

Optimasi Koordinasi Pembangkit Termal PLTG Belawan dan PLTD Titi Kuning

Carlos Wahyu Pranta Ginting¹⁾, Maickel Tuegeh²⁾, Sartje Silimang³⁾

Teknik Elektro, Universitas Sam Ratulangi Manado, Jl. Kampus Bahu-Unsrat Manado, 95115

carlosginting99@gmail.com, maickel_tuegeh@unsrat.ac.id, sartje.silimang@unsrat.ac.id

Abstrack-- Electric power system in North Sumatera, especially in Medan supplied by the thermal generating unit. The coordination of thermal generator is aimed to determine operation pattern in every optimal thermal generator unit and minimal operating cost. The generator coordination has been made by scheduling every generator unit. Which is the generator unit with the lowest cost operated to fulfil base load from the system in Medan, and the highest cost of generator unit is operated to fulfil the necessity of remaining load.

In this case, the economist operation of electrical power plant in Medan which is consist of Belawan diesel power plant and Titi Kuning gas power plant has been made by scheduling sharing line or economic dispath from every generator, so the electrical power plant in optimum operation is able to reach the minimum cost of fuel.

Keywords : Optimal Operation, Generator Coordination, Economic Dispath

Abstrak-- Sistem tenaga listrik di Sumatera Utara, khususnya Kota Medan disuplai oleh unit pembangkit termal. Koordinasi pembangkit termal bertujuan untuk menentukan pola operasi setiap unit pembangkit yang optimal dan biaya operasi yang minimal. Koordinasi pembangkit dilakukan dengan mengatur jadwal operasi dari setiap unit pembangkit. Dimana unit pembangkit dengan biaya operasi paling murah dioperasikan untuk memenuhi beban dasar dari sitem di Kota Medan, dan unit pembangkit dengan biaya operasi paling mahal dioperasikan dalam memenuhi kebutuhan beban yang tersisa.

Dalam hal ini Operasi ekonomis sistem pembangkit tenaga listrik pada pembangkitan Kota Medan yang terdiri dari unit PLTG Belawan dan PLTD Titi Kuning dilakukan dengan jalur pembagian penjadwalan atau *economic dispath* dari masing-masing pembangkit sehingga operasi secara optimum sistem pembangkit tenaga listrik dapat mencapai biaya bahan bakar yang minimum.

Kata Kunci: Operasi Optimal, Unit Commitment, *economic dispath*

I. PENDAHULUAN

Sistem tenaga listrik di Indonesia terdiri dari pusat pembangkit listrik hidro dan termal, dan di dominasi oleh pembangkit thermal, sama halnya dengan sistem Kota medan. Kondisi pembangkit listrik pada Kota Medan terdiri dari pembangkit thermal diantaranya: PLTGU Belawan dan PLTD Titi kuning yang menjadi pembangkit penopang beban di Kota Medan.

Sistem tenaga listrik di Kota Medan disuplai oleh unit pembangkit termal yang akan menghadapi permasalahan dalam biaya bahan bakar dalam pengoperasiannya. Hal ini

disebabkan harga bahan bakar yang cenderung mengalami kenaikan dari waktu ke waktu, sementara biaya bahan bakar merupakan bagian yang terbesar dari biaya operasi pembangkitan secara keseluruhan, sehingga diperlukan adanya koordinasi tiap pembangkit serta penjadwalan yang dapat membuat penggunaan bahan bakar lebih efektif.

Sebagai alternatif untuk menekan tingginya penggunaan bahan bakar fosil, maka perlu adanya koordinasi antar pembangkit dalam melayani beban dengan mengatur jadwal operasi dari setiap unit pembangkit. Unit pembangkit dengan biaya operasi paling murah dioperasikan untuk memikul beban dasar dari sistem. Selanjutnya unit pembangkit dengan biaya operasi yang lebih mahal dioperasikan untuk memenuhi kebutuhan beban yang tersisa. Maka sangat diperlukan manajemen pengoperasian yang tertib agar mendapatkan suatu pembebanan dan penyaluran yang optimal dan ekonomis. Dengan latar belakang diatas, maka skripsi saya angkat dengan judul “Optimasi Koordinasi Pembangkit Termal PLTGU Belawan dan PLTD Titi Kuning”.

II. LANDASAN TEORI

A. Operasi Ekonomis Sistem Pembangkit Listrik

Operasi ekonomis ialah proses pembagian 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 ^[4]:

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.

