

Aliran Daya Optimal Pada Sistem Minahasa

Nova Gama, Fielman Lisi, M Tuegeh, A.F. Nelwan,
Jurusan Teknik Elektro-FT, UNSRAT, Manado-95115, Email: novag.03@gmail.com

Abstrak-Sistem Minahasa merupakan sistem tenaga listrik dengan daerah pelayanan yang meliputi kota Manado, kota Tomohon, Bitung, Minahasa Utara, Minahasa Selatan, Minahasa Induk, Minahasa Tenggara, dan Kotamobagu dimana sistem bekerja secara terinterkoneksi. Melihat kondisi kelistrikan yang masih biasa terjadi pemadaman akibat kekurangan daya, sehingga diperlukan pengoperasian pembangkit yang lebih besar yakni dengan cara menghubungkan kerja antara sistem (misalnya sistem Minahasa 70 kV dan 150 kV). Pengaturan pengoperasian pembangkit harus mampu dioperasikan secara optimal, sehingga daya yang disalurkan ke konsumen dapat terpenuhi (P_{demand}). Untuk mengatur pengoperasian pembangkit diperlukan sistem penjadwalan yang tepat dan akurat. Permasalahan ini dapat diselesaikan melalui program matematika berdasarkan teknik optimasi yaitu metode iterasi lamda.

Optimal Power Flow (OPF) adalah metode perhitungan kebutuhan daya (P_{demand}) beban untuk melakukan penjadwalan pembangkit secara efisien dengan tujuan meminimasi biaya total produksi dari pembangkit. Dengan kata lain, mencari solusi ekonomis dalam penjadwalan unit pembangkit berdasarkan jumlah kebutuhan daya yang diperlukan. Perhitungan untuk mendapatkan aliran daya menggunakan metode *Newton-Raphson*. Sedangkan dalam pembagian beban untuk penjadwalan menggunakan *unit commitment*.

Dengan bantuan perangkat lunak *ETAP:Power Station 4.0*, diperoleh daya output yang dibutuhkan oleh konsumen sistem tenaga listrik Minahasa sebesar 147.6 MW. Berdasarkan kebutuhan daya (P_{demand}) akan dilakukan penjadwalan dari unit pembangkit termal menggunakan metode iterasi lamda. Pembangkit termal merupakan pembangkit yang beroperasi dengan *output* daya yang besar maka biaya bahan bakar menjadi lebih mahal, oleh sebab itu diperlukan penjadwalan yang ekonomis. Dari hasil penjadwalan pada penelitian ini, memberikan hasil yang lebih optimum dibandingkan total biaya bahan bakar yang dikeluarkan oleh PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo. Total biaya bahan bakar yang diperoleh sebesar Rp. 369.669.939,500,-. Sedangkan total biaya bahan bakar dari PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo sebesar Rp. 438.957.267,800,-.

Kata kunci :Sistem Tenaga Listrik Minahasa, *ETAP:Power Station 4.0*, kebutuhan daya (P_{demand}), *unit commitment*, *OPF*.

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Listrik merupakan salah satu bentuk energi yang bermanfaat dan tepat bagi kehidupan manusia modern, karena mempunyai satu fungsi fundamental untuk memenuhi kebutuhan manusia, sehingga diperlukan pasokan energi yang stabil. Untuk

mengatasi kekurangan pasokan energi, maka pemerintah membangun pusat pembangkit listrik yang berdaya besar. Namun pengoperasian pembangkit listrik inipun harus memiliki pengaturan yang matang dan baik, terlebih khusus dalam pengaturan beban dan daya. Sehingga dapat diperoleh besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar kebutuhan daya (P_{demand}). Dengan kata lain, besar pasokan daya dari pembangkit sama dengan besar beban.

Untuk mengatasi kondisi diatas, diperlukan pengoperasian pembangkit lain yang sudah tersambung pada sistem (misalnya sistem Minahasa 70 kV dan 150 kV). Pengaturan pengoperasian pembangkit harus mampu dioperasikan secara optimal, sehingga daya yang disalurkan ke konsumen dapat terpenuhi. Untuk mengatur pengoperasian pembangkit diperlukan sistem penjadwalan yang tepat dan akurat, yaitu dengan mengatur setiap unit pembangkit untuk beroperasi secara optimum dan ekonomis. Permasalahan ini dapat diselesaikan melalui program matematika berdasarkan teknik optimasi yaitu metode iterasi lamda, yang digunakan dalam *economic dispatch* untuk pengaturan ekonomis yang mengabaikan rugi-rugi. Namun dalam perhitungan untuk mencari biaya paling ekonomis dari unit-unit pembangkit yang beroperasi dapat menggunakan program dinamik (*dynamic program*). Masalah *economic dispatch* dan rugi-rugi transmisi juga dapat diselesaikan dengan menggunakan *Optimal Power Flow (OPF)*. Perhitungan dengan *OPF* dapat ditunjukkan sebagai urutan dari perhitungan aliran daya *Newton Raphson*.

Sistem tenaga listrik merupakan sekumpulan pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi. Tujuan utama sistem tenaga listrik adalah untuk memenuhi kebutuhan daya (P_{demand}) dengan biaya bahan bakar yang minimum. Sehingga perlu dilakukan *OPF* yakni metode perhitungan kebutuhan daya (P_{demand}) beban dengan tujuan meminimasi biaya total produksi dari pembangkit (penjadwalan pembangkit secara efisien berdasarkan kebutuhan daya beban). Tujuan *OPF* yaitu untuk menentukan kondisi operasi stabil dari jaringan listrik. Daya yang mengalir melalui jaringan akan dihitung. Sehingga dari aliran daya ini akan diketahui kelayakan dari sistem jika ditinjau dari sisi daya sistemnya. Metode *OPF* ini juga akan menentukan batasan-batasan yang diperbolehkan dalam pengoperasian sistem. Batasan ini meliputi ketersediaan jaringan/transmisi, pengaturan pembangkit listrik, batas desain peralatan listrik, dan strategi operasi.

Berdasarkan latar belakang diatas maka penulis mengangkat judul tugas akhir yaitu: “ ALIRAN DAYA OPTIMAL PADA SISTEM MINAHASA “

II. LANDASAN TEORI

A. Sistem Tenaga Listrik

Tenaga listrik melibatkan produksi dan pengantaran energi listrik dalam jumlah yang berkecukupan untuk menjalankan peralatan listrik rumah tangga, peralatan perkantoran, mesin industri, dan menyediakan energi yang cukup untuk penerangan umum, pemanasan, memasak, dan lain-lain. Sistem tenaga listrik merupakan sekumpulan pusat listrik dan gardu induk (pusat beban) yang satu sama lain dihubungkan oleh jaringan transmisi dan jaringan distribusi sehingga merupakan sebuah kesatuan yang terinterkoneksi.

