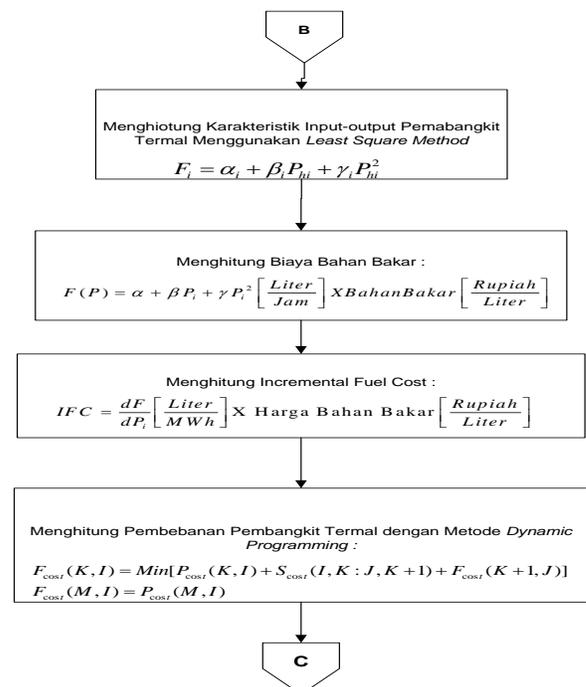
Jam	Beban Hidro dan Termal (MW)	Jam	Beban Hidro dan Termal (MW)
1	56,31	13	110,66
2	56,30	14	120,25
3	56,30	15	123,98
4	56,30	16	108,67
5	56,30	17	101,69
6	56,29	18	139,41
7	56,30	19	187,43
8	56,24	20	192,53
9	78,56	21	186,43
10	88,85	22	172,43
11	107,75	23	171,44
12	98,68	24	155,44

Sumber : Data Operasi PT. PLN (Persero) Wilayah Sultanbatara

Langkah-langkah dalam penelitian, mulai dari persiapan sampai pada pelaksanaan penelitian secara garis besar digambarkan melalui *flowchart* pada gambar 8. Penelitian dilakukan di Provinsi Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat. Sebelum melakukan penelitian terlebih dahulu menentukan jenis parameter atau data-data teknis dari setiap unit pembangkit. Jenis data yang diperlukan berupa data operasi dan data teknis dari masing-masing unit pembangkit. Langkah-langkah untuk menghitung karakteristik input-output unit pembangkit hidro dapat dilihat pada gambar 9. Untuk menentukan optimasi dari unit pembangkit termal dapat dilihat pada gambar 10. Data yang diperoleh berupa data pembangkit milik PT. PLN (Persero) yang beroperasi pada hari dan jam yang ditentukan untuk dilakukan optimasi penjadwalan.



Gambar 8. Flowchart utama penelitian



Gambar 9. Flowchart optimasi unit pembangkit termal

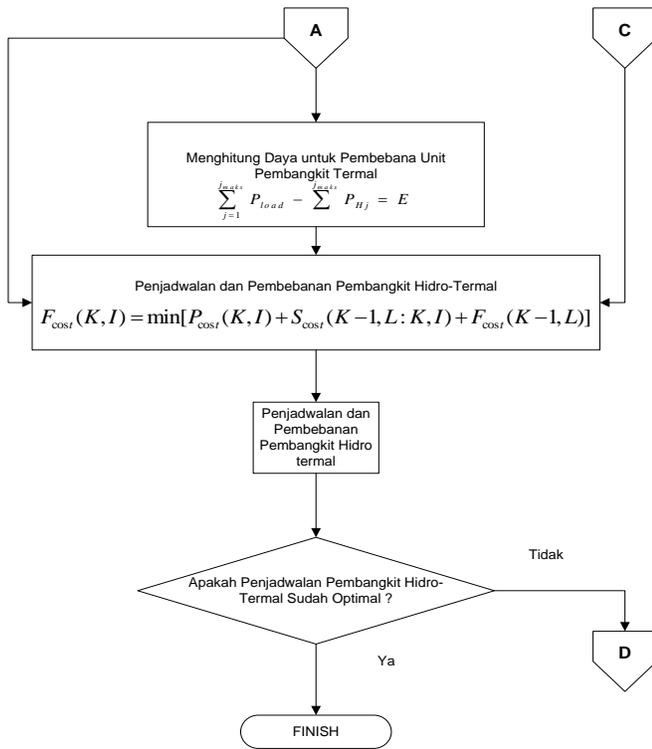
$$F_i = \alpha_i + \beta_i P_{hi} + \gamma_i P_{hi}^2$$

