

---

**IMPLEMENTASI LAGRANGE EQUATION PADA OPTIMASI INCREMENTAL FUEL COST  
PEMBANGKIT ENERGI GUNA PENJADWALAN PEMBANGKIT BERBASIS METODE  
DYNAMIC PROGRAMMING**

**Sujito**

Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Negeri Malang  
sujitoum04@yahoo.co.id

**Abstrak:** Penelitian ini bertujuan mengimplementasikan *lagrange equation* pada optimasi pembangkitan energi listrik dengan *incremental fuel cost* minimum. Pemodelan unit pembangkit dalam stasiun maupun dalam sistem tenaga listrik dalam mensuplai energi berkaitan dengan biaya operasional. Model matematis pembangkit sebagai fungsi biaya merupakan faktor yang mendapat perhatian serius dalam penjadwalan unit pembangkit dalam stasiun pembangkit maupun dalam sistem guna memperoleh biaya pembangkitan yang minimum. Penelitian ini dilakukan secara simulasi dengan menggunakan *lagrange equation* sebagai pengontrol *incremental fuel cost* guna memperoleh *incremental fuel cost* yang optimum. Simulasi diawali dengan pemodelan unit pembangkit, stasiun pembangkit, dalam bentuk persamaan kuadratik. Berbantuan metode *dynamic programming* dengan variabel yang telah ditentukan, maka simulasi dilakukan dengan menggunakan program Matlab V.6. Hasil simulasi menunjukkan bahwa pada penjadwalan unit pembangkit dalam stasiun, unit pembangkit 2 dioperasikan terlebih dahulu dari unit pembangkit yang lain. pada kondisi ini kesalahan yang terjadi sebesar 0% pada kondisi kapasitas pembangkitan maksimum. Sedangkan pada penjadwalan stasiun pembangkit pada sistem tenaga listrik stasiun 1 dioperasikan terlebih dahulu. Pada kondisi ini diperoleh nilai kesalahan sebesar 0.00169 atau 0.009% dari kapasitas daya yang diminta pada kondisi kapasitas pembangkitan maksimum.

**Kata kunci:** Penjadwalan, *Lagrange Equation*, *Dynamic programming*

Manajemen operasi sistem tenaga listrik sangat di perlukan untuk menyediakan daya listrik seekonomis mungkin dengan tetap memperhatikan faktor kualitas, kotinyuitas dan keandalan pelayanan. Biaya operasi sistem tenaga listrik merupa kan bagian biaya yang terbesar dari biaya operasi suatu perusahaan listrik.

Suatu metode yang biasa dipakai da-lam usaha menekan biaya pembangkitan adalah dengan cara mensuplai beban mulai dari unit atau stasiun pembangkit yang paling efisien pada beban-beban ringan. Peningkatan beban selanjutnya di suplai oleh unit atau stasiun tersebut sampai pada suatu titik optimum di mana unit-unit atau stasiun-stasiun yang mempunyai tingkat efisiensi lebih rendah akan mensuplai peningkatan beban. Dengan kata lain bahwa perlu dicari kombinasi unit-unit atau stasiun pembangkit agar dicapai hasil operasi yang optimum, yang menghasilkan biaya bahan bakar minimum. Konsekuensinya adalah akan ada unit termis yang perlu di stop dan distart kembali dalam periode optimisasi.

Model yang menggambarkan hubungan kebutuhan bahan bakar dengan daya yang dibangkitkan diperoleh dari kurva *heat rate* yang biasanya berbentuk polinomial kuadratik seperti pada persamaan (1) dan (2).

$$HR(P) = aP^2 + bP + d \text{ Btu/hour} \quad (1)$$

$$C(P) = aP^2 + bP + d \text{ \$/jam} \quad (2)$$

Persamaan (1) menerangkan hubungan antara daya yang dibangkitkan ( $P$  dalam MW) dengan bahan bakar per jam ( $HR$  dalam Btu/jam). Persamaan (2) juga menggambarkan biaya bahan bakar pembangkitan ( $C$  dalam \\$/jam) jika harga bahan bakar per Btu diketahui.

