

OPTIMASI PEMBAGIAN BEBAN PADA SEKTOR PEMBANGKITAN PEKANBARU PLTD/G TELUK LEMBU PADA BUS 20 kV DENGAN METODE NEWTON

Arbi Wahyu*, FirdausNurhalim****

*Alumni Teknik Elektro Universitas Riau **Jurusan Teknik Elektro Universitas Riau
Kampus Binawidya Km 12,5 Simpang Baru Panam, Pekanbaru 28293
Jurusan Teknik Elektro Universitas Riau
Email: arbi.wau@yahoo.co.id

ABSTRACT

The electricity demand always increases and electricity consumption too changes every time. The cost of power generation also changes when the electric load changes. planning is required to determine the portion of the generation of each plant in order to obtain an economical generation. In this study, solving solution using Newton's method aided with software Microsoft Office Excel and Matlab 2008b. The results of the testing that has been done, that PLTMG Haleyora operates at 08.00 am at 14.484 MW, while the maximum operating diesel from 10.00 am to 24.00 pm for 7 MW. while the peak load period all plants operate optimally

Keywords: Optimization, Load, Generation, Method Newton

1. PENDAHULUAN

Kebutuhan energi listrik semakin meningkat. Disisi lain energi tidak dapat di simpan dalam jumlah yang besar, sehingga harus disediakan pada saat dibutuhkan oleh kosumen. Besar kecilnya beban serta perubahannya tergantung pada kebutuhan para konsumen akan listrik. Daya yang dibangkitkan atau diproduksi harus selalu sama dengan daya yang dikonsumsi, daya yang digunakan oleh konsumen secara teknis umumnya dikatakan sebagai beban sistem. Besar beban sistem tenaga listrik berubah-ubah terhadap waktu, dengan demikian beban unit pembangkit juga berubah-ubah terhadap waktu dalam partisipasinya melayani beban sistem. Hal ini mengakibatkan biaya bahan bakar per satuan waktu dalam rupiah per jam juga berubah-ubah menurut waktu, sehingga perlu direncanakan bagaimana pembagian beban secara ekonomis diantara unit-unit pembangkit termis pada sektor

pembangkitan pekanbaru. Oleh karena itu, perlu adanya penjadwalan unit-unit pembangkit untuk mensuplai beban sehingga diperoleh biaya pembangkitan seminimal mungkin..

Dalam melayani beban, pembangkit pada sistem 20 kV PT PLN (Persero) Sektor pembangkitan Pekanbaru mempunyai beberapa pembangkit yaitu , PT. PLN mempunyai, PLTD 1 X 10 MW, serta beberapa diantaranya pembangkit swasta/ sewaan , PT. Haleyora Power Indo PLTMG 1 X 18 MW, PT. Riau Power PLTG 1 X 25 MW, PT. V Power PLTMG 2 X 25 MW, PT. Hutan Alam PLTMG 1 X 25 MW .

Metode Newton adalah metode yang digunakan untuk menentukan daya keluaran masing masing pembangkit untuk memenuhi kebutuhan beban. Diharapkan dengan penggunaan metode ini akan ditemukan pembebanan ekonomis dari semua pembangkit yang ada di sektor

pembangkitan pekanbaru PLTD/G Teluk Lembu.

2. LANDASAN TEORI

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum, sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga bagian utama, yaitu pembangkit tenaga listrik, penyaluran tenaga listrik, dan distribusi tenaga listrik. Ketiga bagian ini tidak dapat dipisahkan karena merupakan suatu sistem yang kompleks yang bekerja untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat-pusat beban. Lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 1. Diagram Segaris Sistem Tenaga Listrik Sederhana (Tobing Bonggas)

Energi listrik yang dihasilkan pusat pembangkit listrik akan disalurkan melalui saluran transmisi kemudian melalui saluran distribusi akan sampai ke konsumen.

1. Pembangkit Listrik (Power Plant)

Pusat pembangkit listrik merupakan tempat pertama kali energi listrik dibangkitkan atau dihasilkan. Di sini terdapat turbin penggerak awal dan juga generator yang mengubah tenaga turbin menjadi energy listrik. Terdapat beberapa jenis pusat pembangkit listrik yang biasanya dibagi kedalam dua bagian besar yaitu pembangkit hidro (PLTA) dan pembangkit thermal (PLTU, PLTG, PLTGU, PLTD, PLTP).

2. Saluran Transmisi Tenaga Listrik

Transmisi tenaga listrik merupakan proses penyaluran tenaga listrik dari pusat pembangkitan listrik hingga saluran distribusi listrik sehingga nantinya sampai pada konsumen/pengguna listrik.