$$F(P) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 \left[\frac{\text{Liter}}{\text{Jam}} \right] \times \text{Bahan Bakar} \left[\frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$

$$IFC = \frac{dF}{dP_i} \left[\frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \right] \times \text{Harga Bahan Bakar} \left[\frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$

$$F_{\text{cost}}(K, I) = \text{Min}[P_{\text{cost}}(K, I) + S_{\text{cost}}(I, K : J, K + 1) + F_{\text{cost}}(K + 1, J)]$$

$$F_{\text{cost}}(M, I) = P_{\text{cost}}(M, I)$$



Gambar 10. Flowchart koordinasi pembangkit hidro-thermal

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Karakteristik Pembangkit Hidro

Pembangkit Listrik Tenaga Air Bakaru Unit 1 dan unit 2 menggunakan waduk Bakaru sebagai reservoir. Waduk Bakaru memiliki Dam yang berfungsi untuk membendung aliran sungai Mamasa sehingga membentuk sebuah waduk penampungan air (reservoir) yang nantinya digunakan sebagai tenaga untuk memutar turbin. Data input-output PLTA Bakaru Unit 1 dan 2 yang diperoleh dari hasil perhitungan adalah :PLTA Bakaru Unit 1 dan 2 ini memiliki kapasitas terpasang masing-masing 63 MW dengan daya maksimum (P₁ maks) 63 MW dan daya minimumnya (P₁ min) 26 W. Konstanta α, β, γ yang telah didapat, kemudian dimasukkan dalam persamaan yaitu persamaan karakteristik input output pembangkit. Diperoleh karakteristik input-output dari unit pembangkit hidro dalam bentuk persamaan polynomial orde dua (lihat tabel VII).

Debit Air Rata-rata dalam 1 hari :

$$19,52 \text{ m}^3/\text{detik} \times 3600 \times 24 \text{ jam} = 1.686.528 \text{ m}^3/\text{jam}$$

Dari volume rata-rata ini dapat ditentukan pola air berdasarkan kebutuhan beban. Dimisalkan untuk periode 5 yaitu periode dimana terjadi beban puncak malam. (lihat tabel VIII). Air yang digunakan untuk membangkitkan daya yang diperlukan dalam memenuhi kebutuhan daya beban puncak adalah 29% dari volume air total dalam satu hari.

TABEL VII. KARAKTERISTIK INPUT OUTPUT PLTA BAKARU

No	Pembangkit	Nama	Unit	Karakteristik (m ³ /Jam)
1	PLTA	Bakaru	1	F _{9 dan 10} = 17.730 + 1.072 P
		Bakaru	2	F _{9 dan 10} = 17.730 + 1.072 P

TABEL VIII. PEMBAGIAN PERIODE WAKTU

Periode	Waktu			
	1	02.00	03.00	04.00
2	06.00	07.00	08.00	09.00
3	10.00	11.00	12.00	13.00
4	14.00	15.00	16.00	17.00
5	18.00	19.00	20.00	21.00
6	22.00	23.00	00.00	01.00

TABEL IX. POLA PLTA BAKARU UNIT 1 DAN UNIT 2 TANGGAL 11 SEPTEMBER 2012

Periode	Debit Air (m ³ /jam)	Daya (MW)
1	67.461,12	46,39
2	67.461,12	46,39
3	50.595,84	30,66
4	56.920,32	36,55
5	122.273,28	97,52
6	56.920,32	36,55

$$.29 \% \times 1.686.528 \text{ m}^3/\text{hari} = 489.093,12 \text{ m}^3/\text{jam}$$