### **Distribusi beban diantara unit-unit pembangkit**

Model stasiun pembangkit yang terdiri dari 3 unit pembangkit dengan beban terhubung langsung ke rel beban diperlihatkan pada Gambar 1. Daya yang disalurkan ke sistem tenaga di luar stasiun dianalogikan sebagai suatu beban yang terpasang langsung pada rel stasiun tersebut, sehingga tidak melibatkan rugi-rugi saluran transmisi dalam perhitungan.

Pendistribusian beban di antara unit-unit dalam stasiun didasarkan pada kenyataan apakah dengan menaikkan beban pada salah satu unit pada saat beban yang lain diturunkan dengan jumlah yang sama, akan mengakibatkan kenaikan atau penurunan biaya bahan bakar total. Untuk suatu stasiun dengan  $n$  unit, maka biaya bahan bakar

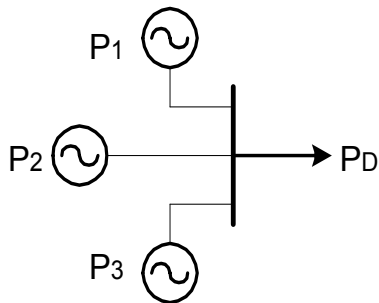
total dan daya total yang dibangkitkan dapat dinyatakan pada persamaan (3), (4) dan (5).

$$C(P_{\text{tot}}) = C_1(P_1) + C_2(P_2) + C_3(P_3) + \dots + C_n(P_n) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \quad (3)$$

$$P_{\text{tot}} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n$$

$$= \sum_{i=1}^n P_i \quad (4)$$

$$P_{\text{tot}} = P_D \quad (5)$$



Gambar 1 Stasiun dengan 3 unit pembangkit dan beban  $P_D$ .

Pada kondisi ini daya yang dibangkitkan akan sama dengan daya yang dibutuhkan.

Dimana  $C(P_{\text{tot}})$  adalah biaya bahan bakar total dan  $P_{\text{tot}}$  adalah daya total yang diteri ma rel stasiun dan disalurkan ke sistem tenaga. Beban  $P_D$  terpasang pada rel stasiun, pada kasus ini rugi rugi saluran transmisi tidak diperhitungkan sehingga daya yang harus dipenuhi oleh stasiun pembangkit harus sama dengan beban yang dibutuhkan oleh konsumen (beban  $P_D$ ). Bila beban  $P_D$  terpasang pada rel stasiun, maka biaya bahan bakar minimum dapat ditentukan dengan metode pengali lagrange (*lagrange-multiplier*) berikut:

$$L = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^n P_i) \quad (6)$$

kondisi optimum ditentukan oleh :

$$0 = \frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial C_i}{\partial P_i} - \lambda \quad (7)$$

$$0 = \frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^n P_i \quad (8)$$

Biaya bahan bakar tambahan per me gawatt berikutnya (*incremental fuel cost*) pada unit ke-i merupakan turunan biaya bahan bakar terhadap daya yang dibangkitkan oleh unit tersebut saat ini. *Incremental fuel cost* merupakan biaya yang harus ditambahkan pada pembangkitan tiap 1 Mwh berikutnya dari level pembangkitan saat ini. Dari persamaan (7) dan (8) diperoleh

$$\lambda = \frac{\partial C_i}{\partial P_i} = a_i P_i + b_i \quad (9)$$

dimana  $i = 1, 2, 3, \dots, n$

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (10)$$

Persamaan (9) akan memberikan pe-mbangkitan optimum bila masing-masing unit bekerja pada pada *incremental fuel cost* ( $\lambda$ ) yang sama. Besarnya kontribusi masing-masing unit pada suatu harga  $\lambda$  di-tentukan

$$P_i = \frac{\lambda - b_i}{a_i} \quad (11)$$

besarnya kontribusi tiap unit akan bervariasi tergantung *incremental fuel cost* unit tersebut yang ditentukan oleh konstanta  $a$  dan  $b$ . Konstanta ini diperoleh dari persamaan *heat rate* unit pembangkit tersebut yang didasarkan pada pola grafik hubungan antara banyaknya bahan bakar yang dibutuhkan untuk membangkitkan daya. Daya yang diberikan tiap unit bervariasi di antara kapasitas minimum dan maksimumnya ( $P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}$ ).