3. Saluran Distribusi

Saluran distribusi ini merupakan sub sistem tenaga listrik yang langsung berhubungan dengan pelanggan/konsumen dan berfungsi dalam hal pembagian atau penyaluran tenaga listrik ke beberapa tempat. Sub

sistem ini terdiri dari : pusat pengatur / gardu induk, gardu hubung, saluran tegangan menengah/jaringan primer (6 kV dan 20 kV) yang berupa saluran udara atau kabel bawah tanah, saluran tegangan rendah / jaringan sekunder (380 V dan 220 V), gardu distribusi tegangan yang terdiri dari panel-panel pengatur tegangan baik tegangan menengah ataupun tegangan rendah, dan trafo. (Joko, 2010)

2.2 Operasi sistem tenaga listrik

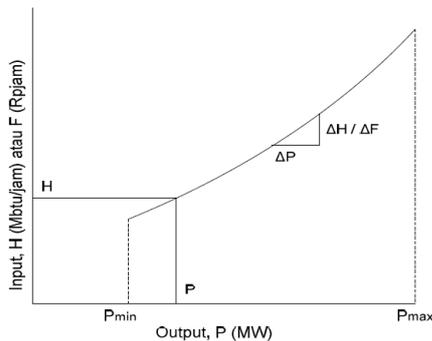
Proses pembangkitan tenaga listrik dalam pusat-pusat listrik termis memerlukan biaya bahan bakar yang tidak sedikit. Biaya bahan bakar serta rugi-rugi dalam jaringan merupakan faktor-faktor yang harus ditekan agar menjadi sekecil mungkin. Biaya operasional dari sistem tenaga listrik pada umumnya merupakan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu perusahaan listrik. Secara garis besar biaya operasi dari suatu sistem tenaga listrik terdiri dari :

- Biaya pembelian tenaga listrik
- Biaya pegawai
- Biaya bahan bakar dan materialoperasi
- Biaya lain-lain.

Dari keempat biaya di atas, biaya bahan bakar pada umumnya adalah biaya yang terbesar. Untuk PLN biaya bahan bakar adalah kira-kira 60% dari biaya operasi secara keseluruhan (Djiteng Marsudi, 2006)

2.3 Karakteristik Input - Output Pembangkit Thermal

Karakteristik ini memperlihatkan hubungan antara input pembangkit sebagai fungsi dari output pembangkit. Persamaan karakteristik input-output pembangkit menyatakan hubungan antara jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk menghasilkan daya tertentu pada pembangkit listrik yang didekati dengan fungsi binomial, yaitu :



Gambar 2. Karakteristik kurva input Output Pembangkit thermal (Saadat, 1999)

$$F(P) = \alpha + \beta P + \gamma P^2 \quad (1)$$

Dimana :

$F(P)$ = Biaya bahan bakar perjam (Rp /Jam)

P = Output pembangkit thermal ke - i (MW)

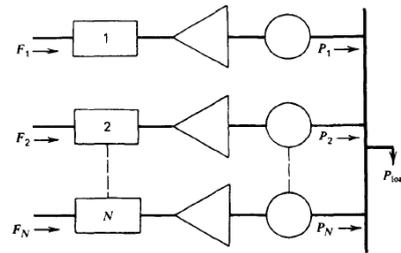
α, β, γ = Konstanta persamaan

2.4 Economic Dispatch pada Unit Pembangkit Thermal dengan mengabaikan rugi-rugi transmisi

Operasi sistem tenaga listrik pada frekuensi konstan dapat disebut seimbang jika power balance (P_G), yaitu pembangkitan daya real sama dengan total beban (P_D) ditambah rugi-rugi transmisi (P_L), yang dituliskan sebagai berikut :

$$P_G = P_D + P_L \quad (2)$$

Namun, permasalahan Economic Dispatch pada penulisan ini akan dibatasi yaitu tidak memperhitungkan adanya rugi-rugi transmisi pada rangkaian pembangkit. Model permasalahan ini mengasumsikan bahwa hanya ada satu bus dalam sistem yang menghubungkan beberapa generator/pembangkit yang ada seperti pada gambar berikut :



Gambar 3. Operasi Bersama Antara Unit Pembangkit Dalam Menyuplai Suatu Beban Bersama (Allan J Wood 1984)

Karena dalam hal ini rugi – rugi transmisi diabaikan maka persamaan menjadi:

$$P_G = P_D \quad (3)$$

2.5 Metode Newton

Metode Newton adalah metoda lanjutan dari metode gradient, metode ini digunakan untk mencari pembedaran agar membuat gradient menjadi nol

$$\nabla \zeta_x = 0 \quad (4)$$

Untuk permasalahan *economic dispatch* maka bentuk persamaan :

$$\ell = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda(P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (5)$$

Secara umum metoda newton akan menyelesaikan yang lebih dekat dalam satu langkah dibandingkan metoda gradient, dengan langka sebagai berikut:

Hal yang harus dilakukan menentukan fungsi lambda (turunan pertama) dari fungsi biaya masing masing pembangkit semua. Hasil turunan pertama dari fungsi – fungsi tersebut di jadikan dalam satu matrix yaitu matrix grand lagrange seperti di bawah ini:

Matrix Grand Lagrange :

$$\nabla \ell = \begin{bmatrix} \frac{\partial \ell}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \ell}{\partial P_2} \\ \frac{\partial \ell}{\partial P_3} \\ \frac{\partial \ell}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{d}{dP_1} F_1(P_1) - \lambda \\ \frac{d}{dP_2} F_2(P_2) - \lambda \\ \frac{d}{dP_3} F_3(P_3) - \lambda \\ P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i \end{bmatrix} \quad (6)$$