Kemudian volume air yang dihasilkan dibagi dengan 4 (jumlah jam dalam 1 periode) . Sehingga dihasilkan 122.273,28 m³/jam atau 33,97 m³/detik. Untuk memperoleh daya yang dibangkitkan maka volume air dimasukkan ke dalam persamaan karakteristik input output PLTA Bakaru Unit 1 dan Unit 2. Dengan memperhatikan data *constraint* dari masing-masing unit PLTA (Daya maksimum dan daya minimum), dapat diperoleh debit air yang dikonsumsi dan daya yang dihasilkan setiap periode yang dapat ditanggung oleh unit pembangkit hidro dari total beban yang ditanggung oleh PT. PLN (Persero).Data dapat dilihat pada tabel IX.

B. Karakteristik Pembangkit Termal

Dengan menggunakan rumus(4), akan diperoleh juga karakteristik input output PLTD SWD unit 1,PLTG Alshom, PLTD Mitsubishi unit 1 dan unit 2, PLTG GE unit 1 dan unit 2 dan PLTD Masamba yang hasil perhitungannya dapat dilihat pada tabel X. Laju pertambahan biaya bahan bakar merupakan turunan pertama dari persamaan input output yang dikalikan dengan harga bahan bakar. Contoh:

PLTD SWD Unit 2

$$IFC = \frac{dF_i \text{ liter}}{dP_i \text{ MWh}} \times \text{harga bahan bakar} \frac{\text{Rp}}{\text{liter}}$$

IFC PLTD SWD Unit 2:

$$F_7 = \left(\frac{d(189,0072 + 209,1664P_7 + 3,4061P_7^2)}{dP_7} \right) \frac{\text{liter}}{\text{MWh}} \times 8619,60 \frac{\text{Rp}}{\text{liter}}$$

$$F_7 = 209,1664 + 6,8122P_7 \frac{\text{liter}}{\text{MWh}} \times 8619,60 \frac{\text{Rp}}{\text{liter}}$$

$$F_7 = 1.802.930,701 + 58.718,43912P_1 \frac{\text{Rp}}{\text{MWh}}$$

PLTD SWD Unit 2, daya maksimum 9 MW

$$F_7 = 1.802.930,701 + 58.718,43912P_1$$

$$F_7 = 1.802.930,701 + 58.718,43912 \text{ (9)}$$

$$= \text{Rp } 2.331.396,653/\text{MWh}$$

$$= \text{Rp } 2.331,39 /\text{kWh}$$

Untuk unit pembangkit termal yang lain dapat dilihat pada tabel XI. Dari hasil perhitungan kenaikan bahan bakar dari setiap unit pembangkit termal dapat ditentukan urutan unit pembangkit dengan biaya bahan bakar paling murah sampai yang paling mahal. Data dari unit pembangkit termurah hingga yang paling mahal dapat dilihat pada tabel XII.

TABEL X. KARAKTERISTIK INPUT - OUTPUT PEMBANGKIT TERMAL

No	Tipe	Merk	Unit	Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
1	PLTG	GE	1	$F_1 = -5.680.316,4 + 517.176 P_1$
			2	$F_2 = -1.438.611,24 + 312.029,52 P_2$
		Alshtom		$F_3 = -4.108.963,32 + 537.863,04 P_3$
2	PLTD	Mitsubishi	1	$F_4 = 4.778.706,24 - 310.305 P_4$
			2	$F_5 = 305.452,7652 + 261.187,6714 P_5$
		SWD	1	$F_6 = 895.532,926 + 130.719,0531 P_6$
			2	$F_7 = 1.802.930,701 + 58.718,43912 P_7$
			Masamba	