B. Optimasi Unit Pembangkit Termal

Operasi ekonomis pembangkit termal ialah proses pembagian atau penjadwalan beban total dari suatu sistem kepada masing-masing pusat pembangkitnya, sedemikian rupa sehingga jumlah biaya pengoperasian adalah seminimal mungkin. Seluruh pusat-pusat pembangkit dalam suatu sistem dikontrol terus menerus sehingga pembangkitan tenaga dilakukan dengan cara paling ekonomis.^[5]

C. Karakteristik Input- output Pembangkit Listrik Tenaga Termal

Karakteristik input –output pembangkit termal menyatakan hubungan antara masukan bahan bakar unit termal yang dinyatakan dalam kkal/jam, MBTU/jam dan \$/jam, terhadap variasi keluaran daya yang dinyatakan dalam MW. Input pada pembangkit termal berupa panas dari bahan

bakar yang diberikan pada boiler untuk menghasilkan output pembangkit (energi listrik). Hubungan input-output suatu pembangkit dapat digambarkan dalam bentuk kurva seperti ditunjukkan pada gambar 1. Setiap unit pembangkit memiliki karakter input - output pembangkitan yang berbeda antara satu dengan yang lainnya. Meskipun dua buah pembangkit termal memiliki merk dan jenis yang sama, faktor lain seperti usia pembangkit dan perawatan pembangkit dapat mempengaruhi karakter pembangkit tersebut. Persamaan karakteristik 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 :

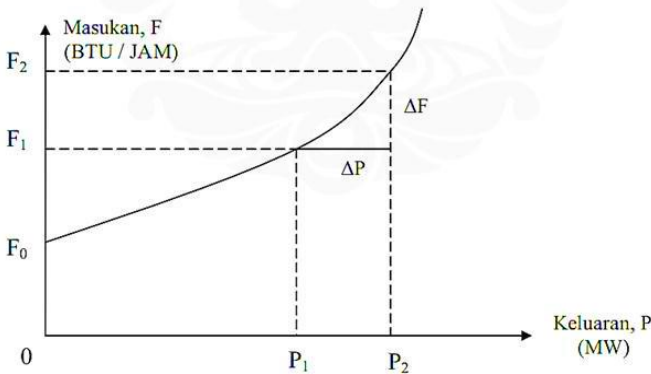
$$H = a + bP_i + cP_i^2$$

Keterangan:

H = input bahan bakar unit pembangkit termal (Mbtu/jam)

P_i = output pembangkit termal ke -i (MW)

a, b, dan c = konstanta input-output pembangkit termal ke-i



Gambar 1. Kurva Karakteristik Input-Output Pembangkit Termal [4]

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: [4]

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

Dimana:

IFR= Incremental Fuel Rate (BTU/MW)

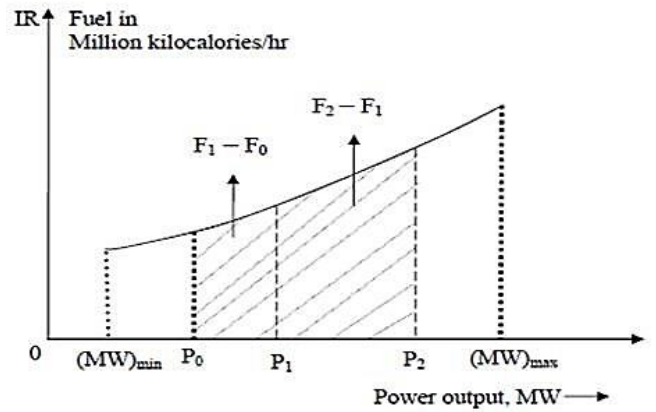
F = bahan bakar (BTU)

P = daya (MW)

Apabila harga Δ menjadi sangat kecil, maka akan mencapai suatu limit yang mengakibatkan adanya penurunan IFR menjadi:

$$IFR = \frac{dF}{dP}$$

Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa nilai IR akan diperoleh dengan mendiferensialkan persamaan input-output terhadap output (P). Bila persamaan F pada Gambar 2.4 didiferensialkan terhadap P, maka akan menghasilkan grafik IR sebagai fungsi P seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.



Gambar 2. Grafik IFR Sebagai Fungsi P

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 bakar.

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost}$$

D. Karakteristik Kenaikan Biaya Produksi

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: [4]

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

Dimana:

IFR= Incremental Fuel Rate (BTU/MW)

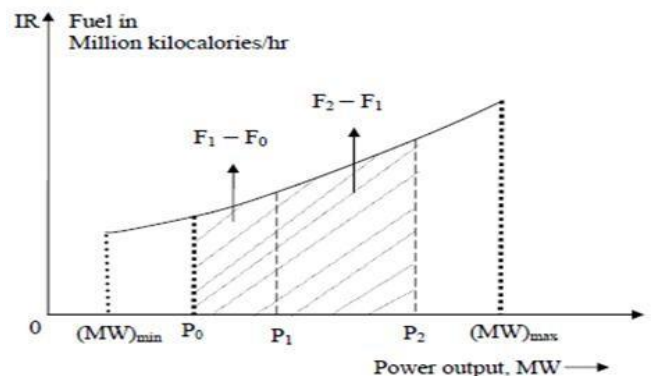
F = bahan bakar (BTU)

P = daya (MW)

Apabila harga Δ menjadi sangat kecil, maka akan mencapai suatu limit yang mengakibatkan adanya penurunan IFR menjadi:

$$IFR = \frac{dF}{dP}$$

Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa nilai IR akan diperoleh dengan mendiferensialkan persamaan input-output terhadap output (P). Bila persamaan F pada Gambar 2.4 didiferensialkan terhadap P, maka akan menghasilkan grafik IR sebagai fungsi P seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.