Secara umum sistem tenaga listrik terdiri dari 4 sub-sistem, dimana gambar sistem tenaga listrik dapat dilihat pada gambar 1. Berikut pembagian dari sistem tenaga listrik, yaitu:

1. Pembangkitan/ konversi, yaitu sub-sistem yang merubah sumber daya alam / sumber energi primer menjadi tenaga listrik, misalnya: PLTA, PLTP, PLTD, PLTU, PLTGU, dan lain-lain. Bagian ini memiliki tegangan kerja 220 V – 32 kV.
2. Transmisi, yaitu sub-sistem pengiriman tenaga listrik dari pusat pembangkit ke gardu-gardu induk transmisi, bagian ini ditandai oleh tegangan kerja yang tinggi, misalnya: 70 kV dan 150 kV pada sistem Minahasa.
3. Distribusi, yaitu sub-sistem pembagian tenaga listrik ke konsumen, bagian ini ditandai oleh tegangan kerja yang menengah dan rendah misal: 20 kV, 220 V (Indonesia), 110 V (Amerika Serikat).
4. Beban, yaitu sub-sistem yang menggunakan listrik untuk keperluan hidup, produksi, pelayanan dan lain-lain. Beban listrik secara umum memiliki tegangan rendah sampai menengah, misalnya 110 V, 220 V, 6.3 kV.

B. Optimal Power Flow (OPF)

Perhitungan *Optimal Power Flow (OPF)* digunakan untuk menentukan kuantitas sistem di dalam pengaturan dan operasi sistem tenaga listrik. Pertumbuhan jaringan dan tuntutan akan efisiensi dalam sistem kelistrikan membuat para operator di dalam pengaturan dan operasi sistem tenaga listrik terus mencari metode yang cepat dan efisien. Metode *Optimal Power Flow (OPF)* adalah metode untuk melakukan perhitungan kebutuhan daya (P_{demand}) dari beban guna melakukan penjadwalan pembangkit secara efisien dengan tujuan meminimasi biaya total produksi dari pembangkit namun menjaga agar sistem tetap aman dan andal. Dengan kata lain mencari solusi ekonomis dalam

penjadwalan unit pembangkit berdasarkan jumlah kebutuhan daya yang diperlukan sistem.

Metode *OPF* dapat menentukan kondisi operasi optimal dari jaringan listrik yang mengalami kendala dalam pengoperasian. Faktor mana yang akan dicari titik optimal, akan dirumuskan dan diselesaikan dengan menggunakan algoritma optimasi yang sesuai, seperti metode *Newton-Raphson*. Contoh batasan-batasan yang harus diperhatikan dalam metode *OPF* ini yaitu seperti pengaturan pembangkit listrik dan besar pembebanan. Kita dapat memecahkan masalah *OPF* dari biaya operasi minimum pembangkit dan keseimbangan pada aliran daya. Dalam variabel *OPF* dapat disesuaikan dengan output dari generator (MW) dimana variabel yang lebih spesifik, terdiri dari :

- Tegangan generator
- Posisi sadapan/posisi tap trafo
- *Setting switched capacitor*
- Arus (*Load shedding*)

OPF memiliki aplikasi input, sebagai berikut:

- a. Dalam keadaan *emergency*, jika beberapa komponen dari sistem atau bus mengalami *overload*, *OPF* dapat menyediakan “ *corrective dispatch* “ (pengaturan perbaikannya) dimana operator sistem dapat melakukan proses atau langkah untuk mengurangi *overload*.
- b. *OPF* dapat digunakan secara *periodic* untuk pengaturan optimal pada *voltage generation*, tap trafo dan *capacitor switch*.

OPF atau aliran daya optimal tidak mudah dalam hal program matematika. Beberapa metode yang digunakan, yaitu:

- a. *Metode Iterasi Lamda* : Salah satu metode dari banyak standar pada *economic dispatch*, dalam melakukan pengiterasian nilai lamda sampai diperoleh nilai lamda yang dikehendaki.
- b. *Metode Gradient* : Metode ini lambat dalam konvergen dan sulit dalam memecahkan masalah dari *inequality constraint*.
- c. *Metode Newton's* : Kemungkinan untuk konvergen yang sangat cepat, tetapi memiliki masalah terhadap *inequality constraint*.
- d. *Metode Linear Programming (LPOPF)* : Salah satu metode yang terkenal dalam penggunaan secara umum. Mudah dalam mengatasi masalah dari *inequality constraint* . Fungsi objektif nonlinear dan masalah *constraint* dapat diatasi dengan linearisasi.
- e. *Metode Interpoint* : Salah satu juga dari metode *OPF* yang terluas dan terkenal. Mudah untuk mengatasi masalah dari *inequality constraint*.

Untuk mengatasi masalah tersebut maka dalam pembangunan suatu unit pembangkit yang baru diperlukan perencanaan yang matang dan baik. Yakni dengan memperhatikan masalah beban konsumen. Dimana jika kita mengetahui besar kebutuhan beban dan aliran daya kita dapat mengatur agar suatu unit pembangkit dapat

memasok daya yang dibutuhkan oleh konsumen. Mengingat bahwa listrik tidak dapat disimpan. Masalah *OPF* terdiri dari minimum atau maksimum fungsi objek, dan batas *variabel control*.

Sistem transmisi yang *complete* akan dimasukkan ke dalam penjadwalan pembangkitan. Proses ini biasa terkait dalam satu bagian dari algoritma computer yang dikenal sebagai *Optimal Power Flow (OPF)*. *OPF* yang *complete*, baik dalam membuktikan penjadwalan dari banyak kuantitas yang dapat dikendalikan dalam *power system* (pembangkitan dan sistem transmisi) seperti posisi tap trafo, penjadwalan pembangkitan MW dan MVAR dan lain-lain.

