

# Peramalan Beban Listrik Untuk Penjadwalan Sistem Pembangkit

G. E. J. Toreh, M. Tuegeh, M. Pakiding, L. Patras

Jurusan Teknik Elektro-FT. UNSRAT, Manado-95115, Email: garciatoreh@gmail.com

**Abstract**— Minahasa-Kotamobagu electrical power system has an installed capacity of 342 MW. However, the power capacity is only 278 MW. Power generating system consists of two sub-systems, namely thermal sub-systems and hydro sub-systems. Thermal sub-system has a capacity of 225.32 MW that is much larger than the hydro sub-system that is 53.3 MW. Therefore, the cost of plant operations to be very expensive because of fuel consumption of thermal power plant to be very much.

Optimization of hydro-thermal power scheduling is very important to obtain coordination plants with low operating costs in the distribution of electrical power.

Almost all previous research, scheduling generation systems are based on data of actual expenses already occurred. However, in this research will be made of a scheduling model based on the data generating system load forecasting short ranges. Load forecasting must be accurate, so that scheduling is done not deviate from the actual. In this research, load forecasting models of Minahasa-Kotamobagu system using load coefficient method. In load forecasting, especially on a day to be scheduled, ie on March 27<sup>th</sup> 2013, showed accurate results with values Mean Absolute Percentage Error (MAPE) 2.9686%. The data of load forecasting is used for generation scheduling model.

Realization of data generation fuel PT. PLN on March 27<sup>th</sup> 2013 shows the total cost of fuel is Rp. 4,514,442,237. Generation scheduling result by setting the volume of water that comes out on hydro generation and application of dynamic programming method in the thermal power plant, the total cost to be incurred is Rp. 4,001,006,047.09 or earned savings of Rp. 513,436,190.05 (12.37%).

**Keywords** : Dynamic Programming, Generating Scheduling, Load Coefficient, Load Forecasting.

**Abstrak**— Sistem tenaga listrik Minahasa-Kotamobagu mempunyai kapasitas terpasang 342 MW, namun daya mampu hanya 278 MW. Sistem pembangkit terbagi dua yaitu sub sistem hidro dan sub sistem termal. Sub sistem termal mempunyai kapasitas daya mampu 225,32 MW yang jauh lebih besar dari sub sistem hidro yaitu 53,3 MW. Oleh karena itu, biaya operasi pembangkit menjadi sangat mahal karena pemakaian bahan bakar dari pembangkit termal sangat banyak.

Optimasi penjadwalan pembangkit hidro-termal sangat penting dilakukan untuk mendapatkan koordinasi pembangkit dengan biaya operasi yang lebih murah dalam penyaluran tenaga listrik.

Hampir semua penelitian terdahulu, penjadwalan sistem pembangkit dibuat berdasarkan data realisasi beban yang sudah terjadi. Namun, pada penelitian ini akan dibuat suatu model penjadwalan sistem pembangkit berdasarkan data peramalan beban jangka pendek. Peramalan beban harus akurat, agar penjadwalan yang dilakukan tidak menyimpang dari realisasi. Pada penelitian ini, model peramalan beban sistem Minahasa dan Kotamobagu menggunakan metode koefisien beban. Dalam peramalan beban, khususnya pada hari yang akan dijadwalkan yaitu pada tanggal 27 Maret 2013, menunjukkan hasil yang akurat dengan nilai Mean Absolute Percentage Error (MAPE) 2,9686 %. Data beban hasil peramalan digunakan untuk melakukan penjadwalan pembangkit.

Data realisasi pemakaian bahan bakar pembangkit PT. PLN pada tanggal 27 Maret 2013 menunjukkan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan adalah Rp. 4.514.442.237,14. Hasil penjadwalan pembangkit dengan cara pengaturan volume air yang keluar pada pembangkit hidro dan penerapan metode *dynamic programming* pada pembangkit termal, maka total biaya yang harus dikeluarkan adalah Rp. 4.001.006.047,09 atau diperoleh penghematan sebesar Rp. 513.436.190,05 (12,37 %).

**Kata kunci** : Dynamic Programming, Koefisien Beban, Penjadwalan Pembangkit, Peramalan Beban.

## I. PENDAHULUAN

Energi listrik sudah menjadi kebutuhan utama seiring dengan perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi serta meningkatnya jumlah penduduk. Kebutuhan energi listrik akan semakin meningkat, baik dari segi kuantitas maupun kualitas melihat beragamnya aktifitas yang menuntut kecepatan dan kemudahan, tidak hanya dalam bidang industri namun kebutuhan masyarakat biasa.

Penyaluran energi listrik harus melalui jaringan tertentu dengan produksi daya listrik dari pembangkit harus sesuai dengan kebutuhan beban. Hal ini sangat penting diperhatikan

karena sifat khas dari energi listrik yang tidak bisa disimpan dalam skala yang besar, sehingga harus disalurkan saat dibutuhkan. Namun, timbul persoalan dalam memenuhi kebutuhan daya listrik yang tidak tetap atau selalu berubah dari waktu ke waktu, sehingga harus ada penjadwalan dalam pengoperasian sistem tenaga listrik agar dapat memenuhi kebutuhan beban setiap saat dengan kualitas yang handal dan efisien.

Hampir semua penelitian terdahulu, penjadwalan sistem pembangkit dibuat berdasarkan data realisasi beban yang sudah terjadi. Namun, pada penelitian ini akan dibuat suatu model penjadwalan sistem pembangkit berdasarkan data

peramalan beban. Penjadwalan sistem pembangkit harus dilakukan dengan koordinasi yang baik antar pembangkit sehingga diperoleh biaya pembangkit yang minimum dengan tetap memperhatikan keandalan sistem.

## II. LANDASAN TEORI

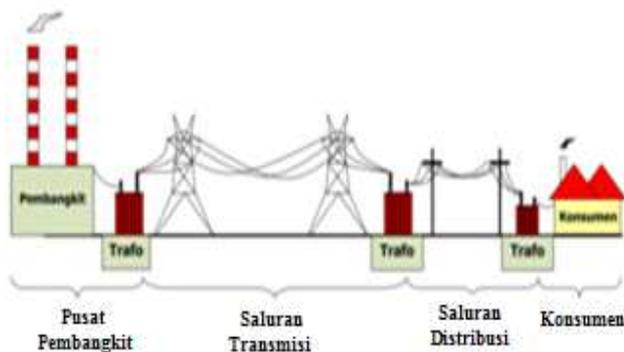
### A. Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik adalah suatu kesatuan interkoneksi yang berfungsi untuk mengatur dan menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban atau konsumen. Secara umum sistem tenaga listrik terdiri dari tiga bagian utama, yaitu pembangkit tenaga Listrik, transmisi tenaga listrik, dan distribusi tenaga listrik.

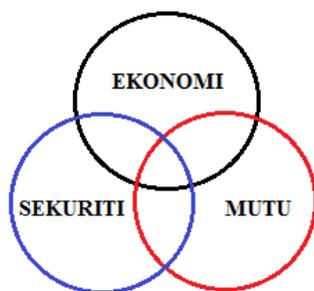
Untuk memenuhi tujuan operasi sistem tenaga listrik, ketiga bagian yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi tersebut satu dengan yang lainnya tidak dapat dipisahkan seperti terlihat pada gambar 1.

### B. Tujuan Operasi Sistem Tenaga Listrik

Dalam mencapai tujuan dari operasi sistem tenaga listrik maka perlu diperhatikan tiga hal berikut ini, yaitu ekonomi (*economy*), keandalan (*security*), kualitas (*quality*). Sebagai gambaran dari tujuan operasi sistem tenaga listrik dapat dilihat seperti pada gambar 2.



Gambar 1. Diagram sistem tenaga listrik



Gambar 2. Tujuan operasi sistem tenaga listrik

### C. Beban Sistem Tenaga listrik

Beban sistem tenaga listrik merupakan pemakaian tenaga listrik dari para pelanggan listrik. Besar kecilnya beban beserta perubahannya tergantung pada kebutuhan para pelanggan akan tenaga listrik.

Beban dari sistem tenaga listrik pada suatu daerah tergantung pada aktifitas yang ada pada daerah tersebut. Misalnya daerah industri, pertanian dan komersil atau adanya keadaan tertentu yang berkaitan dengan aktifitas keagamaan dan kegiatan sosial dan juga keadaan cuaca atau musim. Dengan demikian beban sistem dalam setiap keadaan terdiri dari komponen berikut :

$$D = L + W + C \tag{1}$$

Dimana :

- D = beban yang dibutuhkan oleh sistem
- L = beban dasar (*base load*)
- W = beban yang tergantung pada cuaca atau musim
- C = beban bila ada kegiatan atau kejadian tertentu

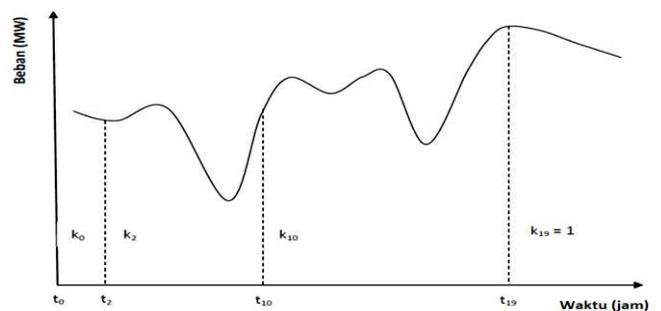
### D. Peramalan Beban Listrik

Untuk membuat peramalan beban yang baik perlu data dan informasi tentang beban sistem tenaga listrik yang sudah terjadi di masa lalu. Oleh karena itu, data statistik beban dari masa lalu sangat diperlukan untuk melakukan peramalan beban listrik di masa yang akan datang yang dilakukan dengan cara mengekstrapolir grafik beban listrik di masa lampau ke masa yang akan datang.

Peramalan beban listrik berdasarkan jangka waktu dapat dikelompokkan menjadi tiga yaitu jangka pendek, jangka menengah dan jangka panjang.

