Perbandingan Biaya Pembangkitan Pembangkit Listrik di Indonesia

La Ode Muh. Abdul Wahid

ABSTRAK

Dalam pemenuhan kebutuhan tenaga listrik akan diinstalasi berbagai jenis pembangkit listrik sesuai dengan potensi sumberdaya energi yang dimiliki dan karakteristik pembangkit itu.
Pemilihan dan penentuan jenis pembangkit yang dipilih akan memerlukan penggunaan model yang mampu untuk mengolah dan menganalisis berbagai data masukan. Pada buku ini disampaikan hasil analisis yang menggunakan model Markal (Market Allocation) yang terintegrasi dengan matrix generator GAMS. Sebagai salah satu masukan yang penting pada model adalah biaya dari pembangkit listrik, baik biaya investasi, maupun operasi dan perawatan.
Pada bagian ini dijelaskan perbandingan biaya investasi serta operasi dan perawatan, termasuk bahan bakar dari berbagai pembangkit yang akan dioperasikan di Jawa, Kalimantan, Sumatera dan Pulau Lain di Indonesia.

1. PENDAHULUAN

Pada saat ini dan dimasa mendatang Indonesia menginstalasi berbagai jenis pembangkit listrik dengan kapasitas, produksi, efisiensi, waktu umur, lamanya beroperasi, jenis bahan bakar, dan saat beroperasi yang berbeda pula. Besarnya kapasitas, efisiensi, waktu umur, lamanya beroperasi, jenis bahan bakar, dan saat beroperasi tergantung dari jenis teknologi pembangkit listrik yang dipilih. Jenis teknologi pembangkit listrik akan berpengaruh terhadap harga pembangkit listrik (biaya investasi), biaya operasi dan perawatan, dan biaya pengeluaran bahan bakar yang selanjutnya akan mempengaruhi terhadap besarnya biaya pembangkitan.
Pada umumnya pembangkit listrik berbahan bakar fosil di pulau Jawa seperti Pembangkit listrik Tenaga Uap Batubara (PLTU-B), PLTU-Minyak, PLTU-Gas, Gas Combined Cycle, dan PLTG berkapasitas besar, antara 50-600 MW, namun ada beberapa pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang berkapasitas lebih rendah dari 50 MW, seperti PLTD dan lain-lain. Sedangkan pembangkit listrik berbahan bakar non fosil, kecuali Pembangkit listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit listrik Tenaga Panas bumi (PLTP) mempunyai kapasitas rendah.
Di luar pulau Jawa pola pembangkitan berbeda dimana sebagian besar pembangkit listrik berbahan bakar fosil berturut-turut adalah PLTD,

PLTG-Minyak dan Gas dan PLTU-Batubara, sedangkan pembangkit listrik energi terbarukan berturut-turut adalah PLTA, dan PLTP.

Pada tahun 2003, total kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN di Indonesia termasuk pembangkit listrik PT Indonesia Power, PT PJB, dan P3B pada tahun 2003 adalah sebesar 21,61 GW. Dari total kapasitas tersebut, 23% dari total kapasitas terpasang berasal dari PLTU-Batubara, 5% dari total kapasitas terpasang berasal dari PLTU-Minyak, 5% dari total kapasitas terpasang berasal dari PLTU-Gas, 13% dari total kapasitas terpasang berasal dari *Combined Cycle* minyak, 19% dari total kapasitas terpasang berasal dari Gas *Combined Cycle,* 5% dari total kapasitas terpasang berasal dari High Speed Diesel (HSD) Gas Turbin, 1% dari total kapasitas terpasang berasal dari Gas Turbin, 13% dari total kapasitas terpasang berasal dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), 15% dari total kapasitas terpasang berasal dari Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), dan dari total kapasitas terpasang berasal dari 2% Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP). Pemilihan jenis teknologi pembangkit listrik tersebut selain didasarkan pada kebutuhan operasinya, tersedianya bahan bakar secara berkesinambungan juga didasarkan pada harga keekonomiannya.

