

ABSTRAK

Restrukturisasi dan deregulasi sistem tenaga listrik diberbagai belahan dunia untuk memperoleh pengelolaan sistem tenaga listrik lebih efisien, transparan dan kompetitif membuat harga dan biaya menjadi penting dalam pengoperasian sistem tenaga listrik. Perhitungan yang dapat melibatkan biaya dan harga serta memenuhi aliran daya listrik dan kendala teknis pengoperasian telah dapat dilakukan dengan menggunakan program aliran daya optimal.

Ada dua model pasar listrik yang telah dianalisa dalam penelitian ini yaitu model Single buyer (kompetisi sisi pembangkit) dan model multiple buyer multiple seller (kompetisi sisi pembangkit dan distribusi) berbasis aliran daya optimal. Model yang pertama harga energi listrik hanya ditentukan oleh penawaran harga oleh masing-masing pengelola pembangkitan dengan jatah pembangkitan diperoleh setelah meminimumkan total biaya pembangkitan, sedangkan model kedua harga energi berdasarkan harga pada pasar spot yang ditentukan dari penawaran sisi pembangkit dengan penawaran harga sisi distribusi/konsumen dengan tujuan untuk memaksimalkan bagi pembangkit dan distribusi.

Hasil-hasil simulasi menunjukkan bahwa transaksi pembayaran model pasar single buyer (SB) lebih tepat menggunakan mekanisme kontrak antar pihak pengelola pasar dengan perusahaan pembangkitan (*multiple seller*) dan pengelola pasar dengan perusahaan penyaluran (*single buyer*) selisihnya merupakan keuntungan pihak pengelola pasar. Sedangkan untuk model multiple buyer multiple seller (MBMS) transaksi pembayaran diperoleh melalui harga marginal spot masing-masing bus. Selisih penerimaan dari perusahaan distribusi (*multiple buyer*) dengan pembayaran ke perusahaan pembangkitan (*multiple seller*) merupakan keuntungan pihak pengelola pasar.

Kata kunci: Restrukturisasi, Single buyer (SB), Multiple buyer multiple seller (MBMS)

1. PENDAHULUAN.

Wacana restrukturisasi sektor kearah terbentuknya pasar listrik kompetitif telah berjalan lebih dari 5 tahun sejak diluncurkannya dokumen kebijakan Restrukturisasi sektor ketenagalistrikan oleh Menteri Pertambangan dan Energi pada Agustus 1998. Berbagai langkah dalam rangka restrukturisasi industri kelistrikan menuju pasar listrik yang kompetitif sesuai rencana pemerintah Indonesia seperti tertuang dalam Undang-Undang No. 20 tahun 2002 [1] mulai/sedang dirintis.

Undang-undang ini merupakan landasan dan acuan bagi pelaksanaan restrukturisasi sektor ketenagalistrikan agar pengelolaan usaha di sektor ini dapat dilaksanakan secara lebih efisien, transparan dan kompetitif. Kompetisi usaha penyediaan tenaga listrik dalam tahap awal diterapkan pada sisi pembangkitan single buyer dan di kemudian hari sesuai dengan kesiapan perangkat keras dan perangkat lunaknya akan diterapkan di sisi penjualan multiple buyer multiple seller (MBMS). Hal ini dimaksudkan agar konsumen listrik memiliki pilihan dalam menentukan pasokan tenaga listriknya yang menawarkan harga paling bersaing dengan mutu dan pelayanan lebih baik.

Salah satu aspek yang penting untuk ditinjau lebih jauh adalah model pasar listrik yang diterapkan pada wilayah kompetisi baik pada era Single buyer sampai pada tahap akhir restrukturisasi yaitu multiple buyer multiple seller (MBMS)[2]. Untuk mengatur dan mengawasi terselenggaranya kompetisi penyediaan tenaga listrik, dibentuk satu badan yang disebut Badan Pengawas Pasar Tenaga Listrik (ayat 1, pasal 51 dari UU No. 20 tahun 2002 [1]). Harga Jual Tenaga Listrik di sisi pembangkit tenaga listrik dan harga jual tenaga listrik untuk konsumen tegangan tinggi dan konsumen tegangan menengah didasarkan pada kompetisi yang wajar dan sehat serta diawasi oleh Badan Pengawas Pasar Tenaga Listrik.

Diantara tugas dan wewenang Badan Pengawas Pasar Tenaga Listrik adalah sebagai berikut :

1. Mengatur harga jual tenaga listrik pada Usaha Penjualan Tenaga Listrik biaya penyediaan fasilitas untuk menjaga mutu dan keandalan sistem tenaga listrik dan harga sewa transmisi dan harga sewa distribusi tenaga listrik
2. Mencegah persaingan usaha tidak sehat;
3. Memantau dan mengawasi pelaksanaan ketentuan mengenai pungutan sarana transmisi dan pungutan sarana distribusi tenaga listrik
4. Mengawasi harga jual tenaga listrik pada sisi yang dikompetisikan pada Usaha Pembangkitan dan Agen Penjualan Tenaga Listrik
5. Mengatur dan mengawasi Usaha Pengelola Pasar dan Usaha Pengelola Sistem Tenaga Listrik;
6. Menetapkan wilayah Usaha Distribusi dan Usaha Penjualan Tenaga Listrik;
7. Memfasilitasi penyelesaian perselisihan yang timbul dalam kompetisi dan pelayanan;
8. Menerapkan sanksi administratif kepada pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik atas pelanggaran ketentuan peraturan perundang-undangan dan perizinan
9. Menjamin pasokan tenaga listrik.

