

# Optimalisasi Penjadwalan Pembangkit Listrik di Sistem Sorong

Yulianto Mariang, L. S. Patras, ST.,MT, M. Tuegeh, ST.,MT, Ir. H. Tumaliang, MT  
Jurusan Teknik Elektro-FT, UNSRAT, Manado-95115, Email: [jliant\\_02mariang@yahoo.com](mailto:jliant_02mariang@yahoo.com)

**Abstrak** - Pada pembangkit listrik di sistem Sorong, total kapasitas terpasang pembangkit termal yaitu : 40.375 MW, yang terdiri dari PLTD Klasaman, PLTD Arar, PLTMG Arar, dan PLTD Sewa. Biaya bahan bakar untuk pembangkit termal dalam memproduksi daya listrik untuk memenuhi beban sistem masih relatif mahal.

Untuk mengurangi biaya bahan bakar maka penjadwalan optimal unit pembangkit termal pada sistem Sorong perlu dilakukan. Permasalahan yang menyangkut penjadwalan terdiri dari dua masalah yang saling berhubungan yaitu *Economic dispatch* digunakan untuk membagi daya yang harus dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit dari sejumlah pembangkit yang ada untuk memenuhi kebutuhan beban sistem yang bertujuan untuk mendapatkan total biaya bahan bakar yang optimal. Masalah lainnya adalah *Unit commitment* yang menentukan jadwal (*schedule*) on/off pembangkit untuk dapat memenuhi kebutuhan beban.

Penjadwalan beban untuk masing-masing unit pembangkit dapat diperoleh dengan menggunakan metode daftar prioritas dalam menyelesaikan permasalahan *unit commitment*. Metode daftar prioritas dalam menyelesaikan permasalahan *unit commitment* memberikan hasil yang lebih optimal dibandingkan dengan total biaya yang dikeluarkan oleh PT.PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong. Total biaya yang dihasilkan dari metode daftar prioritas sebesar Rp.469,073,373.8403 adapun biaya pembangkit dari PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong sebesar Rp. 513,837,361.8395 dengan demikian ada penghematan sebesar Rp. 44,763,987.9992.

**Kata kunci** : Optimalisasi penjadwalan pembangkit, *Economic Dispatch*, *Unit Commitment*, daftar prioritas.

## I. PENDAHULUAN

Dalam jaringan sistem tenaga listrik, daya listrik dibangkitkan oleh pembangkit dari pusat-pusat pembangkit tenaga listrik, kemudian dialirkan melalui jaringan transmisi tenaga listrik dan didistribusikan ke berbagai beban listrik. Selama beban-beban listrik tersebut mengkonsumsi daya listrik, selama itu pula daya listrik terus dibangkitkan. Unit-unit pembangkit tidak berada dalam jarak yang sama dari pusat beban dan biaya pembangkitan tiap-tiap pembangkitpun berbeda. Pada kondisi operasi normal sekalipun, kapasitas pembangkitan harus lebih besar dari jumlah beban dan rugi-rugi daya pada sistem. Oleh karena itu, perlu dilakukan suatu pengaturan terhadap pembangkitan.

Pembangkitan dan penyaluran daya listrik dari pusat pembangkit melalui saluran transmisi sampai ke pusat beban harus berlangsung dengan baik, dapat menghindari dan mengatasi segala yang dapat menjadikan sistem tenaga listrik beroperasi pada kondisi abnormal. Pada pembangkitan dan penyaluran daya listrik ini selalu dilakukan pembagian pembebanan pada unit pembangkit yang akan mensuplai

beban, karena itu dalam pertimbangan yang diambil untuk mencapai operasi ekonomis pada sistem tenaga dapat dibagi atas dua bagian, yaitu *Economic Dispatch* dan *Unit Commitment* yang sangat berkaitan dengan biaya minimum produksi daya listrik.

*Economic dispatch* digunakan untuk membagi daya yang harus dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit dari sejumlah pembangkit yang ada untuk memenuhi kebutuhan beban sistem yang bertujuan untuk mendapatkan total biaya bahan bakar yang optimal.

*Unit commitment* atau biasa disingkat dengan UC yaitu menentukan jadwal (*schedule*) on/off pembangkit untuk dapat memenuhi kebutuhan beban.

Pada tugas akhir ini digunakan Daftar Prioritas untuk memperoleh atau mendapatkan biaya pembangkitan yang optimal dan operasional yang ekonomis.