C. Studi Aliran Daya

Studi aliran beban atau *load flow study* sering kali juga disebut studi aliran daya adalah suatu studi yang mempelajari aliran daya pada suatu sistem kelistrikan dari suatu titik ke titik lain dan tegangan pada bus-bus yang berada pada sistem tersebut. Studi aliran beban merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif, faktor daya dan daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan sistem tenaga listrik pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang (*William D. Stevenson, Jr., 1994:6*). Studi analisis aliran beban dapat dihitung secara manual maupun menggunakan *software computer*. Jadi Studi aliran daya dapat didefinisikan sebagai suatu studi yang dilaksanakan untuk mendapatkan informasi mengenai alirandayabaik dalam bentuk tegangan, arus, daya aktif, daya reaktif yang terdapat dalam suatu sistem kelistrikan guna mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga listrik maupun menganalisa kondisi pembangkitan maupun pembebanan. Tujuan dari studi aliran daya/ beban, yaitu:

1. Untuk mengetahui komponen jaringan sistem tenaga listrik pada umumnya.
2. Mengetahui besarnya tegangan pada setiap bus (rel) dari suatu sistem tenaga listrik.
3. Menghitung aliran-aliran daya, baik daya nyata maupun daya reaktif yang mengalir dalam setiap saluran.
4. Kerugian-kerugian sistem yang optimum.
5. Perbaikan dan pergantian ukuran konduktor dan tegangan sistem.

Dalam Studi Aliran Daya dikenal berbagai Bus :

- 1) *Bus referensi (slack bus* atau *swing bus*)
 - a. Terhubung dengan generator.
 - b. V dan sudut fasa dari generator diketahui dan tetap.
 - c. P dan Q dihitung.

Slack bus berfungsi untuk menyuplai kekurangan daya real P dan daya reaktif Q pada sistem. Atau sebagai bus yang menanggung semua rugi daya yang terjadi pada jaringan. Biasanya yang sebagai bus ini

adalah pembangkit yang terbesar atau *infinite bus* (bus tak terhingga) seperti sistem interkoneksi.

- 2) *Generator bus* (bus pembangkitan) atau (*P-V bus*)
 - a. Terhubung dengan generator.
 - b. P dan V dari generator diketahui dan tetap.
 - c. Sudut fasa dan Q dari daya reaktif generator dihitung.
- 3) *Bus pembebanan (P-Q bus)*
 - a. Terhubung dengan beban.
 - b. P dan Q dari beban diketahui dan tetap.
 - c. V dan sudut fasa tegangan dihitung.

Pada tiap-tiap bus terdapat 4 besaran, yaitu:

1. Daya real atau daya aktif (P)
2. Daya reaktif (Q)
3. Harga skalar tegangan (V)
4. Sudut fasa tegangan (θ)

D. Metode Newton-Raphson

Salah satu cara yang dipakai dalam menyelesaikan perhitungan aliran daya adalah metode *Newton-Raphson*. Metode ini menerapkan deret Taylor untuk mendapatkan persamaan matematika sebagai dasar perhitungan iterasi yang menggunakan matriks Jacobian. Metode *Newton-Raphson* merupakan prosedur pendekatan berurutan berdasarkan estimasi awal yang tidak diketahui dan merupakan penggunaan deret Taylor. Metode *Newton-Raphson* memiliki perhitungan lebih baik dibandingkan metode *Gauss-Seidel* untuk sistem tenaga listrik yang lebih besar karena lebih efisien dan praktis. Jumlah iterasi yang dibutuhkan ditentukan berdasarkan ukuran sistem. Untuk mencari daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) sebagai berikut :

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (1)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2)$$

Dalam metode ini persamaan aliran daya dirumuskan dalam bentuk polar. Deret *Taylor* seperti pada persamaan berikut :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2^{(k)}| \\ \dots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix} \quad (3)$$

Matriks Jacobian memberikan perbandingan linear antara perubahan pada sudut tegangan ($\Delta \delta_i^{(k)}$) dan tegangan ($\Delta |V_i^{(k)}|$) dengan sedikit perubahan pada daya aktif ($\Delta |P_i^{(k)}|$) dan daya reaktif ($\Delta |Q_i^{(k)}|$). Dalam bentuk singkat dapat ditulis seperti berikut:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta Q} \right] = \left[\begin{array}{c|c} J_1 & J_2 \\ \hline J_3 & J_4 \end{array} \right] \left[\frac{\Delta \delta}{\Delta |V|} \right] \quad (4)$$

E. Operasi Ekonomis Sistem Tenaga Listrik

Operasi ekonomis dari suatu pembangkit termal merupakan proses pembagian atau penjatahan beban total dari suatu sistem kepada masing-masing pusat pembangkit (pembangkit termal) sedemikian rupa, sehingga diperoleh jumlah biaya pengoperasian seminimal mungkin. Dimana seluruh pusat-pusat dalam suatu sistem di kontrol secara terus-menerus pada saat terjadi perubahan-perubahan beban, sehingga setiap unit pembangkit tenaga listrik dapat beroperasi secara paling ekonomis.

F. Karakteristik Input-Output Pembangkit

Karakteristik *input-output* pembangkit termal adalah karakteristik yang menggambarkan hubungan antara *input* bahan bakar (liter/jam) dan *output* yang dihasilkan oleh pembangkit (MW). Ditulis dengan notasi H satuan MBtu/h atau L, ditulis dengan notasi F satuan Rupiah/jam. Untuk menggambarkan karakteristik input output dapat dilihat pada gambar

2, yang menunjukkan karakteristik *input-output* suatu unit pembangkit tenaga uap yang ideal. *Input* unit yang ditunjukkan pada sumbu ordinat adalah kebutuhan energi panas (MBtu/jam) atau biaya total per jam (Rp/jam). *Output*nya adalah *output* daya listrik dari unit tersebut. Kurva biaya bahan bakar digambarkan sebagai kuadrat turunan daya aktif atau dengan persamaan *polynomial* tingkat dua (kuadrat) dengan persamaan :

$$F(P) = \alpha + \beta P_i + \gamma P_i^2 \quad (5)$$

Keterangan :

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

G. Karakteristik Kurva Pertambahan Biaya Bahan Bakar Rata-Rata (Incremental Fuel/Heat Rate Characteristic)

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

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

$$\text{atau } \text{IFR} = \frac{\Delta F}{\Delta P} \quad (6)$$

Dimana: ΔF =masukan / *input*, kurva karakteristik *input-output*; $\Delta F = F_2 - F_1$
 ΔP =keluaran/*output*, kurva karakteristik *input-output* ; $\Delta P = P_2 - P_1$

Kurva pertambahan bahan bakar rata-rata atau *incremental fuel rate (IFR)* dapat dikonversikan ke kurva kenaikan biaya bahan bakar atau *incremental fuel cost (IFC)* dengan mengalikan IFR dengan biaya bahan bakar.

$$\text{IFC} = \text{IFR} \times \text{Fuel Cost} \frac{\text{Rupiah}}{\text{MWh}} \quad (7)$$