Gambar 2. Grafik IFR Sebagai Fungsi P

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 bakar.

$$IFC = IFR \times \text{Fuel Cost}$$

E. Pengaturan Unit Pembangkit (Unit Commitment)

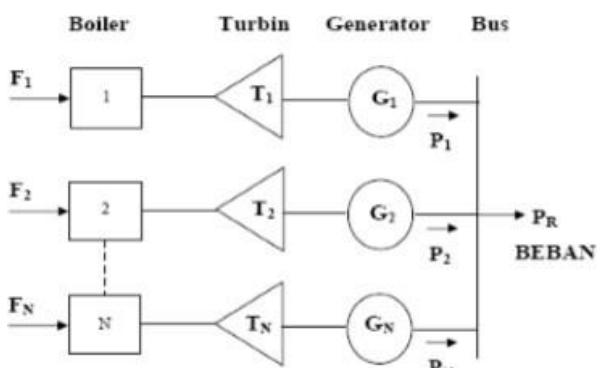
Unit Commitment Penjadwalan pembangkit (Unit Commitment) ini menentukan mana unit pembangkit yang commit (ON) dan unit mana yang OFF dalam melayani beban sistem selama periode waktu tertentu dengan memperhatikan kondisi optimal ekonomi dan memenuhi batasan-batasan teknis dalam pengoperasian pembangkit di dalam sistem tenaga.

Kombinasi unit pembangkit merupakan kombinasi on/off dari beberapa unit yang ada dalam sistem. Dari n buah unit pembangkit, jumlah kombinasi on/off nya $(2^n - 1)$ buah, dari kombinasi on/off unit pembangkit akan dipilih kombinasi mana yang akan dijadualkan. Evaluasi pemilihan dilakukan dengan menghitung biaya optimum (*economic dispatch*) untuk setiap kombinasi kombinasi on/off unit pembangkit pada beban tertentu.^[7]

F. Penjadwalan Ekonomis (Ekonomis Dispatch)

Economic Dispatch adalah pembagian pembebanan pada pembangkit-pembangkit yang ada dengan biaya operasi minimum. Besar beban pada suatu sistem tenaga selalu berubah setiap periode waktu tertentu, oleh karena itu untuk mensuplai beban secara ekonomis maka perhitungan *Economic Dispatch* dilakukan pada setiap besar beban tertentu. Batasan utama dari operasi sistem pembangkitan tersebut adalah jumlah tenaga listrik yang mencukupi kebutuhan beban.

Operasi pusat-pusat pembangkit harus dikoordinasi sesuai permintaan daya. Koordinasi dapat dilakukan dengan penjadwalan pembangkit secara optimum ekonomi setiap perubahan beban dalam interval waktu tertentu. Penjadwalan pembangkit ini menentukan kombinasi pembangkit-pembangkit yang beroperasi untuk menanggung beban saat itu, kombinasi tersebut ternyata paling murah biaya produksinya.^[8]

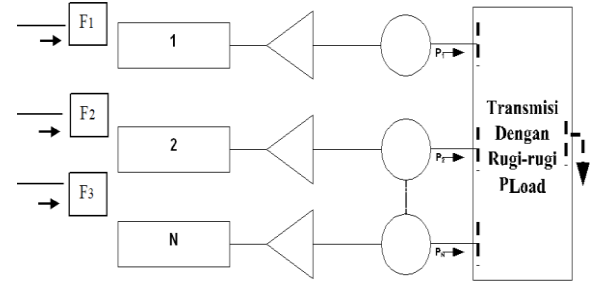


Gambar 3. Sistem Dengan N Unit Pembangkit Tanpa Rugi-rugi Transmisi

G. Distribusi Ekonomis Unit-unit Termal

Suatu metoda dalam usaha menekan biaya daya (biaya bahan bakar) yakni dengan jalan mencari daya hanya dari unit yang paling berdayaguna pada beban-beban yang ringan. Dengan meningkatkan beban, daya akan dicatu oleh unit yang paling berdayaguna hingga titik daya guna maksimum unit itu tercapai. Kemudian untuk peningkatan beban selanjutnya, unit berikutnya yang paling berdayaguna akan mulai memberikan

daya pada sistem, dan unit ketiga tidak akan dioperasikan sebelum titik dayaguna maksimum unit kedua telah dicapai. Tetapi bahkan dengan mengabaikan rugi-rugi (kehilangan daya transmisi) metode ini gagal untuk menekan biaya.