Salah satu metode yang biasa digunakan dalam peramalan beban adalah koefisien beban. Metode koefisien beban dipakai untuk memperkirakan beban harian dari suatu sistem tenaga listrik. Beban untuk setiap jam diberi koefisien yang menggambarkan besarnya beban pada jam tersebut dalam perbandingannya terhadap beban puncak (lihat gambar 3), misalnya  $k_2 = 0,6$  berarti beban pada jam 02.00 adalah sebesar 0,6 kali beban puncak yang terjadi pada jam 19.00 ( $K_{19} = 1$ ).

Untuk mendapatkan perkiraan beban menggunakan metode koefisien maka perlu dihitung nilai koefisiennya yang dikalikan dengan perkiraan beban puncak pada hari yang diramalkan.



Gambar 3. Prakiraan beban dengan metode koefisien beban

Persamaannya adalah sebagai berikut :

$$P_B = \left( \frac{P_{rb}}{P_{rbp}} \right) \times P_{BP} \tag{2}$$

$$= k \times P_{BP}$$

Dimana :

- $P_B$  = Perkiraan Beban
- $p_{rb}$  = Nilai Realisasi Beban Sebelumnya
- $p_{rbp}$  = Nilai Realisasi Beban Puncak Sebelumnya
- $P_{BP}$  = Perkiraan Beban Puncak
- $k$  = Koefisien Beban

Untuk membuktikan keakuratan peramalan beban, maka perlu dilakukan evaluasi peramalan beban. Evaluasi peramalan beban digunakan untuk membandingkan antara hasil peramalan beban dengan realisasinya. Untuk mengetahui besarnya error hasil peramalan ditunjukkan oleh nilai MAPE (*Mean Absolute Percentage Error*) peramalan, dengan persamaan berikut :

$$MAPE (\%) = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^N \frac{|P_A^i - P_F^i|}{P_A^i} \times 100\% \tag{3}$$

Dimana :

- $P_A^i$  = Beban Aktual
- $P_F^i$  = Beban Hasil Peramalan
- $N$  = Jumlah Data

- $\pm 5\%$  = batas *error* yang ditentukan oleh PLN
- $\pm 3\%$  = batas *error* yang ditentukan di AP2B sistem minahasa

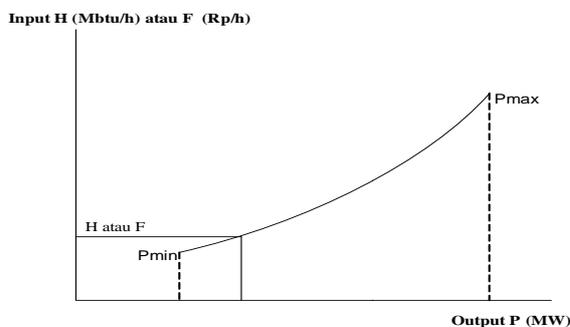
**E. Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal**

Untuk masalah operasi ekonomis, biasanya kurva karakteristik input-output (lihat gambar 4) pembangkit didekati dengan persamaan *polynomial* orde dua.

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

dimana :

- F = Pemakaian bahan bakar pembangkit termal (liter/jam)
- P = Daya listrik yang dibangkitkan (MW)
- $\alpha, \beta, \gamma$  = Parameter/ Konstanta



Gambar 4. Kurva karakteristik input-output pembangkit termal

Untuk mendapatkan nilai dari konstanta-konstanta  $\alpha, \beta,$  dan  $\gamma,$  dilakukan perhitungan dengan metode kuadrat terkecil (*least square method*). Cara penyelesaian metode kuadrat terkecil menggunakan persamaan berikut :

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

Dengan:  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  (jumlah data)

**F. Incremental Fuel Rate Characteristic**

Dari karakteristik input-output pembangkit maka kita dapat mencari kurva pertambahan bahan bakar rata-rata (*incremental fuel rate*), yaitu :

$$Incremental \text{ Fuel Rate (IFR)} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \tag{6}$$

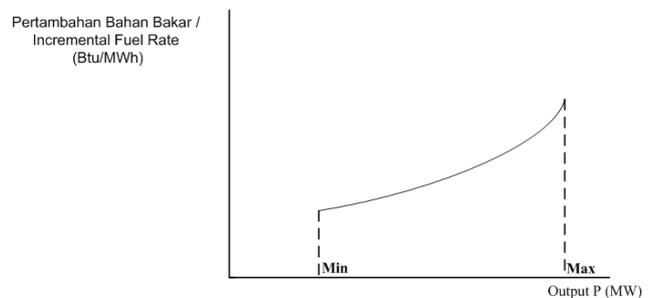
Untuk harga  $\Delta$  yang sangat kecil, maka :

$$Incremental \text{ Fuel or Heat Rate (IFR)} = \frac{d(input)}{d(output)} \tag{7}$$

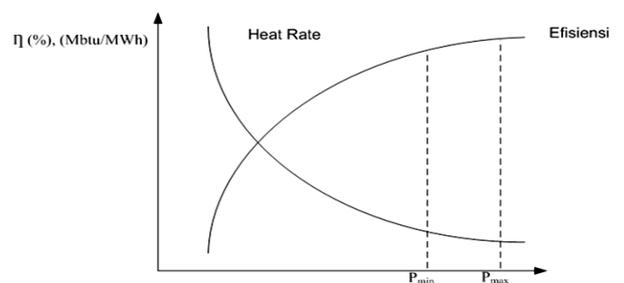
*Incremental fuel rate (IFR)* dapat dikonversikan ke *incremental fuel cost (IFC)* dengan mengalikan *IFR* dengan biaya bahan bakar.

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost} \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \right] \tag{8}$$

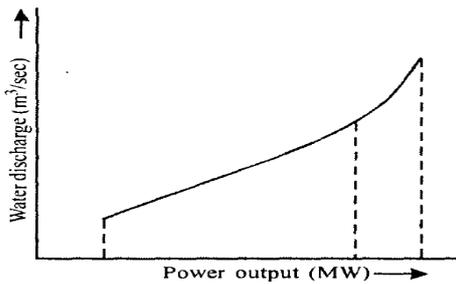
Kurva *IFC* dapat dilihat pada gambar 5



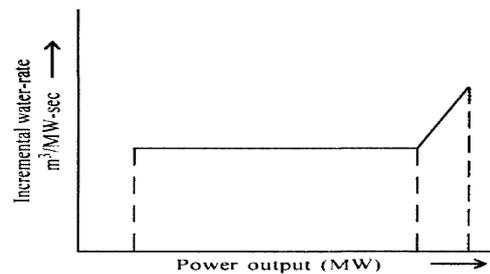
Gambar 5. *Incremental fuel cost characteristic*



Gambar 6. Batas pembebanan unit pembangkit



Gambar 7. Karakteristik input-output pembangkit hidro



Gambar 8. Karakteristik kenaikan air rata-rata

G. Kemampuan Pembebanan Ekonomis Pembangkit

Kemampuan pembebanan suatu pembangkit termal biasa diambil pada daerah kurva heat rate yang hampir datar, kurang lebih seperti gambar 6. Pada daerah ini *heat rate* berharga minimum dan efisiensi berkisar 80-90 %. Daerah pembebanan ini telah memberikan efisiensi yang cukup tinggi dengan *heat rate* yang rendah, sehingga jika ditinjau dari segi ekonomis dapat menguntungkan.

H. Karakteristik Input-Output Pembangkit Hidro

Kurva input-output untuk unit pembangkit hidro diperoleh dari pelepasan (*discharge*) air dalam meter kubik per detik sebagai fungsi daya output dalam megawatt. Kurva input-output dapat dilihat pada gambar 7.

Oleh karena tinggi terjun air dianggap konstan, maka besar debit air sebagai fungsi daya output pembangkit (lihat gambar 8) akan didekati dengan persamaan *polynomial* orde dua yaitu :

$$Q_i = \alpha_i + \beta_i P_{hi} + \gamma_i P_{hi}^2 \tag{9}$$

Dimana :

- $Q_i$  = debit rata-rata ( $m^3/detik$ )
- $P_{hi}$  = *output* pembangkit hidro (MW)
- $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$  = konstanta

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

$$IWR = \frac{dQ_i}{dP_i} \quad (m^3 / MWh) \tag{10}$$

$$IWR = \beta_i + 2\gamma_i P_{hi}$$

A. Unit Commitment

Unit commitment adalah penentuan pembangkit yang akan on line dari sejumlah pembangkit yang siap dioperasikan untuk memasok beban selama periode tertentu, karena kebutuhan beban selalu berubah sehingga pembangkit yang akan dioperasikan disesuaikan dengan kebutuhan beban.

Pada penjadwalan unit-unit pembangkit yang akan dioperasikan pembagian pembebanannya harus dalam keadaan optimum melalui suatu kombinasi dari unit-unit tersebut, kemudian dipilih kombinasi mana yang termurah biaya operasinya. Misalnya, jika dalam suatu sistem terdapat N buah pembangkit, maka kombinasi pembangkit yang mungkin adalah :

$$C = 2^N - 1 \tag{11}$$

Pertimbangan-pertimbangan dalam membuat *unit commitment* adalah *constraint* (syarat yang merupakan batasan). *Constraint* tergantung pada karakteristik generator dan kurva beban.

Ada beberapa *constraint* unit termal antara lain, *Minimum Up Time* yaitu, interval waktu minimum dimana suatu unit yang baru *on* (terhubung ke sistem) tidak boleh *off* (dilepas) kembali sebelum melewati batas *up time* dan *Minimum Down Time*, adalah interval waktu minimum dimana suatu unit dalam keadaan *decommitted* (*off*) tidak boleh dihubungkan sebelum melewati batas *down time*.