H. Kemampuan Pembebanan Unit Pembangkit Termal

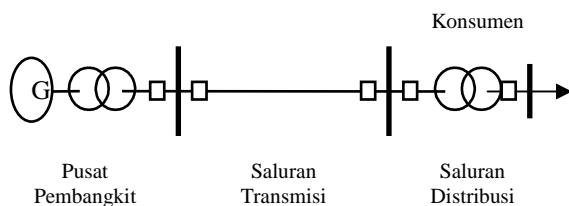
Setiap mesin pembangkit/generator tenaga listrik mempunyai kemampuan pembebanan yang dibatasi oleh kapasitas minimum dan maksimum. Penetapan batas-batas ini selain karena keterbatasan kemampuan dari komponen-komponen mesin juga dari segi ekonomis yaitu memperhitungkan efisiensi kerja dari setiap mesin tersebut. Jika suatu unit pembangkit dioperasikan atau dibebani diluar batas maksimum atau minimum dapat menyebabkan nilai efisiensi rendah dan umur/penggunaan (*life time machine*) dari mesin tersebut menjadi pendek terutama jika sering dibebani berlebih (*over loading*). Oleh karena itu suatu unit pembangkit dapat beroperasi dan bekerja dengan efisiensi yang baik (ekonomis), maka pembangkit tersebut harus dioperasikan dalam daerah pembebanan yang sesuai. Sehingga, dapat digunakan dengan baik dan dengan jangka umur operasi yang baik pula.

I. Economic Dispatch

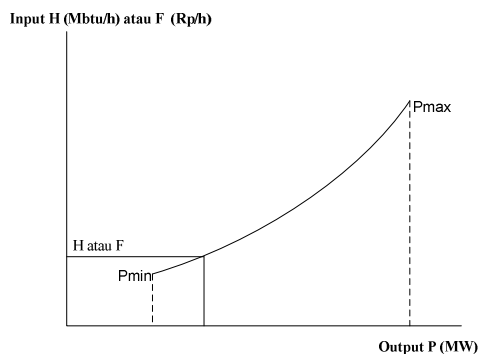
Economic dispatch adalah pembagian pembebanan pada setiap unit pembangkit sehingga diperoleh kombinasi unit pembangkit yang dapat memenuhi kebutuhan beban dengan biaya yang optimum atau dengan kata lain untuk mencari nilai optimum dari *output* daya dari kombinasi unit pembangkit yang bertujuan untuk meminimalkan total biaya pembangkitan. Gambar 3 menunjukkan konfigurasi sistem yang terdiri dari N unit pembangkit termal yang terhubung dengan 1 busbar yang melayani beban listrik, P_{load} . *Input* dari unit ini ditunjukkan sebagai F_i mewakili biaya (*cost rate*) unit. *Output* unit ini P_i adalah daya listrik yang di bangkitkan oleh unit pembangkit termal. Kendala penting dalam operasi sistem ini adalah jumlah daya *output* harus sama dengan kebutuhan beban.

J. Unit commitment

Unit commitment adalah penentuan pembangkit yang akan *on line* dari sejumlah pembangkit yang siap dioperasikan untuk memasok beban selama periode tertentu, karena kebutuhan beban selalu berubah sehingga pembangkit yang akan dioperasikan disesuaikan dengan kebutuhan beban. Pengoperasian pusat-pusat pembangkit di dalam sistem tenaga listrik selalu dikoordinasikan dengan



Gambar. 1 Sistem Tenaga Listrik

Gambar. 2 Karakteristik *Input-Output* Unit Pembangkit Termal (ideal)

tujuan agar pembebanan dari pusat-pusat pembangkit tersebut optimum (ekonomis) pada setiap interval waktu perubahan beban untuk siklus tertentu. Penjadwalan yang optimum adalah kombinasi tertentu dari unit-unit yang dijadwalkan (dioperasikan) dengan kapasitas total cukup untuk memasok beban pada interval waktu tertentu dengan biaya operasi yang paling murah (ekonomis).

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

$$C(N,1) + C(N,2) + \dots + C(N,N-1) + C(N,N) = 2^N - 1 \quad (8)$$

➤ Metode Pemrograman Dinamik

Dengan menggunakan *Forward Dynamic Programming* (algoritma rekursif untuk menghitung biaya minimum untuk jam ke- K dengan kombinasi I) adalah:

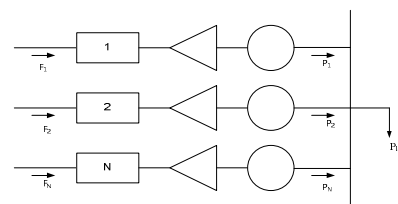
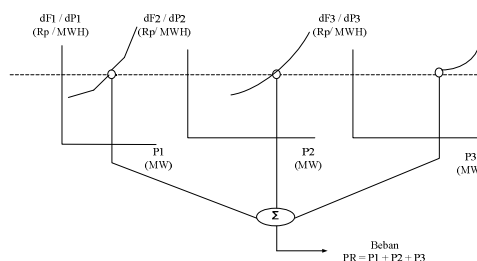
$$F_{cost}(K,I) = \min [P_{cost}(K,I) + S_{cost}(K-1,L;K,I) + F_{cost}(K-1,L)] \quad (9)$$

Dimana:

K = stage/jam ke... untuk level beban tertentu

I = state/kombinasi beban

$F_{cost}(K,I)$ = biayakumulatif yang diperlukan untuk sampai ke state I pada level K dari state awal

