

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Economic Dispatch

Efisiensi, operasi ekonomis, dan perencanaan sistem pembangkit tenaga listrik selalu memegang peranan penting dalam industri tenaga listrik. Semakin efisien dan ekonomis suatu sistem pembangkit tenaga listrik berarti semakin kecil biaya yang harus dikeluarkan untuk mengoperasikan sistem tersebut. Efisiensi bahan bakar, selain secara ekonomis menguntungkan, dapat menghemat penggunaan bahan bakar yang sebagian besar adalah sumber daya alam yang tak dapat diperbaharui.

Pada saat ini umumnya sistem tenaga listrik mempunyai lebih dari 1 pusat pembangkit, sehingga timbul masalah untuk membagi beban di antara unit-unit pembangkit sesuai permintaan beban pada sistem tersebut. Selain itu pembagian beban di antara unit-unit pembangkit harus mempertimbangkan biaya operasi pembangkit agar seekonomis mungkin. Permasalahan tersebut dapat diatasi dengan *economic dispatch*.

Tujuan utama *economic dispatch* adalah menjadwalkan keluaran unit pembangkit agar dapat memenuhi permintaan beban pada suatu sistem dengan biaya operasi seminimal mungkin^[10]. Perubahan sedikit saja pada *economic dispatch* dapat mengakibatkan perbedaan biaya operasi yang signifikan. Faktor-faktor yang mempengaruhi biaya operasi pembangkit adalah^[11]:

1. Efisiensi generator

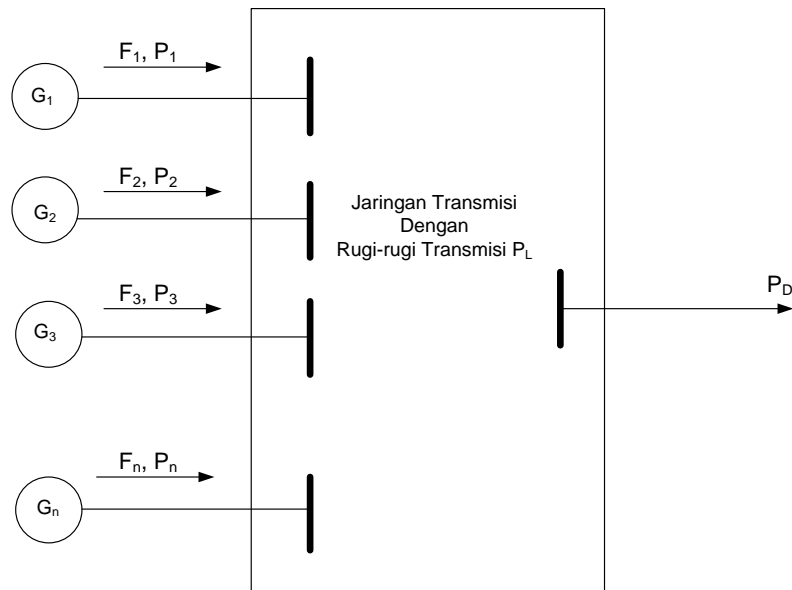
Semakin tinggi efisiensi generator maka untuk memperoleh suatu daya keluaran pembangkit tertentu dibutuhkan konsumsi bahan bakar yang semakin sedikit.

2. Biaya bahan bakar.

Besar daya keluaran pembangkit tergantung pada konsumsi bahan bakar. Semakin besar daya keluaran pembangkit maka semakin besar konsumsi bahan bakar, yang berarti semakin besar biaya yang harus dikeluarkan untuk bahan bakar. Oleh karena itu, generator yang memiliki efisiensi tinggi tidak menjamin biaya operasi minimum bila terletak pada daerah di mana harga bahan bakar tinggi. Pada umumnya biaya perawatan dan biaya butuh dapat diasumsikan sebagai persentase tertentu pada biaya bahan bakar.

3. Rugi-rugi transmisi

Rugi-rugi transmisi terjadi karena adanya kehilangan daya pada saluran transmisi. Semakin jauh jarak antara suatu unit pembangkit dengan beban, maka rugi-rugi transmisi semakin besar. Sebagai kompensasinya adalah daya keluaran pembangkit harus diperbesar agar permintaan beban terpenuhi. Jadi pembangkit yang terletak jauh dari pusat beban memiliki nilai ekonomis yang rendah daripada pembangkit yang letaknya lebih dekat ke pusat beban bila dipandang dari sisi rugi-rugi transmisi.