Untuk melaksanakan fungsi sebagaimana tersebut diatas perlu dilakukan kajian-kajian model pasar listrik yang telah diterapkan di negara-negara maju maupun yang baru dan akan diterapkan di Indonesia. Sehingga tarif listrik tidak lagi ditentukan oleh kebijakan

pemerintah tetapi oleh pasar (Market price tarif) dan mampu membangun perusahaan yang mandiri serta mengurangi ketergantungan bantuan dana dari pemerintah.

Dalam referensi [3] terdapat masalah-masalah restrukturisasi yang masih menjadi perdebatan yaitu:

1. Masalah ekonomi politik dan regulasi
2. Masalah ekonomi teknis pengoperasian

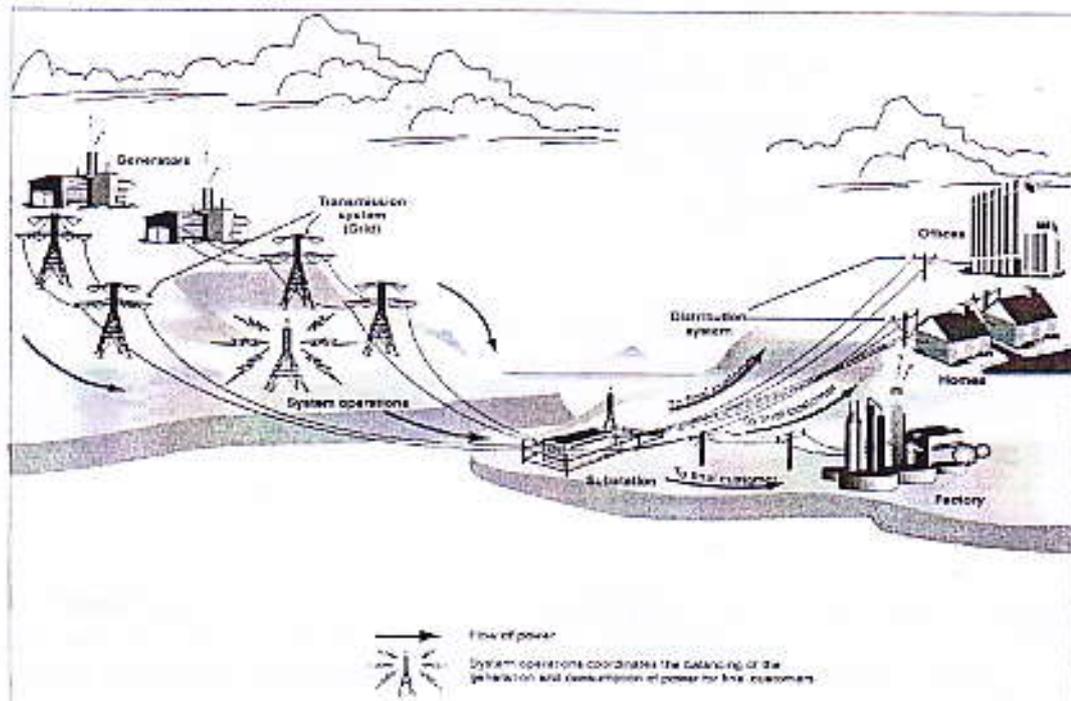
Sehingga terus diperlukan kajian dan penelitian lebih lanjut

Dalam penelitian ini lebih menekankan pada masalah teknis pengoperasian sistem tenaga dalam struktur terpisah (unbundling) yang dapat melibatkan perhitungan biaya dan teknis pengoperasian seperti aliran daya dan kendala operasi sistem baik untuk era single buyer maupun di era multiple seller multiple buyer.

II. STRUKTUR INDUSTRI PENYEDIA TENAGA LISTRIK

Dengan adanya restrukturisasi sektor ketenagalistrikan diharapkan pengelolaan usaha di sektor ini dapat dilaksanakan secara lebih efisien, transparan dan kompetitif. Struktur kelistrikan untuk wilayah kompetisi saat ini masih merupakan struktur Single buyer di mana PLN pusat bertindak sebagai single buyer dan belum terdapat kontrak transmisi dan kontrak penjualan tenaga listrik kepada perusahaan distribusi [6]. Ke depan struktur kompetisi diharapkan akan sampai pada sisi penjualan sehingga konsumen listrik memiliki pilihan dalam menentukan pasokan tenaga listriknya yang menawarkan harga paling bersaing dengan mutu dan pelayanan lebih baik.

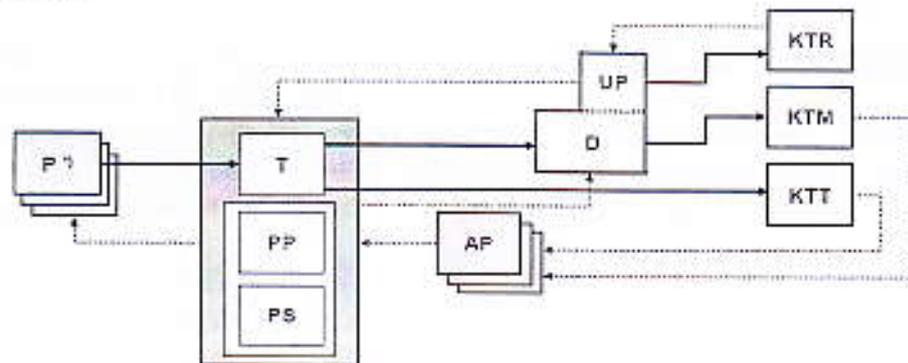
Sistem tenaga listrik setelah restrukturisasi akan terdiri dari empat bagian dengan fungsi yang berbeda sebagai berikut :