Gambar. 3 N Pembangkit Termal yang Melayani Beban P_{load} 

Gambar. 4 Grafik Penyelesaian Metode Iterasi Lamda

$P_{cost}(K,I)$ = biaya produksi pada state I untuk level (stage) K

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

K. Iterasi Lamda

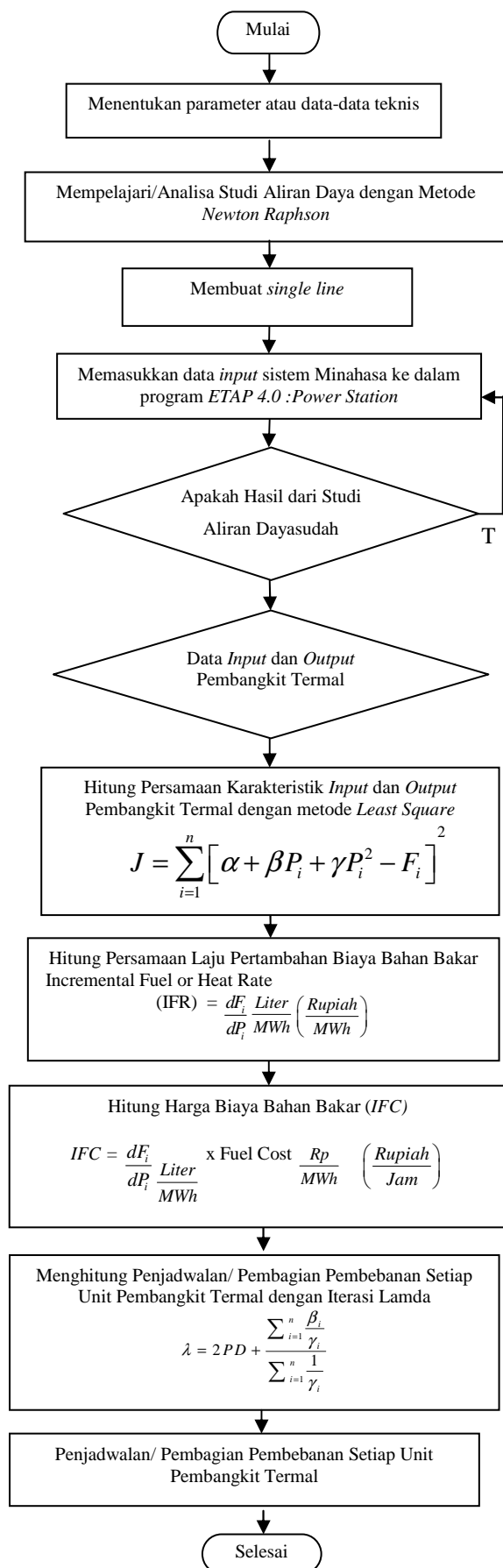
Iterasi lamda merupakan salah satu metode yang digunakan dalam *economic dispatch*. Diagram blok dari metode ini dapat dilihat pada gambar 3. Gambar diagram blok ini merupakan gambar diagram blok dari metode iterasi lamda untuk pengaturan ekonomis yang mengabaikan rugi-rugi. Pada metode ini lamda (λ) diasumsikan terlebih dahulu, kemudian dengan menggunakan syarat optimum, dihitung P_i (output setiap pembangkit). Dengan menggunakan konstrain diperiksa apakah jumlah total dari output sama dengan kebutuhan beban sistem, bila belum harga lamda (λ) ditentukan kembali. Untuk grafik penyelesaian metode iterasi lamda dapat dilihat pada gambar 4.

L. Pengenalan ETAP: Power Station 4.0

ETAP: Power Station 4.0 merupakan program komputer yang digunakan dalam menganalisa sistem tenaga listrik secara grafis penuh yang dapat dijalankan pada *Microsoft Windows 98, NT, 4.0, 2000, Me* dan *XP*. Dengan *ETAP: Power Station 4.0* kita dapat menggambar diagram segaris serta menganalisa suatu studi kasus, misalnya: studi aliran daya, studi hubung singkat, start motor, stabilitas transien koordinasi peralatan pelindung dan studi kabel dalam sistem kelistrikan.

III. METODOLOGI PENELITIAN

Prosedur penelitian dapat dilihat pada gambar 5 Diagram Alir Penelitian Secara Keseluruhan. Dalam diagram alir penelitian ini terdiri atas langkah-langkah atau prosedur dalam melaksanakan



Gambar.5 Diagram Alir Penelitian Secara Keseluruhan

TABEL I. BESAR ALIRAN BEBAN PADA SALURAN TRANSMISI SISTEM TENAGA LISTRIK MINAHASA 24 NOVEMBER 2011 PUKUL 17.00 WITA

Nama Saluran	Aliran Daya (P+jQ) (MW+jMVAr)
GI. Ranomuut – GI. Teling	0.508+j0.218
GI. Bitung – GI. Sawangan	8.890+5.270
GI. Bitung – GI. Likupang	3.278+j0.827
GI. Sawangan – GI. Ranomut	15.602+j8.878
GI.Sawangan – GI. Tonsealama	16.866+j15.206
GI. Tomohon – GI. Teling	20.710+j11.862
GI.Tonsealama – GI. Tomohon	7.794+j3.820
GI. Tomohon – GI. Tasik Ria	9.346+j4.942
GI. Lopana – GI. Kawangkoan	6.128-j0.486
GI. Otam– GI. Lopana	3.234-j1.060
GI. Otam – GI. Lolak	10.838+j3.640
PLTA Tanggari 1 – GI. Sawangan	8.944+j7.672
PLTA Tanggari 2 – GI. Sawangan	8.890+j4.092
PLTA Tonsealama 1 – GI. Tonsealama	1.794+j0.868
PLTA Tonsealama 2,3 – GI. Tonsealama	12.246+j2.002
PLTP Lahendong1,2 – PLTP Lahendong 3	8.580+j2.584
GI.Kawangkoan – PLTP Lahendong 1,2	2.162-j2.672
PLTP Lahendong 3 – GI. Tomohon	10.684+j6.786

penelitian, yaitu prosedur maupun rumus-rumus yang akan digunakan dalam perhitungan penelitian.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Besar Aliran Beban pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Minahasa.

Berdasarkan hasil *running* program dari *ETAP : Power Station 4.0* dapat diperoleh besar aliran beban pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Minahasa seperti yang ditunjukkan pada table I.

Dari tabel I dapat dilihat bahwa arah aliran beban terbesar pada saluran transmisi sistem tenaga listrik Minahasa terjadi pada saluran transmisi GI.Tomohon-GI.Teling sebesar 20.710 MW + j11.862 MVAr, disebabkan saluran transmisi GI.Tomohon-GI.Teling menyalurkan kebutuhan daya yang dipikul oleh GI.Ranomuut (transmisi GI. Ranomuut - GI. Teling), GI. Sawangan (transmisi GI.Sawangan- GI.Ranomuut), GI.Bitung (saluran transmisi GI. Bitung - GI. Sawangan), GI. Likupang (saluran transmisi GI. Likupang - GI. Bitung), GI. Tonsealama (saluran transmisi GI. Tonsealama - GI. Tomohon) dan PLTP Lahendong (saluran transmisi PLTP Lahendong - GI.Tomohon). Dengan menggunakan *Program ETAP : PowerStation 4.0* seperti pada tampilan di atas, maka diperoleh total dari :

- Daya Aktif (P) = 147.6 MW
- Daya Reaktif (Q) = 93.9 MVAr
- Daya Kompleks (S) = 175.0 MVA

Berdasarkan jumlah dari daya aktif (P) yaitu sebesar 147.6 MW yakni pada tanggal 24 November 2011, pukul 17.00 WITA kita dapat melakukan penjadwalan pada pembangkit termal yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) terlebih khusus dalam penelitian ini pada PLTD Lopana dan PLTD Bitung, karena pembangkit termalmenggunakan bahan bakar sebagai sumber utama dalam menjalankan generator (pengoperasian) dimana biaya produksi lebih besar dibandingkan pembangkit hidro. Untuk pembangkit hidro, yaitu Pembangkit Listrik Tenaga Air/Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTA/PLTM) tidak dilakukan penjadwalan karena sumber energi primer relatif murah yaitu air sedangkan untuk penggunaan bahan bakar sangat kecil dimana hanya untuk PS (pemakaian sendiri) bukan untuk menjalankan generator (pengoperasian).