*Constraint* unit hidro menyangkut operasi pada reservoir terdiri dari beberapa kondisi, yaitu:

$$\begin{aligned} S_{min} &\leq S(t) \leq S_{max} \\ q_{min} &\leq q(t) \leq q_{max} \\ q_{amin} &\leq q(t) + \alpha(t) \leq q_{amax} \end{aligned}$$

Dimana :

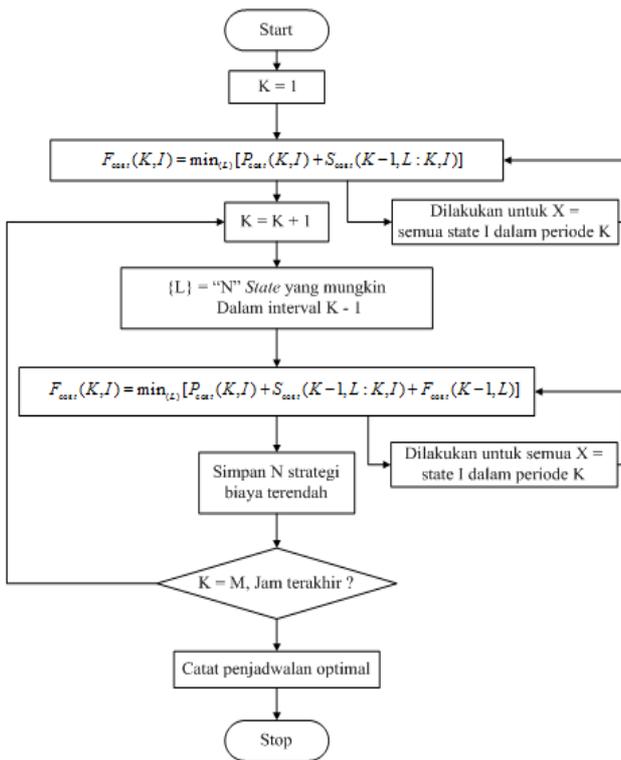
- $S(t)$  = air yang disimpan dalam reservoir
- $q(t)$  = air yang keluar dari turbin
- $q(t) + \alpha(t)$  = air yang keluar dari turbin dan air limpahan reservoir

*Constraint* menentukan keadaan dari reservoir dan kapasitas *discharge* dari pusat pembangkit atau efisiensi apabila reservoir dipergunakan untuk keperluan lain, misalnya irigasi, rekreasi, dan pencegahan banjir.

A. Pemrograman Dinamis (*Dynamic Programming*)

Pada intinya pendekatan pemrograman dinamis berprinsip pada optimasi yang dinyatakan oleh Richard Bellman (1940), bahwa keputusan yang optimal mempunyai tujuan, sehingga apapun permasalahannya harus didasarkan pada *stage* awal dan *state* awal dimana keputusan itu dipilih yang paling optimal dan harus didasarkan kebijaksanaan pemilihan keputusan yang paling optimal dari *stage* dan *state* hasil keputusan yang terdahulu, serta memperhatikan sasaran dan kendala yang ada dalam permasalahan tersebut.

Mencari lintasan terpendek dengan metode pemrograman dinamis dibagi dalam dua bagian yaitu, pendekatan pemrograman dinamis dengan langkah mundur (*backward*) dan pendekatan pemrograman dinamis dengan langkah maju (*forward*).



Gambar 9. Unit commitment melalui pemrograman dinamis

Pendekatan pemrograman dinamis dengan langkah maju lebih cocok dipakai bila keadaan praktis diperhatikan, seperti keadaan sebelum penjadwalan dapat diperhitungkan pada setiap keadaan (*stage*). Hal ini dapat dilihat pada *flowchart* gambar 9.

Algoritma rekursif dipakai untuk menghitung biaya minimum dalam jam *K* dengan kombinasi *I* adalah :

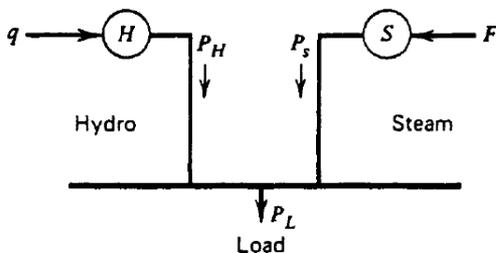
$$F_{cost}(K, I) = \min_{L} [P_{cost}(K, I) + S_{cost}(K-1, L : K, I) + F_{cost}(K-1, L)] \quad (12)$$

Dimana :

$F_{cost}(K, I)$  = biaya total termurah untuk mencapai *state* (*K, I*)

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

$S_{cost}(K : I, L : K, I)$  = biaya transisi dari *state* (*K - 1, L*) ke *state* (*K, I*)



Gambar 10. Dua unit sistem hidro-thermal

**B. Penjadwalan Sistem Pembangkit Hidro-Termal**

Dalam koordinasi hidro-thermal ada 3 permasalahan yang harus diperhatikan, yaitu kondisi keseimbangan antara pembangkit hidro, pembangkit thermal dan beban. Dasar koordinasi hidro-thermal adalah penjadwalan energi dimana suplai dari pembangkit hidro dalam jangka waktu tertentu telah ditentukan dan sisanya oleh pembangkit thermal.

Perhatikan sistem tenaga dengan sebuah pembangkit hidro dan sebuah pembangkit thermal dalam mensuplai energi listrik ke beban yang ditunjukkan pada gambar 10.

Bila kapasitas maksimum dari suatu pembangkit hidro mencukupi untuk melayani kebutuhan beban, maka dapat dinyatakan dalam setiap saat pada perioda waktu *j*.

$$P_{Hj}^{max} \geq P_{load\ j} \quad j = 1 \dots \dots \dots j_{max} \quad (13)$$

Dimana :

$P_{Hj}^{max}$  = daya maksimum pembangkit hidro

$P_{load\ j}$  = beban setiap saat dalam perioda *j*

Akan tetapi, energi yang dapat diperoleh dari pembangkit hidro tidak selamanya mencukupi untuk memikul beban.

$$\sum_{j=1}^{j_{max}} P_{Hj} n_j \leq \sum_{j=1}^{j_{max}} P_{load\ j} n_j$$

$n_j$  = jumlah jam dalam perioda *j*

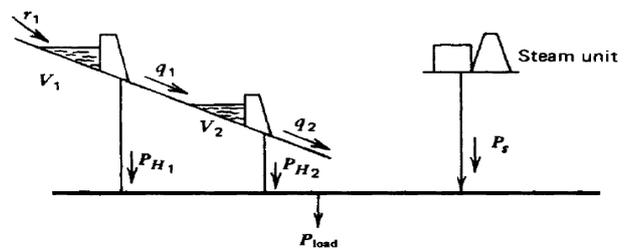
$$\sum_{j=1}^{j_{max}} n_j = T_{max} = \text{total interval} \quad (14)$$

Seluruh energi pembangkit hidro digunakan agar supaya biaya operasi pembangkit thermal dapat diminimalisasi. Kekurangan energi yang harus ditanggung oleh pembangkit thermal adalah :

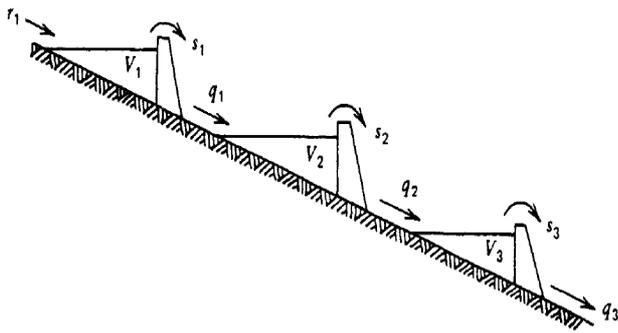
$$\sum_{j=1}^{j_{max}} P_{load\ j} n_j - \sum_{j=1}^{j_{max}} P_{Hj} n_j = E \quad (15)$$

Energi	Energi	Energi
beban	Hidro	Panas

Dengan sebuah sistem hidro-thermal seperti pada gambar 11, dimana pembangkit hidro terhubung kaskade.



Gambar 11. Sistem pembangkit hidro-thermal dengan pembangkit hidro terhubung kaskade



Gambar 12. Pembangkit hidro hubung kaskade tiga susun

Dalam kondisi ini air yang melimpas dianggap nol, maka persamaanya adalah

$$\begin{aligned} V_{1j} &= V_{1j-1} + r_{1j} - q_{1j} \\ V_{2j} &= V_{2j-1} + r_{2j} - q_{2j} \end{aligned} \tag{16}$$

Adapun persamaan listriknnya adalah sebagai berikut :

$$P_{H1}(q_{1j}) + P_{H2}(q_{2j}) + P_{sj} - P_{loadj} = 0 \tag{17}$$

Untuk pembangkit hidro kaskade terhubung tiga susun (lihat gambar 12), dengan memperhatikan jumlah air yang melimpas maka persamaan aliran volume reservoir :

$$\begin{aligned} V_{1j} &= V_{1j-1} + (r_{1j} - s_{1j} - q_{1j})n_j \\ V_{2j} &= V_{2j-1} + (q_{1j} + s_{1j} - s_{2j} - q_{2j})n_j \\ V_{2j} &= V_{2j-1} + (q_{1j} + s_{1j} - s_{2j} - q_{2j})n_j \end{aligned} \tag{18}$$

Dimana:

- $r_j$  = aliran air yang pertama-tama masuk pembangkit (*inflow*)
- $V_j$  = volume reservoir
- $s_j$  = air yang melimpas (*spill rate*)
- $q_j$  = air keluaran pembangkit (*hydroplant discharge*)
- $n_j$  = jumlah jam dalam setiap periode penjadwalan

Dengan demikian persamaan listriknnya menjadi,

$$P_{loadj} - P_{sj} - P_{H1j} - P_{H2j} - P_{H3j} = 0 \tag{19}$$

### III. METODOLOGI PENELITIAN

#### A. Tinjauan Umum Sistem Tenaga Listrik Minahasa-Kotamobagu

Penyaluran energi listrik 150/70 kV sistem kelistrikan Minahasa-Kotamobagu diatur oleh Area Penyaluran dan Pengatur Beban (AP2B) Sistem Minahasa yang adalah salah satu unit PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo. Sistem pembangkit terdiri dari sub sistem hidro dan sub sistem termal. Untuk sub sistem termal sebagian unit pembangkit