PLTU-Batubara dan PLTP dioperasikan pada beban dasar, pembebanannya rata sepanjang hari, mempunyai waktu strart dan stop yang lama dengan variabel cost yang rendah, sedangkan PLTGU (Gas Combined Cycle) dapat dioperasikan pada beban dasar dan beban menengah, pembebanannya rata sepanjang hari atau sedikit bervariasi mengikuti permintaan, mempunyai waktu strart dan stop yang lama dengan variabel cost yang rendah, PLTG dioperasikan pada beban puncak, pembebanannya bervariasi dan dioperasikan hanya beberapa jam dalam satu hari, mempunyai waktu strart dan stop yang cepat dengan variabel cost tinggi, sedangkan PLTA dioperasikan pada beban dasar, beban menengah, dan beban puncak tergantung storage dan kondisi air serta mempunyai waktu strart dan stop yang cepat dengan variabel cost yang sangat rendah.
Dalam melaksanakan perencanaan energi, khususnya perencanaan kelistrikan, dipergunakan model Markal (Market Allocation), yaitu suatu model yang mengatur penyediaan energi untuk memenuhi kebutuhan energi. Dalam perencanaan energi atau kelistrikan akan diperlukan bermacam-macam data masukan, termasuk kebutuhan energi, potensi sumberdaya energi, ekspor maupun impor energi, teknologi serta parameter-parameter lainnya. Prinsip dasar model adalah membandingkan dan memilih teknologi dan sumber energi yang memenuhi fungsi obyektif biaya energi minimum.

Mengingat pada dasarnya pemilihan setiap jenis teknologi pembangkit listrik didasarkan pada harga keekonomiannya, maka dalam buku ini dibahas biaya pembangkitan pembangkit listrik yang ada di Indonesia sebagai masukan pada model Markal.

2. Data Masukan Pada Model Markal

Seperti yang diulas sedikit pada pendahuluan model Markal adalah suatu model optimasi dalam perencanaan penyediaan energi. Model ini merupakan program linier, dan menggunakan perangkat lunak GAMS sebagai matrix generator. Mengingat model Markal bersifat demand driven atau kebutuhan energi harus dipenuhi oleh penyediaannya, maka selalu dibuka peluang untuk ekspor atau impor energi.

Data yang dibutuhkan oleh model Markal adalah sangat terperinci, antara lain data kebutuhan energi, data jenis dan potensi sumber energi, dan teknologi, baik teknologi pengguna (demand devices), proses, konversi, transportasi, transmisi, distribusi dan lain-lain. Seluruh teknologi harus dilengkapi dengan data keekonomiannya, seperti biaya investasi, operasi dan perawatan, bahan bakar, pengangkutan bahan bakar dan lain-lain.

Model Markal dapat dikembangkan untuk berbagai fungsi obyektif dengan sehingga periode pemantauan yang cukup lama maksimum 29 periode dimana lama periode dapat disesuaikan sesuai keinginan.

Dalam beberapa kasus diambil lama periode 5 tahun, tetapi dalam kasus lain diambil 1 tahun per periode.

Khusus untuk perencanaan kelistrikan yang disampaikan pada buku ini, kebutuhan energi listrik disusun berdasarkan rencana PLN dalam RUKD (Rencana Umum Kelistrikan Nasional) antara 2000 – 2013. Angka pertumbuhan selama 13 tahun ini serta perkiraan pertumbuhan wilayah dianalisis untuk menghitung pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dari tahun 2013 sampai tahun 2020.