B. Karakteristik Input- Output Pembangkit Termal.

Pada sistem Minahasa untuk PLTP Lahendong 1,2 dan 3 serta PLTD Sewa telah memiliki harga kontrak dengan PLN sehingga perhitungan harga mengikuti harga kontrak. Untuk hasil perhitungan karakteristik *input- output* pembangkit termal (PLTD Bitung dan PLTD Lopana) dapat dilihat pada tabel 2.

C. Karakteristik Persamaan Biaya Bahan Bakar Unit Pembangkit Termal.

Karakteristik persamaan biaya bahan bakar (PLTD Bitung dan PLTD Lopana) diperoleh dengan cara: untuk persamaan karakteristik *input-output* dikalikan dengan harga bahan bakar HSD atau MFO yaitu sebesar Rp. 8426.17/liter. Hasil dari karakteristik ini dapat dilihat pada tabel 3.

D. Karakteristik Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar.

Karakteristik laju pertambahan biaya bahan bakar (PLTD Bitung dan PLTD Lopana) diperoleh dari turunan pertama dari persamaan karakteristik *input-output* yang dikalikan dengan harga bahan bakar. Hasil dari karakteristik ini dapat dilihat pada tabel IV. Dari perhitungan laju pertambahan biaya bahan bakar diatas, maka kita mengetahui urutan unit pembangkit termal dari yang paling murah sampai yang mahal untuk dioperasikan, yakni dengan melihat biaya per kWh. Dimana untuk mengetahui biaya per-kwh paling murah yaitu dengan mengalikan masing-masing persamaan laju pertambahan biaya bahan bakar dari unit-unit pembangkit termal dengan daya maksimal masing-masing unit. Hasilnya dapat dilihat pada tabel IV, tabel V dan tabel V.

E. Pembagian Pembebanan dan Penjadwalan Unit Pembangkit Termal.

Untuk pembagian pembebanan atau penjadwalan dari unit pembangkit termal dilakukan dengan menggunakan metode iterasi lamda. Dimana, data yang dibutuhkan yaitu persamaan karakteristik biaya bahan bakar pembangkit termal, kapasitas maksimum dan minimum unit pembangkit termal, dan beban listrik (P_D) yang ditanggung oleh setiap unit pembangkit t termal untuk waktu satu hari (24 jam). Setelah diketahui besar daya listrik yang harus dibangkitkan oleh pembangkit termal, kemudian dengan rumus $2^n - 1$ dilakukan kombinasi *on/off* unit pembangkit termal. Dimana n merupakan jumlah unit yang akan beroperasi (PLTD Bitung dan PLTD Lopana). Sehingga diperoleh $2^n - 1 = 2^9 - 1 = 511$ kombinasi. Kemudian kombinasi *on/off* unit pembangkit yang akan digunakan dalam penjadwalan adalah kombinasi dengan urutan prioritas. Tabel VII merupakan tabel kombinasi *on/off* unit pembangkit termal yang beroperasi (PLTD Bitung dan PLTD Lopana). salah satu contoh dalam perhitungan manual, sebagai berikut:

- a. Pukul 17.00 dengan beban 16300 kW = 16.30 MW (untuk 3 unit pembangkit)

Dengan mengambil salah satu contoh total beban PLTD Bitung dan PLTD Lopana diatas, yaitu pada pukul 17.00 dengan beban 16300 kW = 16.30 MW. Secara manual perhitungan dapat dijabarkan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

- Menentukan unit-unit pembangkit mana yang akan beroperasi yang akan ditinjau berdasarkan urutan prioritas, dari yang termurah hingga mahal. Berdasarkan kasus ini maka kita dapat mengatur unit pembangkit yang akan beroperasi yaitu : PLTD Lopana unit 2 dan unit 1 serta PLTD Bitung unit 9 (P_9 , P_8 dan P_7), dengan data unit pembangkit sebagai berikut:

$$F_9 = 1629281.434 + 870815.9904 P_9 + 95610.448 P_9^2$$

$$F_8 = 650018.7136 + 1511968.406 P_8 + 22099.5776 P_8^2$$

$$F_7 = 1507104.766 + 1861846.523 P_7 + 9353.0487 P_7^2$$

- Menentukan harga lamda ($\lambda^{(0)}$) dengan rumus :

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (10)$$

$$\lambda^{(0)} = \frac{16.30 + \frac{870815.9904}{191220.896} + \frac{1511968.406}{44199.1552} + \frac{1861846.523}{18706.0974}}{\frac{1}{191220.896} + \frac{1}{44199.1552} + \frac{1}{18706.0974}}$$

$$\lambda^{(0)} = \frac{16.30 + 138.2935946}{(8.131292574 \times 10^{-5})} = \frac{154.5935946}{(8.131292574 \times 10^{-5})} = 1901217.958 \frac{Rp}{MWh}$$

TABEL II. KARAKTERISTIK *INPUT- OUTPUT* PEMBANGKIT TERMAL

Pembangkit	Unit	Karakteristik <i>Input-Output</i> (Liter/Jam)
PLTD Bitung	1	$F_1 = 97.67 + 223.28 P_1 + 2.81 P_1^2$
	2	$F_2 = 209.98 + 116.82 P_2 + 33.29 P_2^2$
	4	$F_3 = 100.33 + 215.74 P_3 + 5.85 P_3^2$
	5	$F_4 = 52.82 + 213.11 P_4 + 7.43 P_4^2$
	6	$F_5 = 243.44 + 48.20 P_5 + 41.38 P_5^2$
	7	$F_6 = 205.29 + 120.29 P_6 + 29.49 P_6^2$
PLTD Lopana	1	$F_8 = 98.24 + 228.51 P_8 + 3.34 P_8^2$
	2	$F_9 = 264.24 + 131.61 P_9 + 14.45 P_9^2$