TABEL I. PEMBANGKIT SISTEM MINAHASA-KOTAMOBAGU

Sistem	Pembangkit		Jumlah Unit	Daya (MW)	
	Jenis	Unit		Terpsg	Mampu
Minahasa	PLTD	Bitung	9	56,520	33
		Lopana	2	10	9,6
	PLTU	Amurang	2	50	40
	PLTP	Lahendong	4	80	61,4
	PLTA	Tonsea Lama	3	14,38	11,5
		Tanggari 1	3	18	16,3
		Tanggari 2	3	19	18,5
	Total PLN			247,9	190,3
	PLTD Sewa (Bitung, Manado, Lopana)			55	55
	<b>Total Minahasa</b>			<b>302,9</b>	<b>245,3</b>
Kotamobagu	PLTD	Kotamobagu	6	8,020	5,225
		Molibagu	7	2,730	1,095
	PLTM	Poigar	2	2,4	2,4
		Lobong	2	1,6	1,6
	Total PLN			18	14,750
	PLTM IPP	Mobuya	1	3	3
	PLTD Sewa	Sewa (I, II)	10	10	10
		Lolak	14	10	10
	Total Sewa			24	23
	<b>Total Kotamobagu</b>			<b>37,750</b>	<b>33,32</b>
<b>Total Sub Sistem Hidro</b>			<b>58,38</b>	<b>53,3</b>	
<b>Total Sub Sistem Termal</b>			<b>282,27</b>	<b>225,32</b>	
<b>Total Sistem Minahasa-Kotamobagu</b>			<b>340,82</b>	<b>278,62</b>	

TABEL II. PEMBANGKIT SISTEM GORONTALO

Pembangkit	Pembangkit	Jumlah Unit	Daya (MW)	
			Terpasang	Mampu
PLTD	Telaga	9	23,500	15,700
	Tilamuta	4	1,650	1,170
	Marisa	1	1,530	1
	Lemito	2	0,875	0,580
PLTMH	Mongango	2	1,2	0,6
PLTM	Taludaa	1	2,33	1,3
Total PLN			31,085	25,75
PLTD Sewa	Telaga 1	-	8	5
	Telaga 3	-	8,360	5
	Isimu 1	-	8	5
	Isimu 2	-	12,6	5,5
	Paguat	1	7	7
Total Sewa			43,96	27,5
<b>Total Sub Sistem Hidro</b>			<b>3,53</b>	<b>1,9</b>
<b>Total Sub Sistem Termal</b>			<b>71,735</b>	<b>51,53</b>
<b>Total Gorontalo</b>			<b>75,265</b>	<b>53,25</b>

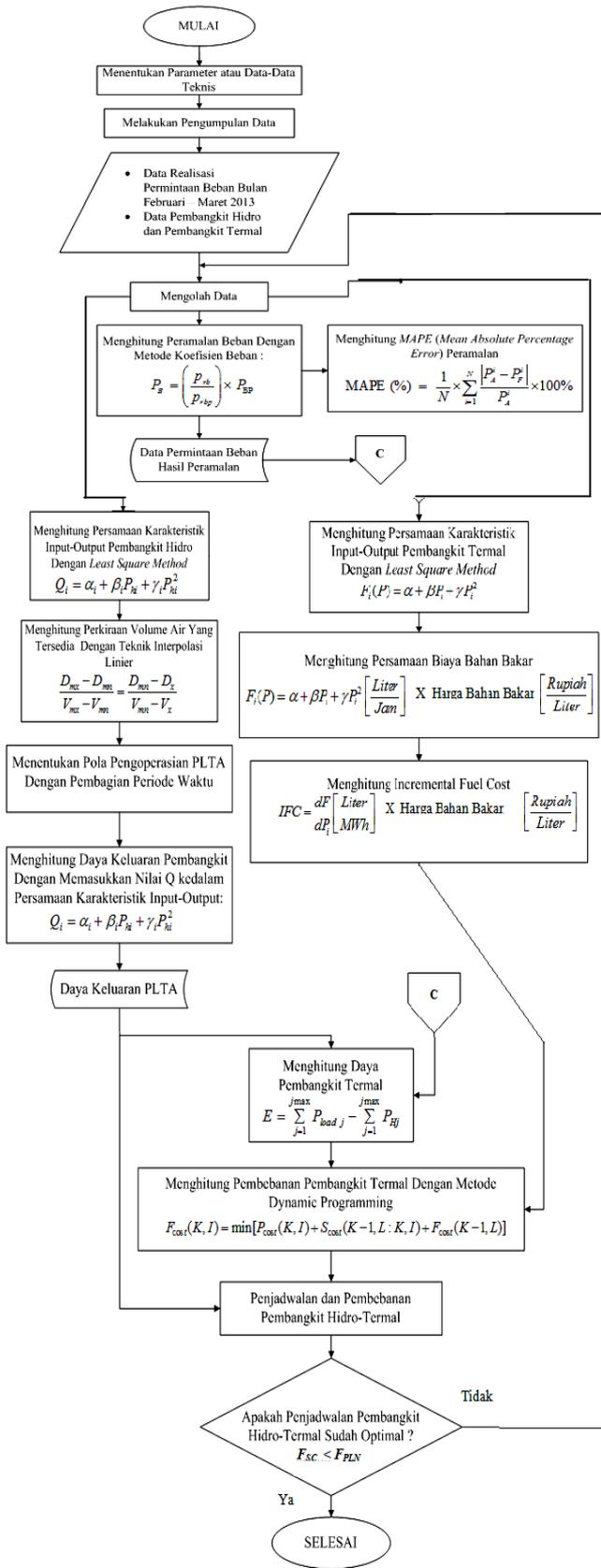
adalah milik perusahaan swasta yang di sewa oleh PT. PLN. tabel I menunjukkan jumlah pembangkit dalam sistem serta kapasitasnya.

Pada tahun 2012 sistem kelistrikan Minahasa-Kotamobagu telah terinterkoneksi dengan pembangkit di daerah Gorontalo, yang membuat area dan tanggung jawab AP2B Sistem Minahasa menjadi semakin luas. tabel II menunjukkan jumlah pembangkit di daerah Gorontalo.

#### B. Prosedur Penelitian

Penelitian dibatasi pada sistem pembangkit Minahasa-Kotamobagu. Beberapa pembangkit di Kotamobagu, seperti PLTD tidak diperhitungkan karena jarang dioperasikan bahkan tidak beroperasi pada realisasi hari yang dijadwalkan.

Berikut ini gambar 13 adalah langkah-langkah dalam penelitian yang digambarkan dalam *flowhart* :



Gambar 13. Flowchart Penelitian

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Prosedur Peramalan Beban

Langkah-langkah dalam memperkirakan beban harian dengan menggunakan metode koefisien beban yaitu pertama-tama mengumpulkan data realisasi beban dihari-hari sebelumnya (1 Februari – 24 Maret 2013). Berdasarkan hari yang akan diramalkan selama 1 minggu berikutnya (25 – 31 Maret 2013), maka ditentukan nilai rata-rata realisasi beban untuk setiap hari (24 jam) dari data 5 minggu sebelumnya. Misalnya, untuk hari senin maka dihitung nilai rata-rata realisasi beban setiap hari senin 5 minggu sebelumnya. Dari nilai rata-rata yang telah dihitung, maka diambil nilai beban puncak kemudian ditentukan nilai koefisien setiap harinya. Menentukan beban puncak (*peak demand*) untuk hari yang akan diramalkan, dengan memperhatikan beberapa hal, yaitu besarnya beban puncak untuk satu minggu sebelumnya dan beban puncak setiap hari yang sama lima minggu sebelumnya. Setelah didapatkan beban puncak pada hari yang akan diramalkan (lihat tabel III), maka berdasarkan persamaan 2, didapatkan perkiraan beban untuk 1 minggu kemudian (25 – 31 Maret 2013). Untuk keperluan penjadwalan sistem pembangkit hidro-termal, dan perbandingan dengan realisasi beban, maka hanya diambil 1 hari acuan yaitu hari Rabu, 27 Maret 2013 (lihat tabel IV).

TABEL III. PERKIRAAN BEBAN PUNCAK

Senin, 25 Maret	Selasa, 26 Maret	Rabu, 27 Maret	Kamis, 28 Maret	Jumat, 29 Maret	Sabtu, 30 Maret	Minggu, 31 Maret
232061 kW	229078 kW	232749 kW	233612 kW	233846 kW	230181 kW	226348 kW

TABEL IV. HASIL PERAMALAN

Jam	Peramalan Beban (kW)						
	Senin, 25 Maret	Selasa, 26 Maret	Rabu, 27 Maret	Kamis, 28 Maret	Jumat, 29 Maret	Sabtu, 30 Maret	Minggu, 31 Maret
1.00	147805	156469	156447	161428	162850	162131	164675
2.00	140851	148769	148697	153752	155268	154454	158124
3.00	136290	146083	143076	149627	150465	147875	152397
4.00	136117	143960	143095	146720	147931	146778	151437
5.00	141677	148533	147291	151127	152149	149091	153081
6.00	154632	156452	156196	160385	159659	156509	152538
7.00	153240	159072	158697	162707	160257	153370	156199
8.00	157787	164688	163691	169781	164648	156245	164534
9.00	168719	171857	170735	178053	176903	167795	167451
10.00	171235	177012	178578	181784	183708	176967	172359
11.00	178766	184096	184958	186527	192302	182865	177923
12.00	180471	186650	187004	188659	191525	181005	176401
13.00	179189	184674	188834	191397	189749	183968	171504
14.00	183361	185068	188727	193160	191207	185175	169181
15.00	182700	185879	189050	193174	190285	185540	169978
16.00	184165	179013	187720	192779	189071	183249	172165
17.00	183930	183438	185525	192346	189014	180915	175830
18.00	201111	202232	201741	207790	209729	202758	201012
18.15	216964	219283	218405	221274	220171	217196	215331
18.30	227644	225636	228734	230144	230147	224147	220092
18.45	229335	229078	232749	233612	233846	230181	223668
19.00	232061	228715	231600	231529	233409	227736	226348
19.15	228724	227183	231255	230973	233049	226748	223279
19.30	227523	225694	229814	230358	231422	226336	222386
19.45	224167	224760	229288	229226	232559	225262	221828
20.00	221646	222489	227913	227837	228247	222128	221399
21.00	212316	212869	216982	215781	219783	214991	215385
22.00	195822	194550	198602	197169	205890	204011	201420
23.00	183867	184415	187861	189679	191970	190617	182706
0.00	168225	167862	174933	172156	177357	174134	165466