### Distribusi diantara stasiun-stasiun pembangkit

Metode yang telah dikembangkan untuk kehilangan daya transmisi sebagai fungsi dari daya pembangkitan stasiun-stasiun memungkinkan kita untuk mengkoordinasikan kebijakan daya transmisi dalam menjalankan pembangkitan masing-masing stasiun seekonomis mungkin untuk beban sistem yang telah ditentukan. Penyelesaian matematisnya serupa dengan penjadwalan unit-unit di dalam stasiun kecuali bahwa sekarang kita memasukkan kehilangan daya transmisi sebagai kekangan (*constraint*) atau suatu batas tambahan.

Biaya total bahan bakar keseluruhan dalam sistem merupakan penjumlahan dari biaya-biaya bahan bakar pada masing-masing stasiun. Sedangkan daya keluaran sistem juga merupakan penjumlahan dari daya keluaran dari tiap-tiap stasiun. Daya yang dibangkitkan pada pendistribusian beban di antara stasiun-stasiun dalam sistem tenaga listrik akan lebih besar dari daya yang dibutuhkan oleh konsumen. Hal ini terjadi karena adanya rugi-rugi atau kehilangan daya pada saluran transmisi.

Bila ada  $n$  stasiun pembangkit dalam suatu sistem tenaga listrik, maka daya keluaran atau kapasitas sistem dinyatakan pada persamaan (12) yang merupakan penjumlahan daya masing-masing stasiun. Biaya pembangkitan sistem tenaga listrik secara keseluruhan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (13). Persamaan (13) menunjukkan bahwa biaya pembangkitan sistem merupakan penjumlahan biaya masing-masing stasiun.

$$P_{tot} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = \sum_{i=1}^n P_i \quad (12)$$

$$C(P_{tot}) = C_1(P_1) + C_2(P_2) + C_3(P_3) + \dots + C_n(P_n) = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \quad (13)$$

$$P_{tot} = P_R + P_L = \sum_{i=1}^n P_i \quad (14)$$

Bila beban total yang terpasang pada sistem  $P_R$  dan besarnya kehilangan daya pada saluran transmisi  $P_L$ , maka daya yang harus dibangkitkan oleh sistem adalah penjumlahan dari beban terpasang  $P_R$  dan daya yang hilang pada saluran transmisi  $P_L$ .

Besanya kehilangan daya pada saluran transmisi tergantung pada nilai resistans saluran dan arus yang mengalir pada saluran tersebut.

Persamaan (14) merupakan pembatas untuk nilai minimum penambahan biaya bahan bakar setiap 1 megawatt  $C(P_{tot})$ . Di mana  $P_R$  adalah daya total yang diterima oleh beban sistem dan  $P_L$  adalah rugi transmisi yang dinyatakan sebagai fungsi dari koefisien kehilangan daya dan masukan daya ke jaringan masing-masing stasiun. Turunan persamaan (14) terhadap daya  $P_R$  yang konstan menghasilkan

$$\sum_{i=1}^n \partial P_i - \partial P_L = 0 \quad (15)$$

sehingga biaya pembangkitan minimum diperoleh jika

$$\partial C(P_{tot}) = \sum_{i=1}^n \frac{\partial C(P_{tot})}{\partial P_i} \partial P_i = 0 \quad (16)$$