Gambar 4. Pemodelan Pembangkit Penyuplai Beban N

H. Metode Daftar Prioritas

Metode daftar prioritas merupakan suatu metode penyelesaian unit commitment yang paling sederhana. Pada metode ini kombinasi on/off pembangkitan 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 urutkan berdasarkan nilai biaya produksi tersebut. Unit yang dioperasikan pertama adalah unit yang memiliki biaya produksi terendah dan paling akhir adalah unit yang memiliki biaya produksi termahal. Algoritma unit commitment dengan daftar prioritas.

Kombinasi hidup-mati pada metode daftar unit pembangkit ini didasarkan pada urutan prioritas. Untuk menentukan urutan prioritas diperoleh dari biaya produksi paling murah diantara unit-unit pembangkit.^[9]

III. METODOLOGI PENELITIAN

1. Metode Penelitian

- Melakukan Studi literature dengan mempelajari teori dari buku - buku dan bahan kuliah yang mendukung dengan skripsi ini.
- Pengambilan data yang berhubungan dengan penelitian yang ada.
- Diskusi dengan dosen pembimbing, para dosen dan teman - teman mahasiswa yang terkait dengan penelitian skripsi ini.
- Mengelola data yang ada dengan mempelajari teori yang telah dipelajari.
- Penarikan Kesimpulan.

2. Data - Data Yang Diperlukan

Dalam melakukan penelitian ini diperlukan data - data yaitu:

- Kapasitas pembangkit termal sistem kota medan diperoleh dari PT. PLN UPK Belawan
- Data input - output pembangkit termal diperoleh dari PT. PLN UPK Belawan
- Data pemakaian bahan bakar pembangkit termal diperoleh dari PT. PLN UPK Belawan
- Data harga bahan bakar pembangkit termal diperoleh dari PT. PLN UPK Belawan
- Data beban harian listrik Kawasan industri diperoleh dari PT. PLN UPB Sumbagut

TABEL 1. DATA KAPASITAS PEMBANGKIT TERMAL

No	Pusat Pembangkit	Unit	Tahun Operasi	Daya Mampu (MW)	Daya Terpasang (MW)	Jumlah Unit
1	PLTGU	GT 1.1	1994	92	117.5	1
		GT 1.2	1995	95	128.5	1
2	PLTD	1	1976	0	0	1
		2	1976	2.5	2.5	1
		3	1976	2.5	2.5	1
		4	1976	2.5	2.5	1
		5	1976	2.5	2.5	1
		6	1976	0	0	1

TABEL 2. Data Input- output Pembangkit Termal GT 1.1

No	Bulan	Input (Mmbtu/jam)	Output (KWH)
1	Januari 2021	568695.3765	40397120
2	Februari 2021	583980.5867	43753000
3	Maret 2021	450326.2034	31924000
4	Juni 2021	356488.0437	26191000
5	Juli 2021	103826.4604	7508000

TABEL 3. Data Pemakaian Bahan Bakar GT 1.1

No	Bulan	Input (Mmbtu/jam)	Output (KWH)
1	Januari 2021	568695.3765	40397120
2	Februari 2021	583980.5867	43753000
3	Maret 2021	450326.2034	31924000
4	Juni 2021	356488.0437	26191000
5	Juli 2021	103826.4604	7508000

TABEL 4. Data Harga Bahan Bakar 30 JUNI 2021

No	Jenis Bahan Bakar	Harga/Liter
1	HSD (High Speed Diesel)	Rp 7.450,30
2	MFO (Marine Fuel Oil)	Rp 6.333,80

Sumber: Data Operasi PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Utara

TABEL 5. Beban Harian Listrik Tanggal 27 Juli 2021

Pukul	Beban (MW)
1.00	90
2.00	80
3.00	73
4.00	73
5.00	73
6.00	76
7.00	78
8.00	80
9.00	89
10.00	92
11.00	110
12.00	110
13.00	110
14.00	110
15.00	110
16.00	110
17.00	110
18.00	155
19.00	162
20.00	162
21.00	164.8
22.00	163
23.00	142
24.00	127

Sumber: Data Operasi PT PLN (Persero) Wilayah Sumatera Utara

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Karakteristik Pembangkit Termal