TABEL V. PERBANDINGAN DENGAN REALISASI BEBAN

Jam	Beban (kW)			Jam	Beban (kW)			Error
	Realisasi	Peramalan	Error		Realisasi	Peramalan	Error	
1.00	158805	156447	1.4845	16.00	200089	187720	6.1815	
2.00	151410	148697	1.7918	17.00	190231	185525	2.474	
3.00	146301	143076	2.2047	18.00	207832	201741	2.9306	
4.00	144399	143095	0.9029	18.15	235643	218405	7.3153	
5.00	151716	147291	2.9169	18.30	237742	228734	3.789	
6.00	155516	156196	0.437	18.45	237698	232749	2.0821	
7.00	161416	158697	1.6845	19.00	237401	231600	2.4435	
8.00	168850	163691	3.0554	19.15	236763	231255	2.3263	
9.00	182904	170735	6.6535	19.30	236260	229814	2.7284	
10.00	187984	178578	5.0035	19.45	228563	229288	0.3173	
11.00	189491	184958	2.3923	20.00	225462	227913	1.0869	
12.00	193994	187004	3.603	21.00	220749	216982	1.7063	
13.00	196951	188834	4.1213	22.00	203084	198602	2.2071	
14.00	201726	188727	6.4441	23.00	189570	187861	0.9015	
15.00	202371	189050	6.5825	0.00	177218	174933	1.2892	
Error Maksimum							7.3153	
Error Minimum							0.3173	
MAPE							2.9686	

TABEL VI. MAPE HASIL PERAMALAN BEBAN 25 – 31 MARET 2013

MAPE (%)						
Senin, 25 Maret	Selasa, 26 Maret	Rabu, 27 Maret	Kamis, 28 Maret	Jumat, 29 Maret	Sabtu, 30 Maret	Minggu, 31 Maret
4.1252	2.3359	2.9686	2.2820	5.2289	2.9076	1.5820

A. Evaluasi Peramalan Beban

Untuk contoh perhitungan, diambil sampel pada jam 1.00 untuk menentukan error peramalan, dimana rata-rata error dalam 30 data (N = 30) adalah nilai MAPE.

$$Error = \frac{|158805 - 156447|}{158805} \times 100\% = 1,4845\%$$

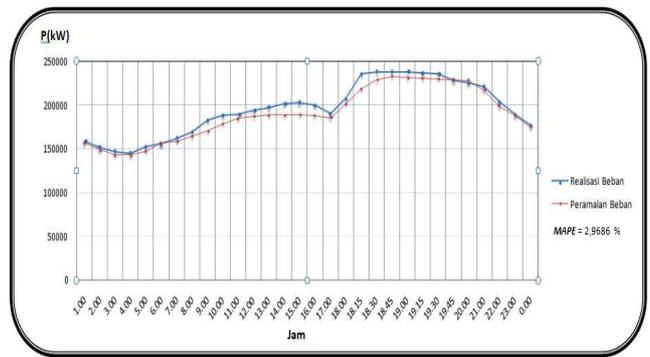
Berdasarkan hasil perhitungan (lihat tabel V), peramalan beban yang dilakukan cukup akurat dengan melihat nilai MAPE (lihat tabel VI) dibandingkan dengan standar yang diberlakukan PLN yaitu :

- ± 5% = batas error yang ditentukan oleh PLN
- ± 3% = batas error yang ditentukan di AP2B sistem minahasa

Kurva perbandingan peramalan beban dan realisasi beban dapat dilihat pada gambar 14.

A. Penjadwalan Pembangkit Hidro-Termal

Dalam penjadwalan pembangkit yang dilakukan, sistem dibagi dalam dua bagian, yaitu sub sistem hidro dan sub sistem termal. Langkah pertama dilakukan adalah optimasi pembangkit hidro dengan memperhatikan data constraint pembangkit. Setelah itu, berdasarkan persamaan 15. kekurangan daya permintaan sistem ditanggung oleh pembangkit termal. Optimasi dalam sub sistem pembangkit termal dilakukan dengan memilih kombinasi pembangkit yang dengan biaya paling murah. Kombinasi paling murah dalam pembangkit termal ditentukan dengan menggunakan metode pemrograman dinamis (dynamic programming).



Gambar 14. Kurva perbandingan peramalan beban dan realisasi beban

Optimasi Pemakaian Air Pada PLTA

Dalam penjadwalan pembangkit hidro dilakukan optimasi pemakaian air, karena itu optimasi yang dilakukan sangat tergantung pada ketersediaan air (volume air) pada reservoir. Sebagai langkah awal optimasi untuk pemakaian air, perlu diketahui karakteristik input output PLTA.

Setelah mendapatkan data input-output PLTA, dalam hal ini besarnya daya (MW) sebagai fungsi dari debit (m<sup>3</sup>/det), maka didapatkan persamaan karakteristik input output berdasarkan metode kuadrat terkecil (least square method) sebagai berikut:

Karakteristik Input – Output PLTA Tonsea Lama :

$$Q_{TA} = 2,9061 + 0,9696P \text{ [m}^3/\text{det]}$$

Karakteristik Input – Output PLTA TAnggari 1 :

$$Q_{T1} = 0,875P \text{ [m}^3/\text{det]}$$

Karakteristik Input – Output PLTA Tanggari 2 :

$$Q_{T2} = 0,44 + 0,84P \text{ [m}^3/\text{det]}$$

Dengan melihat data operasi pembangkit dua bulan sebelumnya (Januari-Februari), ditentukan korelasi antara DMA dan besarnya volume air yang tersedia untuk setiap hari. Untuk nilai DMA maksimum 345 cm, besarnya volume air yang tersedia untuk PLTA Tonsea Lama 1.137.629 m<sup>3</sup> dan untuk nilai DMA minimum 319 cm, besarnya volume air yang tersedia 1.098.459 m<sup>3</sup>. Untuk PLTA Tanggari I dan PLTA Tanggari II dapat dilihat pada tabel 4.

Perkiraan besarnya volume air yang tersedia pada tanggal 27 Maret 2013 dapat ditentukan dengan menginterpolasi data pada tabel VIII, dengan diketahui nilai duga muka air (DMA) pada hari yang akan dilakukan penjadwalan yaitu 315 cm. Berikut ini adalah perhitungan dengan cara interpolasi linier.

PLTA Tonsea Lama :

$$\frac{345 - 319}{1.137.629 - 1.098.459} = \frac{319 - 315}{1.098.459 - V_{TL}}$$

$$V_{TL} = 1.092.433 \text{ [m}^3\text{]}$$

PLTA Tanggari I :

$$\frac{345 - 319}{1.148.569 - 1.107.855} = \frac{319 - 315}{1.107.855 - V_{TI}}$$

$$V_{TII} = 1.101.593 [m^3]$$

PLTA Tanggari II :

$$\frac{345 - 319}{1.349.820 - 1.273.770} = \frac{319 - 315}{1.273.770 - V_{TII}}$$

$$V_{TII} = 1.262.070 [m^3]$$

Setelah diketahui perkiraan jumlah air yang tersedia, maka ditentukan pola pengoperasian. Berdasarkan pada kurva peramalan beban gambar 15, bisa dilakukan pembagian periode waktu selama 24 jam menjadi 4 periode atau dalam kurun waktu 6 jam dilakukan perubahan air yang keluar seperti pada tabel VII.

Dengan memperhatikan batasan-batasan dari debit air maksimum dan debit air minimum serta pola beban hasil peramalan, dapat ditentukan pola air yang keluar. Penentuan pola air dibagi dalam 4 periode berdasarkan pembagian periode waktu pada tabel VII. Beban puncak sistem berada pada periode 4. Dengan demikian pembebanan atau pemakaian air pada periode ini harus dimaksimalkan untuk meminimalisir kerja pembangkit termal. Contohnya pada PLTA Tonsea Lama, untuk periode 4 diambil 27 % dari volume air sebesar 294.956,91 m<sup>3</sup>, kemudian dibagi 6 dimana setiap periode dalam 6 jam. Maka, volume air yang masuk per jam diperoleh 49.159,485 m<sup>3</sup>/jam = 13,656 m<sup>3</sup>/det. Untuk mendapatkan daya yang dibangkitkan dimasukkan ke persamaan karakteristik input-output seperti berikut.

Diketahui  $Q = 13,656 \text{ m}^3/\text{jam}$  dan persamaan karakteristik input output :

$$Q = 2,9061 + 0,9696P [m^3/\text{det}]$$

Dengan demikian,

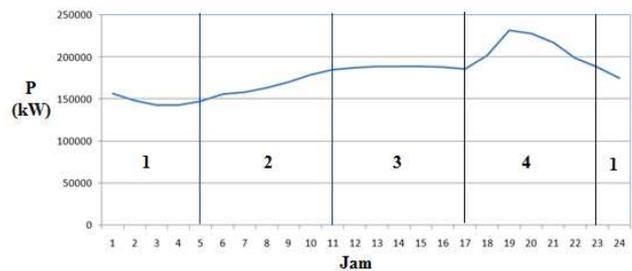
$$P = (Q - 2,9061)/0,9696$$

$$P = (13,656 - 2,9061)/0,9696$$

$$P = 11,087 \text{ MW}$$

Pola pengoperasian untuk periode yang lain dapat dilihat pada tabel X.