Kelebihan utama metode daftar prioritas memaksimalkan beban yang ada adalah konsepnya sederhana dan mudah diimplementasikan, tidak banyak parameter yang dibutuhkan jika dibandingkan dengan algoritma matematika dan teknik optimisasi *heuristik* yang lainnya.

Dengan dasar pemikiran diatas maka penulis merasa perlu untuk melakukan studi, yang dibuat sebagai tugas akhir dengan judul "Optimalisasi Penjadwalan Pembangkit Listrik di Sistem Sorong".

## II. LANDASAN TEORI

### A. Pertimbangan Operasi Ekonomis

Operasi ekonomis ialah proses pembagian atau penjatahan beban total kepada masing – masing unit pembangkit, seluruh unit pembangkit dikontrol terus – menerus dalam interval waktu tertentu sehingga dicapai pengoperasian yang optimal, dengan demikian pembangkit tenaga listrik dapat dilakukan dengan cara paling ekonomis.

Pertimbangan yang diambil untuk mencapai operasi ekonomis pada sistem tenaga dapat dibagi atas dua bagian, yaitu:

1. *Economic Dispatch* yaitu pengaturan sistem pembangkit yang berkomitmen dalam melayani beban untuk meminimalisasi rugi – rugi saluran dan total biaya produksi.
2. *Unit commitment* yaitu menentukan jadwal (*schedule*) on/off pembangkit untuk dapat memenuhi kebutuhan beban.

Agar suatu sistem tenaga dapat beroperasi secara ekonomis maka pertimbangan *Economic Dispatch* dan *Unit Commitment* harus secara simultan dipertimbangkan.

Gabungan perhitungan kedua pertimbangan ini menjadikan suatu permasalahan yang kompleks yang melibatkan dimensi yang besar. Untuk mendapatkan solusi operasi ekonomis sistem tenaga maka diperlukan perhitungan terhadap fungsi – fungsi yang menjadi bagiannya yaitu fungsi biaya bahan bakar (*Fuel Cost Function*), dan fungsi kenaikan biaya produksi (*Incremental Production Cost*).

Konfigurasi pembebanan atau penjadwalan pembangkit yang berbeda dapat memberikan biaya operasi pembangkit yang berbeda pula, tergantung dari karakteristik masing – masing unit pembangkit yang dioperasikan. Ada beberapa metode dalam penjadwalan pembangkit dalam usaha menekan biaya operasi, yakni:

1. Berdasarkan Umur Pembangkit
2. Berdasarkan *Rating* (Daya Guna) Pembangkit
3. Berdasarkan Kriteria Peningkatan Biaya Produksi Yang sama (*Equal Incremental Cost*)

#### B. Karakteristik Input-Output Pembangkit

Karakteristik Input output pembangkit tenaga termal disebut sebagai karakteristik pemakaian bahan bakar yang menyatakan jumlah energy bahan bakar (Liter/Jam) yang dibutuhkan untuk membangkitkan sejumlah daya listrik (MW) tertentu selama satu jam. Hubungan input output suatu unit pembangkit, dapat digambarkan dalam bentuk kurva seperti pada gambar 1.

Kurva Input Output suatu unit pembangkit termal dapat diperoleh melalui beberapa cara, yaitu :

- a. Pengetesan karakteristik (*Performance Testing*).
- b. Berdasarkan data operasi (*Operating Record*)
- c. Berdasarkan data dari pabrik (*Manufacture's Guarantee Data*)

Untuk masalah operasi ekonomis, biasanya kurva karakteristik input output pembangkit didekati dengan persamaan *polynomial* tingkat dua (kuadrat) persamaannya :

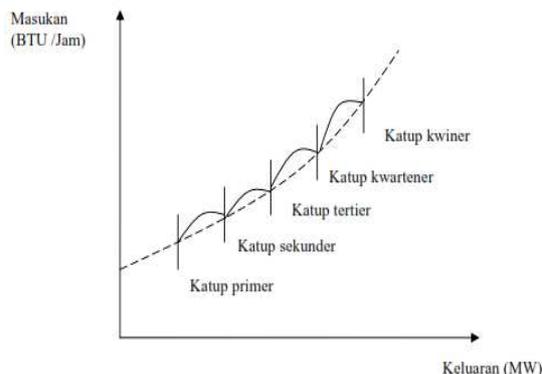
$$H_i = \alpha_i + \beta_i PT_i + \gamma_i PT_i^2 \quad (1)$$