Kehilangan daya transmisi  $P_L$  tergantung pada keluaran stasiun, dan dinyatakan

$$\partial P_L = \sum_{i=1}^n \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \partial P_i \quad (17)$$

dengan mensubstitusikan  $\partial P_L$  pada persamaan (17) ke dalam persamaan (15) mengkalikannya dengan  $\lambda$ , dan mengurangkan hasilnya dari persamaan (16) maka diperoleh

$$\sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial C(P_{tot})}{\partial P_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \lambda \right) \partial P_i = 0 \quad (18)$$

persamaan (17) terpenuhi bila

$$\frac{\partial C(P_{tot})}{\partial P_i} + \lambda \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \lambda = 0 \quad (19)$$

untuk setiap nilai  $i$ . Penyusunan kembali persamaan (19) dan mengingat bahwa perubahan keluaran satu stasiun hanya mempengaruhi biaya pada stasiun tersebut, maka diperoleh

$$\frac{\partial C(P_{tot})}{\partial P_i} \frac{1}{1 - \partial P_L / \partial P_i} = \lambda \quad (20)$$

$$\frac{\partial C(P_{tot})}{\partial P_i} L_i = \lambda \quad (21)$$

dimana  $L_i$  dinamakan faktor hukuman untuk stasiun ke – n dan

$$L_n = \frac{1}{1 - \partial P_L / \partial P_i} \quad (22)$$

Pengali  $\lambda$  dalam dolar per megawatt jam jika biaya bahan bakar dalam dolar per jam dan daya dalam megawatt. Hasil ini adalah analog dengan pendistribusian beban di antara unit-unit pembangkit dalam stasiun. Biaya bahan bakar minimum dicapai jika biaya bahan bakar tambahan (*incremental fuel cost*) masing-masing stasiun yang dikalikan dengan faktor hukumannya adalah sama untuk semua stasiun-stasiun dalam sistem tenaga listrik tersebut. Hasil kali ini sama dengan  $\lambda$ , yang dinamakan  $\lambda$ -sistem dan kira-kira sama dengan biaya dalam rupiah (dolar) per jam untuk menaikkan beban total yang dibangkitkan dalam 1 Mw.

Untuk memberikan ilustrasi yang jelas, Gambar 2 menggambar sebuah sistem tenaga listrik yang terdiri dari tiga stasiun pembangkit dengan beban sistem  $P_R$  yang terpusat. Biaya bahan bakar minimum akan tercapai bila

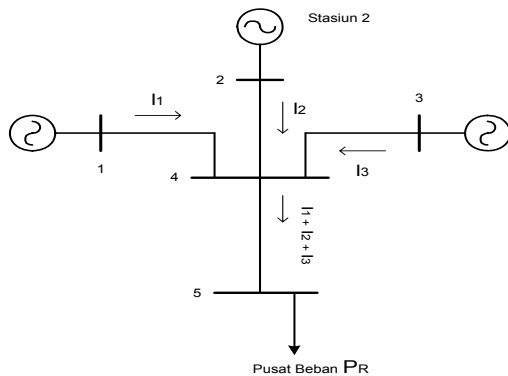
$$\frac{\partial C(P_1)}{\partial P_1} L_1 = \frac{\partial C(P_2)}{\partial P_2} L_2 = \frac{\partial C(P_3)}{\partial P_3} L_3 = \lambda \quad (23)$$

Kehilangan daya transmisi  $P_L$  yang dinyatakan persamaan (20), untuk  $n$  buah stasiun diferensial parsial terhadap  $P_i$  menghasilkan

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n P_j B_{ji} P_i = 2 \sum_{j=1}^n P_j B_j \quad (24)$$

Persamaan-persamaan serentak yang diperoleh dari persamaan (20) untuk setiap stasiun pada sistem dapat diselesaikan dengan memisalkan suatu nilai untuk  $\lambda$ . Pembebanan ekonomis untuk setiap stasiun dihitung untuk nilai  $\lambda$  yang dimisalkan tersebut. Dengan menyelesaikan persamaan untuk beberapa nilai  $\lambda$ , maka diperoleh

data untuk pembuatan grafik pembangkit di masing-masing stasiun terhadap total pembangkitan



Gambar 2 Sistem tenaga listrik 3 stasiun pembangkit dengan beban  $P_R$ .