TABEL XI. PERSAMAAN LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

No	Jenis	Merk	Unit	Karakteristik (Liter /Jam)
1	PLTG	Ge	1	$F_1 = 10.016 - 659P_1 + 30P_1^2$
		Ge	2	$F_2 = 5.860,1 - 166,9P_2 + 18,1P_2^2$
		Alshtom		$F_3 = 2.334,7 + -476,7P_3 + 31,2P_3^2$
2	PLTD	Mitsubishi	1	$F_4 = -1.119,1 + 554,4P_4 - 18P_4^2$
		Mitsubishi	2	$F_5 = 688,4291 + 35,4370P_5 + 15,1508P_5^2$
		SWD	1	$F_6 = 535,7538 + 128,2282P_6 + 9,3586P_6^2$
		SWD	2	$F_7 = 189,0072 + 209,1664P_7 + 3,4061P_7^2$
		Masamba		$F_8 = -44,4446 + 388,1191P_8 - 58,8216P_8^2$

TABEL XII URUTAN PRIORITAS PLTD DAN PLTG

No	Jenis	Merk	Unit	Pmin		Pmaks		Full Load Average Cost (Rp/kWh)
				Unit	Total	Unit	Total	
1	PLTD	Masamba		0.2	0.2	1.5	1.5	1.824.37
			Mitsubishi	1	6	6.2	9	10.5
		SWD	1	6	12.2	9	19.5	2.072.00
		Mitsubishi	2	6	18.2	9	28.5	2.152.10
		SWD	2	6	24.2	9	37.5	2.331.40
2	PLTG	Alshtom		8	32.2	15	52.5	3.958,00
			GE	1	8	40.2	30	82.5
		GE	2	8	48.2	28	109.5	8.283,00

C. Pembagian Pembebanan dan Penjadwalan Unit Pembangkit Termal

Pembagian pembebanan dan penjadwalan pembangkit termal dilakukan dengan metode *Dynamic Programming*. Data yang dibutuhkan adalah berupa persamaan biaya bahan bakar pembangkit termal, kapasitas maksimum dan minimum unit pembangkit termal dan beban yang ditanggung setiap unit pembangkit termal untuk 1 hari (24 jam) dengan selang waktu 1 jam. Beban yang ditanggung pembangkit termal merupakan sisa beban total dikurangi dengan beban yang ditanggung pembangkit hidro (lihat tabel XIII)

Pembagian Pembebanan dan Penjadwalan Unit Pembangkit Termal Menggunakan metode *Dynamic Programming*

Setelah mendapatkan data beban yang merupakan hasil dari data beban total (MW) dikurangi daya dari pembangkit hidro (MW). Maka dapat diperoleh data beban yang akan ditanggung oleh pembangkit termal (MW). Adapun metode yang digunakan adalah metode *Dynamic Programming* yang diterapkan pada program C++ (lihat gambar 13). Tujuan digunakannya metode ini adalah untuk menentukan beban pada tiap unit pembangkit termal pada setiap *state* dalam kurun waktu 24 jam. Program utama terdiri dari prosedur input, kombinasi mesin, pemilihan mesin yang bekerja, kombinasi yang mungkin, dan sortir.

Prosedur Input meliputi: Karakteristik dari setiap unit pembangkit termal, harga bahan bakar, data *constraint* dari setiap unit pembangkit termal (lihat gambar 14) beban yang akan ditanggung unit pembangkit termal lama 24 jam, kombinasi dari 8 unit pembangkit termal. Kombinasi ini dapat diperoleh dengan rumus $(2^N - 1)$, dimana $N = 8$ sehingga diperoleh 255 kombinasi. Urutan kombinasi ini disebut *state*.

Pemilihan kombinasi yang mungkin, prosedur pemilihan kombinasi atau *state* yang memungkinkan untuk memenuhi