Penjadwalan dilakukan untuk satu hari, yaitu 1 x 24 jam. Tabel XI menunjukkan pembebanan masing-masing PLTA selama 1 x 24 jam. Besarnya debit dan daya keluaran berdasarkan pada periode operasi yang telah ditentukan.



Gambar 15. Kurva Beban Tanggal 27 Maret 2013

TABEL X. POLA PENGOPERASIAN PLTA

TABEL VII. PEMBAGIAN PERIODE WAKTU

Periode	Waktu					
	1	23.00	24.00	01.00	02.00	03.00
2	05.00	06.00	07.00	08.00	09.00	10.00
3	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00
4	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00

Periode	Waktu	Tonsea Lama		Tanggari I		Tanggari II	
		Q (m <sup>3</sup> /det)	P (MW)	Q (m <sup>3</sup> /det)	P (MW)	Q (m <sup>3</sup> /det)	P (MW)
1	23.00-04.00	11,632	9	11,73	13,406	13,439	15,475
2	05.00-10.00	12,138	9,521	12,24	14	14,023	16,17
3	10.00-16.00	13,15	10,565	13,26	15,154	15,192	17,562
4	17.00-22.00	13,656	11,087	13,77	15,737	15,776	18,257

TABEL VIII. HUBUNGAN DMA DAN VOLUME AIR

DMA (cm)	Volume air/hari PLTA (m <sup>3</sup> /h)		
	Tonsea Lama	Tanggari I	Tanggari II
DMA <sub>max</sub> = 345	V <sub>max</sub> = 1.137.629	V <sub>max</sub> = 1.148.569	V <sub>max</sub> = 1.349.820
DMA <sub>min</sub> = 319	V <sub>min</sub> = 1.098.459	V <sub>min</sub> = 1.107.855	V <sub>min</sub> = 1.273.770

TABEL XI. BEBAN PLTA TANGGAL 27 MARET 2013

TABEL IX. DATA INPUT-OUTPUT PLTA

PLTA Sistem Minahasa					
Tonsea Lama		Tanggari 1		Tanggari 2	
Debit (m <sup>3</sup> /det)	Daya (MW)	Debit (m <sup>3</sup> /det)	Daya (MW)	Debit (m <sup>3</sup> /det)	Daya (MW)
10,7	13,389	9,75	10	10,52	12
9,5	12,16	10,5	12	12,2	14
7,5	10,205	12,25	14	13,88	16
		14	16	15,56	18

Jam	PTA	PTI	PTII	Total	Jam	PTA	PTI	PTIII	Total
1.00	9	13,406	15,475	37,881	13.00	10,565	15,154	17,562	43,281
2.00	9	13,406	15,475	37,881	14.00	10,565	15,154	17,562	43,281
3.00	9	13,406	15,475	37,881	15.00	10,565	15,154	17,562	43,281
4.00	9	13,406	15,475	37,881	16.00	10,565	15,154	17,562	43,281
5.00	9,521	14	16,17	39,691	17.00	11,087	15,737	18,257	45,081
6.00	9,521	14	16,17	39,691	18.00	11,087	15,737	18,257	45,081
7.00	9,521	14	16,17	39,691	19.00	11,087	15,737	18,257	45,081
8.00	9,521	14	16,17	39,691	20.00	11,087	15,737	18,257	45,081
9.00	9,521	14	16,17	39,691	21.00	11,087	15,737	18,257	45,081
10.00	9,521	14	16,17	39,691	22.00	11,087	15,737	18,257	45,081
11.00	10,565	15,154	17,562	43,281	23.00	9	13,406	15,475	37,881
12.00	10,565	15,154	17,562	43,281	24.00	9	13,406	15,475	37,881

**Optimasi Penjadwalan Pembangkit Termal**

Sebagai langkah awal untuk melakukan optimasi penjadwalan sistem pembangkit termal, perlu ditentukan persamaan karakteristik input-output pembangkit. Sama seperti pada pembangkit hidro, persamaan dicari dengan metode *least square*. Persamaan karakteristik input output untuk setiap unit pembangkit termal dapat dilihat pada tabel XII.

Persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit termal dapat dihitung setelah mengetahui karakteristik input-output pembangkit termal. Persamaan biaya bahan bakar dapat dihitung dengan cara mengalikan karakteristik input-output pembangkit termal dengan harga bahan bakarnya.

**Contoh untuk PLTD Lopana unit 1 :**

Persamaan input-output PLTD Lopana unit 1 adalah

$$F_1 = 170,5831 + 172,5359P_1 + 9,9941P_1^2$$

Persamaan ini dikalikan dengan harga bahan bakar HSD PLTD Lopana yaitu Rp. 9.851,67/liter. Perhitungannya sebagai berikut :

$$F_1 = (170,5831 + 172,5359P_1 + 9,9941P_1^2) \left[ \frac{\text{Liter}}{\text{Jam}} \right] \times 9.851,67 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$

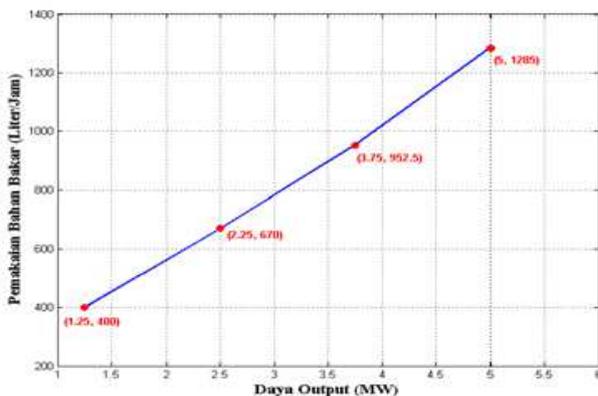
$$F_1 = (1.680.528,41 + 1.699.766,75P_1 + 98.458,5751P_1^2)$$

Hasil perhitungan untuk persamaan biaya bahan bakar unit pembangkit termal lainnya dapat dilihat pada tabel XIII.

Setelah mendapatkan persamaan biaya bahan bakar, selanjutnya mencari persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar unit pembangkit termal (*Incremental Fuel Cost Characteristic/IFC*), diperoleh dengan mengalikan pertambahan bahan bakar rata-rata (*Incremental Fuel Rate / IFR*) dengan harga bahan bakarnya. Nilai *IFR* didapatkan dari turunan pertama karakteristik input-output (persamaan 7). Selanjutnya, *IFR* dikalikan dengan harga bahan bakarnya (persamaan 8).

**PLTD Lopana unit 1:**

$$F_1 = IFR \left[ \frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \right] \times \text{Harga Bahan Bakar} \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$



Gambar 16. Kurva Karakteristik Input-Output Lopana Unit 1

$$F_1 = \left( \frac{d(170,5831 + 172,5359P_1 + 9,9941P_1^2)}{dP_1} \right) \left[ \frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \right] \times 9.851,67 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$

$$F_1 = 172,5359 + 19,9882P_1 \left[ \frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \right] \times 9.851,67 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{Liter}} \right]$$

$$F_1 = 1.699.766,75 + 196.917,15P_1 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \right]$$

Kurva karakteristik pada gambar 16. Hasil perhitungan untuk unit pembangkit termal lainnya dapat dilihat pada tabel XIV.

Dari perhitungan laju pertambahan biaya bahan bakar diatas, maka dapat diperoleh urutan prioritas pembangkit. Urutan prioritas diurutkan berdasarkan biaya rata-rata beban maksimum (*Full-Load Average Cost*) paling murah. Cara untuk mengetahui biaya rata-rata beban maksimum yaitu dengan mengalikan masing-masing persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar dari unit - unit pembangkit dengan daya maksimum tiap unit pembangkit.

Contoh perhitungan untuk PLTD Lopana unit 1:

Pmaksimum = 4,8 MW

$$\begin{aligned} F_1 &= 1.699.766,75 + 196.917,15P_1 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \right] \\ &= 1.699.766,75 + 196.917,15(4,8) \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \right] \\ &= 2.644.969,07 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \right] \\ &= 2.644,969 \left[ \frac{\text{Rupiah}}{\text{kWh}} \right] \end{aligned}$$

Dengan cara yang sama akan didapatkan biaya rata-rata beban maksimum paling murah untuk unit-unit pembangkit lain. Tabel XV menunjukkan biaya rata-rata beban maksimum untuk unit yang lainnya.