Dimana :

- $H$  = Input Pemakaian bahan bakar (Liter/Jam)  
 $PT_i$  = Daya listrik yang dibangkitkan (MW)  
 $\alpha, \beta, \gamma$  = Konstanta-konstanta

#### C. Kenaikan Biaya Produksi (*Incremental Production Cost*)

Kenaikan biaya produksi (*Incremental Production Cost*) didefinisikan sebagai perubahan biaya bahan bakar yang



Gambar 1. Karakteristik masukan – keluaran

terjadi bila terjadi perubahan daya listrik yang dibangkitkan. Perubahan jumlah bahan bakar yang terjadi karena perubahan keluaran, didefinisikan sebagai IFR (*Incremental Fuel Rate*), persamaan matematisnya adalah :

$$\text{Incremental fuel (IFR)} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (2)$$

*Incremental Fuel Rate* ini juga dapat dinyatakan dengan suatu kurva yang disebut kurva laju kenaikan biaya bahan bakar atau *Incremental Fuel Cost* (IFC) dengan cara mengalikan IFR dengan biaya bahan bakarnya.

$$\text{IFC} = \text{IFR} \times \text{Fuel Cost} \frac{\text{rupiah}}{\text{MWh}} \quad (3)$$

#### D. Unit Commitment

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

#### E. Metode Daftar Prioritas

Metode daftar prioritas merupakan suatu metode penyelesaian *unit commitment* yang paling sederhana.

Pada metode ini kombinasi *on/off* pembangkit didasarkan pada urutan prioritas. Untuk menentukan urutan prioritas diperoleh dari biaya produksi rata – rata persatuan output yang didasarkan pada beban penuh ( $P_{max}$ ) dari tiap unit, dan diurutkan berdasarkan nilai biaya produksi tersebut. Unit yang dioperasikan pertama adalah unit yang memiliki biaya produksi terendah dan yang paling akhir adalah unit yang memiliki biaya produksi termahal.

Algoritma *unit commitment* dengan daftar prioritas :

Untuk penjadwalan *unit commitment*, pada metode ini setiap level beban mengikuti algoritma sebagai berikut :

1. Jika pada jam berjalan ( $k$ ) permintaan beban lebih besar dari daya yang dihasilkan oleh unit – unit pembangkit pada jam ke ( $k-1$ ), suatu unit pembangkit A yang baru dioperasikan pada jam ke ( $k-1$ ) sebagai urutan pertama dari daftar prioritas, harus tetap dioperasikan. Sebaliknya apabila beban pada jam berjalan ke ( $k$ ) lebih kecil dari jam sebelumnya ( $k-1$ ) maka unit pembangkit A tersebut dapat dihentikan. Akan tetapi sebelum menghentikan unit pembangkit A maka harus ditentukan apakah mematikan unit A akan meninggalkan pembangkit yang cukup efisien untuk mensuplai beban ditambah dengan syarat cadangan berputar. Jika tidak, lanjutkan operasi seperti jam ( $k-1$ ); jika ya, lanjutkan langkah berikutnya.
2. Tentukan jumlah jam,  $H$ , sebelum unit membutuhkan lagi. Dengan asumsi bahwa beban yang sedang turun akan naik kembali beberapa jam berikutnya.
3. Jika  $H$  kurang dari waktu minimum berhenti (*shut-down time*) untuk unit A, biarkan unit bekerja seperti jam ( $k-1$ )

dan lanjutkan ke langkah terakhir; jika tidak lanjutkan ke langkah berikutnya.

4. Hitung dua biaya.

Pertama adalah jumlah unit dari biaya produksi tiap jam untuk H jam selanjutnya dengan unit beroperasi (*unit up*), unit A belum dimatikan. Kemudian hitung kembali penjumlahan yang sama dengan unit A dimatikan (*unit down*) dan tambahkan kedalam biaya menghidupkan (*start-up cost*) unit dengan mendinginkan (*cooling*) atau mempertahankan unit tersebut, tentukan yang mana yang lebih rendah biayanya. Jika ada penghematan yang cukup dengan mematikan unit, maka unit tersebut harus dimatikan, kalau tidak biarkan unit tersebut tetap beroperasi.

5. Ulang prosedur ini untuk unit yang berjalan sesuai dengan daftar prioritas. Jika unit selanjutnya dalam daftar prioritas tersebut bebannya juga turun, lanjutkan ke unit selanjutnya dan demikian seterusnya.