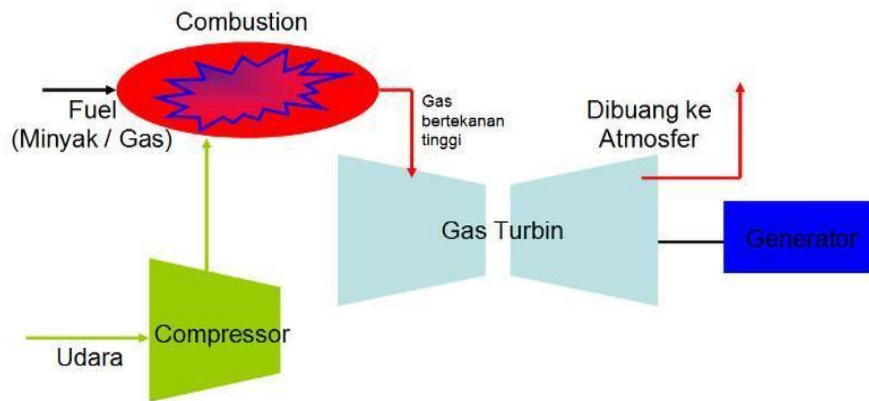
Gambar 2.1. Sistem tenaga listrik^[11]

Pada gambar 2.1 diperlihatkan suatu gambaran sistem tenaga listrik sederhana yang terdiri atas n unit pembangkit. Daya keluaran n unit pembangkit tersebut adalah $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ yang menyuplai beban P_D melalui suatu jaringan transmisi dengan rugi-rugi transmisi P_L . Bila $F_1, F_2, F_3, \dots, F_n$ adalah biaya pembangkitan masing-masing unit, maka *economic dispatch* harus dapat menentukan besarnya $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ agar beban sistem P_D terpenuhi dan total biaya pembangkitan ($F_t = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n$) seminimal mungkin.

2.2 Unit Pembangkit Termis

Pembangkit termis adalah pusat pembangkit tenaga listrik yang bekerja dengan sumber energi termis. Energi termis ini diubah menjadi energi mekanik terlebih dahulu, kemudian energi mekanik tersebut diubah menjadi energi listrik. Bahan bakar yang banyak dimanfaatkan untuk menghasilkan energi termis adalah

minyak, gas, batubara, dan uranium. Selain itu energi termis dapat diperoleh langsung dengan memanfaatkan panas matahari dan panas bumi.



Gambar 2.2 Unit pembangkit termis^[8]

Suatu dasar sistem pembangkit termis dapat dilihat pada Gambar 2.2 yang terdiri atas ruang pembakaran, turbin dan generator. Ruang pembakaran berfungsi sebagai tempat untuk menghasilkan fluida kerja. Fluida kerja tersebut digunakan untuk memutar turbin, kemudian energi mekanik yang diperoleh dari gerak rotasi turbin diubah menjadi energi listrik oleh generator. Proses konversi energi termis pada Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) menggunakan fluida kerja udara, sedangkan pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dan pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) menggunakan fluida kerja uap air^[13].

Daya keluaran generator tidak seluruhnya disalurkan ke sistem tenaga listrik, tetapi juga digunakan untuk menyuplai peralatan tambahan yang

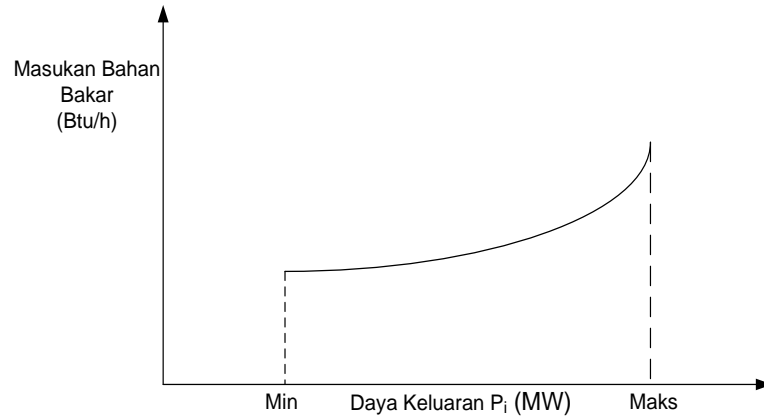
dibutuhkan pembangkit itu sendiri. Sebagai contoh suatu Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) dapat membutuhkan 2 sampai 6% dari daya keluaran generatornya untuk peralatan tambahan seperti pompa untuk menyuplai air ke ketel uap (boiler), pompa sirkulasi air pada kondensor, dan kipas angin^[15]. Jadi daya keluaran pembangkit adalah daya keluaran generator setelah dikurangi daya untuk menyuplai peralatan tambahan.

