

BAB III

METODE PENELITIAN

Penelitian penjadwalan pembangkit termal ini adalah untuk membandingkan metode *Lagrangian Relaxation* yang diajukan penulis dengan metode yang digunakan PLN. Di sini akan diuji metode mana yang peramalannya lebih optimal dalam pembangkitan daya dan ekonomis dalam penggunaan biaya penjadwalan pembangkit. Hal ini dapat dilihat dari realisasi pembangkitan yang dilaksanakan oleh PLN.

3.1. Metode Prakiraan Beban yang Dipakai PLN

Untuk membuat prakiraan beban listrik jangka pendek, PLN menggunakan suatu metode yang sudah lama digunakan, yaitu metode koefisien beban. Pada metode ini untuk menentukan koefisien digunakan beban-beban masa lalu dan beban puncak. Untuk algoritma metode koefisien ini disusun sebagai berikut:

1. Menyusun data beban-beban masa lalu pada jam ke- t pada hari ke $(h-1)$, $(h-2)$, $(h-3)$, ..., $(h-n)$. Ini disimbolkan $X_{t(h-1)}$, $X_{t(h-2)}$, $X_{t(h-3)}$, ..., $X_{t(h-n)}$ dengan $t = 1, 2, 3, \dots, 24$ dan h adalah hari senin sampai minggu.
2. Menentukan beban puncak dan beban dasar untuk setiap beban pada hari $(h-1)$, $(h-2)$, $(h-3)$, ..., $(h-n)$ pada hari senin sampai minggu.
3. Menentukan koefisien (α) untuk setiap jam t dengan cara membandingkan besarnya beban pada jam t , hari h dengan beban puncak pada hari h tersebut.

$$\alpha = \frac{X_{t(h-1), t(h-2), \dots, t(h-n)}}{X_{\text{maks}(h-1), (h-2), \dots, (h-n)}} \quad (3-1)$$

dimana,

α = koefisien beban

$X_{t(h-n)}$ = beban pada jam t hari h , n minggu sebelumnya ($n=1, 2, 3 \dots$)

$X_{\text{maks}(h-n)}$ = beban maksimum hari h , n minggu sebelumnya ($n = 1, 2, 3 \dots$)

4. Menentukan pertumbuhan (β) yang dihitung dengan membandingkan beban pada jam t hari h dengan beban pada t yang sama dan hari yang sama sebelumnya.

$$\beta = \frac{X_{t(h-1),t(h-2),\dots,t(h-n)}}{X_{t(h-2),(h-3),\dots,(h-n)}} \quad (3-2)$$

β = pertumbuhan beban

5. Menghitung prakiraan beban pada jam t hari h dengan rumus:

$$Y_{th} = \bar{\alpha} \times \bar{\beta} \times X_{\text{maks}(h-1)} \quad (3-3)$$

Y_{th} = prakiraan beban pada jam t hari h

3.2. Data Aktual Pembangkit

Data aktual pembangkit merupakan data lapangan dari Bidang Operasi Sistem, PT PLN (Persero) Pusat Pembagi Beban (P3B) Jawa Bali. Data pembangkit-pembangkit termal untuk wilayah (*region*) yang dipilih adalah APB Jawa Timur (APB 4) dengan sub sistem Krian-Gresik, dan Paiton-Grati. Berikut ini adalah data-datanya:

Tabel 3.1 Batas Kemampuan Operasi Unit Pembangkit Termal

No	Jenis Pembangkit	Unit Pembangkit	MW	
			Min	Maks
1	PLTGU	Gresik Baru 1.0	115	180
2	PLTGU	Gresik Baru 3.0	115	180
3	PLTGU	Grati 1.0	90	156
4	PLTGU	Grati 1.1	40	100
5	PLTGU	Grati 1.2	40	100
6	PLTGU	Grati 1.3	40	100
7	PLTU	Paiton unit 1	225	370
8	PLTU	Paiton unit 2	225	370