6. Ulangi prosedur ini untuk jam – jam berikutnya.

### III. SISTEM TENAGA LISTRIK di SORONG

#### A. Sistem Kelistrikan

Sistem kelistrikan Sorong melayani pelanggan PT.PLN yang ada di Kota dan Kabupaten Sorong, dimana saat ini kapasitas daya terpasang mesin pembangkit yang dimiliki oleh PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong sebesar 33.375 MW dengan daya mampu mesin pembangkit sebesar 30.7MW dan beban tertinggi sebesar 28 MW. Ada beberapa unit pembangkit milik PT. PLN yang telah berumur (efisiensi lebih rendah), sehingga PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong bekerjasama dengan pembangkit - pembangkit swasta untuk melakukan jual beli energi listrik sehingga diharapkan dapat memenuhi daya listrik yang dibutuhkan.

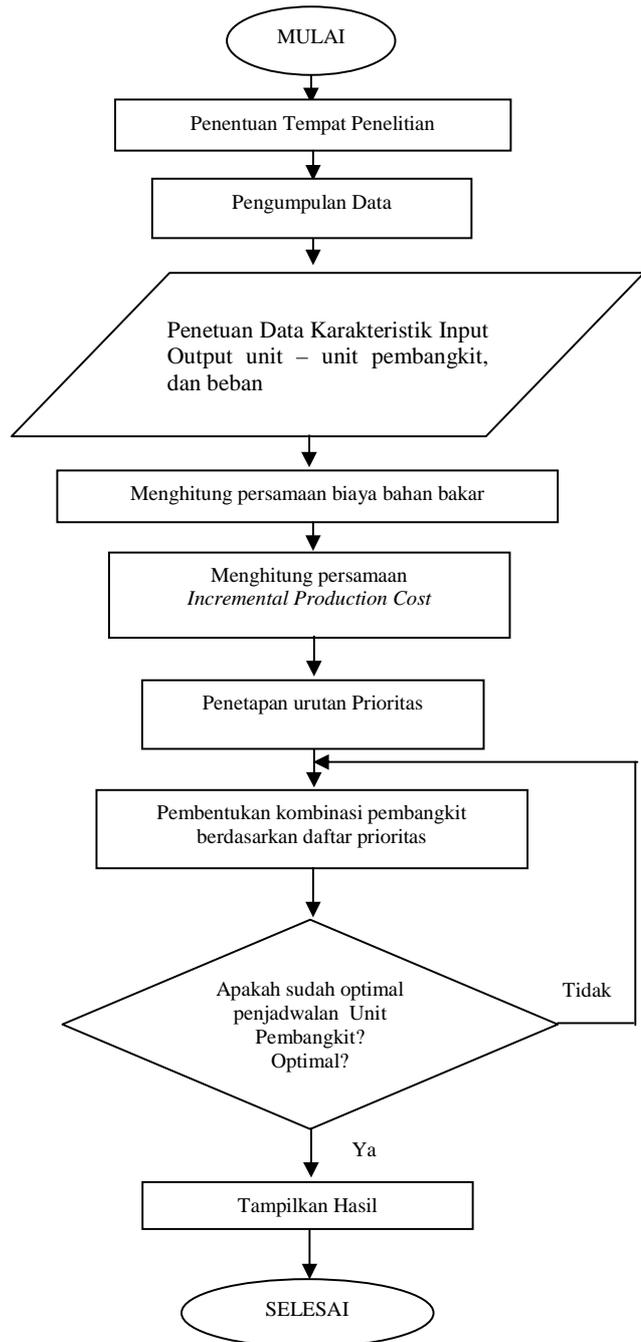
Pembangkit - pembangkit yang dikelola oleh PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Cabang Sorong yaitu: Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) 9 unit generator dan Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG) 4 unit generator.

Prosedur penelitian dapat dilihat pada gambar 2 *flowchart* penelitian.

### IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### A. Karakteristik Input output unit pembangkit termal

Hasil dari perhitungan didapatkan karakteristik input output dari masing-masing unit pada pembangkit *thermal*.



Gambar 2 Flowchart Metode Penelitian

Tabel I merupakan tabel karakteristik input output PLTD Klasaman, PLTD Arar dan PLTMG Arar.

#### B. Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal

Karakteristik ini diperoleh dari mengalikan karakteristik input output dengan harga bahan bakarnya. Tabel II merupakan tabel kenaikan biaya bahan bakar pembangkit termal.