Gambar 1 : Industri Kelistrikan Baru

Source : GAO, 2002

Dalam referensi [5] lampiran A struktur industri penyedia tenaga listrik direncanakan sebagai berikut :

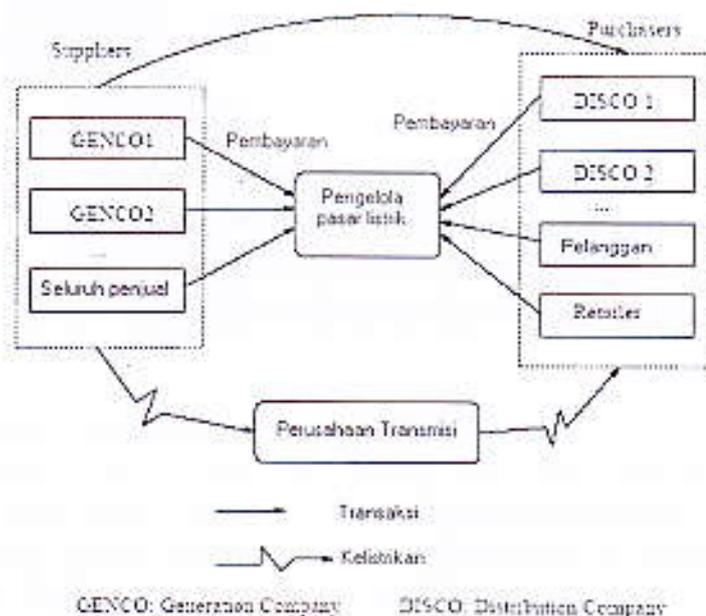


Keterangan:

- | | | |
|--|-------------------------------------|------------------------|
| P : Pembangkit Tenaga Listrik
* termasuk IPP Trader | UP : Usaha Perjualan Tenaga Listrik | → : Aliran Listrik |
| T : Transmisi Tenaga Listrik | AP : Arah Perjualan Tenaga Listrik | ⋯→ : Aliran Pembayaran |
| PP : Pengelola Pasar Tenaga Listrik | KTR : Konsumen Tegangan Rendah | |
| PS : Pengelola Sistem Tenaga Listrik | KTM : Konsumen Tegangan Menengah | |
| D : Distribusi Tenaga Listrik | KTT : Konsumen Tegangan Tinggi | |

Gambar 2 struktur industri penyedia tenaga listrik

Keseluruhan model pasar listrik dari sistem tenaga yang akan mengalami restrukturisasi dapat digambarkan sebagai berikut :



GENCO: Generation Company DISCO: Distribution Company

Gambar 3 Pasar listrik keseluruhan

Mekanisme dan aturan pasar listrik yang diterapkan oleh pengelola pasar listrik harus mengacu kepada UU No.20 tahun 2002. Dalam menentukan harga energi listrik diperlukan tool analisis yang dapat menyertakan biaya, harga dan kendala teknis pengoperasian.

Berkaitan dengan pelelangan listrik untuk menentukan harga energi listrik ada dua pendekatan yang telah dilakukan yaitu: merit order atau pelelangan biaya tunggal dan pasar

listrik berbasis OPF. Dalam penelitian ini akan menggunakan pendekatan kedua model pasar listrik berbasis OPF.

III. PERANAN ALIRAN DAYA OPTIMAL DALAM RESTRUKTURISASI SISTEM TENAGA LISTRIK

Aliran daya optimal merupakan salah satu teknik optimasi yang dapat melibatkan biaya dan harga serta memenuhi kendala teknis pengoperasian lainnya. Sistem gambar 3 dapat tuliskan model matematika perumusan aliran daya optimal sebagai berikut :

$$\begin{array}{ll}
 \text{Minimum} & f(x) \\
 \text{Subject to} & g(x) = 0 \\
 \text{and} & h_{\min} \leq h(x) \leq h_{\max} \\
 & x_{\min} \leq x \leq x_{\max}
 \end{array} \quad (1)$$

Variasi model sistem diperoleh dengan merubah persamaan permintaan dan penawaran serta parameter-parameter kendala yang diinginkan.

III.1 FUNGSI OBJEKTIF $f(x)$

Fungsi objektif dalam *optimal power flow* tergantung pada model pasar listrik yang akan dianalisa, karena pada masing-masing model pasar listrik mempunyai tujuan yang berbeda-beda dalam penerepannya.