2.3 Karakteristik Unit Pembangkit Termis

2.3.1 Karakteristik Masukan-keluaran

Biaya operasi unit pembangkit termis sangat ditentukan oleh besarnya biaya bahan bakar yang digunakan. Efisiensi unit pembangkit termis dapat dilihat dari karakteristik laju konsumsi bahan bakar terhadap daya keluaran. Laju konsumsi bahan bakar unit pembangkit pada dasarnya merupakan besar biaya yang harus dikeluarkan untuk per-MegaWatt (MW) daya keluaran yang dihasilkan oleh unit pembangkit tersebut

Pada pembangkit termis masukan atau bahan bakar dinyatakan dalam BTU (British Thermal Unit)/h (hour) dan keluaran dinyatakan dalam MW. Kurva hubungan antara masukan dan keluaran atau karakteristik masukan-keluaran pembangkit dapat dilihat pada gambar 2.3. Kurva tersebut diperoleh dari hasil *Heat Rate Test*^[15]. Dengan *heat rate test* akan diperoleh titik-titik data biasanya tidak jatuh pada kurva yang halus. Gambar 2.3 adalah bentuk ideal dan pendekatan dari titik-titik data tersebut. Daya keluaran minimum (min.) dan maksimum (maks.) merupakan batasan pada pengoperasian pembangkit^[15].



Gambar 2.3 Kurva Masukan-Keluaran Pembangkit^[15]

Konversi masukan bahan bakar (Btu/h) ke biaya operasi (\$/h) akan menghasilkan kurva biaya operasi yang dapat dilihat pada Gambar 2.4. Dalam implementasinya kurva tersebut akan berupa fungsi polinomial berderajat dua (kuadratik)^[10]:

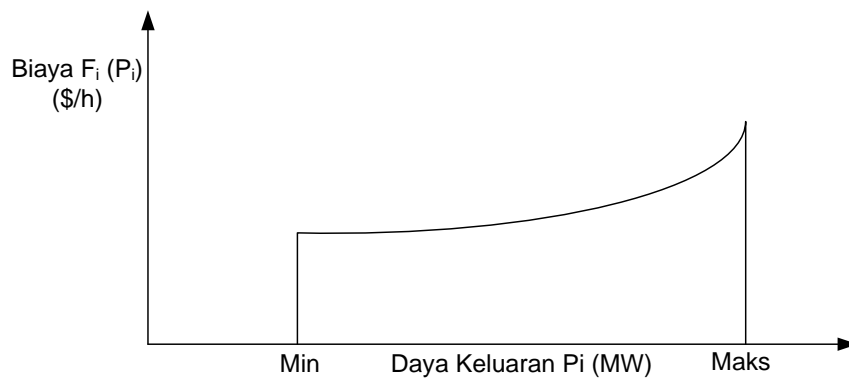
$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (2-1)$$

Dimana: $F_i(P_i)$ = biaya operasi tiap unit pembangkit (\$/h)

P_i = daya keluaran tiap unit pembangkit (MW)

a_i, b_i, c_i = koefisien biaya operasi pembangkit

i = 1, 2, 3,....., n (untuk n pembangkit)



Gambar 2.4 Kurva Biaya Operasi terhadap daya keluaran pembangkit^[15]

Untuk mendapatkan nilai parameter a, b, c secara tepat diperlukan data-data yang berhubungan dengan biaya $F_i(P_i)$ untuk tiap daya pembangkitan P_i . Untuk mendapatkan nilai parameter tersebut digunakan metode *least-square*.