TABEL I KARAKTERISTIK INPUT OUTPUT PEMBANGKIT TERMAL

Pembangkit	Unit	Karakteristik Input – Output Pembangkit Termal (Liter/Jam)
PLTD Klasaman	Unit 1	$H1 = 41.2285 + 232.0187 PT_1 + 6.5193 PT_1^2$
	Unit 2	$H2 = 41.2323 + 232.4218 PT_2 + 6.0162 PT_2^2$
	Unit 3	$H3 = 43.6285 + 233.668 PT_3 + 5.5272 PT_3^2$
	Unit 4	$H4 = 52.5315 + 228.5198 PT_4 + 6.5565 PT_4^2$
	Unit 5	$H5 = 61.9044 + 224.1906 PT_5 + 6.6719 PT_5^2$
PLTMG Arar	Unit 1	$H6 = 42.8524 + 241.2266 PT_6 + 1.6583 PT_6^2$
	Unit 2	$H7 = 50.9581 + 229.7508 PT_7 + 4.983 PT_7^2$
	Unit 3	$H8 = 54.0647 + 229.2717 PT_8 + 5.0423 PT_8^2$
	Unit 4	$H9 = 52.6176 + 228.4148 PT_9 + 5.5142 PT_9^2$
PLTD Arar	Unit 1	$H10 = 32.6683 + 251.6365 PT_{10} + 1.5745 PT_{10}^2$
	Unit 2	$H11 = 36.6348 + 247.2395 PT_{11} + 3.4171 PT_{11}^2$
	Unit 3	$H12 = 33.0067 + 250.5461 PT_{12} + 2.9648 PT_{12}^2$
	Unit 4	$H13 = 33.8794 + 250.5042 PT_{13} + 3.2998 PT_{13}^2$

TABEL II FUNGSI KENAIKAN BIAYA BAHAN BAKAR (Rp/JAM)

Pembangkit	Unit	Fungsi Kenaikan Biaya Bahan Bakar (Rp/Jam)
PLTD Klasaman	Unit 1	$F1 = 365,781.51 + 2,058,481.50 PT_1 + 57,839.55 PT_1^2$
	Unit 2	$F2 = 365,815.03 + 2,062,057.83 PT_2 + 53,376.03 PT_2^2$
	Unit 3	$F3 = 413,690.38 + 2,073,114.18 PT_3 + 49,037.59 PT_3^2$
	Unit 4	$F4 = 466,062.10 + 2,027,439.09 PT_4 + 58,169.60 PT_4^2$
	Unit 5	$F5 = 549,218.93 + 1,989,030.21 PT_5 + 59,193.43 PT_5^2$
PLTMG Arar	Unit 1	$F6 = 60,933.97 + 343,012.16 PT_6 + 2,358.02 PT_6^2$
	Unit 2	$F7 = 72,459.87 + 326,694.15 PT_7 + 7,085.58 PT_7^2$
	Unit 3	$F8 = 76,877.30 + 326,012.89 PT_8 + 7,169.90 PT_8^2$
	Unit 4	$F9 = 74,819.60 + 324,794.43 PT_9 + 7,840.92 PT_9^2$
PLTD Arar	Unit 1	$F10 = 289,834.79 + 2,232,531.61 PT_{10} + 13,969.04 PT_{10}^2$
	Unit 2	$F11 = 325,025.78 + 2,193,521.21 PT_{11} + 30,316.68 PT_{11}^2$
	Unit 3	$F12 = 292,837.09 + 2,222,857.53 PT_{12} + 26,303.85 PT_{12}^2$
	Unit 4	$F13 = 300,579.73 + 2,222,485.79 PT_{13} + 29,275.99 PT_{13}^2$

### C. Karakteristik Laju pertambahan biaya bahan bakar

Karakteristik ini diperoleh dengan cara mengalikan turunan pertama karakteristik input output dengan harga bahan bakarnya. Tabel III merupakan tabel karakteristik laju pertambahan biaya bahan bakar Pembangkit listrik.

### D. Urutan prioritas unit pembangkit thermal

Dari perhitungan laju pertambahan biaya bahan bakar diatas, maka dapat diperoleh urutan prioritas pembangkit yang dioperasikan duluan. Pembangkit yang dioperasikan terdahulu yaitu pembangkit yang biaya per-kwh paling murah.