III.1.1 Model pasar Single Buyer (SB)

Fungsi objektif pada model pasar ini adalah menggabungkan semua biaya pembangkitan dalam sistem. Karakteristik fungsi biaya untuk pembangkitan masing-masing unit pembangkit adalah :

$$CP_{Gi} = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (2)$$

dengan P_{Gi} = daya nyata generator unit ke-i (MW)

a_i, b_i, c_i = koefisien persamaan fungsi biaya pembangkit

CP_{Gi} = fungsi biaya dari generator unit ke-i (\$/h)

Untuk keseluruhan fungsi objektif generator dalam sistem tenaga listrik adalah :

$$G = \sum_i (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (3)$$

III.1.2 Model pasar Multiple Buyer Multiple Seller (MBMS)

Fungsi objektif pada model pasar MBMS ini ialah memaksimalkan keuntungan sosial, misalnya memastikan bahwa generator-generator memperoleh pemasukan maksimal untuk produksi daya mereka dan konsumen atau pengecer listrik borongan membayar biaya terendah untuk pembelian daya, yakni sebagai berikut :

$$\text{Max. } G = \sum_{j \in J} C_{Dj}(P_{Dj}) - \sum_{i \in I} C_{Si}(P_{Si}) \quad (4)$$

Dengan C_S dan C_D adalah fungsi biaya generator dan konsumen dari tawaran daya P_S dan P_D dalam \$/MWh yaitu:

$$C_S(P_S) = \sum_{i=1, N_s} (a_i + b_i P_{Si} + c_i P_{Si}^2) \quad (5)$$

$$C_D(P_D) = \sum_{j=1, N_b} (a_j + b_j P_{Dj} + c_j P_{Dj}^2) \quad (6)$$

dengan :

a_j, b_j, c_j = koefisien persamaan fungsi supply dan permintaan daya (beban)

G = fungsi objektif (\$/h)

III.2 KENDALA PERSAMAAN (PERSAMAAN ALIRAN DAYA)

Kendala persamaan menyatakan persamaan-persamaan aliran daya yaitu persamaan keseimbangan daya aktif dan daya reaktif untuk semua simpul :

$$P_{gi} - P_{Li} - P_i(V, \delta) = 0 \quad (7)$$

$$Q_{gi} - Q_{Li} - Q_i(V, \delta) = 0 \quad (8)$$

dengan :

$$P_i(V, \delta) = \sum_{j=1}^N (V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) ; i = 1 \dots N \quad (9)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{j=1}^N (V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})) ; i = 1 \dots N \quad (10)$$

yang terdiri dari $2Nb$ persamaan dengan Nb = jumlah bus dan $(2Nb + 2Ng - 1)$ variabel state dan kontrol.

III.3 KENDALA PERTIDAKSAMAAN

Batas pembangkitan daya aktif simpul generator

$$P_{min,i} \leq P_{Pi} \leq P_{max,i} \quad (11)$$

Batas pembangkitan daya reaktif simpul generator

$$Q_{min,i} \leq Q_{Pi} \leq Q_{max,i} \quad (12)$$

Batas tegangan semua simpul

$$|V|_{min,i} \leq |V|_i \leq |V|_{max,i} \quad (13)$$

Batas atas aliran MVA di transmisi atau transformator seluruh cabang

$$P_g^2 + Q_g^2 \leq S_{max,g}^2 \quad (14)$$

dan lain-lain.

Dalam bentuk umum dapat ditulis dalam bentuk fungsi dari vektor U dan X yang terdiri dari semua variabel keadaan dan kontrol.

$$h(X, U) \leq b \quad (15)$$

dengan b merupakan batasan yang harus dipenuhi

IV. HASIL DAN ANALISA

Kedua model ini selanjutnya akan dites menggunakan data sederhana Sistem 3 bus dan sistem 6 bus seperti lampiran A dan B dengan simulasi aliran daya optimal (*optimal power flow*). Dengan perumusan aliran daya optimal akan menghasilkan maksimum keuntungan dengan kendala pengoperasian dapat terpenuhi.

IV.1 Pasar listrik single buyer (Kompetisi di sisi Pembangkitan)

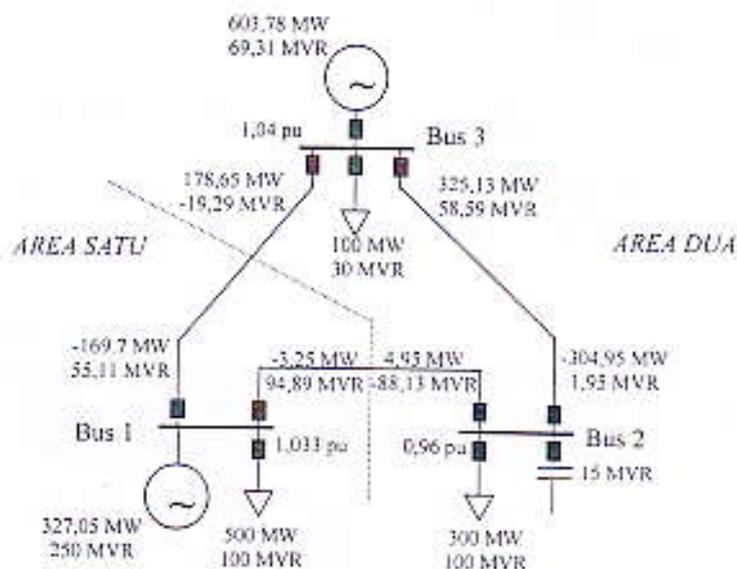
Penerapan kompetisi di sisi pembangkitan dimaksudkan agar mendapatkan harga pembangkitan tenaga listrik yang lebih murah. Berikut beberapa skenario pasar listrik berbasis OPF.