Jika diberikan suatu fungsi^[10]:

$$J = \sum_{i=1}^n [c + bP_i + aP_i^2 - F_i(P_i)]^2 \quad (2-2)$$

Turunan parsial dari J terhadap c, b, dan a

$$\frac{\partial J}{\partial c} = \sum_{i=1}^n 2[c + bP_i + aP_i^2 - F_i(P_i)] = 0 \quad (2-3)$$

$$\frac{\partial J}{\partial b} = \sum_{i=1}^n 2[c + bP_i + aP_i^2 - F_i(P_i)]P_i = 0 \quad (2-4)$$

$$\frac{\partial J}{\partial a} = \sum_{i=1}^n 2[c + bP_i + aP_i^2 - F_i(P_i)]P_i^2 = 0 \quad (2-5)$$

Persamaan (2-3), (2-4), dan (2-5) dapat disusun kembali seperti berikut:

$$(n)c + \left(\sum_{i=1}^n P_i^1\right)b + \left(\sum_{i=1}^n P_i^2\right)a = \sum_{i=1}^n F_i(P_i) \quad (2-6)$$

$$\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)c + \left(\sum_{i=1}^n P_i^2\right)b + \left(\sum_{i=1}^n P_i^3\right)a = \sum_{i=1}^n P_i F_i(P_i) \quad (2-7)$$

$$\left(\sum_{i=1}^n P_i^2\right)c + \left(\sum_{i=1}^n P_i^3\right)b + \left(\sum_{i=1}^n P_i^4\right)a = \sum_{i=1}^n P_i^2 F_i(P_i) \quad (2-8)$$

Dengan menyelesaikan persamaan (2-6), (2-7), dan (2-8) tersebut, besarnya nilai a, b, dan c dapat ditentukan.

2.3.2 Karakteristik Kenaikan Biaya Operasi

Dalam pengoperasian suatu sistem tenaga, kebutuhan beban merupakan suatu faktor yang bersifat tidak linear. Perubahan beban dari suatu waktu ke waktu lainnya tidak dapat ditentukan secara pasti. Perubahan beban sistem harus diikuti dengan perubahan daya pembangkitan. Hal ini dimaksudkan agar frekuensi sistem dapat dijaga pada kondisi normal.

Besarnya perubahan daya pembangkitan ini secara otomatis akan mempengaruhi besarnya perubahan biaya operasi sistem. Pengaruh kenaikan biaya operasi terhadap kenaikan daya keluaran disebut dengan karakteristik kenaikan biaya operasi. Karakteristik kenaikan biaya operasi merupakan *slope* (derivative) karakteristik masukan dan keluaran ($\Delta F / \Delta P$)^[15].

Kurva kenaikan biaya operasi terhadap kenaikan daya beban disebut sebagai *incremental cost curve* seperti gambar yang ditunjukkan pada gambar 2.5. *Incremental cost curve* didekati dengan menurunkan fungsi biaya operasi terhadap daya keluaran, yaitu^[15]:

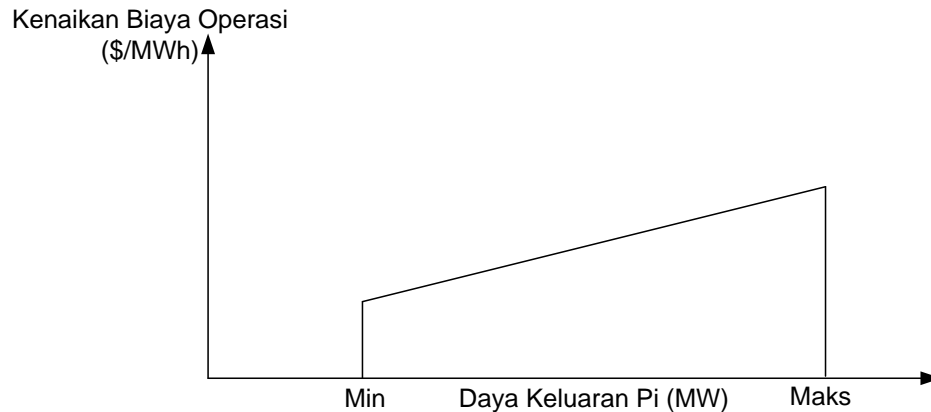
$$\lambda = \frac{\Delta F_i(P_i)}{\Delta P_i} = 2a_i P_i + b_i \quad (2-9)$$

Dimana: λ_i = kenaikan biaya operasi (\$/MWh)

P_i = daya keluaran tiap unit pembangkit (MW)

a_i, b_i = koefisien biaya operasi pembangkit

i = 1, 2, 3,.....,n (untuk n pembangkit)



Gambar 2.5 *Incremental cost curve*^[15]