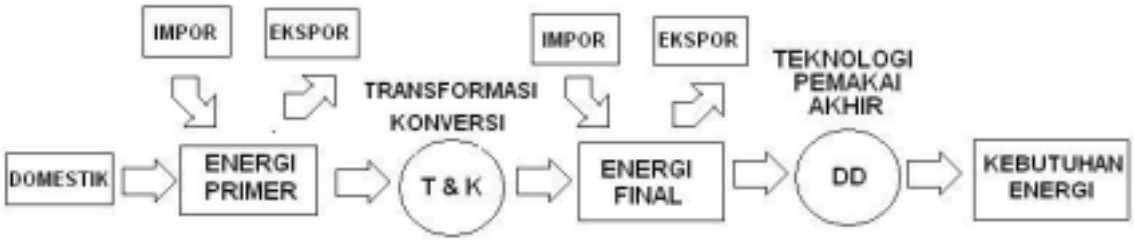
Model ini juga memerlukan masukan berbagai jenis teknologi pembangkit, mulai dari pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD), pembangkit listrik tenaga air (PLTA), pembangkit listrik tenaga panasbumi (PLTP), pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) Batubara-Minyak, pembangkit listrik tenaga gas turbin (PLTG) Gas dan Minyak, Photovoltaik (PLTS), dan lain-lain.

Didalam model Markal kebutuhan energi diutamakan dalam bentuk *useful energi* yaitu satuan energi yang merupakan kebutuhan akhir dari konsumer, misalnya pada rumah-tangga diperlukan 5000 Kcal untuk memasak yang berarti memerlukan 5000 Kcal untuk merebus air, menggoreng dan lain-lain dan bukan energi final seperti memerlukan 5000 Kcal minyak tanah.

Hal ini adalah agar model Markal dapat memilihkan teknologi yang optimum untuk digunakan pada sektor tersebut, karena setiap teknologi mempunyai biaya dan efisiensi penggunaan energi yang berbeda. Walaupun demikian tidak seluruh kebutuhan akan dapat dipenuhi secara demikian, misalnya transportasi udara akan membutuhkan Aftur sebagai bahan bakar dan tidak mungkin digantikan bahan bakar lain, untuk teknologi yang tidak dapat dikompetisikan ini diberikan berupa energi final.

Pemakaian energi final juga dilakukan bila data yang tersedia kurang lengkap, misalnya tidak adanya data tentang proses produksi industri di Sumatera yang menyebabkan sulitnya memperhitungkan kebutuhan akan panas secara langsung (tungku peleburan, pemanasan dan lain-lan) maupun secara tidak langsung dengan ketel uap atau *boiler*.

Secara umum aliran perencanaan energi dibagi dalam tiga subsistem besar yaitu sumberdaya energi primer, energi final serta kebutuhan energi terlihat pada gambar 1.



Gambar 1. Aliran Perencanaan Energi

Ketiga subsistem tadi dihubungkan dengan transportasi, transmisi dan distribusi. Sumberdaya energi primer terdiri dari energi fosil, seperti minyak dan gas bumi, batubara, dan gambut, serta energi terbarukan seperti angin, ombak, surya, hidro, panas bumi dan lain-lain. Energi final terdiri dari bahan bakar minyak (BBM), listrik, batubara, kayu bakar dan lain-lain, sedangkan kebutuhan energi terdiri dari kebutuhan akan panas, penerangan, dan mekanis dari sektor rumah-tangga, industri, transportasi, komersial dan Pemerintah.

Proses transformasi dan konversi terdiri dari kilang minyak, pencairan batubara, proses briket batubara, pembangkitan listrik dan lain-lain.

Teknologi pemakai akhir (demand devices) terdiri dari peralatan pemakai energi seperti, kompor, tungku, lampu, AC dan lain-lain.

Keluaran dari subsistem sumberdaya energi primer ialah sumber energi primer seperti minyak bumi, gas alam, batubara, gambut, hidro dan lain-lain, sementara masukannya ialah produksi sumberdaya energi primer domestik, impor maupun ekspor sumberdaya energi primer.

Keluaran subsistem transformasi dan konversi adalah berbagai sumber energi final, seperti bahan bakar minyak, batubara, briket batubara, gas alam, listrik dan lain-lain, sementara masukan pada subsistem ini adalah sumber energi primer seperti diatas.
Energi final ini merupakan bahan bakar pada teknologi pemakai akhir untuk mencukupi kebutuhan energi (panas, penerangan dan mekanis) pada sektor-sektor rumah-tangga, transportasi, industri, komersial dan pemerintahan.