Kasus 1

Generator pada bus 1 mempunyai biaya pembangkitan yang mahal, sedangkan pada bus 3 lebih murah. Kendala tegangan untuk menjaga kualitas daya pada contoh ini adalah

$$0,96 \leq V_i \leq 1,04$$

Kapasitor bank 15 MVR dipasang pada bus 2 untuk menyuplai daya reaktif. Penyelesaian aliran daya optimal untuk kasus ini adalah seperti gambar berikut :

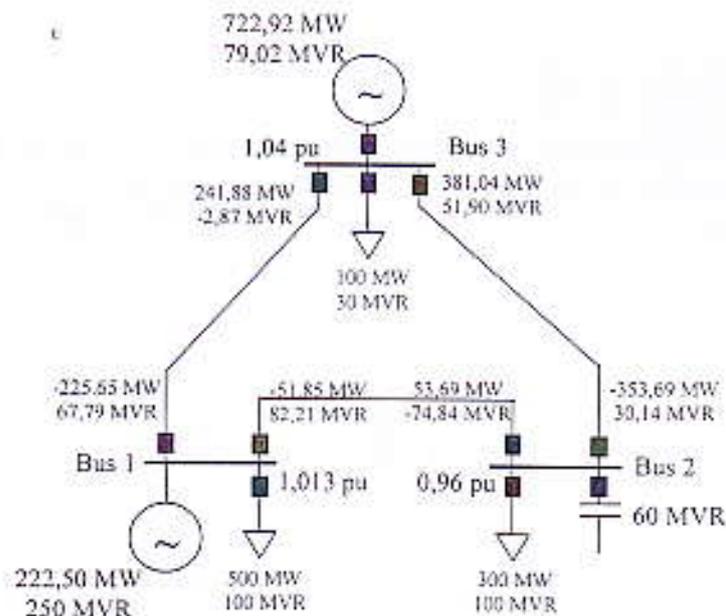


Untuk memperoleh total biaya paling murah, kuota pembangkitan generator 3 harus sebesar mungkin, sebaliknya generator 1 diturunkan. Sehingga akan ada transfer daya dari bus yang mempunyai biaya pembangkitan murah ke bus yang lebih mahal. Transfer daya ini akan merubah tegangan pada bus 2, hingga mencapai batas terendah (0,96 pu), sehingga dispatch daya ekonomis yang memenuhi semua kendala-kendala operasi sistem

Total biaya operasi sistem tersebut adalah : 22594,86 \$/hr. Harga ini jauh lebih murah dibandingkan dispatch daya menggunakan program aliran daya biasa (kasus dasar) seperti gambar , yaitu sebesar : 26210,97 \$/hr. Dengan perhitungan aliran daya optimal diperoleh penghematan sebesar 3616,11 \$/hr. Ini karena terjadi transfer daya dari bus 3 (murah) ke bus 1 (mahal) sebesar 183,6 MW, sedangkan pada kasus dasar tidak ada transfer daya dari area dua ke area satu.

Kasus 2 :

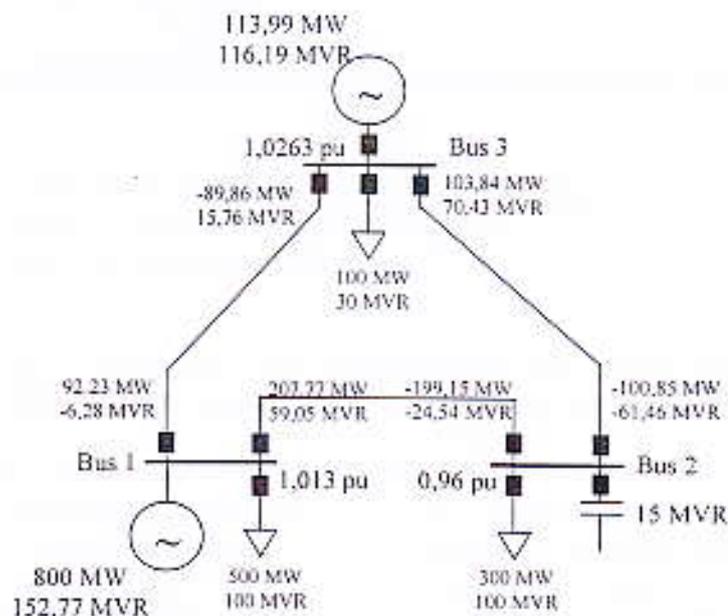
Jika kapasitor bank pada bus dua diperbesar dari rating 15 MVR menjadi rating nominal 60 MVR, maka diperoleh penyelesaian aliran daya optimal. Dari hasil yang diperoleh terlihat bahwa ada peningkatan suplai daya dari generator 3 dan transfer daya dari bus 3 ini meningkat menjadi 295,57 MW. Biaya operasi sistem tersebut menjadi : 21674,14 \$/hr, sehingga terdapat pengurangan (penghematan) biaya pembangkitan total sistem sebesar : 920,72 \$/hr.



Kasus 3.