Dengan menggunakan persamaan fungsi polynomial, akan diperoleh karakteristik input – output PLTG GT 1.1, PLTG GT 1.2, PLTD Unit 2, PLTD Unit 3, PLTD Unit 4, PLTD Unit 5, yang dapat dilihat pada tabel 7, Sebagai contoh karakteristik input – output PLTG GT 1.1 adalah sebagai berikut:

No	Unit Pembangkit	ΣP	$(\Sigma P)^2$	$(\Sigma P)^3$	$(\Sigma P)^4$	ΣF	$\Sigma P(F)$	$\Sigma P^2(F)$
1	GT 1.1	433	37551	3261187	283631043	1931.18	167477.46	145444894.02
2	GT 1.2	444	39530	3528456	315745154	1983.24	176136.8	15579636.28
3	PLTD #02	14.1	41.81	129.759	418.82	4320	12543	38927.7
4	PLTD #03	6.9	16.01	37.44	88.24	2082	4827	11282.7
5	PLTD #04	7	16.42	38.71	91.68	2247	5285.3	1249.47
6	PLTD #05	15.1	46.47	145.72	465.48	4681	14045	45175.99

Sehingga persamaan karakteristik input-output untuk unit pembangkit GT 1.1 Belawan adalah
 $H_1 = 17263.95 - 28314.34(P) + 323.79(P)^2$

Berdasarkan data comusioning yang ada, maka didapat karakteristik input- output pembangkit termal

TABEL 6. Karakteristik Input - Output Pembangkit Termal

No	Tipe	Unit	Karakteristik (Liter/jam)
1	PLTG	GT 1.1	$17263.95 - 28314.34(P) + 323.79(P^2)$
		GT1.2	$-13.84 + 21.24(P) - 0.01(P)^2$
2	PLTD	#02	$-71842.1 + 114558.4(P) - 28229.4(P)^2$
		#03	$-0.22 + 319.83(P) - 7.88 (P)^2$
		#04	$30.67 + 118.59(P) - 177.11(P)^2$
		#05	$-1.91 + 318.06(P) - 2.37(P)^2$

B. Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal

Setelah memperoleh persamaan karakteristik input-output setiap unit pembangkit termal, Selanjutnya akan dicari persamaan biaya bahan bakar, Persamaan biaya bahan bakar diperoleh dengan cara sebagai berikut:

Unit PLTG GT 1.1

$$F_1 = 17.263,95 - 28314.34 P + 323,79 P^2 \frac{\text{Liter}}{\text{Jam}} \times \text{Harga Bahan Bakar}$$

Bakar $\frac{\text{Rp}}{\text{Liter}}$

$$F_1 = 17.263,95 - 28314.34 P + 323,79 P^2 \frac{\text{Liter}}{\text{Jam}} \times 6.333,80 \frac{\text{Rp}}{\text{Liter}}$$

$$F_1 = 109.346.406,51 - 127.337.366,69 P + 2.050.821.102 P^2 \frac{\text{Rp}}{\text{Jam}}$$

TABEL 7. Persamaan Biaya Bahan Bakar Pembangkit Termal

Jenis	Unit	Karakteristik (Rupiah /Jam)
PLTG	GT 1.1	$F_1 = 109.346.406,51 - 127.337.366,69 P + 2.050.821.102 P^2$
	GT 1.2	$F_2 = -87.659,792 + 13.452.991,2 P - 63,338 P^2$
PLTD	2	$F_3 = -535.245.197,63 + 853.494.447,52 P - 210.317.448,82 P^2$
	3	$F_4 = -1.639,066 + 2.382.829,44 P - 58.708,364 P^2$
	4	$F_5 = 227.979,18 + 883.531,077 P - 1.219.522,633 P^2$
	5	$F_6 = -14.230,073 + 2.369.642,418 P - 17.657,211$

C. LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR

Laju pertambahan biaya bahan bakar merupakan turunan pertama dari persamaan input output yang dikalikan dengan harga bahan bakar.

UNIT PLTG Belawan Unit GT 1.1

$$IFC = \frac{dF_i \text{ Liter}}{dP_i \text{ MWh}} \times \text{harga bahan bakar} \left(\frac{\text{Rp}}{\text{Liter}} \right)$$

IFC PLTG Belawan Unit GT 1.1:

$$F_1 = \left(\frac{d(17263.95 - 28314.34 (P) + 323.79 (P)^2)}{dP_1} \right) \frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \times 6333.80 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{Liter}} \right)$$

$$F_1 = -28314.34 + 2(323.79)(P_1) \frac{\text{Liter}}{\text{MWh}} \times 6333.80 \left(\frac{\text{Rp}}{\text{Liter}} \right)$$

$$F_1 = -179337366.692 + 4101642.204(P_1) \frac{\text{Rp}}{\text{MWh}}$$

TABEL 8. PERSAMAAN LAJU BIAYA BAHAN BAKAR (Rp/ kWh)