Cara untuk mengetahui biaya per-kwh paling murah yaitu dengan mengalikan masing-masing persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar dari unit-unit pembangkit dengan daya maksimalnya. Urutan prioritas dapat dilihat pada tabel IV.

TABEL III KARAKTERISTIK LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

Pembangkit	Unit	Fungsi Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
PLTD Klasaman	Unit 1	$F1 = 2,058,481.50 + 115,679.1 PT_1$
	Unit 2	$F2 = 2,062,057.83 + 106,752.06 PT_2$
	Unit 3	$F3 = 2,073,114.18 + 98,075.18 PT_3$
	Unit 4	$F4 = 2,027,439.09 + 116,339.2 PT_4$
	Unit 5	$F5 = 1,989,030.21 + 118,386.86 PT_5$
PLTMG Arar	Unit 1	$F6 = 343,012.16 + 4,716.04 PT_6$
	Unit 2	$F7 = 326,694.15 + 14,171.16 PT_7$
	Unit 3	$F8 = 326,012.89 + 14,339.8 PT_8$
	Unit 4	$F9 = 324,794.43 + 15,681.84 PT_9$
PLTD Arar	Unit 1	$F10 = 2,232,531.61 + 27,938.08 PT_{10}$
	Unit 2	$F11 = 2,193,521.21 + 60,633.36 PT_{11}$
	Unit 3	$F12 = 2,222,857.53 + 52,607.7 PT_{12}$
	Unit 4	$F13 = 2,222,485.79 + 58,551.98 PT_{13}$

TABEL IV BIAYA BAHAN BAKAR UNIT – UNIT PEMBANGKIT TERMAL

PEMBANGKIT	UNIT	BIAYA BAHAN BAKAR (Rp/KWh)
PLTD KLASAMAN	1	2324.5434
	2	2275.5619
	3	2298.6871
	4	2318.2871
	5	2320.5134
PLTMG ARAR	1	355.7455
	2	364.9563
	3	364.7304
	4	367.1354
PLTD ARAR	1	2288.4078
	2	2314.7879
	3	2328.0729
	4	2339.5898

### E. Pembagian Pembebanan dan Penjadwalan unit pembangkit termal

Penjadwalan dilakukan dalam waktu 1 hari (24 jam) yaitu untuk sampel tanggal 2 Februari 2012. Contoh perhitungan dilakukan untuk beban sebesar 16.8 MW.

Setelah diketahui besarnya daya listrik yang harus dibangkitkan oleh pembangkit termal, selanjutnya dimasukkan kepersamaan  $2^n - 1$  kombinasi unit pembangkit dimana  $n =$  jumlah unit pembangkit. Dengan  $n = 9$  unit pembangkit. Jadi,  $2^n - 1 = 2^9 - 1 = 511$  kombinasi. Kemudian kombinasi *on/off* unit pembangkit yang akan digunakan dalam penjadwalan adalah kombinasi yang memenuhi urutan prioritas dapat dilihat pada tabel V.

Berdasarkan persamaan kenaikan biaya bahan bakar dan batas kapasitas maksimum dan minimum dari generator

untuk kombinasi *on/off* unit pembangkit yang diperiksa yaitu kombinasi 482 dengan kapasitas maksimum sebesar 17.6 MW, dimana unit yang beroperasi atau *on* adalah PLTMG Arar unit 1 (H6), PLTMG Arar unit 2 (H7), PLTMG Arar unit 3 (H8), PLTMG Arar unit 4 (H9), PLTD Klasaman unit 2 (H2), PLTD Klasaman unit 3 (H3), dan PLTD Klasaman unit 4 (H4).

Maka dapat dihitung pembagian beban sebagai berikut :

Karakteristik input output pembangkit termal dan daya mampu minimum serta daya mampu maksimum pembangkit (lihat tabel I).

$$\begin{aligned} H6 &= 42.8524 + 241.2266 PT_6 + 1.6583 PT_6^2 \\ H7 &= 50.9581 + 229.7508 PT_7 + 4.983 PT_7^2 \\ H9 &= 52.6176 + 228.4148 PT_9 + 5.5142 PT_9^2 \\ H8 &= 54.0647 + 229.2717 PT_8 + 5.0423 PT_8^2 \\ H2 &= 41.2323 + 232.4218 PT_2 + 6.0162 PT_2^2 \\ H3 &= 43.6285 + 233.6680 PT_3 + 5.5272 PT_3^2 \\ H4 &= 52.5315 + 228.5198 PT_4 + 6.5565 PT_4^2 \end{aligned}$$