2.4 Batasan Optimasi Pembangkit Termal

Dengan makin besarnya suatu sistem tenaga listrik, maka makin banyak pula unsur-unsur yang harus dikoordinasikan dan dipantau. Dalam perencanaan sistem operasi pembangkit terdapat beberapa batasan operasi sistem yang harus diperhatikan agar sistem handal dan stabil. Batasan-batasan tersebut adalah :

1. Kemampuan daya output maksimum dan minimum

Batasan beban maksimum yang dapat ditanggung suatu unit PLTGU adalah berkaitan dengan batasan suhu logam peralatan operasi yang dilalui fluida kerja bertemperatur dan bertekanan tinggi yang terus meningkat seiring kenaikan beban dan harus dapat bekerja normal sesuai fungsinya. Batasan beban minimum lebih disebabkan alasan ekonomis yakni rendahnya efisiensi saat beban rendah.

2. Kecepatan perubahan beban

Kecepatan perubahan beban akan menentukan jumlah jam *start-stop* pembangkit yang akan mempengaruhi umur operasi unit tersebut.

3. *Minimum Up Time*

Yakni interval waktu minimum ketika unit yang baru *On* (terhubung ke sistem) tidak boleh di *Off* dilepas kembali sebelum batas *up time*-nya. Artinya suatu unit pembangkit apabila sedang beroperasi (*On*) tidak dapat dimatikan seketika sebelum minimum *up time* nya terpenuhi^[5].

4. *Minimum Down Time*

Yakni interval waktu minimum ketika suatu unit dalam keadaan *decommitted Off* tidak boleh dihubungkan (*committed*) atau *On* sebelum melewati batas *down time*-nya. Unit pembangkit thermal tidak dapat dihidupkan dengan seketika karena memerlukan waktu untuk menaikkan temperature dan tekanan untuk siap membangkitkan daya^[7].

5. Cadangan Panas (*Hot Reverse*)

Yakni cadangan daya pembangkitan dalam kondisi siap beroperasi dan bekerja paralel dengan sistem, dan kondisi pembangkit termal dijaga agar tetap dalam keadaan panas.

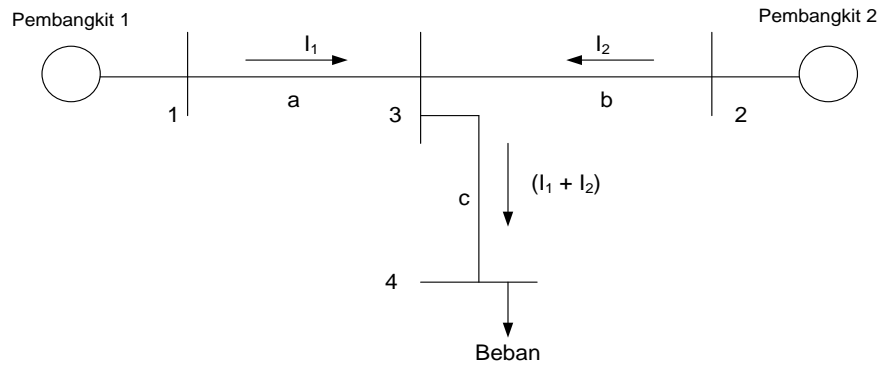
6. Cadangan berputar (*Spinning Reserve*)

Yakni cadangan daya pembangkitan yang beroperasi kerja paralel dengan sistem saat kondisi beban minimal, namun tidak ikut berpartisipasi mendukung beban sistem/jaringan.

2.5 Rugi-Rugi Transmisi

Salah satu langkah dalam menyelesaikan *economics dispatch* adalah menentukan rugi-rugi daya transmisi dalam sistem. Untuk menyertakan rugi-rugi daya transmisi dalam menyelesaikan *economics dispatch*, kehilangan daya

transmisi total dalam suatu sistem perlu dinyatakan sebagai fungsi dari daya keluaran masing-masing pembangkit.