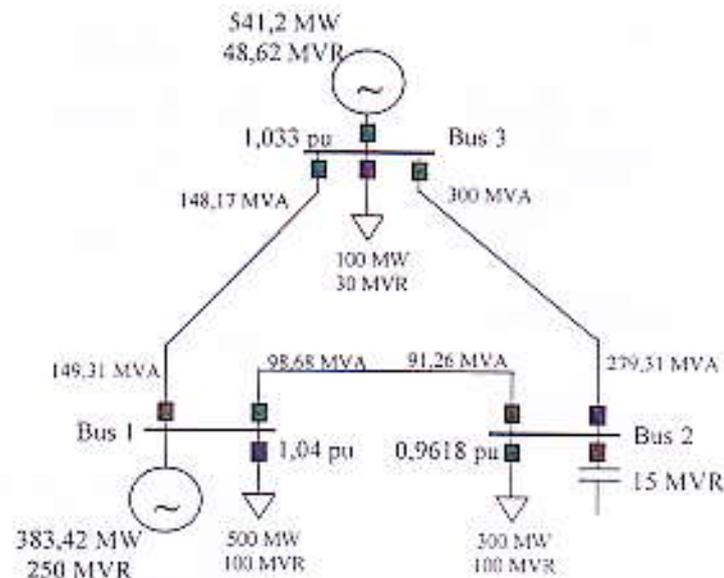
Jika Generator 1 bus mempunyai biaya pembangkitan yang murah sedangkan generator bus 3 lebih mahal. Maka penyelesaian aliran daya optimal untuk beban yang sama akan meredispach daya keluaran generator bus 1 sebesar mungkin dan menurunkan keluaran daya generator bus 3 seperti hasil pada gambar.

Dari hasil perhitungan terlihat bahwa generator pada bus 1 mendapat kuota pembangkitan pada batas maksimum 800 MW dan terjadi transfer daya dari area satu ke area dua sebesar 300 MW. Jadi generator pada bus 1 menyediakan daya untuk beban diareanya sendiri dan dapat menjual dayanya sebesar 300 MW ke area dua



Kasus 4

Jika sistem pada kasus 1, kapasitas maksimum saluran 2-3 yang tersedia sebesar 300 MVA, maka hasil dispatch ekonomis sistem tersebut, dimana pembangkit pada bus 1 harus memperbesar keluarannya untuk melayani permintaan beban pada bus 2, karena aliran daya dari bus 3 ke bus 2 telah mencapai batas maksimum kapasitas saluran. Oleh karena itu total biaya pembangkitan sistem tersebut bertambah menjadi 23480.57 \$/hr tanpa ada saluran yang overload.



Dari studi kasus sistem 3 bus menunjukkan bahwa program aliran daya optimal mampu menghitung dispatch daya yang paling murah dengan memenuhi semua kendala pengoperasian sistem, yang menunjukkan adanya kompetisi sisi pembangkit dalam mensuplai beban.

IV.2 Pasar listrik Multi buyer Multi seller (Kompetisi di sisi Pembangkitan dan penjualan)

Penerapan kompetisi di sisi pembangkitan dan penjualan supaya konsumen listrik memiliki pilihan dalam menentukan pasokan tenaga listriknya yang menawarkan harga paling bersaing dengan mutu dan pelayanan lebih baik.

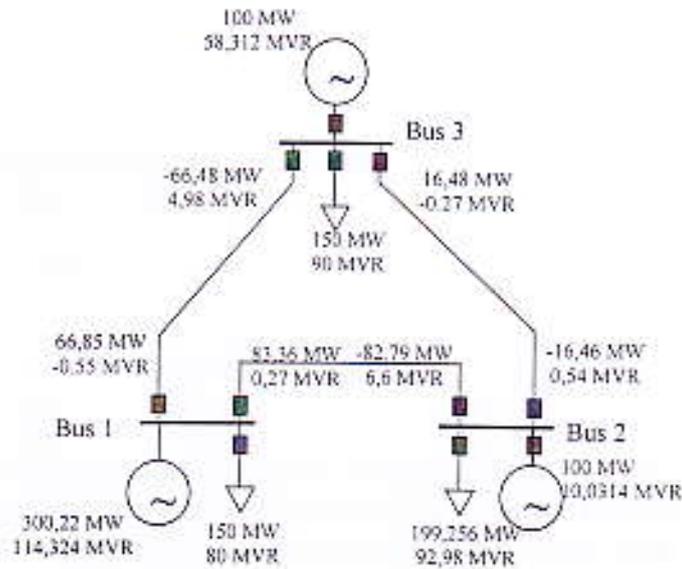
Kasus 1

Generator pada bus 1 mempunyai biaya pembangkitan yang murah, sedangkan pada bus 3 lebih mahal. Kendala tegangan untuk menjaga kualitas daya pada contoh ini adalah

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05$$

Penyelesaian aliran daya optimal untuk kasus ini adalah seperti gambar berikut :

Untuk memperoleh keuntungan maksimum, kuota pembangkitan generator 1 harus sebesar mungkin, sebaliknya generator 2 dan 3 diturunkan. Sehingga akan ada transfer daya dari bus yang mempunyai biaya pembangkitan murah ke bus yang lebih mahal. Sebaliknya disisi permintaan yang penawaran lebih besar akan mendapatkan jatah lebih besar dibandingkan yang penawaran lebih murah. Sehingga ada kompetisi di kedua sisi pelaku pasar yaitu sisi suplai dan permintaan.