## METODE

Pada penelitian ini dilakukan dua simulasi, yaitu (1) pendistribusian beban di antara unit-unit dalam suatu stasiun pembangkit di mana beban terpasang langsung pada rel stasiun tersebut tanpa melalui saluran transmisi. (2) pendistribusian beban di antara stasiun-stasiun pembangkit di dalam sistem tenaga listrik di mana masing-masing stasiun dihubungkan melalui saluran transmisi ke suatu rel beban. Disini rugi-rugi transmisi harus diperhitungkan. Simulasi dilakukan dengan menggunakan software Matlab versi 6.

Agar pembahasan lebih fokus, maka diperlukan beberapa asumsi sebagai berikut:

1. Unit-unit atau stasiun-stasiun pembangkit beroperasi terus menerus sepanjang periode beban.
2. Apabila beban kurang dari kapasitas beban minimum unit atau stasiun, maka unit atau stasiun akan memberikan daya sebesar kapasitas minimumnya.
3. Beban suatu unit atau stasiun tidak boleh melebihi kapasitas beban maksimum unit atau stasiun tersebut.
4. Apabila beban pada suatu unit dalam stasiun atau beban pada suatu stasiun dalam suatu sistem tenaga listrik melebihi kapasitas beban maksimumnya, maka unit



atau stasiun akan membangkitkan daya sebesar kapasitas maksimumnya. Sisa beban akan ditanggung oleh unit atau stasiun yang lain.

5. Unit-unit atau stasiun pembangkit yang dianalisa merupakan pembangkit termis.
6. Faktor keandalan, pemeliharaan unit dalam sistem pembangkit tidak diperhitungkan, diasumsikan unit pembangkit dalam kondisi baik dan siap beroperasi tanpa mengalami gangguan.
7. Pengaturan penjadwalan unit pembangkit pada suatu stasiun atau stasiun-stasiun pembangkit pada sistem tenaga listrik menggunakan metode *dynamic programming*.

## HASIL

Hasil simulasi dengan menggunakan software Matlab versi 6, pada kondisi (1) pendistribusian beban diantara unit-unit dalam suatu stasiun pembangkit di mana beban terpasang langsung pada rel stasiun tersebut tanpa melalui saluran transmisi di perlihatkan pada Tabel 1. Pada kondisi ini digunakan stasiun pembangkit terdiri dari 2 unit pembangkit, masing-masing memiliki persamaan *incremental fuel cost (IFC)* sebagai berikut:

$$IFC_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 0.010P_1 + 11.0$$

$$IFC_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 0.012P_2 + 8.0$$

Sedangkan pada kondisi pendistribusian beban di antara stasiun-stasiun pembangkit di dalam sistem tenaga listrik di mana masing-masing stasiun dihubungkan melalui saluran transmisi ke suatu rel beban diperlihatkan pada Tabel 2. Pada kondisi ini, sistem dimisalkan mempunyai 2 unit stasiun, masing-masing memiliki persamaan *incremental fuel cost (IFC)* sebagai berikut:

$$IFC_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 3P_1 + 400$$

$$IFC_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 4.5P_2 + 350$$

dengan koefisien rugi-rugi saluran transmisi diberikan dalam matrik sebagai berikut:

$$B = \begin{bmatrix} 0.0010 & 0.0005 \\ 0.0005 & 0.0024 \end{bmatrix}$$

## PEMBAHASAN

### Penjadwalan Unit-unit dalam Stasiun

Penjadwalan unit generator pada stasiun, unit generator bekerja sepanjang waktu dengan kapasitas beban minimum dan maksimum masing-masing unit adalah 100 MW dan 625 MW. Kapasitas beban minimum stasiun 200 MW. Kapasitas beban maksimum stasiun =  $2 \times 625 = 1250$  MW.