TABEL XII. KARAKTERISTIK INPUT-OUTPUT

Pembangkit	Unit	Karakteristik Input-Output (Liter/Jam)
PLTD Lopana	1	$F_1 = 170,5831 + 172,5359P_1 + 9,9941P_1^2$
	2	$F_2 = 168,0774 + 162,1862P_2 + 11,9986P_2^2$
PLTD Bitung	1	$F_3 = 67,8358 + 228,6473 P_3 + 8,8845P_3^2$
	2	$F_4 = 264,003 + 68,4884P_4 + 40,5048P_4^2$
	3	$F_5 = 43,5043 + 228,7529P_5 + 4,8984P_5^2$
	5	$F_6 = 240,819 + 104,4196P_6 + 34,2162P_6^2$
	7	$F_7 = 398, 8291 + 97,7015P_7 + 27,5099P_7^2$
	8	$F_8 = -148,5 + 294,75P_8$
	9	$F_9 = 547,7428 + 116,5354P_9 + 8,8873 P_9^2$
PLTD Sewatama 1		$F_{10} = 0,0023 + 258,3021P_{10} + 0,0001P_{10}^2$
PLTD Sewatama 2		$F_{11} = 0,0239 + 266,7675P_{11} + 0,0036 P_{11}^2$
PLTD Sewatama 3		$F_{12} = 0,0030 + 272,4371P_{12} + 0,0001P_{12}^2$
PLTD Sewa EPJ		$F_{13} = 0,0104 + 268,7927P_{13} + 0,0004P_{13}^2$
PLTD Sewa KPM		$F_{14} = 0,1550 + 270,0235P_{14} + 0,0015P_{14}^2$
PLTD Sewa Kota		$F_{15} = 0,0303 + 273,1852 P_{15} + 0,0004 P_{15}^2$
PLTU Amurang	1	$F_{16} = - 42, 7864 + 5,3897P_{16} - 0,1141P_{16}$
	2	$F_{17} = - 23,6824 + 3,2938P_{17} - 0,0617P_{17}^2$

TABEL XIII. PERSAMAAN BIAYA BAHAN BAKAR

Pembangkit	Unit	Karakteristik Persamaan Biaya Bahan Bakar (Rp/Jam)
PLTD Lopana	1	$F_1 = 1.680.528,41 + 1.699.766,75P_1 + 98.458,5751P_1^2$
	2	$F_2 = 1.655.843,08 + 1.597.804,92P_2 + 118.206,248P_2^2$
PLTD Bitung	1	$F_3 = 671.702,63 + 2.264.040,41P_3 + 87.973,3417P_3^2$
	2	$F_4 = 2.614.128,67 + 678.164,603P_4 + 401.074,074P_4^2$
	3	$F_5 = 430.774,793 + 2.265.086,05P_5 + 48.503,418P_5^2$
	5	$F_6 = 2.384.563,25 + 1.033.951,39P_6 + 338.805,049P_6^2$
	7	$F_7 = 3.949.161,877 + 967.429,5058P_7 + 272.400P_7^2$
	8	$F_8 = -1.470.430,66 + 2.918.582,08P_8$
	9	$F_9 = 5.423.688,954 + 1.153.920,712P_9 + 88.001,067P_9^2$
PLTD Sewatama 1		$F_{10} = 22,7743 + 2.557.678,981P_{10} + 0,99P_{10}^2$
PLTD Sewatama 2		$F_{11} = 235,4286 + 2.627.811,932P_{11} + 35,462P_{11}^2$
PLTD Sewatama 3		$F_{12} = 29,7056 + 2.697.642,196P_{12} + 0,99P_{12}^2$
PLTD Sewa EPJ		$F_{13} = 102,98 + 2.661.555,748P_{13} + 3,9607P_{13}^2$
PLTD Sewa KPM		$F_{14} = 1.527 + 2.660.182,414P_{14} + 14,777P_{14}^2$
PLTD Sewa Kota		$F_{15} = 299,5388 + 2.700.646P_{15} + 3,954P_{15}^2$
PLTU Amurang	1	$F_{16} = -40.035.066,8 + 5.043.121,16P_{16} - 106.762,923P_{16}^2$
	2	$F_{17} = -22.159.528,8 + 3.081.995,75P_{17} - 57.732,4481P_{17}^2$

TABEL XIV. PERSAMAAN LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR

Pembangkit	Unit	Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
PLTD Lopana	1	$F_1 = 1.699.766,75 + 196.917,15P_1$
	2	$F_2 = 1.597.804,92 + 236.412,495P_2$
PLTD Bitung	1	$F_3 = 2.264.040,41 + 175.946,683P_3$
	2	$F_4 = 678.164,603 + 802.148,148P_4$
	3	$F_5 = 2.265.086,05 + 97.006,836P_5$
	5	$F_6 = 1.033.951,39 + 677.610,097P_6$
	7	$F_7 = 967.429,5058 + 544.800P_7$
	8	$F_8 = 2.918.582,08$
	9	$F_9 = 1.153.920,712 + 176.002,134P_9$
PLTD Sewatama 1		$F_{10} = 2.557.678,981 + 1,98P_{10}$
PLTD Sewatama 2		$F_{11} = 2.627.811,932 + 70,9241P_{11}$
PLTD Sewatama 3		$F_{12} = 2.697.645,167 + 1,98P_{12}$
PLTD Sewa EPJ		$F_{13} = 2.661.555,748 + 7,9215P_{13}$
PLTD Sewa KPM		$F_{14} = 2.660.182,414 + 29,554P_{14}$
PLTD Sewa Kota		$F_{15} = 2.700.646 + 7,9086P_{15}$
PLTU Amurang	1	$F_{16} = 5.043.121,16 - 213525,845P_{16}$
	2	$F_{17} = 3.081.995,75 - 115.464,896P_{17}$

Berdasarkan tabel XV, biaya rata-rata beban maksimum dari PLTU Amurang paling murah, selain itu PLTU Amurang juga biasanya digunakan sebagai pemikul beban dasar. Oleh karena itu dalam penjadwalan PLTU Amurang dapat diatur pembebanannya berdasarkan daya mampu PLTU yang direncanakan yaitu 20 MW untuk setiap unit. Sedangkan untuk PLTP Lahendong, selain digunakan juga sebagai pemikul beban dasar, PLTP Lahendong sudah ditentukan harga rupiah per kWh yang harus dibayarkan oleh PT. PLN kepada PT. Pertamina sebagai penjual uap. Perjanjian ini disebut perjanjian jual beli uap (PJBU) dengan harga 604,44 rupiah/kWh. Oleh karena itu, sebagai pemikul beban dasar PLTP juga dapat dioperasikan berdasarkan daya mampu pembangkit dengan memperhatikan kemampuan suplai uap dari Pertamina. Berdasarkan kemampuan suplai uap, telah direncanakan daya yang mampu dioperasikan PLTP untuk setiap unit pada hari yang dijadwalkan yaitu masing-masing 18,5 MW, 13,7 MW, 10,3 MW, 18,9 MW.

TABEL XV. URUTAN PRIORITAS PEMBANGKIT TERMAL

No	Pembangkit	Unit	Pmin		Pmax		Full-Load Average Cost (Rp/kWh)
			Unit	Total	Unit	Total	
1	PLTU Amurang	1			20		772.604
2		2			20		772.697
3	Sewatama 1 Bitung	-	2	2	10	10	2.557.699
4	PLTD Bitung	3	1,01	3,01	3,5	13,5	2.604.610
5	Sewatama 2 Manado	-	1	4,01	5	18,5	2.628.166
6	PLTD Lopana	1	1,25	5,26	4,8	23,3	2.644.969
7	PLTD Bitung	9	2,75	8,01	8,5	31,8	2.649.939
8	KPM Lopana	-	1	9,01	20	51,8	2.660.773
9	EPJ Bitung	-	1	12,01	10	61,8	2.661.635
10	Sewatama 3 Bitung	-	1	10,01	10	71,8	2.697.665
11	PLTD Sewa Kota	-	1	11,01	20	91,8	2.700.804
12	PLTD Lopana	2	1,25	13,26	4,8	96,6	2.732.585
13	PLTD Bitung	1	1,01	14,27	3,5	100,1	2.879.854
14		8	2,5	16,77	6	106,1	2.918.582
15		5	1,35	18,12	3,5	109,6	3.405.587
16		2	1,01	19,13	3,5	113,1	3.485.683
17		7	2,2	21,33	5	118,1	3.691.429

Jika diperhatikan pada tabel XV, kapasitas daya mampu maksimum PLTD adalah 118,1 MW dan beban maksimal yang ditanggung pada hari yang dijadwalkan yaitu jam 19.00 adalah 85,119 MW, sisanya bernilai jauh dibawah daya mampu maksimum. Untuk memudahkan perhitungan optimasi pada PLTD, maka berdasarkan tabel XV urutan prioritas ke-9 untuk PLTD menunjukkan daya mampu total sebesar 91,8 MW, masih berada diatas nilai beban puncak pada hari yang dijadwalkan. Dengan demikian, hanya 9 PLTD yang dimasukkan dalam perhitungan optimasi yaitu berdasarkan urutan prioritas PLTD Sewatama 1, PLTD Bitung unit 3, PLTD Sewatama 2, PLTD Lopana unit 1, PLTD Bitung unit 9, PLTD Sewa KPM, PLTD Sewa EPJ, PLTD Sewatama 3, PLTD Sewa Kota.

*Optimasi Penjadwalan Pembangkit Termal Dengan Metode Dynamic Programming*

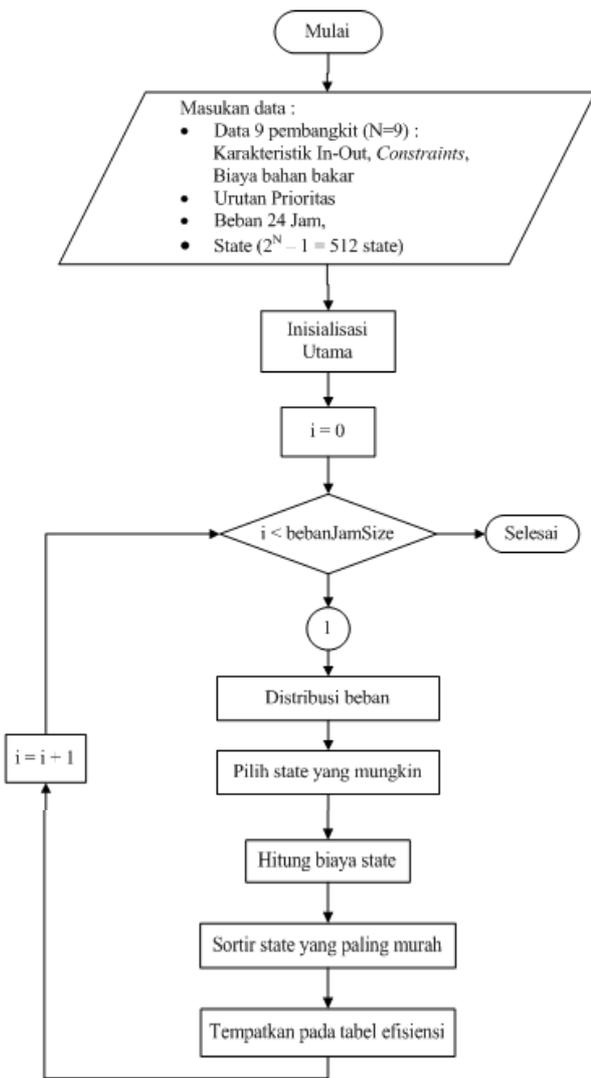
Metode *Dynamic Programming* dipilih karena metode ini sangat tepat digunakan untuk jumlah unit pembangkit yang banyak serta dapat menentukan kombinasi pembangkit yang paling murah dari banyaknya kombinasi yang mungkin.