Matrik grand lagrange di rubah menjadi matrik hess sehingga membentuk, Matrix Hess :

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{d^2 F_1}{dP_1^2} & 0 & 0 & -1 \\ 0 & \frac{d^2 F_2}{dP_2^2} & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \frac{d^2 F_3}{dP_3^2} & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Hasil dari inverse Matrix Hess :

$$[H^{-1}] = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (8)$$

Maka untuk mencari nilai porsi pembangkit baru ialah:

$$\Delta P = H^{-1} \times \text{Matrix Grand Lagrange} \quad (9)$$

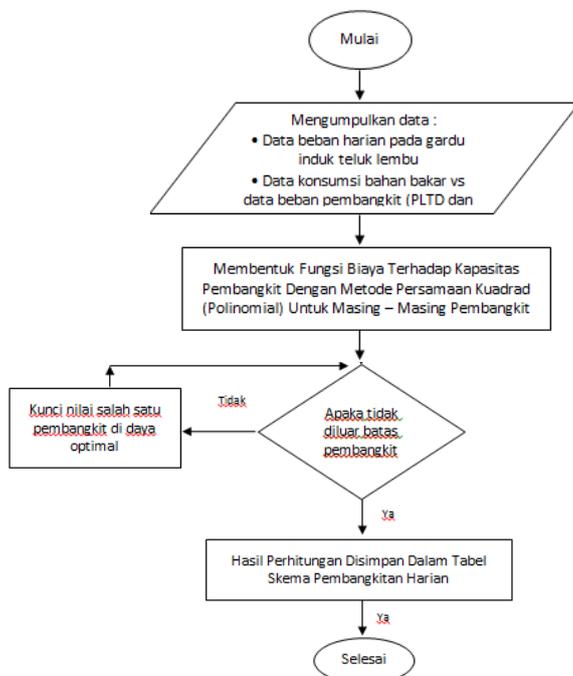
Hasil Metoda Newton menentukan

pembangkit ekonomis :

$$P_{\text{Baru}} = P_{\text{Lama}} - \Delta P \quad (10)$$

3. METODE PENELITIAN

3.1 Flowchart Penelitian



Gambar 4. Alur penelitian

3.2 Metode Pengumpulan data

Dalam penelitian ini proses pengumpulann data yang dilakukan yaitu data primer didapat langsung dari tempat penelitian dalam hal ini PT. PLN (Persero) Pembangkitan Sektor Pekanbaru PLTD/G Teluk lembu, sedangkan data sekunder diambil dari beberapa jurnal/ skripsi pendukung. Seingga dapat menjadi landasan teori yang kuat untuk kesempurnaan penelitian

3.3 Studi Literatur

Melakukan studi keperustakaan dan kajian dari buku-buku teks pendukung, jurnal-jurnal ilmiah yang relevan yang dapat menunjang untuk penelitian tugas akhir ini.

3.4 Software Yang Di Gunakan

Untuk Software yang digunakan dalam penelitian ini ada 2 yaitu :

1. Microsoft Excel 2010

Microsoft Excel digunakan dalam hal pengolahan data bahan – bakar yang didapat dari catata operator masing masing pembangkit sehingga mendapatkan kurva karakteristik dengan analisa regresi polynomial orde 2. Serta menampilkan data dalam bentuk grafik untuk mendapatkan pola/ skema pembangkitan

2. Matlab R2008b

Matlab R2008b ini hanya digunakan dalam pehitungan matrik hess, serta inverse matrik hess

3.5 Kondisi Sektor Pembangkitan Pekanbaru PLTD/G Teluk Lembu

Adapun pembangkit pada bus 20 kV Sektor Pembangkitan Pekanbaru PLTD/G Teluk Lembu , Berikut ini adalah data dari masing masing pembangkit :

Tabel 1. Data Pembangkit dan Kapasitas pembangkit (Data PLN)

No	Unit Pembangkit	Status Pembangkit	Jenis Bahan - Bakar	Daya Terpasang (MW)	Daya Mamp (MW)
1	PLTD Teluk Lembu	PLN	HSD	10	7
2	PLTMG Haleyora	Sewa	GAS	20	18
4	PLTMG Hutan Alam	Sewa	GAS	25	25
5	PLTG Riau Power	Sewa	GAS	25	25
6	PLTMG V Power Unit 1	Sewa	GAS	30	25
7	PLTMG V Power Unit 2	Sewa	GAS	30	25
TOTAL				140	125

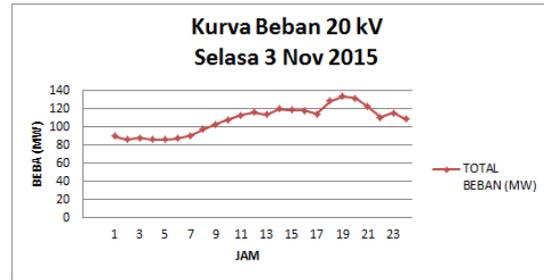
3.6 Data Beban dalam sehari (Perjam) Teluk Lembu