Harga *incremental fuel cost* stasiun untuk biaya bahan bakar terendah pada saat beban total stasiun berubah dari 100 MW menjadi 1250 MW ditampilkan pada Tabel 1. Berdasarkan Tabel 1, maka dapat dijelaskan bahwa untuk beban yang kurang atau sama dengan kapasitas beban minimum stasiun (200 MW), unit-unit memberikan kontribusinya sebesar kapasitas beban minimum masing-masing. *Incremental fuel cost* ( $\lambda$ ) stasiun ditentukan dari unit dengan  $\lambda$  termurah yaitu unit 2.

Kenaikan beban berikutnya dicatu atau disuplai oleh unit 2 sampai pada suatu saat harga  $\lambda$  kedua unit tersebut sama. Unit 1 akan mencatu kenaikan beban berikutnya. Pada setiap kenaikan beban, unit 2 mencatu beban lebih besar dibanding unit 1 sampai pada suatu beban tertentu unit 2 mencapai kapasitas pembangkitan beban maksimum.

Kenaikan beban selanjutnya akan dicatu oleh unit 1 sampai mencapai kapasitas pembangkitan maksimum. Pada saat beban sama dengan kapasitas beban maksimum stasiun (1250 MW), unit-unit pembangkit akan mengeluarkan daya sebesar kapasitas beban maksimumnya dan stasiun tidak dapat melayani pertambahan beban berikutnya. Pada saat pembebanan maksimum stasiun, *incremental fuel cost* ( $\lambda$ ) stasiun ditentukan oleh unit yang lebih mahal, yaitu pada unit 1.

### Penjadwalan Stasiun-stasiun Pembangkit dalam Sistem Tenaga Listrik.

Pada penjadwalan stasiun-stasiun pada sistem tenaga listrik, terdiri dari dua stasiun pembangkit yang masing-masing memiliki persamaan *incremental fuel cost* (IFC) yang berbeda. Stasiun-stasiun bekerja sepanjang waktu dengan kapasitas beban minimum dan maksimum masing-masing stasiun 20 MW dan 125 MW. Koefisien rugi-rugi saluran transmisi diberikan dalam matrik berikut

$$B = \begin{bmatrix} 0.0010 & 0.0005 \\ 0.0005 & 0.0024 \end{bmatrix}$$

Dari perhitungan kapasitas beban minimum dan maksimum sistem diperoleh hasil sebagai berikut :

Keluaran daya minimum total sistem tenaga =  $2 \times 20 = 40$  MW

Rugi-rugi saluran transmisi saat keluaran minimum = 1.76 MW

Kapasitas beban minimum sistem tenaga =  $40 - 1.76 = 38.24$  MW

Keluaran daya maksimum total sistem tenaga =  $2 \times 125 = 250$  MW

Rugi-rugi transmisi saat keluaran maksimum = 68.75 MW

Kapasitas beban maksimum sistem tenaga =  $250 - 68.75 = 181.25$  MW

Harga *incremental fuel cost* sistem untuk biaya bahan bakar terendah pada saat beban sistem berubah dari 30 menjadi 181.25 MW ditampilkan pada Tabel 2, di mana untuk beban yang kurang atau sama dengan kapasitas beban minimum sistem tenaga (38.24 MW), stasiun-stasiun memberikan kontribusi sebesar kapasitas minimum masing-masing. Keluaran sistem pada saat ini sebesar 40 MW dengan rugi-rugi daya pada saluran transmisi 1.76 MW. *Incremental fuel cost* ( $\lambda$ ) sistem ditentukan dari stasiun dengan  $\lambda$  termurah yaitu stasiun 1. Kenaikan beban berikutnya akan disuplai oleh stasiun 1 sampai pada suatu harga  $\lambda$  kedua stasiun sama. Stasiun 2 akan ikut mensuplai beban pada kenaikan beban selanjutnya.