TABEL XIII. DATA PEMBAGIAN BEBAN PEMBANGKIT HIDRO DAN PEMBANGKIT TERMAL

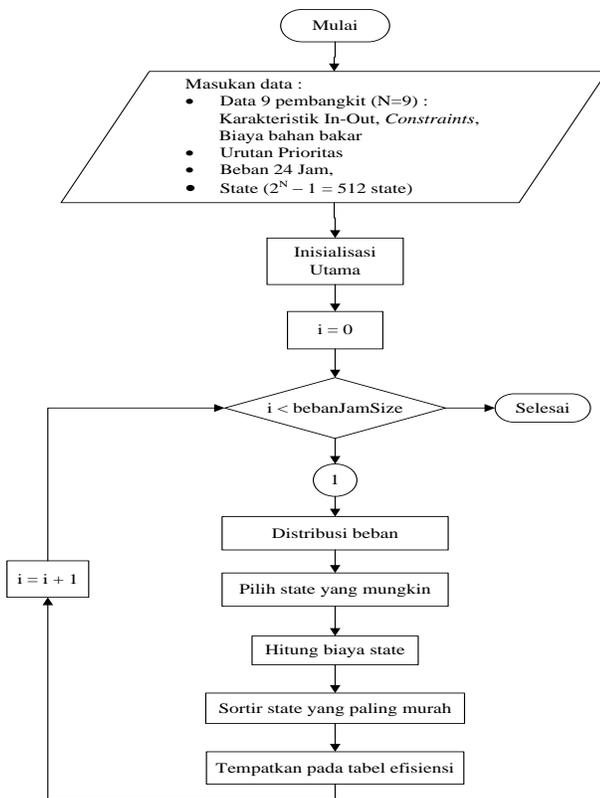
Jam	Beban Total (MW)	Beban Pembangkit Hidro (MW)	Beban Pembangkit Termal (MW)
1	56.31	36.55	19.76
2	56.3	46.39	9.91
3	56.3	46.39	9.91
4	56.3	46.39	9.91
5	56.3	46.39	9.91
6	56.29	46.39	9.9
7	56.3	46.39	9.91
8	56.24	46.39	9.85
9	78.56	46.39	32.17
10	88.85	30.66	58.19
11	107.75	30.66	77.09
12	98.68	30.66	68.02
13	110.66	30.66	80
14	120.25	36.55	83.7
15	123.98	36.55	87.43
16	108.67	36.55	72.12
17	101.69	36.55	65.14
18	139.41	97.52	41.89
19	192.53	97.52	95.01
20	172.43	97.52	74.91
21	155.44	97.52	57.92
22	114.08	36.55	77.53
23	70.43	36.55	33.88
24	70.73	36.55	34.18

beban berdasarkan pada data *constraint* masing-masing unit pembangkit termal(lihat gambar 11).

Menghitung biaya pembangkitan yang paling murah. Pada tahap ini program akan menentukan dan menghitung biaya operasi yang paling murah. Setelah didapatkan biaya operasi termurah maka akan dihitung total biaya pemakaian bahan bakar dengan persamaan (11) :

$$F_{cost}(K, I) = \text{Min}[P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K-1, L: K, I) + F_{cost}(K+1, J)]$$

Untuk mengetahui perhitungan dari program yang dibuat maka dapat digunakan satu sampel data untuk dihitung secara manual. Sesudah memperoleh penjadwalan serta pembagian beban unit pembangkit, berikut akan dihitung biaya yang paling ekonomis diantara kombinasi *on/off* unit pembangkit dengan menggunakan metode pemrograman dinamik. Dengan menggunakan persamaan (11) dapat dihitung biaya bahan



Gambar 11. Flowchart Program Utama untuk metode Dynamic Programming menggunakan C++

bakar minimum untuk jam ke-K dan kombinasi I. Berikut ini contoh proses perhitungan biaya operasi unit pembangkit termal dalam 1 jam yaitu pada jam 14.00 (lihat gambar 12) :

K=14 (jam ke-14):

$$I=255 \quad F_{cost}(14,255) = \text{min}[P_{cost}(14,255) + S_{cost}(18,L;14,255) + F_{cost}(18,L)]$$