Data ini dapat dilihat seberapa besar beban yang ada pada bus 20 kV yang ingin di Optimasi dengan metoda newton. Diakrenakan data dari pembangkit PT. V Power dengan kapasitas 2x 25 MW tidak bisa di dapatkan maka diasumsikan memberikan daya optimal :

Tabel 2. Beban Pada 3 November 2015 yang akan dilakukan optimasi metode newton (Data PLN)

JAM	TOTAL BEBAN (MW)	PLTMG V Power Asumsikan Maksimal 50 MW	Beban yang akan di optimasi untuk 4 pembangkit
1	89,830	50,00	39,830
2	85,793	50,00	35,793
3	87,800	50,00	37,800
4	86,272	50,00	36,272
5	86,080	50,00	36,080
6	87,238	50,00	37,238
7	90,180	50,00	40,180
8	97,090	50,00	47,090
9	103,053	50,00	53,053
10	108,117	50,00	58,117
11	113,131	50,00	63,131
12	116,220	50,00	66,220
13	113,306	50,00	63,306
14	119,692	50,00	69,692
15	118,406	50,00	68,406
16	118,087	50,00	68,087
17	114,286	50,00	64,286
18	128,652	50,00	78,652
19	133,428	50,00	83,428
20	131,628	50,00	81,628
21	122,314	50,00	72,314
22	110,659	50,00	60,659
23	115,074	50,00	65,074
24	108,279	50,00	58,279

Dari tabel diatas dapat terlihat perbedaan beban pada beban puncak (17.00 – 23.00) beban meningkat unutkan memudahkan maka ditampilkan dalam bentuk grafik/ kurva seperti Dapat dilihat pada gambar dibawah ini



Gambar 5. Kurva Beban Harian 20 kV (Data PLN)

Dari kurva tersebut terlihat jelas bahwa pada jam (18.00 – 22.00) terjadi beban puncak lebih dari 120 MW, setelah jam 22.00 barulah beban kembali turun.

4. ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Pembuatan Kurva input –Output masing masing pembangkit

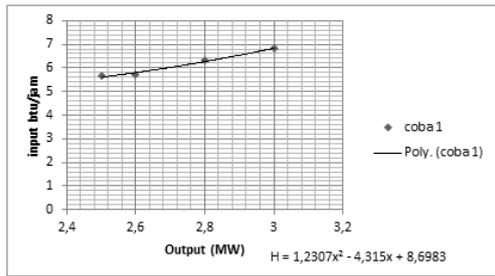
Untuk menghasilkan kurva ini adalah dengan cara membandingkan input dan output masing masing pembangkit dan data yang digunakan adalah data operasi dari masing masing pembangkit tersebut menggunakan regresi polinomial orde 2 pada bab II .

Tabel 3. Data Input vs Output Pembangkit (Data PLN)

UNIT PEMBANGKIT	INPUT (btu/Jam) X	OUTPUT (MW/Jam) Y
PLTD	2,5	5,6466
	2,6	5,7166
	2,8	6,32
	3	6,32
PLTG RIAU POWER	18,96	401,5
	18,95	269,4
	18,5	265
	17,92	239,4
PLTMG HUTAN ALAM	17,31	542,5
	17,16	504,9
	16,57	483,5
	15,34	467,4
PLTMG HALEORA	17,31	542,5
	17,23	527,9
	16,12	503,8
	14,86	487,6

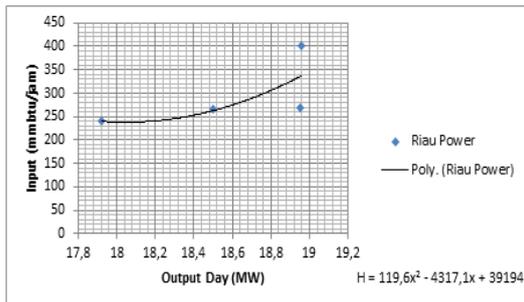
Dengan menggunakan Microsoft office excel dapat diperoleh kurva input outputnya seperti gambar dibawah ini

a. PLTD



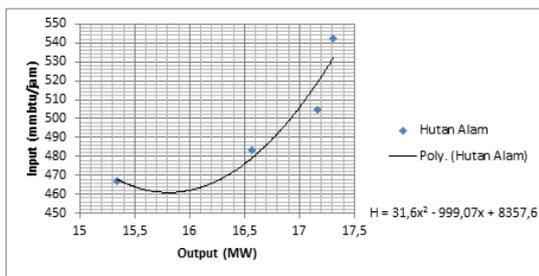
Gambar 6. Kurva Input – Output PLTD

b. PLTG RIAU POWER



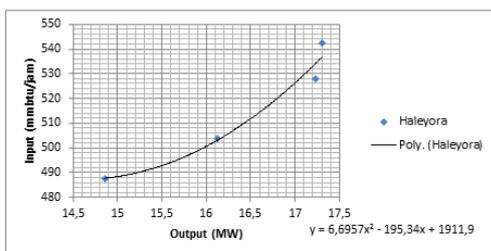
Gambar 7. Kurva Input – Output PLTG Riau Power