Tabel 3.2 Penjadwalan Pembebanan Unit Pembangkit Termal

Kamis, 8 Mei 2014

Jam	Beban D_t (MW)	Beban Unit Pembangkit (MW)							
		PLTGU Gresik Baru		PLTGU Grati				PLTU Paiton	
		1.0	3.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1	2
1	965	180	180	85	0	0	0	260	260
2	965	180	180	85	0	0	0	260	260
3	965	180	180	85	0	0	0	260	260
4	965	180	180	85	0	0	0	260	260
5	965	180	180	85	0	0	0	260	260
6	965	180	180	85	0	0	0	260	260
7	902	117	180	85	0	0	0	260	260
8	965	180	180	85	0	0	0	260	260
9	965	180	180	85	0	0	0	260	260
10	965	180	180	85	0	0	0	260	260
11	971	180	180	91	0	0	0	260	260
12	965	180	180	85	0	0	0	260	260
13	968	180	180	85	0	0	0	260	263
14	987	180	180	107	0	0	0	260	260
15	965	180	180	85	0	0	0	260	260
16	965	180	180	85	0	0	0	260	260
17	1.033	180	180	153	0	0	0	260	260
18	1.050	180	180	153	0	0	0	263	274
19	1.065	180	180	153	0	0	0	263	289
20	1.041	180	180	153	0	0	0	263	265
21	1.033	180	180	153	0	0	0	260	260
22	965	180	180	85	0	0	0	260	260
23	965	180	180	85	0	0	0	260	260
24	973	180	180	93	0	0	0	260	260
Jumlah	23.533	4.257	4.320	2.416	0	0	0	6.249	6.291
Min	902	117	180	85	0	0	0	260	260
Max	1.065	180	180	153	0	0	0	263	289
Rata-Rata	980,5	177,4	180,0	100,7	0	0	0	260,4	262,1

Data penjadwalan pembebanan pada tabel 3.6 ini mengabaikan rugi-rugi transmisi. Sedangkan untuk rugi-rugi transmisi yang dimiliki pembangkit-pembangkit termal di atas adalah $P_{Lt} = 2,35\%$ atau setara dengan 0,0235 pu, dengan 100 MVA *base*. Ini berlaku untuk semua pembangkit termal tersebut di atas selama 24 jam.

Tabel 3.3 Data *Heat rate* Unit Pembangkit Termal

Pembangkit	PLTGU			PLTU	
	Gresik Baru Unit 1.0 dan 3.0	Grati Unit 1.0	Grati Unit 1.1, 1.2, dan 1.3	Paiton Unit 1 dan 2	
Daya Pembangkit (MW)	1	115	90	40	225
	2	124	102	50	260
	3	133	107	70	300
	4	160	149	99	370
Heat Rate (kCal/kWh)	1	2.356	3.183	3.996	2.855
	2	2.350	2.656	3.415	2.752
	3	2.347	2.625	3.327	2.681
	4	2.344	2.604	3.264	2.630
Rp/jam	1	72.753	64.320	35.888	95.872
	2	78.247	60.827	38.338	106.788
	3	83.819	63.064	52.290	120.038
	4	100.706	87.115	72.552	145.231

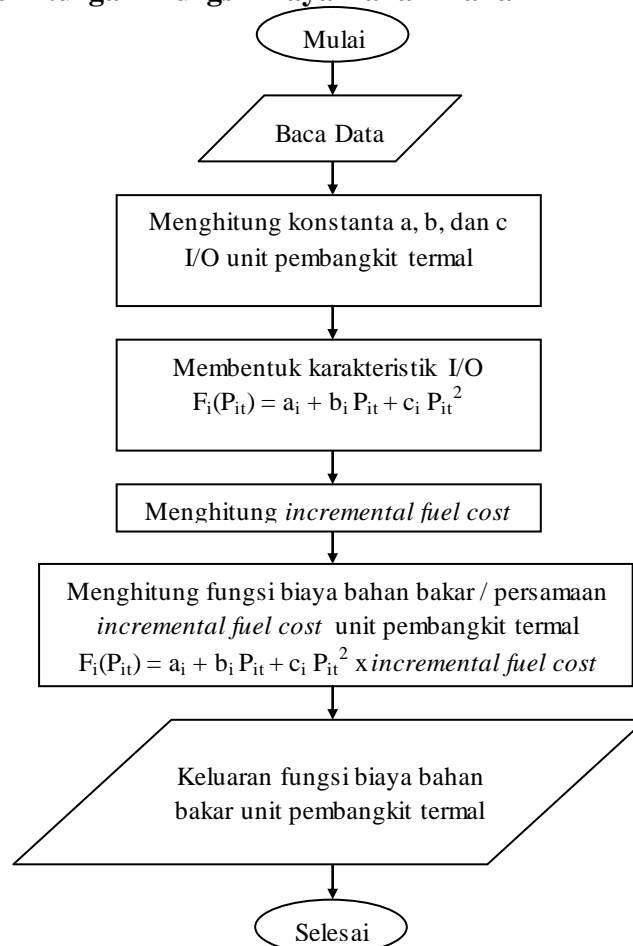
Nilai *heat rate* pada tabel tergantung pada pembebanan tiap unit pembangkit termal. Walaupun waktu tiap unit telah beroperasi berbeda, jika suatu unit memiliki pembebanan yang sama maka nilai *heat rate*-nya pun sama, begitu pula sebaliknya. Hubungan nilai *heat rate* dan kemampuan pembebanan ini dapat dilihat dari tabel 3.3 dan 3.1.