$$F_1 = 86.333.913,6 - 5.680.316,4 P_1 + 258.588 P_1^2 = 86.333.913,6 - 5.680.316,4 (8) + 258.588 (8)^2$$

$$\begin{aligned} &= 57.441.014,4 \\ F_2 &= 50.511.717,96 - 1.438.611,24 P_2 + 156.014,76 P_2^2 \\ &= 50.511.717,96 - 1.438.611,24(23,2) + 156.014,76 (23,2)^2 \\ &= 101.109.321,6 \\ F_3 &= 20.124.180,12 - 4.108.963,32 P_3 + 268.931,52 P_3^2 \\ &= 20.124.180,12 - 4.108.963,32 (15) + 268.931,52 (15)^2 \\ &= 18.999.322,32 \\ F_4 &= -9.646.194,36 + 4.778.706,24 P_4 - 155.152,8 P_4^2 \\ &= -9.646.194,36 + 4.778.706,24(9) - 155.152,8(9)^2 \\ &= 20.794.785 \\ F_5 &= 4.807.919,991 + 247.488,4643 P_5 + 105.811,6721 P_5^2 \\ &= 4.807.919,991 + 247.488,4643(9) + 105.811,6721(9)^2 \\ &= 15.606.061,61 \\ F_6 &= 3.741.650,964 + 895.532,926 P_6 + 65.359,52654 P_6^2 \\ &= 3.741.650,964 + 895.532,926 (9) + 65.359,52654 (9)^2 \\ &= 17.095.568,95 \\ F_7 &= 1.629.166,461 + 1.802.930,701 P_7 + 29.359,21956 P_7^2 \\ &= 1.629.166,461 + 1.802.930,701(9) + 29.359,21956(9)^2 \\ &= 20.233.639,55 \\ F_8 &= -383.094,6742 + 3.345.431,394 P_8 - 507.018,6634 P_8^2 \\ &= -383.094,6742 + 3.345.431,394(1,5) - 507.018,6634(1,5)^2 \\ &= 3.494.260,424 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{cost}(14,255) &= F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5 + F_6 + F_7 + F_8 \\ &= 57.441.014,4 + 101.109.321,6 + 18.999.322,32 \\ &\quad + 20.794.785 + 15.606.061,61 + 17.095.568,95 \\ &\quad + 20.233.639,55 + 3.494.260,424 \\ &= 254.773.973,88 \end{aligned}$$

Setelah dilakukan koordinasi pembangkit hidro dengan pembangkit termal dengan menggunakan metode *Dynamic Programming* dan menentukan pola operasi ekonomis maka didapatkan pola operasi yang baru dan biaya pemakaian bahan bakar yang ekonomis. Dari hasil perhitungan penjadwalan pembangkit pada tanggal 11 September 2012 diperoleh biaya operasi sebesar Rp2.672.519.124.22. Jika dibandingkan dengan biaya operasi pada tanggal 11 September 2012 yang diperoleh dari data realisasi PT.PLN Persero sebesar Rp 2,980,499,154.18 maka diperoleh selisih sebesar Rp 307.980.029,96 (lihat tabel XIV).

Jam 14.00

Kebutuhan beban pada jam 14.00 = 83.7000 MW
Distribusi beban sebagai berikut:

No	State	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	Biaya Pengoperasian
1.	255	8.000	23.200	15.000	9.000	9.000	9.000	9.000	1.500	Rp. 254773973.88	
2.	223	8.000	24.700	15.000	9.000	9.000	9.000	9.000	*	Rp. 268331457.10	
3.	198	11.700	30.000	15.000	*	9.000	9.000	9.000	*	Rp. 274973580.24	
4.	120	11.700	30.000	15.000	9.000	9.000	9.000	*	*	Rp. 275534725.68	
5.	188	19.200	30.000	15.000	*	9.000	9.000	*	1.500	Rp. 275559597.10	

Gambar 12. Flowchart Program Utama untuk metode Dynamic Programming menggunakan C++

Dapat dibuktikan bahwa meng-koordinasikan unit pembangkit hidro dan unit pembangkit termal dengan mengoperasikan unit pembangkit hidro lebih banyak dapat meminimalisir biaya operasi pada unit pembangkit termal. Unit pembangkit hidro dapat dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan daya harian lebih lama karena biaya operasi unit pembangkit hidro sangat rendah. Sehingga unit pembangkit hidro dapat dioperasikan lebih lama.

V. PENUTUP

A. Kesimpulan

Koordinasi Pembangkit Hidro-Termal dilakukan dengan mengoptimalkan kemampuan daya unit pembangkit hidro berdasarkan volume air yang maksimum secara maksimum dan selanjutnya unit pembangkit termal dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan daya yang tersisa.