Stasiun 1 akan mensuplai beban lebih besar dibanding stasiun 2 sampai pada suatu beban tertentu dimana stasiun 1 mencapai kapasitas pembangkitan maksimum

nya. Kenaikan beban selanjutnya akan di-suplai oleh stasiun 2 sampai mencapai kapasitas pembangkitan maksimum. Pada saat beban sama dengan kapasitas beban maksimum sistem (250 MW), sistem akan mengeluarkan daya sebesar kapasitas maksimumnya dan sistem tidak dapat melayani pertambahan beban lagi. Pada kasus ini beban konsumen maksimum yang dapat dilayani sistem sebesar 181.24831 MW.

### Koreksi Faktor Kesalahan

Besarnya kontribusi tiap unit dalam stasiun atau tiap stasiun dalam sistem tenaga listrik akan bervariasi tergantung *incremental fuel cost* ( $\lambda$ ) unit atau stasiun yang ditentukan oleh konstanta  $a$  dan  $b$  pada persamaan (9) dan (20). Daya yang dibangkitkan bervariasi di antara kapasitas beban minimum dan maksimumnya.

Pada penjadwalan unit dalam suatu stasiun, harga  $\lambda$  untuk suatu pembangkitan daya  $P_D$  ditentukan melalui proses iterasi pada program. Sesuai dengan persamaan (11) maka jumlah total daya tiap unit harus sama dengan daya beban. Persamaan (22) juga memperlihatkan bahwa daya yang dibangkitkan stasiun harus sama dengan beban yang diminta konsumen ditambah rugi-rugi daya pada saluran transmisi. Pada beban-beban tertentu, kondisi ini mungkin saja sukar tercapai atau bahkan tidak tercapai. Oleh karena itu diberikan error sebagai berikut:

$$error = \sum_{i=1}^n P_i - P_D$$

$$error = \sum_{i=1}^n P_i - P_L - P_D$$

Persamaan di atas masing-masing menggambarkan besarnya kesalahan pada program untuk penjadwalan unit pada stasiun dan penjadwalan di antara stasiun-stasiun pada sistem tenaga listrik dengan memperhatikan rugi-rugi daya pada saluran transmisi.

Selama absolut *error* melebihi ralat yang ditentukan, maka  $\lambda$  diubah-ubah hingga *error* yang terjadi sama dengan ralat yang ditentukan tersebut. Ralat umumnya dipilih

---

berdasarkan pada persentase dari beban. Konvergensi perhitungan akan lebih cepat tercapai apabila dipilih ralat yang lebih besar. Untuk ralat yang lebih kecil, konvergensi akan lebih lama tercapai, tetapi hasilnya lebih akurat.

Nilai *error* pada kasus penjadwalan unit pada suatu stasiun dan penjadwalan stasiun pada suatu sistem tenaga listrik ditunjukkan pada Tabel 1 dan Tabel 2 kolom *error*. Masing-masing memperlihatkan kesalahan yang terjadi ketika beban yang disuplai bertambah pada unit-unit pembangkit pada suatu stasiun dan pada stasiun-stasiun dalam sistem tenaga listrik.

### KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Pemanfaatan software untuk melakukan simulasi dapat digunakan untuk menentukan kebijakan dalam melakukan penjadwalan unit maupun stasiun pembangkit.
2. Pada kasus yang diteliti, penjadwalan unit pembangkit dalam stasiun, unit pembangkit 2 dioperasikan terlebih dahulu dari unit pembangkit yang lain. Pada kondisi ini kesalahan yang terjadi sebesar 0% pada kondisi kapasitas pembangkitan maksimum.
3. Sedangkan pada penjadwalan stasiun pembangkit pada sistem tenaga listrik stasiun 1 dioperasikan terlebih dahulu. Pada kondisi ini diperoleh nilai kesalahan sebesar 0.00169 atau 0.009% dari kapasitas daya yang diminta pada kondisi kapasitas pembangkitan maksimum.