Dari hasil perhitungan diperoleh dispatch sisi pembangkitan sebagai berikut :

Bus	Ps	Cs [\$/MWh]
1	150	25
2	0.0	33
3	0.0	32

Sedang disisi permintaan (*Demands*)

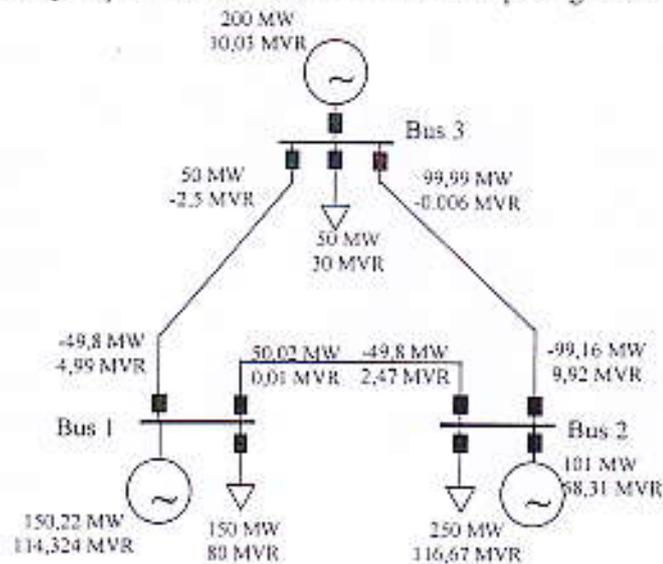
Bus	Pd	Cd [\$/MWh]
2	49.25	30
3	100	35

Kasus 2 :

Sebaliknya jika generator pada bus 3 mempunyai biaya pembangkitan yang murah, sedangkan pada bus 1 lebih mahal. Kendala tegangan untuk menjaga kualitas daya pada contoh ini adalah

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05$$

Penyelesaian aliran daya optimal untuk kasus ini adalah seperti gambar berikut :



Dari hasil perhitungan diperoleh bahwa

Bus	Ps	Cs [\$/MWh]
1	0.0	35
2	1,0185	33
3	100.0	25

Sedang disisi permintaan (Demands)

Bus	Pd	Cd [\$/MWh]
2	100	35
3	0.0	30

Untuk memperoleh keuntungan maksimum, kuota pembangkitan generator 3 harus sebesar mungkin, sebaliknya generator 1 dan 2 diturunkan. Sehingga akan ada transfer daya dari bus yang mempunyai biaya pembangkitan murah ke bus yang lebih mahal. Sebaliknya disisi permintaan yang penawaran lebih besar akan mendapatkan jatah lebih besar dibandingkan yang penawaran lebih murah. Sehingga ada kompetisi dikedua sisi pelaku pasar yaitu sisi suplai dan permintaan.

Kasus 3

Pada contoh ini menggunakan data sistem 6 bus dari lampiran C. Sistem 6 bus terdiri dari tiga perusahaan pembangkitan (GENCO) dan tiga perusahaan supply energi (ESCO) yang memiliki kurva penawaran penyedia (supply) daya listrik dan permintaan (demand) daya listrik.

Generator 1 bus mempunyai biaya pembangkitan yang paling mahal sedangkan generator bus 3 lebih murah. Sedangkan pada sisi permintaan penawaran pada bus 4 paling mahal dan pada bus 6 lebih murah. Maka penyelesaian aliran daya optimal kasus ini adalah seperti gambar berikut :

Bus	V (kV)	Sudut (rad)	Pg (MW)	Qg(Mvar)	P load(MW)	Q load(Mvar)
Bus1	440	0.014	90.001	31.4093	0	0
Bus2	440	0	164.8754	65.0245	0	0
Bus3	440	-0.024	80	70.318	0	0
Bus4	408.45	-0.05	0	0	115	76.6667
Bus5	405.17	-0.07	0	0	110	77
Bus6	416.14	-0.06	0	0	98.0694	65.3796

Aliran daya pada saluran adalah sebagai berikut :

Dr Bus	KeBus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
Bus2	Bus3	1	11.4902	-5.7812	0.05647	-6.9777
Bus3	Bus6	2	60.082	53.4405	1.0903	3.1593
Bus4	Bus5	3	5.5213	-4.7749	0.05917	-8.1568
Bus3	Bus5	4	31.3518	19.8403	1.4933	-2.3546
Bus5	Bus6	5	-4.541	-10.8131	0.07841	-6.09
Bus2	Bus4	6	80.7809	46.5894	3.6406	5.0286
Bus1	Bus2	7	6.8255	-5.773	0.0477	-4.7444
Bus1	Bus4	8	44.6659	30.9635	1.2849	0.63423
Bus1	Bus5	9	38.5096	19.4328	1.3322	-1.7126
Bus2	Bus6	10	45.0667	15.3138	1.3695	-1.8179
Bus2	Bus5	11	34.3152	19.0554	1.3543	-0.40915

Pembangkitan total :

REAL POWER [MW] : 334.8764
 REACTIVE POWER [MVar] : 166.7519
 Beban Total :
 REAL POWER [MW] : 323.0694
 REACTIVE POWER [MVar] : 219.0462

Hasil Dispatch :

Bus	Ps	Cs [\$ /MWh]
1	0.001	9.7
2	25.00	8.8
3	20.00	7.0

Sedang disisi permintaan (Demands) :

Bus	Pd	Cd [\$ /MWh]
4	25.0000	12.0
5	10.0000	10.5
6	8.0694	9.50

Adapun transaksi pembaaran berdasarkan harga spot dari nilai marginal lokasi bus sebagai berikut :

Bus	P(MW)	LMP(\$/MWh)	Pay (\$/h)
1	90.001	9.0204	-811.8424
2	164.875	8.9805	-1480.6597
3	80.0000	9.1455	-731.6399
4	-115.0000	9.5630	1099.7418
5	-110.0000	9.6535	1061.8823
6	-98.0694	9.4284	924.6398

Tanda minus menunjukkan bahwa GENCO 1 s/d 3 menerima pembayaran dari pengelola pasar tenaga listrik atas daya yang suplai , sedangkan yang plus menunjukkan adanya pembayaran dari ESCO ke pengelola pasar tenaga listrik . Disisi pengelola ada transaksi pembayaran ke GENCO dan penerimaan dari ESCO yang selisihnya merupakan keuntungan untuk pihak pengelola pasar tenaga listrik itu sebesar : 62.1219 [\$ /h]. Sedangkan harga pemabayaran dan penerimaan diperoleh berdasarkan nilai harga marginal untuk masing masing lokasi bus (LMP).