c. PLTMG HUTAN ALAM



Gambar 8. Kurva Input – Output PLTMG Hutan Alam

d. PLTMG HALEYORA



Gambar 9. Kurva Input – Output PLTMG HALEYORA

Untuk mendapatkan fungsi biaya dari masing masing pembangkit hanya dengan mengalikan karakteristik input – output dengan harga bahan bakar, dalam hal ini adalah HSD dan GAS, Harga bahan bakar didapat dari harian Kompas tanggal 24 November 2015 berdasarkan harga industri yaitu HSD: RP 9.448,48 /Liter, dan GAS: 4,2 USD atau setara dengan Rp. 50.400/ mmbtu gas. Maka fungsi biaya masing masing pembangkit menjadi sebagai berikut

Tabel 4. Fungsi Biaya Pembangkit

Unit Pembangkit	Fungsi Biaya masing masing pembangkit
PLTD Teluk Lumbu	$F = 82185,7158 - 40770,1912 P + 11628,24434 P^2$
PLTG Riau Power	$F = 1975377600 - 217581840 P + 6027840 P^2$
PLTMG Hutan Alam	$F = 421223040 - 50353128 P + 1592640 P^2$
PLTMG HALEYORA	$F = 96359760 - 9845136 P + 337463,28 P^2$

4.2 Penggunaan Metoda Newton

Berikut ini adalah contoh penggunaan metoda newton dalam pengaturan pembebanan pembangkit pada bus 20 kV per jam sebagai berikut
 Pada tabel 3.2 diambil contoh pada jam 01.00 beban yang akan di optimasi sebesar 39,83 MW , maka fungsi lambda (turunan pertama) pada fungsi biaya adalah :

Tabel 5. Fungsi Lambda

Unit Pembangkit	Fungsi lambda (turunan pertama) dari fungsi biaya masing masing pembangkit
PLTD Teluk Lumbu	$\frac{dF_1}{dP_1} = -40770,1912 + 23256,48867 P$
PLTG Riau Power	$\frac{dF_2}{dP_2} = -217581840 + 12055680 P$
PLTMG Hutan Alam	$\frac{dF_3}{dP_3} = -50353128 + 3185280 P$
PLTMG HALEYORA	$\frac{dF_4}{dP_4} = -9845136 + 674926,5 P$

Asumsikan nilai awal dari masing masing pembangkit:

- $P_1 = \text{PLTD Teluk lembu} = 4 \text{ MW}$
- $P_2 = \text{PLTG Riau Power} = 20,83 \text{ MW}$
- $P_3 = \text{PLTMG Hutan Alam} = 15 \text{ MW}$
- $P_4 = \text{PLTMG HALEYORA} = 0$

$$\lambda = \text{Lambda} = 0$$

Maka

$$\frac{dF_1}{dP_1}(4) = -40770,192 + 23256,48867(4) = 52255,76349$$

$$\frac{dF_2}{dP_2}(21) = -217581840 + 12055680(20,83) = 33537974,4$$

$$\frac{dF_3}{dP_3}(15) = -50353218 + 3185280(15) = -2573928$$

Maka Matrix Grand Lagrange dapat menjadi:

$$\nabla \ell = \begin{bmatrix} \frac{\partial \ell}{\partial P_1} \\ \frac{\partial \ell}{\partial P_2} \\ \frac{\partial \ell}{\partial P_3} \\ \frac{\partial \ell}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{d}{dP_1} F_1(P_1) - \lambda \\ \frac{d}{dP_2} F_2(P_2) - \lambda \\ \frac{d}{dP_3} F_3(P_3) - \lambda \\ P_{Load} - \sum_{i=1}^N P_i \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} -40770,192 + 23256,488557(4) \\ -21758140 + 12055680(21,83) \\ -50353128 + 318520(15) \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 52255,76349 \\ 33537974,4 \\ -2573928 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Matrix Hess adalah :

$$[H] = \begin{bmatrix} \frac{d^2 F_1}{dP_1^2} & 0 & 0 & -1 \\ 0 & \frac{d^2 F_2}{dP_2^2} & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \frac{d^2 F_3}{dP_3^2} & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 2356,488557 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 12055680 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 318520 & -1 \\ -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

Inverse Matrix hess :

$$H^{-1} = \begin{bmatrix} 3,9326265e-007 & -8,2189813e-008 & -3,1107283 & -0,9908540 \\ -8,2189813e-008 & 8,27899009 & -6,0087423 & -0,0019114 \\ -3,1107283e-007 & -6,0008742 & 3,1167292 & -0,0072344 \\ -0,9908540 & -0,0191144 & -0,00723446 & -23043,7869545 \end{bmatrix}$$

maka;

$$\Delta P = H^{-1} \times \text{Matrix Grand Lagrange } (\nabla \ell)$$

$$\Delta P = \begin{bmatrix} 3,9326265e-007 & -8,2189813e-008 & -3,1107283 & -0,9908540 \\ -8,2189813e-008 & 8,27899009 & -6,0087423 & -0,0019114 \\ -3,1107283e-007 & -6,0008742 & 3,1167292 & -0,0072344 \\ -0,9908540 & -0,0191144 & -0,00723446 & -23043,7869545 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 52255,76349 \\ 33587440 \\ -2573928 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 1,1036957 \\ 1,9435303 \\ -0,8398345 \\ -101180,339380 \end{bmatrix}$$