Unit pembangkit hidro dapat dioperasikan secara optimal dengan mengatur volume air yang masuk dalam satu hari dan selanjutnya membagi air yang keluar sesuai dengan beban yang telah diatur dalam periode waktu tertentu.

Penjadwalan unit pembangkit termal PT PLN (Persero) Wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat dan Sulawesi Tenggara yang terdiri dari tiga unit Pembangkit Listrik Tenaga Gas Dan lima unit Pembangkit Listrik Tenaga Diesel dapat menggunakan metode *Dynamic Programming* untuk mendapatkan 255 kombinasi yang memungkinkan untuk dipilih.

Dari Koordinasi Pembangkit Hidro-Termal yang menggunakan metode *Dynamic Programming* diperoleh biaya pengoperasian unit pembangkit termal sebesar Rp Rp2.672.519.124.22. Jika dibandingkan dengan biaya operasi yang diperoleh dari data realisasi sebesar Rp 2,980,499,154.18 maka diperoleh selisih sebesar Rp 307.980.029,96. Dengan demikian penerapan metode *Dynamic Programming* dapat menekan biaya operasi pada unit pembangkit termal menjadi lebih murah, efisien dan optimal.

TABEL XIV. DATA HASIL PERHITUNGAN MENGGUNAKAN METODE DYNAMIC PROGRAMMING

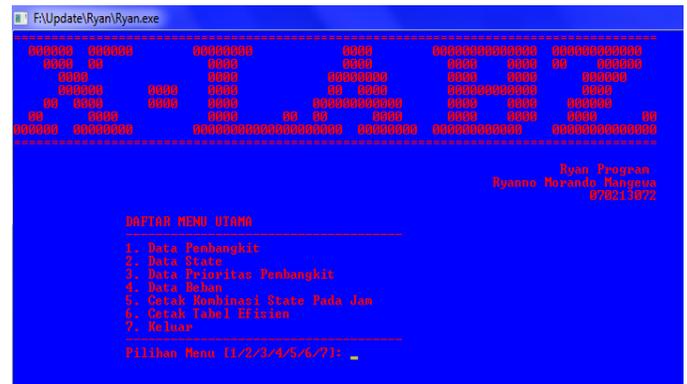
Jam	Beban (MW)	State	PLTG			PLTD					Pemakaian Per-Jam	Total Pemakaian
			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8		
1	19.76	14	0	0	10.76	0	9	0	0	0	22654042.36	22654042.36
2	9.91	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5815607.23	28469649.59
3	9.91	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5815607.23	34285256.82
4	9.91	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5815607.23	40100864.05
5	9.91	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5815607.23	45916471.28
6	9.9	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5803421.53	51719892.81
7	9.91	5	0	0	9.91	0	0	0	0	0	5815607.23	57535500.04
8	9.85	5	0	0	9.85	0	0	0	0	0	5743299.82	63278799.86
9	32.17	148	0	0	12.67	0	9	9	0	1.5	47430786.92	110709586.78
10	58.19	167	16.19	0	15	0	9	9	9	0	134084261.59	244793848.37
11	77.09	250	24.59	0	15	9	9	9	1.5	199238485.83	444032334.20	
12	68.02	250	15.52	0	15	9	9	9	1.5	156685235.93	600717570.13	
13	80	250	27.5	0	15	9	9	9	1.5	221906025.46	822623595.59	
14	83.7	255	8	23.2	15	9	9	9	1.5	254773973.88	1077397569.47	
15	87.43	255	8	26.93	15	9	9	9	1.5	278580358.25	1355977927.72	
16	72.12	250	19.62	0	15	9	9	9	1.5	170651746.20	1526629673.92	
17	65.14	196	14.14	0	15	9	9	9	0	150445598.43	1677075272.35	
18	41.89	233	0	0	13.39	0	9	9	1.5	69751988.78	1746827261.13	
19	95.01	223	14.01	30	15	9	9	9	0	298004401.53	2044831662.66	
20	74.91	250	22.41	0	15	9	9	9	1.5	185126649.10	2229958311.76	
21	57.92	167	15.92	0	15	0	9	9	0	133376066.63	2363334378.39	
22	77.53	250	25.03	0	15	9	9	9	1.5	202384846.70	2565719225.09	
23	33.88	148	0	0	14.38	0	9	9	0	1.5	52844021.57	2618563246.66
24	34.18	148	0	0	14.68	0	9	9	0	1.5	53955877.56	2672519124.22