No	Jenis	Unit	Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
1	PLTG	GT 1.1	$F_1 = -179337366.692 + 4101642.204(P_1)$
		GT 1.2	$F_2 = 1384485.396 - 126.66(P_2)$
2	PLTD	#02	$F_3 = 853494447.52 - 420634997.64(P_3)$
		#03	$F_4 = 2382829.449 - 117416.728(P_4)$
		#04	$F_5 = 883531.077 + 1745009.266(P_5)$
		#05	$F_6 = 2369642.418 - 35314.442(P_6)$

Berdasarkan hasil perhitungan yang ditabulasikan dalam table 8 dapat diperoleh urutan prioritas pembangkit yang akan dioperasikan, yaitu pembangkit yang biaya operasi per kWh paling murah. Berikut ini adalah cara untuk mendapatkan biaya per kWh dari setiap unit pembangkit termal Sistem Kawasan industri Kota Medan.

Unit PLTG Belawan Unit GT 1.1 daya maksimum 92 MW

$$F_1 = -179337366.692 + 4101642.204(P_1)$$

$$F_1 = -179337366.692 + 4101642.204(92)$$

$$F_1 = 1.898.104,316/\text{MWh}$$

$$F_1 = 1.898,10/\text{kWh}$$

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 9.

TABEL 9 Urutan Prioritas PLTG dan PLTD

No	Jenis Pembangkit	Unit	Full Load Average Cost (Rp/kWh)
1	PLTG	GT 1.2	1.372,84
2		GT 1.1	1.898,10
3	PLTD	#03	2.089,44
4		#05	2.281,35
5		#04	5.246,05
6		#02	12.224,46

D. PENJADWALAN UNIT PEMBANGKIT TERMAL DENGAN METODE DAFTAR PRIORITAS

Penjadwalan dilakukan dalam waktu 1 hari (24 jam). Contoh perhitungan dilakukan untuk beban dasar 93.12 MW, beban menengah 98.22 MW, dan beban puncak sebesar 164.28 MW. Setelah diketahui besarnya daya listrik yang harus dibangkitkan oleh pembangkit thermal, selanjutnya dimasukkan kepersamaan $2^n - 1$ kombinasi unit pembangkit dimana n = jumlah unit pembangkit. Dengan $n = 6$, unit pembangkit jadi $2^6 - 1 = 63$ kombinasi. Kemudian kombinasi on/off unit pembangkit yang akan digunakan dalam penjadwalan adalah dapat dilihat pada tabel 10.

TABEL 10. Kombinasi On/Off Unit Pembangkit Termal

No	Unit Pembangkit						Pmax (MW)
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	
46	1	0	0	1	0	1	97
45	1	0	1	1	0	0	97
55	1	0	1	0	0	1	97
48	0	1	0	1	0	1	100
34	0	1	1	1	0	0	100
41	0	1	0	1	1	0	100
8	1	1	0	0	0	0	187
27	1	1	1	0	0	0	189.5
50	1	1	0	1	0	0	189.5