Maka didapat Hasil Optimasi sebaai berikut:

$$P_{Baru} = P_{Asumsi} - \Delta P$$

$$= \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ \lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4 - (1,1036957) \\ 21 - 1,9435303 \\ 15 - (-0,8398345) \\ 0 - (-50394,9003) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3,19974 \\ 20,50635 \\ 15,8398345 \\ 50394,9003 \end{bmatrix}$$

Maka hasil optimasi dengan metoda newton untuk beban jam 01.00 WIB dapat di bangkitkan:

PLTD PLN Teluk Lembu = 3, 19974MW

PLTG Riau Power = 20,50635 MW

PLTMG Hutan Alam = 15,8398345 MW

Lambda = Rp 50.394,9003

4.3 Hasil Perhitungan Optimasi Metoda Newton

Pada bus 20 kV Terdapat 4 pembangkit yang akan dioptimasi, Berdasarkan langkah – langkah perhitungan optimasi pada bab III, maka didapat hasil optimasi berupa tabel perjam sebagai berikut :

Tabel 6. Hasil Optimasi Newton

Jam	PLTD	PLTG RP	PLTMG H.A	PLTMG H.Y	Lambda (Rp/jam)	Daya Total (MW)	Beban (MW)
1.00	3,19974	20,80635	15,82389	0,00000	50.394,79003	39,82998	39,830
2.00	2,02493	18,05203	15,82303	0,00000	47.662,77559	35,89999	35,793
3.00	3,91319	18,05239	15,82441	0,00000	52.053,89630	37,78999	37,800
4.00	2,40458	18,05210	15,82331	0,00000	48.545,23231	36,27999	36,272
5.00	2,20477	18,05206	15,82316	0,00000	48.080,97756	36,07999	36,080
6.00	3,36370	18,05228	15,82401	0,00000	50.776,05694	37,23999	37,238
7.00	6,32097	18,05285	15,82616	0,00000	57.653,15596	40,19998	40,180
8.00	1,21352	18,04235	15,78640	14,48475	68.992,30739	49,52702	47,090
9.00	4,53532	18,05344	15,82838	14,68284	64.705,61195	53,09998	53,053
10.00	7,00000	18,16980	16,26880	9,76138	67.568,77921	58,19998	58,117
11.00	7,00000	18,95592	19,24408	18,00000	109.446,57,33330	63,20000	63,131
12.00	7,00000	20,58290	20,61710	18,00000	185.033,77,33330	66,20000	66,220
13.00	7,00000	18,97682	19,32318	18,00000	111.966,614,66600	63,30000	63,306
14.00	7,00000	20,31438	24,38562	18,00000	273.218,84,00000	69,70000	69,692
15.00	7,00000	20,04269	23,35731	18,00000	240.464,38,66670	68,40000	68,406
16.00	7,00000	19,97999	23,12001	18,00000	232.905,66,66000	68,10000	68,087
17.00	7,00000	19,14401	19,95599	18,00000	132.122,73,33000	64,10000	64,286
18.00	7,00000	25,00000	25,00000	18,00000	-	75,00000	78,652
19.00	7,00000	25,00000	25,00000	18,00000	-	75,00000	83,428
20.00	7,00000	25,00000	25,00000	18,00000	-	75,00000	81,628
21.00	7,00000	25,00000	25,00000	18,00000	-	75,00000	72,314
22.00	7,00000	18,41253	17,18746	18,00000	439.376,6,66600	60,59999	60,659
23.00	7,00000	19,35301	20,74699	18,00000	157.318,46,66600	65,10000	65,074
24.00	7,00000	18,16980	16,26880	9,76138	67.568,77921	58,19998	58,279
Total	134,18072	476,31771	461,85807	282,69035			
Rata-Rata	5,59086	19,84657	19,24409	11,77876			

Pada tabel dapat jelas terlihat bahwa pada jam 18.00 – 21.00 WIB (periode beban puncak) semua pembangkit pada bus

20 kV beroperasi maksimal oleh sebab itu maka optimasi newton tidak dilakukan. Pembangkit PLTD dan PLTMG Haleyora mulai beroperasi secara maksimal yaitu pada jam 10.00 WIB sampai pada jam 24.00 WIB .