IV.3 ANALISA

Dari studi kasus sistem 3 bus menunjukkan bahwa program aliran daya optimal mampu menghitung dispatch daya yang paling murah dengan maksimum keuntungan dan memenuhi semua kendala pengoperasian sistem.

Berdasarkan hasil simulasi dari berbagai kondisi, terlihat bahwa model pasar *Multiple Buyer Mutple Seller* (MBMS) sistem akan membangkitkan daya berdasarkan besarnya penawaran pada sisi distribusi (tergantung kondisi pasar) dengan mempertimbangkan biaya operasi pembangkit dan besarnya rugi-rugi saluran, tujuannya untuk menjamin pendapat yang diperoleh dari penjualan daya. Semakin besarnya harga penawaran pada sisi distribusi semakin besar daya yang diperoleh dan disisi pembangkit yang lebih murah akan semakin besar membangkitkan dayanya, karena konsumen cenderung untuk membeli daya yang lebih murah. Sedangkan besarnya pendapatan sistem (*social benefit*) tergantung dari besarnya pendapatan biaya operasi pada sisi pembangkit dan pengeluaran pada sisi distribusi.

Pasar MBMS yang tujuannya pada maksimalisasi keuntungan sosial (*social benefit*) berdasarkan besarnya penawaran harga pada sisi distribusi dengan mempertimbangkan biaya

operasi pembangkit dan rugi-rugi saluran. Jika penawaran harga pada distribusi murah maka daya yang dibangkitkan pada pembangkit yang melayaninya akan besar dengan mempertimbangkan biaya operasi (seperti pada simulasi), karena konsumen cenderung untuk membeli harga yang murah. Tarif pada model pasar MBMS berdasarkan besarnya penawaran harga pada sisi distribusi, jika penawaran murah maka tarif akan murah dan jika penawaran mahal maka tarif akan mahal.

Analisa dari hasil simulasi dari kedua model pasar menunjukkan bahwa model pasar listrik Multiple Buyer Multiple Seller (MBMS) lebih menggambarkan kondisi suatu pasar listrik yang kompetitif, karena terdapat persaingan pada sisi pembangkit untuk berlomba-lomba menawarkan harga pada sisi distribusi semurah mungkin, dengan pertimbangan biaya operasi sistem dapat ditekan dalam menjual daya yang diproduksinya, dan konsumen pada sisi distribusi bebas memilih siapa saja yang menjadi pemasok listriknya. Tapi harus dilengkapi dengan adanya suatu mekanisme kontrak yang merupakan syarat dari pasar listrik yang kompetitif, untuk mengatur jual beli tenaga listrik dan melindungi pelaku pasar jika terjadi fluktuasi harga.

V KESIMPULAN

Perhitungan yang dapat melibatkan biaya dan harga serta memenuhi aliran daya listrik dan kendala teknis pengoperasian telah dapat dilakukan dengan menggunakan program aliran daya optimal.

Untuk transaksi pembayaran model pasar single buyer lebih tepat menggunakan mekanisme kontrak antar pihak pengelola pasar dengan perusahaan pembangkitan (*multiple seller*) dan pengelola pasar dengan perusahaan penyaluran (*single buyer*) selisihnya merupakan keuntungan pihak pengelola pasar. Sedangkan untuk model MBMS transaksi pembayaran diperoleh melalui harga marginal spot masing-masing bus. Selisih penerimaan dari perusahaan distribusi (*multiple buyer*) dengan pembayaran ke perusahaan pembangkitan (*multiple seller*) merupakan keuntungan pihak pengelola pasar.

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami menyampaikan terima kasih kepada Lembaga Penelitian Universitas Andalas atas dukungan finansial sehingga dapat terlaksananya penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- 1) Undang-undang Republik Indonesia Nomor 20 Tahun 2002 Tentang "KETENAGALISTRIKAN", Tgl : 23 September 2002
- 2) Ibrahim,A,H. " Pasar Listrik Batam menuju Wawasan Komersial", Proceeding SSTE-I, ITB, 2000.
- 3) Gibson,S," Masalah-masalah umum Restrukturisasi sistem tenaga dan upaya pemecahannya: Hambatan penerapannya di Indonesia", Proceeding SSTE-I, ITB, 2000.
- 4) Federico, 'Power system Analysis Toolbox', 2003.
- 5) Blueprint " Pedoman dan Pola Tetap Pengembangan Industri Ketenagalistrikan Nasional 2003-2020", Menteri ESDM Tgl 21 April 2003.
- 6) Simandjuntak,U dkk, "Implementasi Pasar Listrik Indonesia", Proceeding SSTE-II, Diklat PLN Semarang, 2001.

- 7) H. Chen, "*Security Cost Analysis in Electricity Markets Based on Voltage Security Criteria and Web-based Implementation*", Ph.D. thesis, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, 2002.
- 8) S. Hunt and G. Shuttleworth, "*Unlocking the Grid,*" IEEE Spectrum, pp. 20-25, July 1996.