Keterangan: 1 = ON; 0 = OFF
 Untuk P = 98.22MW pada jam 06:00 - 17:00

Perhitungan dengan menggunakan metode daftar prioritas pada P = 98.22 MW

Ada beberapa kombinasi yang terjadi

1. Kombinasi 48
2. Kombinasi 34
3. Kombinasi 41

Jam 06:00 - 17:00 Untuk P = 98.22MW

1. Kombinasi 48

P₂ = 95 MW
 P₄ = 2,5 MW
 P₆ = 2.5 MW

$$P_2 = -87.659,792 + 13.452.991,2 P - 63,338 P^2$$

$$= -87.659,792 + 13.452.991,2 (95) - 63,338 (95)^2$$

$$= -87.659,792 + 1.278.034.164 - 571.625,45$$

$$P_2 = 1.277.374.878,758$$

$$P_4 = -1.639,066 + 2.382.829,449 P - 58.708,364 P^2$$

$$= -1.639,066 + 2.382.829,449 (2,5) - 58.708,364 (2,5)^2$$

$$= 5.955.434,556 - 366.927,275$$

$$P_4 = 5.588.507,281$$

$$P_6 = -14.230,073 + 2.369.642,418 P - 17.657,211 P^2$$

$$= 5.909.875,972 - 110.357,568$$

$$P_6 = 5.799.518,404$$

$$P_{Total} = P_2 + P_4 + P_6$$

$$= 1.277.374.878,758 + 5.588.507,281 + 5.799.518,404$$

$$= 1.277.386.266,783$$

2. Kombinasi 34

P₂ = 95 M W
 P₃ = 2.5 MW
 P₄ = 2.5 MW

$$P_2 = -87.659,792 + 13.452.991,2 P - 63,338 P^2$$

$$= -87.659,792 + 13.452.991,2 (95) - 63,338 (95)^2$$

$$= -87.659,792 + 1.278.034.164 - 571.625,45$$

$$P_2 = 1.277.374.878,758$$

$$P_3 = -535.245.197,63 + 853.494.447,52 P - 210.317.498,82 P^2$$

$$= -535.245.197,63 + 853.494.447,52 (2,5) - 210.317.498,82 (2,5)^2$$

$$= 1.598.490.291,17 - 1.592.484.367.625$$

$$P_3 = 6.006.553,545$$

$$P_4 = -1.639,066 + 2.382.829,449 P - 58.708,364 P^2$$

$$= -1.639,066 + 2.382.829,449 (2,5) - 58.708,364 (2,5)^2$$

$$= 5.955.434,556 - 366.927,275$$

$$P_4 = 5.588.507,281$$

$$P_{Total} = P_2 + P_3 + P_4$$

$$= 1.277.374.878,758 + 6.006.553,545 + 5.588.507,281$$

$$= 1.288.969.939,584$$

3. Kombinasi 41

P₂ = 95 M W
 P₄ = 2.5 MW
 P₅ = 2.5 MW

$$P_2 = -87.659,792 + 13.452.991,2 P - 63,338 P^2$$

$$= -87.659,792 + 13.452.991,2 (95) - 63,338 (95)^2$$

$$= -87.659,792 + 1.278.034.164 - 571.625,45$$

$$P_2 = 1.277.374.878,758$$

$$P_4 = -1.639,066 + 2.382.829,449 P - 58.708,364 P^2$$

$$= -1.639,066 + 2.382.829,449 (2,5) - 58.708,364 (2,5)^2$$

$$= 5.955.434,556 - 366.927,275$$

$$P_4 = 5.588.507,281$$

$$P_5 = 227.979,18 + 883.531,077 P - 1.319.522,633 P^2$$

$$= 227.979,18 + 883.531,077 (2,5) - 1.319.522,633 (2,5)^2$$

$$= 2.436.806,8725 - 8.247.016,456$$

$$P_5 = 5.810.209,583$$

$$P_{Total} = P_2 + P_4 + P_5$$

$$= 1.277.374.878,758 + 5.588.507,281 + 5.810.209,583$$

$$= 1.288.773.595,622$$

Hasil Penjadwalan Pembangkit Termal Tanggal 27 Juli 2021

JAM	Daya Beban (MW)	PLTG		PLTD				Biaya (Rp)
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	
1	90	1	0	0	1	0	1	979.849.264,043
2	80	1	0	0	1	0	0	974.049.745,639
3	73	1	0	0	1	0	0	974.049.745,640
4	73	1	0	0	1	0	0	974.049.745,641
5	73	1	0	0	1	0	0	974.049.745,642
6	76	1	0	0	1	0	0	974.049.745,643
7	78	1	0	0	1	0	0	974.049.745,644
8	80	1	0	0	1	0	0	974.049.745,645
9	89	1	0	0	1	0	0	974.049.745,646
10	92	1	0	0	1	0	1	979.849.264,043
11	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,026
12	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,027
13	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,028
14	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,029
15	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,030
16	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,031
17	110	0	1	0	1	1	1	1.294.546.114,032
18	155	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,116
19	162	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,117
20	162	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,118
21	164.8	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,119
22	163	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,120
23	142	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,121
24	127	1	1	0	0	0	0	2.245.809.117,122

Setelah dilakukan koordinasi pembangkit termal dengan metode daftar prioritas dan menentukan pola operasi ekonomis, maka didapat pola operasi yang baru dan biaya pemakaian bahan bakar yang ekonomis. Dari hasil perhitungan penjadwalan pembangkit diperoleh biaya operasi yang lebih ekonomis yaitu:

1. Untuk P = 93,12 MW pada jam 23:00 - 05:00 pada kombinasi 22 dengan biaya pemakaian bahan bakar Rp 979.849.263,943

2. Untuk P = 164,28 MW pada jam 18:00 - 22:00 pada kombinasi 8 dengan biaya pemakaian bahan bakar Rp 2.245.836.117,116
3. Untuk P = 98,22 MW pada jam 06:00 - 17:00 pada kombinasi 30 dengan biaya pemakaian bahan bakar Rp 1.277.386.266.783,7

Dari hasil perhitungan koordinasi pembangkit termal dengan menggunakan metode daftar prioritas dan menentukan pola operasi ekonomis diperoleh biaya pengoperasian unit pembangkit termal sebesar Rp. 4.503.071.627,842. Jika dibandingkan dengan biaya operasi yang diperoleh dari data realisasi yang sebenarnya Rp.4.808.961.320,224, Maka diperoleh selisih sebesar Rp. 305.844.692,382.