Seperti telah dikatakan terlebih dahulu model Markal mampu melaksanakan berbagai fungsi tujuan (*objective function*), sehingga dapat digunakan untuk menunjang atau menganalisis kebijakan pemerintah. Sebagai contoh adalah Pemerintah menentukan target bahwa dalam pembangkitan listrik pada tahun 2020 harus memanfaatkan batubara sejumlah 33% dari total energi yang digunakan. Maka dalam model diambil langkah dengan memisahkan kebutuhan listrik dengan listrik batubara sejumlah 33% yang akan dipenuhi oleh PLTU Batubara dan 67% adalah kebutuhan listrik dengan bahan bakar dan teknologi lainnya. Cara yang lain ialah dengan memberikan bound pada produksi PLTU-PLTU Batubara agar diperoleh pemakaian batubara sejumlah 33%, sehingga sisa 67% akan diperebutkan oleh jenis teknologi pembangkit lainnya.

3. Biaya Investasi, Biaya Operasi dan Perawatan Pembangkit Listrik

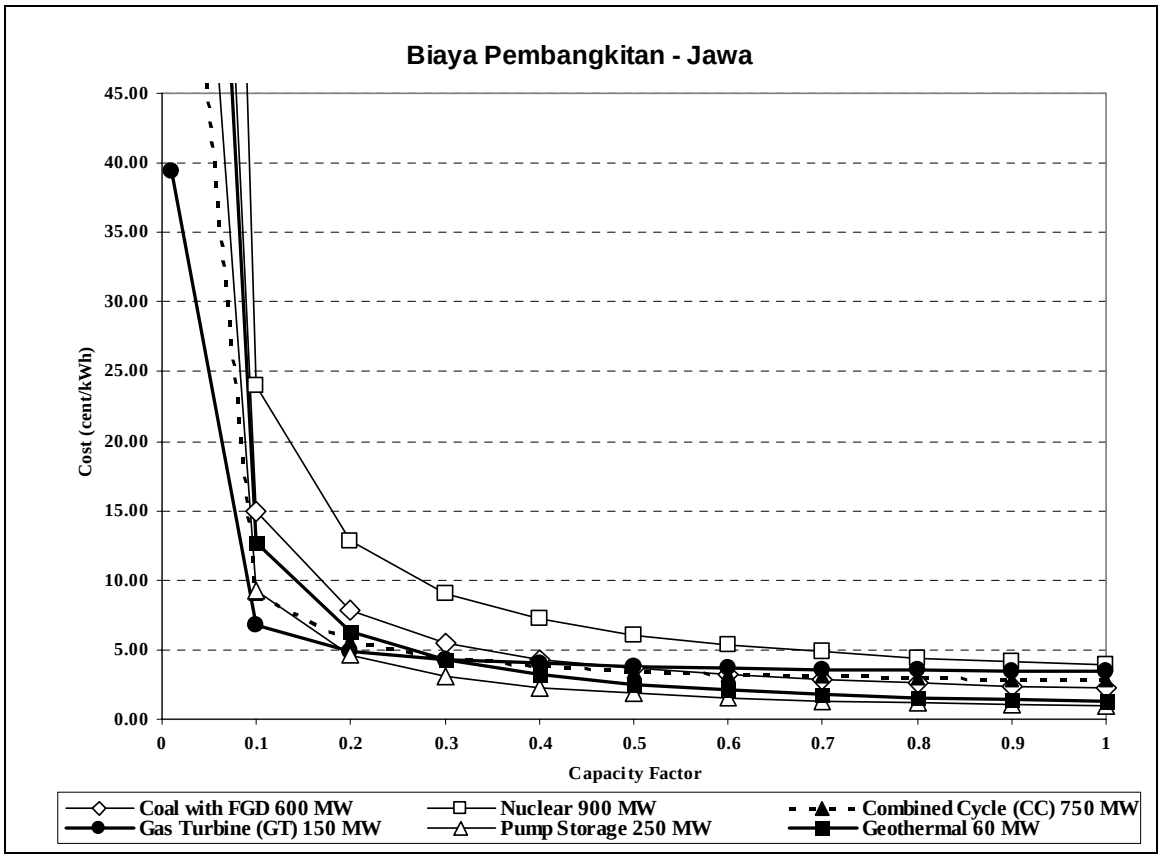
Untuk menghitung biaya pembangkitan pada model Markal diberikan masukan atau input data berupa potensi sumber energi, biaya investasi, biaya operasi dan perawatan tetap (Fixom), biaya operasi dan perawatan variabel (Varom), biaya bahan bakar, biaya transmisi dan distribusi, transmisi dan distribusi, faktor kapasitas umur teknis (*life time*), suku bunga diskonto (*discount rate*), dan lamanya pembangunan.
Lama konstruksi, jadwal pembiayaan dan besar suku bunga selama konstruksi akan memberikan penambahan biaya pada biaya investasi yang disebut bunga selama konstruksi (IDC).
Besarnya biaya investas biaya, IDC, biaya tetap operasi dan perawatan, biaya tak tetap operasi dan perawatan, biaya bahan bakar, biaya pengangkutan bahan bakar dan umur teknis (*life time*) untuk berbagai jenis pembangkit listrik yang ada di Indonesia ditunjukkan pada Tabel1.