### DAFTAR RUJUKAN

- Djiteg Marsudi, 1990, *Operasi Sistem Tenaga Listrik*. Badan Penerbit & Humas ISTN, Jakarta
- Grainger, John J dan Stevenson W.D Jr, 1994, *Power System Analysis*, International editions, Mc Graw-Hill, Inc, Singapore
- Mahalanabis, Katori dan Ahson, *Computer Aided Power System Analysis and Control*, Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, New Delhi

Myron B. Allen III dan Eli L. Isaacson, 1997, *Numerical Analysis for Applied Science*, John Wiley & sons, Inc, United State of America

Turan Gonen, 1988, *Electric Power Transmission system Engineering: Analysis and Design*, John Wiley & Sons, Inc, Singapore

Wallach.Y, 1986, *Calculations and Programs for Power System Networks*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey

\_\_\_\_\_, 1994, *Teknik Optimisasi*, Diktat Kuliah, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik UGM, Yogya-karta

**Tabel 1** Hasil Simulasi Penjadwalan Unit Pembangkit Dalam Suatu stasiun.

Beban (MW)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>tot</sub> (MW)	Error (MW)	$\lambda$ (\$/MWh)
100.0	100.00000	100.00000	200.00000	--	9.20000
150.0	100.00000	100.00000	200.00000	--	9.20000
200.0	100.00000	100.00000	200.00000	--	9.20000
201.0	100.00000	101.00020	201.00020	0.00020	9.21200
266.7	100.00000	166.70027	266.70027	0.00027	10.00040
350.0	100.00000	250.00035	350.00035	0.00035	11.00000
437.3	102.16364	335.13636	437.30000	0.00000	12.02164
500.0	136.36364	363.63636	500.00000	0.00000	12.36364
550.0	163.63636	386.36364	550.00000	0.00000	12.63636
605.0	193.63636	411.36364	605.00000	0.00000	12.93636
800.0	300.00000	500.00000	800.00000	0.00000	14.00000
900.0	354.54545	545.45455	900.00000	0.00000	14.54545
1075.0	450.00000	625.00000	1075.00000	0.00000	15.00000
1175.0	549.99883	625.00000	1174.99883	0.00117	16.49999
1250.0	625.00000	625.00000	1250.00000	0.00000	17.25000

**Tabel 2** Hasil Simulasi Penjadwalan Stasiun-Stasiun Pembangkit pada Sistem Tenaga Listrik.

Beban (MW)	$P_1$ (MW)	$P_2$ (MW)	$P_L$ (MW)	$P_D$ (MW)	Error (MW)	$\lambda$ (\$/MWh)
30.00	20.00000	20.00000	1.76000	38.24000	--	440.00000
50.00	29.32860	23.55355	2.88241	49.99974	0.00026	531.69700
90.00	61.06222	38.59910	9.66128	90.00004	0.00004	694.86838
100.00	69.70393	42.43455	12.13835	100.00033	0.00033	744.49199
135.00	102.78398	56.09862	23.88352	134.99908	0.00092	959.39303
145.00	113.20240	60.07236	28.27608	144.99895	0.00105	1036.55754
146.63	114.94837	60.72338	29.04277	146.62898	0.00102	1049.99468
152.00	120.80188	62.87339	31.67567	151.99960	0.00040	1096.16189
155.73	124.96133	64.37161	33.60418	155.72875	0.00125	1130.05322
160.63	125.00000	73.32084	37.69238	160.62847	0.00153	1299.93470
170.09	125.00000	93.22420	48.13583	170.08837	0.00163	1799.92033
172.59	125.00000	99.27748	51.68913	172.58835	0.00165	1999.52945
177.05	125.00000	111.34765	59.29937	177.04827	0.00173	1499.22520
180.00	125.00000	120.61619	68.61786	179.99833	0.00167	3015.69351
181.25	125.00000	124.99385	68.74554	181.24831	0.00169	3317.72513