Tabel 3.4 Bahan Bakar Pembangkit Termal

No	Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Harga Bahan Bakar
1	Gresik Baru	PLTGU	Gas Alam	715,7220 Rp/kg
2	Grati	PLTGU	Gas Alam	664,1175 Rp/kg
3	Paiton	PLTU	Batu Bara	811,5129 Rp/Btu

Jenis bahan bakar PLTGU Gresik Baru unit 1.0 dan 3.0 serta PLTGU Grati unit 1.0 memakai gas buang dari pembakaran GT (generator turbin) yang beroperasi dari blok tersebut. Gas buang pembakaran tersebut digunakan untuk merebus air yang berada di HRSG (*Head Recovery Steam Generator*) yang berfungsi seperti boiler pada PLTU. Jadi unit PLTGU yang memakai gas buang pembakaran pada HRSG adalah semua STG atau STG 1.0 atau 2.0 atau 3.0. Maka, PLTGU Gresik Baru ST (*steam turbin*) 1.0 beroperasi menggunakan gas buang pembakaran dari GT 1.1, 1.2, dan 1.3; PLTGU Gresik Baru ST 3.0 memakai gas buang dari GT 3.1, 3.2, dan 3.3; PLTGU Grati ST 1.0 menggunakan gas buang dari GT 1.1, 1.2, dan 1.3. Sedangkan untuk bahan bakar setiap GT yang beroperasi baik dari unit PLTGU Gresik Baru maupun PLTGU Grati adalah gas alam. Untuk bahan bakar PLTU Paiton unit 1 dan 2 menggunakan batu bara.

3.3. Tahap Perhitungan Fungsi Biaya Bahan Bakar



Gambar 3.1 Flowchart Perhitungan Fungsi Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal

Dalam penjadwalan pembangkit termal dengan metode *Lagrangian Relaxation* diperlukan penentuan fungsi biaya bahan bakar terlebih dahulu. Di bawah ini adalah *flowchart* dan tahapan-tahapannya, antara lain:

1. Membaca data *heat rate* setiap unit pembangkit, yang terdapat pada tabel 3.4.
2. Menghitung konstanta a, b, dan c input/output dari tiap unit pembangkit dengan mengolah data *heat rate* dan daya pembangkit, kemudian membentuk karakteristik input/output dengan memasukkan hasil dari koefisien a, b, dan c ke persamaan $F_i(P_{it}) = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2$ (3-4)

3. Menghitung *incremental fuel cost*

$$\frac{(\text{Rp/jam}) \times 10^3}{\text{heat rate(kCal/kWh)} \times \text{daya pembangkit (MW)}} \quad (3-5)$$

4. Menghitung fungsi biaya bahan bakar atau persamaan *incremental fuel cost*.

$$F_i(P_{it}) = a_i + b_i P_{it} + c_i P_{it}^2 \times \text{incremental fuel cost} \quad (3-6)$$

3.4. Penjadwalan Pembangkit Termal dengan Kekangan Transmisi Menggunakan Metode *Lagrangian Relaxation*

Susunan algoritma penjadwalan pembangkit termal dengan kekangan transmisi menggunakan metode *Lagrangian Relaxation* adalah sebagai berikut:

1. Menentukan dan mengumpulkan data, yakni data biaya bahan bakar, rugi-rugi transmisi, dan daya yang dihasilkan oleh pembangkit termal, dalam waktu 24 jam. Selain itu, ditetapkan juga kekangan-kekangan pada pembangkit termal, antara lain:

- a. Permintaan sistem / keseimbangan daya (MW)

$$\sum_{i=1}^n u_{it} P_{it} = P_{Lt} + D_t \quad (3-7)$$

Dimana n adalah jumlah unit pembangkit termal.