Tabel 1 Biaya Investasi, Biaya Tetap dan Tak Tetap Operasi dan Perawatan, Biaya Bahan Bakar, dan Umur Teknis *(life time)*

Jenis Pembangkit Listrik	Class (MW)	EPC ($/KW)	IDC ($/KW)	Total ($/KW)	Fuel Cost (cents/kWh)	Fixed O&M ($/KWM)	Var O&M ($/MWh)
Jawa							
Nuklir	900	1500	435	1935	0.5	2	2
PLTU-FGD	600	990	228	1218	1.22	2	1
Combined Cycle	750	500	100	600	2.18	0.67	2
Gas Turbin	150	280	28	308	5.02	1	2.5
Pump Storage	250	580	174	754	*)	0.55	-
Geothermal	60	950	133	1083	2.2	2.5	0.03
Kalimantan							
CC66	66	823.31	162.69	986	2.1	1.2	2
G50	50	413.6	56.4	470	6.02	1.6	3
C-50	65	1078	322	1400	1.26	2	1.8
CC1H	132	1008	192	1200	2.03	1.6	2
CL1H	100	924	276	1200	1.26	2.1	2.2
Sumatra							
GT	100	294	56	350	5.7	0.6	3
C-1H	100	1008	192	1200	1.12	2.6	2
CC	135	735	140	875	2.13	1.2	2
C-4H	400	800.8	239.2	1040	1.06	2	2
CC4H	400	630	120	750	2.03	2	1.8
Sulawesi							
GT-50	50	413	56.4	470	6.02	0.89	3
C1H	100	1008	192	1200	1.21	2.2	1.8
Diesel	10	1000	200	1200	4.2	1.2	2.4
LNG	132	735	140	875	3.07	1.2	2

Sumber: Input model MARKAL

Pada umumnya biaya pembangkitan listrik pada suatu pembangkit berbanding terbalik terhadap faktor kapasitas. Faktor kapasitas yang tinggi akan menyebabkan biaya pembangkitan yang rendah, demikian juga sebaliknya. Karena faktor kapasitas menggambarkan tingkat produksi listrik, meningkatnya produksi listrik akan mengurangi biaya pembangkitan listrik per satuan energi, semakin tinggi faktor kapasitas menyebabkan biaya pembangkitan akan rendah. Faktor kapasitas mendekati angka 1, menunjukkan bahwa pembangkit listrik memproduksi listrik secara maksimal pada seluruh waktu produksi (8760 jam/tahun).



Grafik 1. Perbandingan Besarnya Biaya Pembangkita Listrik di Jawa

Oleh karena itu pembangkit yang beroperasi pada beban puncak dan mempunyai faktor beban rendah akan memproduksi listrik dengan biaya tinggi.