Rata rata pembangkitan perjam PLTD adalah 5,59068 MW/ Jam, PLTG Riau Power 19,88823 MW/ Jam, PLTMG Hutan Alam sebesar19,28575 MW/ Jam, dan PLTMG Haleyora sebesar 11,77876 MW/ Jam. Dapat di simpulkan bahwa PLTG Riau Power dan PLTMG hutan alam beroperasi paling tinggi dalam satu hari

4.4 Biaya Pembangkitan Pembangkitan

Untuk memperoleh biaya pembangkitan masing masing pembangkit dengan cara mesubtitusikan nilai total pembangkitan kedalam fungsi biaya masing masing pembangkit

Tabel 7. Total Biaya Pembangkitan

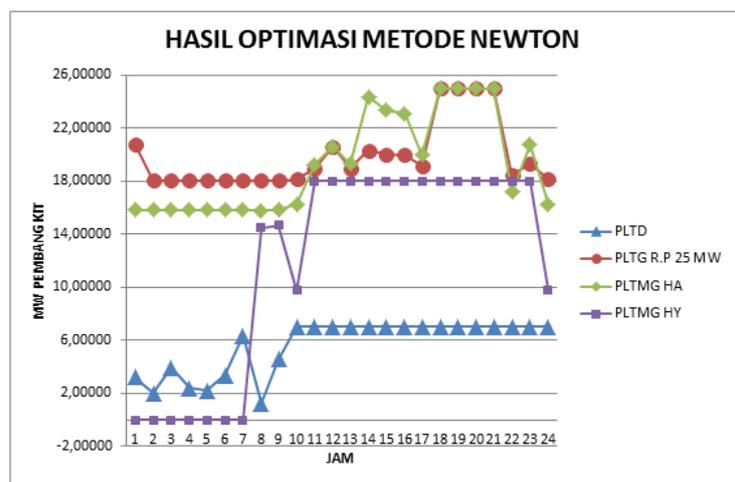
Jam	PLTD	PLTG R.P	PLTMG HA	PLTMG HY	Total Biaya perjam
1.00	Rp188.215,99	Rp57.770.938,19	Rp23.230.562,10	Rp-	Rp81.189.716,28
2.00	Rp121.623,62	Rp11.910.801,50	Rp23.230.519,94	Rp-	Rp35.262.945,06
3.00	Rp244.322,17	Rp11.910.819,44	Rp23.230.588,74	Rp-	Rp35.385.730,35
4.00	Rp139.633,15	Rp11.910.805,01	Rp23.230.533,41	Rp-	Rp35.280.971,58
5.00	Rp129.736,88	Rp11.910.802,94	Rp23.230.536,16	Rp-	Rp35.271.065,98
6.00	Rp200.062,27	Rp11.910.813,79	Rp23.230.568,17	Rp-	Rp35.341.444,24
7.00	Rp521.060,55	Rp11.910.844,64	Rp23.230.684,70	Rp-	Rp35.662.589,89
8.00	Rp94.370,44	Rp11.910.905,01	Rp23.230.911,35	Rp24.557.920,42	Rp59.794.107,21
9.00	Rp302.908,85	Rp11.910.880,68	Rp23.230.830,67	Rp24.557.495,62	Rp60.002.105,81
10.00	Rp623.478,14	Rp12.000.018,84	Rp23.568.237,14	Rp32.412.681,49	Rp68.604.415,61
11.00	Rp623.478,14	Rp16.878.715,82	Rp42.033.137,83	Rp28.485.421,20	Rp88.020.752,98
12.00	Rp623.478,14	Rp50.641.648,30	Rp60.062.726,28	Rp28.485.421,20	Rp139.813.273,92
13.00	Rp623.478,14	Rp17.110.080,91	Rp42.908.838,33	Rp28.485.421,20	Rp89.127.818,57
14.00	Rp623.478,14	Rp42.870.584,26	Rp140.407.512,34	Rp28.485.421,20	Rp212.386.995,94
15.00	Rp623.478,14	Rp35.892.356,19	Rp113.996.309,91	Rp28.485.421,20	Rp178.997.565,43
16.00	Rp623.478,14	Rp34.408.412,90	Rp108.379.741,17	Rp28.485.421,20	Rp171.897.053,41
17.00	Rp623.478,14	Rp19.150.560,93	Rp50.631.856,40	Rp28.485.421,20	Rp98.891.316,67
18.00	Rp623.478,14	Rp303.231.600,00	Rp157.794.840,00	Rp28.485.421,20	Rp490.135.339,34
19.00	Rp623.478,14	Rp303.231.600,00	Rp157.794.840,00	Rp28.485.421,20	Rp490.135.339,34
20.00	Rp623.478,14	Rp303.231.600,00	Rp157.794.840,00	Rp28.485.421,20	Rp490.135.339,34
21.00	Rp623.478,14	Rp303.231.600,00	Rp157.794.840,00	Rp28.485.421,20	Rp490.135.339,34
22.00	Rp623.478,14	Rp12.711.374,64	Rp26.260.508,00	Rp28.485.421,20	Rp68.080.781,97
23.00	Rp623.478,14	Rp22.175.200,94	Rp62.079.326,72	Rp28.485.421,20	Rp113.363.427,00
24.00	Rp623.478,14	Rp12.000.018,84	Rp23.568.237,14	Rp32.412.681,49	Rp68.604.415,61
Total	Rp11.294.105,95	Rp1.564.040.665,79	Rp1.506.465.274,49	Rp484.251.234,62	
Harian					
Rata-Rata	Rp470.587,75	Rp65.168.360,99	Rp62.769.386,44	Rp20.177.135,61	
Rata-Rata					

Berdasarkan tabel diatas maka pada periode beban puncak (18.00–22.00 WIB), semua pembangkit bekerja maksimal sehingga total biaya pembangkitan nya adalah Rp 490.135.339,34, dan total biaya terendah terjadi pada jam 02.00 WIB sebesar Rp35.262.945,06.