Gambar 2.6 Sistem sederhana dua pembangkit dengan sebuah beban

Penentuan kehilangan daya transmisi pada suatu sistem sederhana yang terdiri atas dua stasiun pembangkit dan sebuah beban seperti yang ditunjukkan Gambar 2.6 dapat membantu pemahaman prinsip-prinsip yang dipakai dalam menyatakan kehilangan daya transmisi sebagai fungsi daya keluaran masing-masing pembangkit. Jika R_a , R_b , dan R_c berturut-turut adalah resistansi saluran-saluran a, b, dan c, maka kehilangan daya total untuk sistem transmisi tiga fasa adalah^[12]:

$$P_L = 3|I_1|^2 R_a + 3|I_2|^2 R_b + 3|I_1 + I_2|^2 R_c \quad (2-10)$$

Jika dimisalkan bahwa I_1 dan I_2 sefasa, maka:

$$|I_1 + I_2| = |I_1| + |I_2| \quad (2-11)$$

Dengan mensubstitusikan Persamaan (2-10) ke Persamaan (2-11) diperoleh:

$$P_L = 3|I_1|^2 R_a + 3|I_2|^2 R_b + 3R_c \left(|I_1|^2 + |I_2|^2 + 2|I_1||I_2| \right) \quad (2-12)$$

Persamaan (2-12) diatas dapat disederhanakan menjadi:

$$P_L = 3|I_1|^2(R_a + R_c) + 3|I_2|^2(R_b + R_c) + 3x2|I_1||I_2|R_c \quad (2-13)$$

Jika P_1 dan P_2 adalah daya keluaran tiga fasa dari pembangkit 1 dan pembangkit 2 dengan faktor daya pf_1 dan pf_2 dan jika V_1 dan V_2 adalah tegangan pada bus pembangkit-pembangkit tersebut, maka :

$$|I_1| = \frac{P_1}{\sqrt{3}|V_1|pf_1} \quad (2-14)$$

dan

$$|I_2| = \frac{P_2}{\sqrt{3}|V_2|pf_2} \quad (2-15)$$

Dengan mensubstitusikan Persamaan (2-14) dan (2-15) ke Persamaan (2-13) maka diperoleh:

$$P_L = P_1^2 \frac{R_a + R_c}{|V_1|^2(pf_1)^2} + 2P_1P_2 \frac{R_c}{|V_1||V_2|(pf_1)(pf_2)} + P_2^2 \frac{R_b + R_c}{|V_2|^2(pf_2)^2} \quad (2-16)$$

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} \quad (2-17)$$

dimana:

$$B_{11} = \frac{R_a + R_c}{|V_1|^2(pf_1)^2} \quad (2-18)$$

$$B_{12} = \frac{R_c}{|V_1||V_2|(pf_1)(pf_2)} \quad (2-19)$$

$$B_{22} = \frac{R_b + R_c}{|V_2|^2(pf_2)^2} \quad (2-20)$$

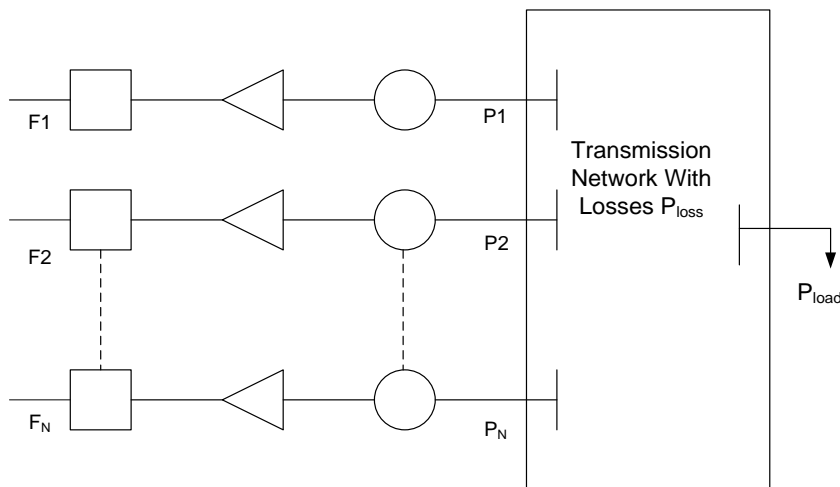
Bila dalam suatu sistem terdapat tiga stasiun pembangkit, maka kehilangan daya transmisi total dalam sistem tersebut dapat dinyatakan dalam bentuk kuadratik sebagai berikut:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + P_3^2 B_{33} + 2P_1 P_2 B_{12} + 2P_1 P_3 B_{13} + 2P_2 P_3 B_{23} \quad (2-21)$$

2.6 Operasi Ekonomis dengan Memperhitungkan Rugi-Rugi Saluran Transmisi

Umumnya letak pusat-pusat pembangkit jauh dari pusat beban, sehingga penyaluran daya harus melalui saluran transmisi yang panjangnya bisa mencapai ratusan kilometer. Akumulasi rugi daya pada saluran dalam satu tahun bisa mencapai 12 digit. Dengan demikian, untuk pendekatan yang lebih realistis susut daya pada saluran transmisi harus diperhitungkan dalam optimasi biaya operasi pembangkit tenaga listrik.