TABEL III. PERSAMAAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

Pembangkit	Unit	Karakteristik <i>Input-Output</i> (Rp/Jam)
PLTD Bitung	1	$F_1 = 822984.0239 + 1881395.238 P_1 + 23677.5377 P_1^2$
	2	$F_2 = 1769327.177 + 984345.1794 P_2 + 280507.1993 P_2^2$
	4	$F_3 = 845397.6361 + 1817861.916 P_3 + 49293.0945 P_3^2$
	5	$F_4 = 445070.2994 + 1795701.089 P_4 + 62606.4431 P_4^2$
	6	$F_5 = 2051266.825 + 406141.394 P_5 + 348674.9146 P_5^2$
	7	$F_6 = 1729808.439 + 1013583.989 P_6 + 248487.7533 P_6^2$
PLTD Lopana	1	$F_8 = 650018.7136 + 1511968.406 P_8 + 22099.5776 P_8^2$
	2	$F_9 = 1629281.434 + 870815.9904 P_9 + 95610.448 P_9^2$

3. Menentukan nilai P_i dengan rumus:

$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (11)$$

$$P_9 = \frac{1901217.958 - 870815.9904}{191220.896} = 5.389 \text{ MW} (> P_{maks})$$

$$P_8 = \frac{1901217.958 - 1511968.406}{44199.1552} = 8.807 \text{ MW} (> P_{maks})$$

$$P_7 = \frac{1901217.958 - 1861846.523}{18706.0974} = 2.105 \text{ MW} (< P_{min})$$

Berdasarkan hasil nilai diatas (P_9 , P_8 dan P_7) telah diurutkan berdasarkan prioritas utama unit yang paling murah, maka:

- P_9 dan P_8 lebih dari P_{maks} sehingga diset untuk dibebani maksimal sebesar P_{maks} , yaitu: $P_9 = 4.0 \text{ MW}$ dan $P_8 = 4.5 \text{ MW}$.
- P_D yang telah terpenuhi yaitu: $P_9 + P_8 = 8.5 \text{ MW}$.
- Berarti terjadi kekurangan daya sebesar $16.30 \text{ MW} - 8.5 \text{ MW} = 7.80 \text{ MW}$.
- Untuk itu P_7 dioptimalkan dengan sisa beban tersebut yaitu sebesar 7.80 MW .

TABEL IV. PERSAMAAN LAJU PERTAMBAHAN BIAYA BAHAN BAKAR PEMBANGKIT TERMAL

Pembangkit	Unit	Persamaan Laju Pertambahan Biaya Bahan Bakar (Rp/MWh)
PLTD Bitung	1	$F_1 = 1881395.238 + 47355.0754 P_1$
	2	$F_2 = 984345.1794 + 561014.3986 P_2$
	4	$F_3 = 1817861.916 + 98586.189 P_3$
	5	$F_4 = 1795701.089 + 125212.8862 P_4$
	6	$F_5 = 406141.394 + 697349.8292 P_5$
	7	$F_6 = 1013583.989 + 496975.5066 P_6$
PLTD Lopana	1	$F_8 = 1511968.406 + 44199.1552 P_8$
	2	$F_9 = 870815.9904 + 191220.896 P_9$

TABEL V. HARGA DARI PEMBANGKIT- PEMBANGKIT TERMAL (RP/KWH)

Pembangkit	Unit	Biaya Bahan Bakar (Rp/kWh)
PLTD Bitung	1	2047.14
	2	2667.39
	4	2162.91
	5	2233.95
	6	2637.66
	7	3498.46
PLTD Lopana	1	1710.86
	2	1635.69

➤ Maka diperoleh:

$$P_9 = 4.00 \text{ MW}$$

$$P_8 = 4.50 \text{ MW}$$

$$P_7 = 7.80 \text{ MW}$$

Dimana P_9 , P_8 dan P_7 , dan masih beroperasi dalam atau sesuai dengan batasannya (P_{min} dan P_{maks}).

Selanjutnya akan dihitung biaya yang paling ekonomis diantara beberapa kombinasi *on/off* unit pembangkit termal dengan menggunakan metode pemrograman dinamik.

Dengan menggunakan persamaan 9. Kita dapat menghitung biaya bahan bakar minimum untuk jam ke-K dan kombinasi I, seperti dibawah ini :

i. $K=1$ (jam ke-1):

$$I=33 \quad F_{cost}(1,33) = \min[P_{cost}(1,33) + S_{cost}(0,L;1,33) + F_{cost}(0)]$$

TABEL VI. URUTAN UNIT PEMBANGKIT TERMAL(RP/KWH)

Pembangkit	Unit	Biaya Bahan Bakar (Rp/kWh)
PLTD Lopana	2	1635.69
	1	1710.86
PLTD Bitung	9	2011.49
	1	2047.14
	4	2162.91
	5	2233.95
	6	2637.66
	2	2667.39
	7	3498.46

TABEL VII. KOMBINASI ON/OFF UNIT PEMBANGKIT TERMAL YANG BEROPERASI (PLTD BITUNG DAN PLTD LOPANA)

Jumlah Pembangkit	Keadaan (State)	Kombinasi Unit	Kapasitas Maksimum untuk tiap Kombinasi (kW)
1	7	000000001	4.500
2	33	000000011	8.500
3	187	000000111	17.500
4	292	100000111	21.100
5	381	101000111	24.600
6	446	101100111	27.800
7	483	101110111	31.300
8	504	111110111	34.400
9	512	111111111	39.400

$$F_1 = 1629281.434 + 870815.9904 P_9 + 95610.448 P_9^2$$

$$= 1629281.434 + 870815.9904 (3.50) + 95610.448 (3.50)^2$$

$$= 5.848.365,388$$

$$F_2 = 650018.7136 + 1511968.406 P_8 + 22099.5776 P_8^2$$

$$= 650018.7136 + 1511968.406(1.50) + 22099.5776 (1.50)^2$$

$$= 2.967.695,372$$

$$P_{\cos t}(1,33) = F_1 + F_2 = 5.848.365,388 + 2.967.695,372$$

$$= 8.816.060,760$$

$$F_{\cos t}(1,33) = 8.816.060,760 + 0 = 8.816.060,760$$

$$I=9 \quad F_{\cos t}(1,9) = \min[P_{\cos t}(1,9) + S_{\cos t}(0,L;1,9) + F_{\cos t}(0)]$$