V. PENUTUP

A. KESIMPULAN

Koordinasi pembangkit termal dilakukan untuk mengoptimalkan tiap pembangkit termal dalam melayani kebutuhan beban dasar, Pembangkit termal dengan biaya paling murah lebih diprioritaskan dalam pengoperasian dan biaya pembangkitan yang mahal di operasikan dalam melayani daya yang tersisa.

Penjadwalan pembangkit termal dalam melayani kebutuhan beban industri terdiri dari enam unit pembangkit termal yang terdiri dari 2 unit pembangkit listrik tenaga gas dan 4 unit pembangkit listrik tenaga diesel, dengan menggunakan metode daftar prioritas untuk mendapatkan 63 kombinasi unit-unit pembangkit

Dari koordinasi pembangkit termal dengan menggunakan metode daftar prioritas diperoleh biaya pengoperasian yang paling murah pada beban dasar Rp 979.849.263,943, beban menengah 1.277.386.266.783,7 dan beban puncak Rp 2.245.836.117,116.

B. SARAN

Untuk mendapatkan koordinasi pembangkit termal yang ekonomis, efisien dan hasil yang lebih baik apabila data yang dibutuhkan dalam penelitian koordinasi pembangkit termal tersedia dengan lebih jelas

Untuk mendapatkan biaya operasi yang lebih murah dari setiap unit pembangkit termal harus memperhatikan kondisi pembangkit listrik dalam hal ini generator tiap unit pembangkit termal. Dalam hal ini perlu diperhatikan dalam pemeliharaan tiap unit pembangkit.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Harun, Nadjamuddin. 2011. Perancangan pembangkit tenaga listrik. Jurnal Teknik Universitas Hasanuddin.
- [2] Shabir, Khaliq., "Dynamic Economic Dispatch Menggunakan Firefly Algorithm", Buku Tugas Akhir, Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, Indonesia, 2012.
- [3] M.Djiteng, *Operasi Sistem Tenaga Listrik, Penerbit Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.*
- [4] A. J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control" Jhon Wiley & Sons, Inc. New York, 1996.
- [5] Mohamed E. El-Hawary, "Electric Power Systems;

design and analysis". Reston Publishing Company. Reston, Virginia, 198

[6] Harun, Nadjamuddin. 2011. Perancangan Pembangkit Tenaga Listrik. Program studi teknik elektro jurusan fakultas teknik Universitas Hasanuddin, Makassar.

[7] El-Hawary, Mohamed E. 1982. *Electrical Power System; design and analysis*. Reston Publishing Company. Reston, Virginia, Hsal.705

[8] Murty P.S.R, 1984. Power System and Control. Tata McGraw-Hill Pilishing Companay Limited. New Delhi. Hal 88

[9] Delima, Syafii. 2016. Operasi Ekonomis dan Unit Commitment Pembangkit Thermal pada Sistem Kelistrikan Jambi. Jurnal Nasional Teknik Elektro Unand. Vol 5(3)



Penulis bernama lengkap Carlos Wahyu Pranata Ginting. Anak ke dua dari dua bersaudara, lahir dari pasangan suami istri, Mardani Ginting (Ayah) dan Sania Silitonga (Ibu), di Medan pada tanggal 26 September 1999. Sebelum menempuh jenjang Pendidikan di Fakultas Teknik Universitas Sam Ratulangi, penulis telah menempuh Pendidikan secara berturut-turut di TK Jendral Sudirman Medan (2004-2005), SD Jendral Sudirman Medan (2005-2011), SMP Jendral Sudirman Medan (2011-2014), SMA Methodis II Medan (2014-2017).

Penulis memulai Pendidikan di Fakultas Teknik Universitas Sam Ratulangi Manado di jurusan Teknik Elektro pada tahun 2017, dengan mengambil konsentrasi jurusan Minata Teknik Tegangan Tinggi pada Tahun 2019. Pada Tahun 2021 Penulis melaksanakan Kerja Praktek (Magang) di PT. Pertamina Geothermal Energy.

Selama Menempuh Pendidikan penulis aktif dalam kegiatan dan organisasi didalam dan diluar kampus, terutama dalam kegiatan di Laboratorium Tenaga Listrik Unsrat, Himpunan Mahasiswa Elektro FT. UNSRAT dan Gerakan Mahasiswa Kristen Indonesia FT. UNSRAT (Kabid Organisasi 2020-2021 dan Ketua GMKI Fakultas Teknik 2021-2022). Penulis Selesai menempuh Pendidikan di Fakultas Teknik Universitas Sam Ratulangi Manado, Jurusan Teknik Elektro pada bulan Maret 2022, dengan judul Optimasi Koordinasi Pembangkit Termal PLTG Belawan dan PLTD Titi Kuning.