- b. Kapasitas operasional pembangkit

$$\begin{aligned} P_{i(\min)} < P_{it} < P_{i(\max)} & \quad \text{jika } P_{it} > 0, \\ P_{it} = 0 & \quad \text{jika } P_{it} \leq 0 \end{aligned} \quad (3-8)$$

- c. Cadangan berputar

$$\sum_{i=1}^n u_{it} P_{i(\text{maks})} \geq D_t + P_{Lt} + R_t \quad (3-9)$$

2. Menghitung karakteristik input/output dan fungsi biaya bahan bakar atau persamaan *incremental fuel cost* pembangkit termal.
3. Membuat perkiraan biaya bahan bakar dan daya yang dihasilkan pembangkit termal menggunakan metode *Lagrangian Relaxation*, dengan pemecahan masalah ganda

$$4. q^* = \max_{\lambda} \{ \min_{P_{it}} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n F_i(P_{it}) + \sum_{t=1}^T [\lambda_t (\sum_{i=1}^n P_{it} u_{it} - D_t + P_{Lt}) + \mu_t (\sum_{i=1}^n P_{i(\text{maks})} u_{it} - R_t) + \sum_{i=1}^n \mu_{i(\text{maks})} (P_{it} - P_{i(\text{maks})}) + \sum_{i=1}^n \mu_{i(\text{min})} (P_{it} - P_{i(\text{min})})] \} \quad (3-10)$$

Persamaan ini akan mengalami proses penurunan rumus, sehingga nanti akan melalui proses iterasi untuk mengolah data. Proses iterasi ini terdapat pada poin 5.

5. Proses iterasi

a. Iterasi pertama $k = 1$

➤ Membuat perkiraan nilai atau inisialisasi terhadap $\lambda_t^{(k)}$

➤ Hitung:

$$\bullet P_{it}^{(k)} = \frac{\lambda_t^{(k)} - b_i}{2(c_i + \lambda_t^{(k)} B_{ii(t)})} \quad (3-11)$$

$$\bullet P_{Lt}^{(k)} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n B_{ii(t)} P_{it}^2 \quad (3-12)$$

$$\bullet \Delta P_t^{(k)} = D_t + P_{Lt}^{(k)} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n P_{it}^{(k)} \quad (3-13)$$

$$\bullet \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial P_{it}}{\partial \lambda_t} \right)^{(k)} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \frac{c_i + B_{ii(t)} b_i}{2(c_i + \lambda_t^{(k)} B_{ii(t)})^2} \quad (3-14)$$

$$\bullet \Delta \lambda_t^{(k)} = \frac{\Delta P_t^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda_t)}{d\lambda_t} \right)^{(k)}} = \frac{\Delta P_t^{(k)}}{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{it}}{d\lambda_t} \right)^{(k)}} \quad (3-15)$$

Kemudian, proses iterasi berlanjut ke iterasi $k + 1$.

b. Iterasi $k + 1$

$$\bullet \text{Memperbaharui nilai } \lambda_t^{(k+1)} = \lambda_t^{(k)} + \Delta \lambda_t^{(k)} \quad (3-16)$$

➤ Hitung:

$$\bullet P_{it}^{(k+1)} = \frac{\lambda_t^{(k+1)} - b_i}{2(c_i + \lambda_t^{(k+1)}) B_{ii(t)}} \quad (3-17)$$

$$\bullet P_{Lt}^{(k+1)} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n B_{ii(t)} P_{it}^2 \quad (3-18)$$

$$\bullet \Delta P_t^{(k+1)} = D_t + P_{Lt}^{(k+1)} - \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n P_{it}^{(k+1)} \quad (3-19)$$

$$\bullet \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial P_{it}}{\partial \lambda_t} \right)^{(k+1)} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \frac{c_i + B_{ii(t)} b_i}{2(c_i + \lambda_t^{(k+1)}) B_{ii(t)}} \quad (3-20)$$

$$\bullet \Delta \lambda_t^{(k+1)} = \frac{\Delta P_t^{(k+1)}}{\left(\frac{df(\lambda_t)}{d\lambda_t} \right)^{(k+1)}} \quad (3-21)$$

$$= \frac{\Delta P_t^{(k+1)}}{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left(\frac{dP_{it}}{d\lambda_t} \right)^{(k+1)}}$$