Biaya bahan bakar dan daya pembangkit tenaga listrik dari suatu sistem tenaga listrik dengan memperhitungkan susut daya pada saluran transmisi dapat direpresentasikan seperti Gambar 2.7 berikut :



Gambar 2.7 Sistem dengan memperhitungkan rugi transmisi^[11]

Biaya bahan bakar dan daya pembangkit tenaga listrik dari suatu sistem tenaga listrik dengan memperhitungkan susut daya pada saluran transmisi dinyatakan seperti pada persamaan^[8]:

$$F_T = \sum_{i=1}^n F_i(P_i) = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) + \dots + F_N(P_N) \quad (2-22)$$

Keterangan ;

F_i = fungsi biaya pembangkit ke-i

P_i = daya keluaran pembangkit ke-i

Total daya yang disuplai oleh N pembangkit ke sistem adalah :

$$P_T = \sum_{i=1}^n F_{gi} = P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gN} \quad (2-23)$$

Keterangan ;

P_T = total daya yang dibangkitkan (MW)

P_{gi} = total daya yang dibangkitkan oleh pembangkit ke-i

Fungsi biaya seperti persamaan (2-22) akan diminimalkan dengan memperhatikan fungsi kendala operasi (*constraining*), yaitu persamaan neraca daya.

$$P_L + P_D - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (2-24)$$

Keterangan ;

P_L = rugi daya pada saluran transmisi (MW)

P_D = daya beban (MW)

Kendala lain yang juga harus diperhatikan adalah kendala teknis setiap pembangkit, yaitu daya maksimum dan daya minimum yang disyaratkan

$$P_{gi(\min)} \leq P_i \leq P_{gi(\max)} \quad (2-25)$$

Salah satu cara untuk menyelesaikan problem optimasi adalah dengan Metode Pengali *Lagrange* (*Method of Lagrange Multipliers*). Sebuah fungsi biaya baru C, dibentuk dengan menggabungkan fungsi biaya pembangkitan dan persamaan kendala sistem, yaitu

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \right) = 0 \quad (2-26)$$

Untuk setiap keluaran pembangkit P_{g1} , P_{g2} , P_{gN} disebabkan oleh F_i hanya bergantung pada P_{gi} , maka turunan parsial F_i dapat dinyatakan sebagai turunan penuh, sehingga persamaan (2-26) dapat dinyatakan sebagai berikut.

$$\lambda = \left[\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}} \right] \frac{\partial F_i}{\partial P_i} \quad (2-27)$$

Untuk setiap nilai ke- i persamaan diatas sering dinyatakan sebagai berikut,

$$\lambda = L_1 \frac{\partial F_1}{\partial P_i}$$

Keadaan optimum dapat diperoleh dengan operasi *gradien* dari persamaan *lagrange* sama dengan nol.

$$\frac{\partial \delta}{\partial P_i} = 0 \quad (2-28)$$

$$\frac{\partial \delta}{\partial P_i} = \frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i} \right) = 0 \quad (2-29)$$

$$\left[\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_i}} \right] \frac{\partial F_i}{\partial P_i} = \lambda \quad (2-30)$$

Untuk setiap nilai ke- i persamaan diatas sering dinyatakan dalam bentuk,

$$\lambda = L_i \frac{\partial F_i}{\partial P_i} \quad (2-31)$$

2.7 Faktor Penalti

$$L = \left[\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{gi}}} \right] \quad (2-32)$$

Persamaan (2-31) menyatakan biaya bahan bakar paling minimum yang diperoleh saat biaya tambahan bahan bakar dikalikan dengan faktor penalti adalah sama untuk semua unit pembangkit dalam sistem^[8].

$$\lambda = L_1 \frac{\partial F_1}{\partial P_1} = L_2 \frac{\partial F_2}{\partial P_2} = L_3 \frac{\partial F_3}{\partial P_3} \quad (2-33)$$

Namun masalahnya adalah apabila batasan daya maksimum dan minimum dari setiap pembangkit dijadikan sebagai suatu fungsi kendala operasi dan kelompok pembangkit yang dioperasikan memiliki karakteristik operasi berbeda maka keadaan seperti yang dinyatakan pada Persamaan (2-33) sering tidak terpenuhi.