Untuk menghitung optimasi penjadwalan PLTD digunakan pemrograman dengan bahasa C++. Adapun struktur program yang dibuat terdiri dari program utama, prosedur input, pemilihan kombinasi yang mungkin, dan menghitung biaya pembangkitan yang paling murah.

Program utama merupakan satu kesatuan program yang terdiri dari prosedur input, distribusi beban, memilih kombinasi yang mungkin, menghitung biaya kombinasi, dan sortir kombinasi yang paling murah.

Prosedur input dilakukan dengan memasukkan data-data input yang diperlukan yaitu karakteristik input-output pembangkit, *constraints* pembangkit, biaya bahan bakar urutan prioritas pembangkit beban selama 24 jam 512 kombinasi. Jumlah kombinasi diperoleh dari rumus  $2^N - 1$ , dimana  $N = 9$  (sembilan) pembangkit, sehingga jumlah kombinasi untuk 9 pembangkit adalah 512 kombinasi. Urutan kombinasi ini disebut *state*.

Dalam prosedur Pemilihan kombinasi yang mungkin ini dicari kombinasi atau *state* yang memungkinkan untuk memenuhi beban yang ditanggung PLTD berdasarkan data *constraint* pada PLTD.



Gambar 17. Flowchart program utama

Dalam prosedur menghitung biaya pembangkitan yang paling murah, program akan menghitung dan menentukan kombinasi dengan biaya yang paling murah. Biaya yang termurah disortir kemudian dihitung total biaya pemakaian bahan bakar dengan persamaan algoritma rekursif (persamaan 12). Flowchart perhitungan program utama ditunjukkan pada gambar 17, dan gambar 18 adalah interface pemrograman dengan C++.

Untuk mengetahui apakah kombinasi unit PLTD pada tabel XVI dapat dikatakan optimal dalam hal biaya pemakaian bahan bakar, maka diambil data realisasi beban PLN tanggal 27 Maret 2013 pada jam 13.00 yaitu 50,75 MW. Setelah dimasukkan dalam program, maka kombinasi dengan biaya termurah adalah pada state 316.

Biaya bahan bakar yang dibayarkan PLN dalam contoh kasus diatas adalah **Rp. 134.883.580,8**. Dengan demikian, dengan menggunakan kombinasi dalam perhitungan *dynamic programming* didapatkan biaya yang lebih murah yaitu **Rp. 131.785.112,7**.



Gambar 18. Interface pemrograman dengan C++

TABEL XVI. HASIL PERHITUNGAN OPTIMASI PENJADWALAN PLTD UNTUK TANGGAL 27 MARET 2013

Jam	State	Bitung		Lopana		Sema				
		P1 (MW)	P2 (MW)	P3 (MW)	P4 (MW)	P5 (MW)	P6 (MW)	P7 (MW)	P8 (MW)	P9 (MW)
1.00	73	3,5	7,866	4,8	0	0	0	1	0	0
2.00	31	0	8,416	0	0	0	0	1	0	0
3.00	3	0	0	3,795	0	0	0	0	0	0
4.00	3	0	0	3,814	0	0	0	0	0	0
5.00	64	0	0	4,8	0	0	0	0	1,4	0
6.00	25	3,5	6,805	4,8	0	0	0	0	0	0
7.00	73	3,5	8,306	4,8	0	0	0	1	0	0
8.00	51	0	7,8	4,8	10	0	0	0	0	0
9.00	262	3,5	8,5	4,8	10	0	0	0	2,844	0
10.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	5,687	0
11.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	8,477	0
12.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	10,523	0
13.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	12,353	0
14.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	12,246	0
15.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	12,569	0
16.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	11,239	0
17.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	7,244	0
18.00	409	3,5	8,5	4,8	10	5	0	3,46	20	0
19.00	512	3,5	8,5	4,8	10	5	10	10	20	13,319
20.00	512	3,5	8,5	4,8	10	5	10	10	20	9,852
21.00	473	3,5	8,5	4,8	10	5	8,701	10	20	0
22.00	409	3,5	8,5	4,8	10	5	0	1	19,321	0
23.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	16,78	0
24.00	316	3,5	8,5	4,8	10	5	0	0	3,852	0

Secara keseluruhan, data realisasi pemakaian bahan bakar pembangkit PT. PLN pada tanggal 27 Maret 2013 menunjukkan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan adalah Rp. 4.514.442.237,14. Dengan pengaturan volume air yang keluar pada pembangkit hidro dan penerapan metode *dynamic programming* pada pembangkit termal, maka total biaya yang harus dikeluarkan adalah Rp. 4.001.006.047,09 atau diperoleh penghematan sebesar **Rp. 513.436.190,05 (12,37 %)**.

## V. PENUTUP

### A. Kesimpulan

Hampir semua penelitian terdahulu, dibuat penjadwalan sistem pembangkit berdasarkan data realisasi beban yang sudah terjadi. Namun, pada penelitian ini didapatkan suatu model penjadwalan sistem pembangkit berdasarkan data peramalan beban. Model penjadwalan ini memberikan gambaran yang lebih sesuai dalam penerapan. Berikut ini didapatkan beberapa kesimpulan mengenai peramalan beban dan penjadwalan sistem pembangkit yang dibuat.

Hasil peramalan beban sistem Minahasa dan Kotamobagu dengan menggunakan metode koefisien beban terbukti akurat. Dalam peramalan untuk satu minggu didapatkan rata-rata nilai *Mean Absolute Percentage Error (MAPE)* adalah 3.06 %. Untuk hari yang akan dijadwalkan, yaitu pada tanggal 27 Maret 2013 besarnya *MAPE* adalah 2,9686 %. Nilai *MAPE* dikatakan akurat karena masih masuk dalam batas *MAPE* yang ditentukan PLN yaitu kurang dari 5 %. Selain akurat, metode koefisien beban juga sangat mudah dalam penerapannya.

Optimasi pembangkit hidro dilakukan dengan mengatur volume air yang keluar, dengan cara pembagian periode waktu. Pembagian periode waktu didasarkan pada karakteristik kurva beban (beban peramalan).

Dalam penjadwalan pembangkit termal, PLTP dan PLTU langsung ditentukan pembebanannya berdasarkan daya mampu yang direncanakan. Penetapan ini dapat diterima, karena pada dasarnya biaya operasi PLTU dan PLTP relatif lebih murah dari pembangkit lainnya, sehingga biasanya beroperasi untuk memikul beban dasar. Dengan demikian, untuk optimasi penjadwalan hanya diberlakukan pada PLTD dengan menggunakan metode pemrograman dinamis.

Optimasi penjadwalan PLTD menggunakan metode *dynamic programming*, yaitu memilih kombinasi pembangkit yang paling murah dari setiap *state* atau kombinasi yang mungkin. Data realisasi pada jam 13.00 tanggal 27 Maret menunjukkan biaya bahan bakar yang dibayarkan PLN adalah Rp. 135.785.112,7. Jika menggunakan metode *dynamic programming*, biaya yang harus dikeluarkan PLN adalah Rp. 131.785.112,7 atau diperoleh penghematan sebesar Rp. 4.000.000 (2,945 %).

Data realisasi pemakaian bahan bakar pembangkit PT. PLN pada tanggal 27 Maret 2013 menunjukkan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan adalah Rp. 4.514.442.237,14. Hasil penjadwalan pembangkit dengan cara pengaturan volume air yang keluar pada pembangkit hidro dan penerapan metode *dynamic programming* pada pembangkit termal, maka total biaya yang harus dikeluarkan adalah Rp. 4.001.006.047,09 atau diperoleh penghematan sebesar Rp. 513.436.190,05 (12,37 %).

### B. Saran

Adapun saran yang perlu untuk dipertimbangkan setelah penelitian ini yaitu, pemeliharaan terhadap sistem pembangkit perlu ditingkatkan, agar semua pembangkit tidak sering mengalami gangguan dan dapat beroperasi dengan optimal. Untuk analisa yang lebih lengkap, pada penelitian selanjutnya dapat dilakukan pada keseluruhan sistem terinterkoneksi (Minahasa, Kotamobagu, dan Gorontalo).

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Arismunandar, *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik*, Jakarta, Pradnya Pramita, 1982.
- [2] A. J. Wood, *Power Generation, Operator, and Control (2<sup>nd</sup> ed.)*, Jhon Wiley & Sons, Inc, 1996.
- [3] L. S. Patras, "Optimalisasi Penjadwalan PLTA-PLTD Sistem Minahasa," Skripsi Program S1 Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 1994.
- [4] M. Djiteng, *Operasi Sistem Tenaga Listrik (Edisi ke-2)*, Yogyakarta, Penerbit Graha Ilmu, 2006.
- [5] M. Djiteng, *Pembangkitan Energi Listrik*, Jakarta, Erlangga, 2005.
- [6] M.E. El-Hawari, *Electrical Power Systems; Design and Analysis*, Reston Publishing Company, Reston, Virginia, 1983.
- [7] M. Tuegeh, "Optimal Generator Scheduling Berbasis Particle Swarm Optimization (PSO)," Tesis Program Pascasarjana Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2010.
- [8] M.T. Wikarsa, "Studi Analisis Program Percepatan 10000 MW Tahap I pada Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali," Skripsi Program S1 Teknik Elektro, Universitas Indonesia, Jakarta, 2010.
- [9] P.S.R. Murty, *Operation and Control in Power Systems*, B S Publications, 2008.
- [10] R. N. Dhar, *Computer Aided Power System Operation and Analysis*, Tata McGraw Hill Publishing Company Limited, 1982.