Dari Grafik 1 dapat diketahui bahwa pada faktor beban yang diatas 0,4, maka biaya pembangkitan PLTU Batubara lebih murah dari PLTGU (*Combined Cycle*), PLTG, dan PLTP. Biaya pembangkitan PLTG akan lebih rendah dari PLTGU pada faktor beban lebih kecil dari 0,4, sedangkan pada faktor beban lebih dari 0,4 biaya pembangkitan PLTGU akan lebih rendah.

Kondisi diatas menunjukkan juga bahwa PLTG dan PLTA akan lebih ekonomis kalau dioperasikan pada beban puncak saja, padahal saat ini sebagian besat PLTA dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar. Sedangkan PLTU Batubara karena kurang fleksible dalam pengaturan daya akan lebih menguntungkan kalau dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar. Pada faktor beban yang rendah biaya pembangkitan PLTU batubara akan sangat tinggi, tetapi faktor pembebanan diatas 0,7 biaya pembangkitannya akan lebih rendah dari PLTGU.

PLTD dianggap tepat untuk dioperasikan sebagai pembangkit listrik beban puncak, walaupun biaya pembangkitan diesel dengan kapasitas beban rendah lebih mahal dibanding dengan PLTG maupun PLTGU, tetapi PLTD lebih fleksibel didalam pembebanan, mudah didalam perawatan dan mempunyai berbagai kapasitas dari kecil sampai besar. Fleksibilitas pada pembebanan ini disebabkan pada diesel ada dua hal yang dapat dilaksanakan yaitu memasang beberapa diesel pada suatu daerah, dan mesin diesel mudah diatur pembebanannya.
Sebagai contoh pada wilayah yang mempunyai beban dasar 250 KW dan beban puncak 1 MW, maka akan dapat memasang 5 unit PLTD dengan kapasitas masing-masing 250 KW. Dimana pada beban dasar dioerasikan 1 unit dan pada beban puncak 4 unit sedangkan 1 unit disiapkan sebagai cadangan.
Dalam studi ini terlihat bahwa baik pada faktor beban rendah maupun tinggi PLTN masih belum dapat bersaing dengan pembangkit lain.
Hal ini terutama disebabkan biaya investasi PLTN adalah sangat besar, sedangkan biaya bahan bakarnya rendah, tetapi karena biaya bahan bakar pembangkit listrik lain, seperti PLTG, PLTGU, PLTU Batubara di Indonesia masih rendah, padahal biaya investasi pembangkit tersebut jauh lebih rendah dari PLTN. Berdasarkan kesimpulan diatas faktor yang mempunyai dampak terbesar pada kelayakan ekonomis PLTN adalah investasi dan beban bunga bank.

4. Pengembangan Jenis Pembangkit Listrik di Indonesia

Mengingat Indonesia dikaruniai berbagai jenis sumberdaya energi baik energi fosil, antara lain Batubara, Minyak dan Gas Bumi, energi terbarukan, antara lain, Hidro, Panas Bumi, Surya, Angin, Ombak dan Biomasa.
Pembangkit skala kecil baik energi fosil maupun terbarukan pada umumnya sangat tergantung dengan potensi sumberdaya energi yang ada pada wilayah tersebut atau disekitarnya, agar biaya bahan bakar dapat lebih rendah.
Dalam buku ini disampaikan contoh proyeksi kapasitas terpasang pembangkit listrik untuk dua wilayah yang dianggap dapat mewakili wilayah-wilayah di Indonesia, yaitu Wilayah Jawa Barat – DKI Jakarta, dan wilayah Papua – Maluku.
Wilayah Jawa Barat – DKI Jakarta merupakan wilayah yang sampai saat ini telah terpasang berbagai jenis pembangkit yang umumnya mempunyai kapasitas yang cukup besar.
Pada wilayah ini dipasang berbagai jenis teknologi dengan memanfaatkan berbagai bahan bakar yang sangat beraneka ragam. Di wilayah ini juga dipasang/diinstall 6 unit pembangkit listrik gas uap

(Combined Cycle) berbahan bakar minyak, gas bumi dan LNG di Cilegon.