Batas – batas generator :

$$\begin{aligned} 0.6 &\leq PT_6 \leq 2.7 \text{ MW} \\ 0.6 &\leq PT_7 \leq 2.7 \text{ MW} \\ 0.6 &\leq PT_7 \leq 2.7 \text{ MW} \\ 0.6 &\leq PT_7 \leq 2.7 \text{ MW} \\ 0.5 &\leq PT_2 \leq 2 \text{ MW} \\ 0.6 &\leq PT_3 \leq 2.3 \text{ MW} \\ 0.8 &\leq PT_4 \leq 2.5 \text{ MW} \end{aligned}$$

Kemudian, menggunakan Fungsi Kenaikan Biaya Bahan Bakar untuk menentukan total biaya pembangkitan perjam (lihat tabel II):

$$\begin{aligned} F6 &= 60,933.97 + 343,012.16 PT_6 + 2,358.02 PT_6^2 \\ &= 60,933.97 + 343,012.16 (2.7) + 2,358.02 (2.7)^2 \\ &= 1,004,256.77 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F7 &= 72,459.87 + 326,694.15 PT_7 + 7,085.58 PT_7^2 \\ &= 72,459.87 + 326,694.15 (2.7) + 7,085.58 (2.7)^2 \\ &= 1,006,187.95 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F9 &= 74,819.60 + 324,794.43 PT_9 + 7,840.92 PT_9^2 \\ &= 74,819.60 + 324,794.43 (2.7) + 7,840.92 (2.7)^2 \\ &= 1,008,924.87 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

TABEL V KOMBINASI *ON/OFF* UNIT PEMBANGKIT YANG DIPERIKSA

Keadaan (State)	Kombinasi Unit									Kapasitas Maksimum untuk tiap Kombinasi (MW)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2.7
41	0	0	0	0	0	1	0	1	0	5.4
124	0	0	0	0	0	1	1	1	0	8.1
252	0	0	0	0	0	1	1	1	1	10.8
336	0	1	0	0	0	1	1	1	1	12.8
423	0	1	1	0	0	1	1	1	1	15.1
482	0	1	1	1	0	1	1	1	1	17.6
509	0	1	1	1	1	1	1	1	1	20.4
512	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22.7

$$\begin{aligned} F8 &= 76,877.30 + 326,012.89 PT_8 + 7,169.90 PT_8^2 \\ &= 76,877.30 + 326,012.89 (2.7) + 7,169.90 (2.7)^2 \\ &= 1,009,380.67 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F2 &= 365,815.03 + 2,062,057.83 PT_2 + 53,376.03 PT_2^2 \\ &= 365,815.03 + 2,062,057.83 (2) + 53,376.03 (2)^2 \\ &= 4,703,434.81 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F3 &= 413,690.38 + 2,073,114.18 PT_3 + 49,037.59 PT_3^2 \\ &= 413,690.38 + 2,073,114.18 (2.3) + 49,037.59 (2.3)^2 \\ &= 5,441,261.85 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} F4 &= 466,062.10 + 2,027,439.09 PT_4 + 58,169.60 PT_4^2 \\ &= 466,062.10 + 2,027,439.09 (1.721) + 58,169.60 (1.7)^2 \\ &= 4,123,394.9 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

Jadi, Total biaya pembangkitan untuk beban 16.8 MW adalah :

$$\begin{aligned} Ct &= F6 + F7 + F9 + F8 + F2 + F3 + F4 \\ &= 1,004,256.8 + 1,006,187.9 + 1,008,924.8 + \\ &\quad 1,009,380.7 + 4,703,434.8 + 5,414,645.7 + \\ &\quad 4,080,818.7 \\ &= 18,227,649.4083 \quad \text{Rp/Jam} \end{aligned}$$

Hasil – hasil perhitungan total biaya pembangkitan dengan beban yang berbeda menggunakan metode daftar prioritas maka diperoleh daftar seperti pada tabel VI dan Total biaya pembangkitan dari PT. PLN dapat dilihat pada tabel VII.