Pada tabel diatas 4.9 Pembangkit yang mempunyai biaya pembangkita paling mahal adalah PLTG Riau Power dan PLTMG, ini dikarenakan PLTG Riau Power dan PLTMG Hutan alam bekerja maksimal dalam satu hari, sedangkan biaya paling mura yaitu PLTD hanya Rp470.587,75/ perjam

4.5 Pola Penjadwalan

Hasil Optimasi metode newton (pada tabel 4.8) maka didapatkan Grafik atau Pola Penjadwalan dari masing masing pembangkit yang ada pada pembangkit sektor pekanbaru PLTD/G teluk lembu



Gambar 10. Pola Optimasi Pembangkit

Berdasarkan gambar diatas dapat di lihat bahwa PLTMG haleyora hanya beroperasi mulai jam 8.00 – 24.00 WIB, sedangkan Pembangkit PLTD PLN Teluk lembu, PLTG Riau Power, PLTMG Hutan Alam(HA), beroperasi 24 jam dalam satu hari, hanya saja optimasi PLTMG Haleyora (HY) pada jam 11.00 beroperasi maksimal sampai jam 24.00 dan PLTD Teluk mebu pada jam 10.00 sampai jam 24.00 WIB.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa dan pembahasan optimasi metoda newton pada bus 20 kV, maka kesimpulannya adalah sebagai berikut :

1. PLTD beroperasi maksimal mulai dari jam 10.00 s/d 24.00 Wib,
 2. Dari hasil optimasi PLTMG haleyora mulai beroperasi jam 08.00 s/d 24.00 sementara PLTG Riau Power dan PLTMG hutan alam beroperasi 24 jam
 3. Dari Hasil Optimasi Biaya Pembangkitan tertinggi perjam adalah PLTG Riau power dan PLTMG Hutan Alam ini disebabkan oleh kedua pembangkit ini beroperasi maksimal dalam satu hari penuh
 4. Biaya pembangkitan perjam termurah adalah PLTD sebesar Rp. 470.587,75
 5. Berdasarkan hasil analisa Metoda Newton pada jam beban puncak bus 20 kV membutuhkan suplai sebesar 12,089 MW dari interkoneksi 150 kV
 6. Pada Periode beban puncak optimasi tidak dapat dilakukan karena semua pembangkit bekerja dalam keadaan maksimal .
 7. Jika Sektor Pembangkitan Pekanbaru PLTD/G Teluk lembu terpisah dari interkoneksi, maka hal ini tidak akan bisa terjadi pada beban puncak, karena pada beban puncak memerlukan suplai dari interkoneksi 150 kV (tidak bisa mencukupi untuk suplainya sendiri)
- Marsudi, Djiteng.,1990 “Operasi Sistem Tenaga Listrik” Balai Penerbit dan Humas ISTN , Jakarta.
- Boediono, Koster Wayan.,2002”Statistika dan Probabilitas”. PT. Remaja Rosdakarya, Bandung
- Indriani, 2006 Optimasi Penjadwalan Unit Pembangkit Thermal Dengan Dynamics Pograming Jurusa Teknik Elektro, Faultas Teknik Universitas Bengkulu
- Riyanto ,2012, Penjadwalann Pembangkit Tenaga Listrik Menggunakan Ant Colony Optimization, Jurusan Teknik Elektro, Universitas Brawijaya Malang
- RizkyR, 2014,Optimasi Penjadwalan Pembangkit Termal Dengan Sistem Penyimpanan Energi Menggunakan Algoritma Genetika, Jurusan Teknik Elektro, Universitas Gajah Mada
- Sartika, 2012, Optimasi Biaya Bahan Bakar Untuk Penjadwalan Unit- Unit Pada Pembangkit Thermal Sistem Minahasa Dengan Metode Iterasi Lamda , Jurusan Teknik Elektro, Universitas Lambung Mangurat
- Mariang, 2013 Optimasi Penjadwalan Pembangkit Listrik di Sistem Sorong, Jurusan Teknik Elektro , Universitas Sam Ratulangi Manado

DAFTAR PUSTAKA

- Saadat,Hadi,1999, Power System Analysis, Mc Graw-Hill,.
- Wood,A.J.,, 1984 et al,Power Generation, Operation andControl,New York, John Weley & Sons,.
- Nadjamuddin Harun.,2011” OPerasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik Berbasis Logika Samar”, Kementriann Riset Teknnologi