$$F_1 = 1729808.439 + 1013583.989 P_6 + 248487.7533 P_6^2$$

$$= 1729808.439 + 1013583.989(5.00) + 248487.7533 (5.00)^2$$

$$= 13.009.922,22$$

$$P_{\cos t}(1,9) = 13.009.922,22$$

$$F_{\cos t}(1,9) = 13.009.922,22 + 0 = 13.009.922,22$$

Biaya termurah adalah: $F_{\cos t}(1,33) = 8.816.060$

TABEL VIII. HASIL PERHITUNGAN BIAYA BAHAN BAKAR MINIMUM

Pukul	Keadaan/State	Biaya Minimal (Rp)
01:00	33	8.816.060,760
02:00	33	8.816.060,760
03:00	33	8.816.060,760
04:00	33	8.816.060,760
05:00	33	8.816.060,760
06:00	33	8.816.060,760
07:00	7	6.642.312,564
08:00	7	6.642.312,564
09:00	7	6.642.312,564
10:00	7	6.642.312,564
11:00	7	6.642.312,564
12:00	7	6.642.312,564
13:00	7	6.642.312,564
14:00	7	6.642.312,564
15:00	7	6.642.312,564
16:00	33	10.866.765,380
17:00	187	31.142.252.680
18:00	446	49.929.194,130
19:00	483	58.300.180,300
20:00	483	58.300.180,300
21:00	292	35.242.528,960
22:00	7	4.403.886,710
23:00	7	4.403.886,710
24:00	7	4.403.886,710
Total		369.669.939,500

Tabel II sampai dengan tabel V menunjukkan hasil perhitungan dari karakteristik *input-output* pembangkit.

V. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan analisa data, maka dapat ditarik beberapa kesimpulan dan saran sebagai berikut :

1. Dengan penentuan parameter-parameter yang ada dan dianalisa dengan sistem aliran daya menggunakan metode *Newton-Raphson* diperoleh hasil seperti pada tabel I .
2. Setelah melakukan pengolahan data dan dibantu dengan menggunakan program *ETAP: Power Station* 4.0 dapat diperoleh besar daya atau kebutuhan daya (P_{demand}) pada sistem Minahasa pada tanggal 24 November 2011 pada pukul 17.00 WITA adalah sebesar = 147.6 MW.
3. Penjadwalan pembangkit termal yang dilakukan yaitu pada pukul 17.00 WITA sesuai dengan jumlah beban yang beroperasi yaitu PLTD Bitung dan PLTD Lopana adalah sebesar 16.30 MW maka unit-unit pembangkit termal yang beroperasi adalah PLTD Lopana unit 2 dan 1 serta PLTD Bitung unit 9 ($P_9=4.00$ MW , $P_8=4.50$ MW dan $P_7=7.80$ MW) dimana sesuai urutan prioritas.
4. Untuk penjadwalan PT. PLN (Persero) ditinjau dari segi harga bahan bakar, pembangkit yang dioperasikan secara utama sebaiknya adalah PLTD Lopana dibandingkan PLTD Bitung.
5. Sesuai dengan jumlah beban dan penjadwalan maka hasil perhitungan biaya bahan bakar berdasarkan urutan prioritas diperoleh sebesar Rp. 369.669.939,500,-. Dan jika dibandingkan dengan penjadwalan PT. PLN (Persero) Wilayah

Suluttenggo total biaya bahan bakar sebesar Rp. 438.957.267,800,- . Sehingga terlihat perbedaan harga, dan dapat dikatakan penelitian ini memberikan hasil yang optimum.

6. Dalam penjadwalan PT. PLN (Persero) lebih dahulu mengutamakan PLTD Bitung disebabkan untuk *Marine Fuel Oil* (MFO) pada PLTD Lopana memiliki kekurangan:
 - Perlu pemanasan dahulu ($95\text{ }^{\circ}\text{C}$) dan
 - Dapat menyebabkan mesin mogok bahkan rusak karena kandungan dari *Marine Fuel Oil* (MFO) seperti aspal (kasar).

TABEL IX. PEMAKAIAN BAHAN BAKAR DAN HARGA BAHAN BAKAR DARI PLTD BITUNG DAN PLTD LOPANA PADA TANGGAL 24 NOVEMBER 2011

Pembang-kit	Unit	Pemakaian Bahan Bakar (liter)	Biaya Bahan Bakar (Rp)
PLTD Bitung	1	3.620	30.502.735,40
	2	4957	41.768.524,690
	4	4.774	40.226.535,58
	5	2.149	18.107.839,330
	6	3.438	28.969.172,460
	7	5.616	47.321.370,72
	9	24.800	208.969.016,00
PLTD Lopana	1	1.840	12.174.617,60
	2	1.650	10.917.456,00
Total			438.957.267,800

DAFTAR PUSTAKA

1. Ir. A.F. Nelwan, MT, "Teknik Tenaga Listrik", Lembaga Pembinaan dan Pengembangan Pendidikan, Unsrat, Manado, 2007.
1. S. Veronika Angdriedan N. Gama, "Pengoperasian Pada PT. PLN (Persero) Wilayah Suluttenggo Area Penyaluran dan Pengaturan Beban (AP2B) Sistem Minahasa", *Laporan Kerja Praktek. Teknik Elektro*, Unsrat, Manado, 2011.
2. D. Marsudi, "Pembangkitan Energi Listrik", Jakarta, Erlangga, 2005.
3. Jr. W.D. Stevenson, "Analisa Sistem Tenaga Listrik edisi ke empat", Erlangga, Jakarta, 1983.
4. Pusat Pendidikan dan Pelatihan PLN (Persero).
5. C. Cekdin, *Sistem Tenaga Listrik : "Contoh Soal dan penyelesaiannya menggunakan Matlab"*, Andi, Yogyakarta, 2007.
6. A.J. Wood and F. Bruce, Wollenberg, "Power Generation Operation And Control second edition", United States, 1984.
7. A. Kadir, "Energi: Sumber Daya, Inovasi, Tenaga Listrik dan Potensi Ekonomi", Universitas Indonesia, Jakarta, 1995.
8. H. Saadat, "Power System Analysis", McGraw-Hill International Edition, 2004.
9. M.E. El-Hawary, "Electric Power System: Design and Analysis", Reston Publishing Company, Inc. Februai, Canada, 1982.
10. M. Tuegeh, Optimal Generator Scheduling Berbasis Particle Swarm Optimization (PSO), "Tesis Program S2 Teknik Elektro ITS", Surabaya, 2009.
11. P.S.R. Murty, "Power System Operation and Control", Tata Mcgraw-Hill Publishing Company Limited, New Delhi, 1984.
12. ETAP: Power Station 4.0, User Guide, "Operation Technology, Inc", 2001.

13. Dr. T. Hashim Hasan, "Belajar Sendiri Dasar-dasar Pemrograman Matlab", Gava media, Jogjakarta, Agustus, 2005.