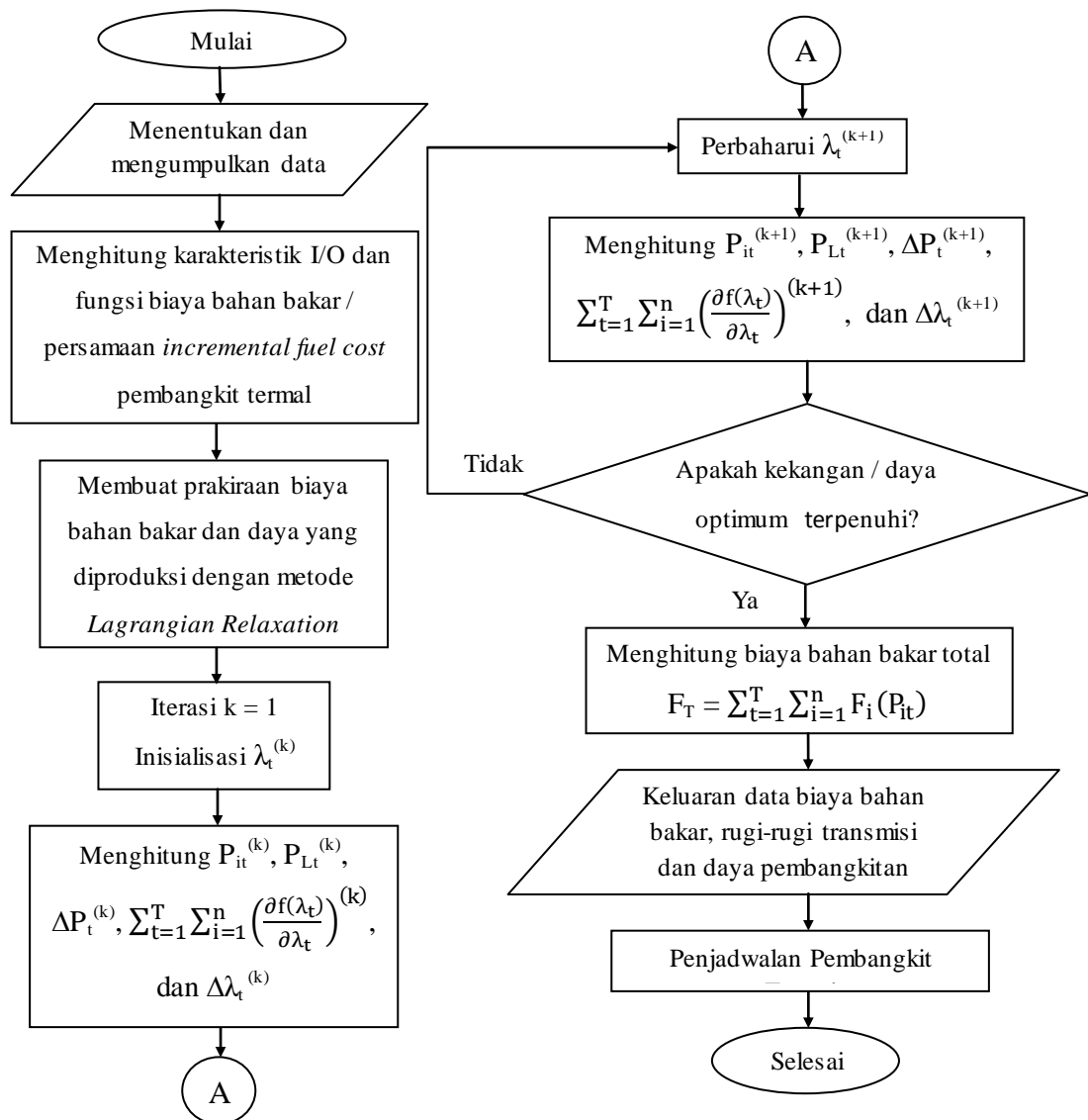
Ulangi proses perhitungan b ini, jika belum mencapai hasil yang optimal.

6. Menghitung biaya bahan bakar total

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n F_i(P_{it}) \quad (3-22)$$

Dalam penelitian ini perhitungan hanya sampai memperhitungkan biaya bahan bakar (*fuel cost*) saja, karena biaya *start up* tidak diminimalisasi, maka *start/stop*, *minimum up/down time*, dan biaya-biaya maupun pengaruh akibat proses *start up* unit pembangkit termal tidak dipertimbangkan dalam perhitungan.

3.5 *Flow Chart* Penyelesaian Penjadwalan Pembangkit Termal dengan Kekangan Transmisi Menggunakan Metode *Lagrangian Relaxation*



Gambar 3.2 Flowchart Algoritma Lagrangian Relaxation untuk Penjadwalan Pembangkit Termal