TABEL VI HASIL PENJADWALAN PEMBANGKIT DENGAN MENGGUNAKAN METODE DAFTAR PRIORITAS

Jam	Beban Pembangkit	Biaya Pembangkitan (Rp)
1	16.8	18,227,649.4083
2	16.2	16,913,461.0324
3	15.6	15,620,918.9946
4	15.3	14,938,668.4992
5	13.8	11,241,411.0114
6	15.7	15,850,297.3301
7	16.1	16,698,501.5081
8	16.1	16,698,501.5081
9	17.5	19,813,803.5125
10	17.8	19,356,389.0265
11	18.6	21,064,139.4111
12	18.9	21,696,364.5332
13	18.9	21,696,364.5332
14	19.2	22,328,589.6553
15	19.1	22,117,847.9479
16	19	21,907,106.2406
17	18.9	21,696,364.5332
18	16	16,484,705.3757
19	16.5	17,565,319.9567
20	21.6	27,754,941.8353
21	20.8	25,995,651.2635
22	19.8	23,593,039.8994
23	18.1	19,999,522.5115
24	17.5	19,813,803.5125
<b>Total Biaya Pembangkitan (Rp)</b>		<b>469,073,373.8403</b>

TABEL VII PENGGUNAAN BAHAN BAKAR DAN TOTAL BIAYA BAHAN BAKAR PT. PLN (PERSERO) WILAYAH PAPUA BARAT CABANG SORONG

Pembangkit	Pemakaian Bahan Bakar	Total Biaya Bahan Bakar (Rp)
PLTD dan PLTMG	100.784,5231	513.837.361,8395

## V. KESIMPULAN

Dari hasil penelitian dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan Karakteristik input – output unit pembangkit termal yang diperoleh dari data PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong, maka dapat disusun daftar urutan prioritas pembangkit dari unit pembangkit yang memiliki biaya termurah hingga biaya termahal sebagai berikut :
 

a. PLTMG Arar unit 1	Rp.	355.7455	/kWh
b. PLTMG Arar unit 3	Rp.	364.7304	/kWh
c. PLTMG Arar unit 2	Rp.	364.9563	/kWh
d. PLTMG Arar unit 4	Rp.	367.1354	/kWh
e. PLTD Klasaman unit 2	Rp.	2275.5619	/kWh
f. PLTD Klasaman unit 3	Rp.	2298.6871	/kWh
g. PLTD Klasaman unit 4	Rp.	2318.2871	/kWh
h. PLTD Klasaman unit 5	Rp.	2320.5134	/kWh
i. PLTD Klasaman unit 1	Rp.	2324.5434	/kWh
j. PLTD Arar unit 1	Rp.	2288.4078	/kWh
k. PLTD Arar unit 2	Rp.	2314.7879	/kWh
l. PLTD Arar unit 3	Rp.	2328.0729	/kWh
m. PLTD Arar unit 4	Rp.	2339.5898	/kWh
  
2. Hasil optimalisasi penjadwalan pembangkit pada sistem Sorong dengan Metode daftar prioritas dalam penyelesaian masalah *Unit Commitment* sebesar Rp.469,073,373.8403. Adapun biaya pembangkit dari penjadwalan PT. PLN (Persero) Wilayah Papua Barat Cabang Sorong sebesar Rp. 513,837,361.8395 sehingga dengan demikian ada penghematan sebesar Rp. 44,763,987.9992.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. S. Pabla, Ir. Abdul Hadi, “*Sistem Distribusi Daya Listrik*”, Erlangga, Jakarta, 1991.
- [2] K. L. Kirchmayer, “*Economic Operation of Power System*”, John Wiley and sons.inc, New York, 1958.
- [3] H. Saadat, “*Power Sistem Analysis*”, International Edition, McGraw-Hill, 1999.
- [4] R. S. P. Murty, “*Power System and Control*”, Tata McGraw Hill Publishing Company, 1984.
- [5] W. D. Stevenson, Jr, “*Analisis Sistem Tenaga Listrik*” edisi keempat, Erlangga, Jakarta, 1984.
- [6] W. Ongsakul, “*Real-Time Economic Dispatch Using Merit Order Loading for Linear Decreasing and Staircase Incremental Cost Functions*”, Electric Power Systems Research, 1999.
- [7] D. Marsudi, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*, Jakarta: Penerbit Graha Ilmu, 2006.
- [8] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operational, and Control*, Second Edition, Jhon Wiley & Sons, Inc, New York, 1996.
- [9] D. T. Windia, Optimasi Penjadwalan Unit Pembangkit Thermal pada Sistem Tenaga Listrik Minahasa Dengan Menerapkan Metode Pemrograman Dinamik, Skripsi Strata satu, Teknik Elektro, Universitas Sam Ratulangi, Manado, 2011.