B Saran

Penelitian terhadap koordinasi pembangkit hidro dan termal untuk mencapai penjadwalan pembangkit yang ekonomis dan efisien dapat memperoleh hasil yang lebih baik jika seluruh data yang dibutuhkan tersedia dan spesifik. Untuk memperoleh biaya operasi yang lebih murah dari setiap unit pembangkit termal perlu diperhatikan juga kondisi dari setiap generator. Dalam hal ini perbaikan dan pemeliharaan dari peralatan pembangkit dilakukan untuk meminimalkan kerusakan dan keausan dari peralatan pembangkit.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control" Jhon Wiley & Sons, Inc. New York, 1996.
- [2] A.Arismanandar, S.Kuvara, "Teknik Tenaga Listrik", Pradnya Paramita, Jakarta, 1982.
- [3] Mohamed E. El-Hawary, "Electric Power Systems; design and analysis".Reston Publishing Company. Reston, Virginia, 1982.
- [4] Nadjamuddin Harun, "Bahan Ajar Perancangan Pembangkitan Tenaga Listrik", Jurusan Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin, Makassar, 2011.
- [5] P., S., Murty, "Power System Operation and Control", Tata McGraw Hill, New Delhi, 1984.
- [6] R.N.Dhar, "Computer Aided Power System Operation and Analysis", Tata McGraw Hill Publishing Company Limited, 1982.
- [7] L.S. Patras, "Optimalisasi Penjadwalan PLTA-PLTD Sistem Minahasa" Surabaya, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 1994.
- [8] Maickel Tuegeh, "Optimal Generato Scheduling Berbasis Particle Swarm Optimization (PSO)", Pascasarjana Institut Teknologi Sebelas Maret, Surabaya, 2010.
- [9] Djiteng Marsudi, "Operasi Sistem Tenaga Listrik", Ed. I, Yogyakarta, Penerbit Graha Ilmu, , hal 307-309. 2006.
- [10] Djiteng Marsudi, "Pembangkitan Tenaga Listrik" Jakarta, Erlangga
- [11] I.J. Nagrath, Kothari D.P., "Modern Power System Analysis", Tata McGraw Hill, New Delhi, 1989



Gambar 13. Interface program C++ untuk metode Dynamic Programming

No	Unit Pembangkit	Pmin	Pmax	Harga BB (L)	Karakteristik Input-Output (Liter/Jam)
1.	PLTG GE Unit 1	8.00	27.00	Rp.8619.60	$P01 = 10016.0000 + -659.0000(P01) + 30.0000(P01)^2$
2.	PLTG GE Unit 2	8.00	30.00	Rp.8619.60	$P02 = 5860.1000 + -166.9000(P02) + 10.1000(P02)^2$
3.	PLTG Rishon	8.00	15.00	Rp.8619.60	$P03 = 2334.7000 + -476.7000(P03) + 31.2000(P03)^2$
4.	PLTD Mitsubishi 1	2.00	9.00	Rp.8619.60	$P04 = -119.1000 + 554.0000(P04) + -18.0000(P04)^2$
5.	PLTD Mitsubishi 2	1.00	9.00	Rp.6983.90	$P05 = 608.4291 + 35.4370(P05) + 15.1500(P05)^2$
6.	PLTD SUD Unit 1	1.00	9.00	Rp.6983.90	$P06 = 535.7538 + 128.2282(P06) + 9.3506(P06)^2$
7.	PLTD SUD Unit 2	1.00	9.00	Rp.8619.60	$P07 = 189.0072 + 289.1664(P07) + 3.4061(P07)^2$
8.	PLTD Masamba	1.00	1.50	Rp.8619.60	$P08 = -44.4446 + 388.1191(P08) + -58.8216(P08)^2$

Gambar 14. Data Pembangkit yang di input