Berbeda dengan daerah luar Jawa yang mempunyai kurva beban yang jauh berbeda antara beban dasar dan beban puncak, pada wilayah Jawa Barat, DKI Jakarta, kurva bebannya hampir merata, demikian juga wilayah Jawa lainnya

Berdasarkan hasil keluaran model MARKAL dengan fungsi obyektif biaya termurah dapat diperkirakan proyeksi kapasitas terpasang pembangkit listrik di Jawa Barat, Banten, Tangerang dan DKI Jakarta dari tahun 2003 s.d. 2020, seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Proyeksi Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik Jawa Barat-DKI Jakarta (GW)

	2003	**2006**	**2010**	**2014**	**2018**	**2020**
Indonesia Power Gas CC	1.921	1.921	2.671	2.671	2.671	2.6712
Muara Karang Gas CC	1.057	0.770	1.505	1.332	1.218	1.1762
Cilegon LNG CC	0	0	2.05	3.42	4.42	4.82
Tanjung Priok CC	0	0	0.211	0.211	0.211	0.211
Cilegon G CC	0	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Muara Tawar G CC	0	0	0.23	0.23	0.23	0.23
Indonesia Power PLTA	1.116	1.117	1.117	1.117	1.278	3.524
PLTA	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006
Banten PLTD	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.0061
Indonesia Power PLTD	0.088	0.076	0.063	0.053	0.044	0.0402
Indonesia Power PLTG Gas	0.012	0.012	0.012	0.012	0	0
PLTG Gas	0	0	1.430	2.145	6.435	9.295
Indonesia Power PLTG HSD	0.533	0.628	0.495	0.407	0.950	1.5288
Ind-Pow PLTU-BB	3.558	4.158	4.158	4.758	4.758	4.758
Indonesia Power PLTU-M	0.342	0.437	0.321	0.273	0.254	0.2487
Indonesia Power PLTP	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415	0.415
Kamojang PLTP	0	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Wayang Windu PLTP	0	0	0.11	0.11	0.11	0.11
Dieng PLTP	0	0	0.12	0.12	0.12	0.12
Patuha PLTP	0	0.06	0.18	0.18	0.18	0.18
JAWA BARAT-DKI	**9.05**	**10.41**	**15.90**	**18.27**	**24.11**	**30.14**

Sumber: Keluaran Model MARKAL

Dalam gambaran diatas yang di*run* pada skenario dasar, PLTN tidak dapat masuk kedalam sistem kelistrikan Jawa karena tidak dapat bersaing dengan pembangkit listrik lain.

Berikut ini ditunjukkan pembangkitan listrik di Wilayah Papua dan Maluku sebagai contoh atau gambaran wilayah luar Jawa. Wilayah ini mempunyai karakter yang jauh berbeda dibanding dengan Jawa antara lain terdiri dari pulau-pulau yang tidak terhubung dengan jaringan transmisi, mempunyai konsentrasi penduduk dan industri

yang rendah. Oleh karena itu bila pembangkit di Jawa rata-rata berkapasitas besar, maka di Papua dan Maluku rata-rata berkapasitas kecil. Hal ini disebabkan kondisi geografis Papua yang sangat luas tetapi mempunyai populasi yang sangat rendah, sedangkan Maluku terdiri dari pulau-pulau yang tersebar dan mempunyai popuilasi yang rendah.

Diperkirakan sampai tahun 2020, jenis pembangkit yang akan dioperasikan di Papua dan Maluku terdiri dari PLTD, PLTA, PLTU Batubara dan PLTP dengan kapasitas PLTD sebesar 300 MW, PLTA sebesar 90 MW, PLTU Batubara sebesar 139 MW, dan PLTP sebesar 7,2 MW.

Proyeksi kapasitas terpasang pembangkit listrik di Papua Maluku dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Proyeksi Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik Papua - Maluku (GW)

	2003	2005	2010	2015	2020
Maluku PLTD	0.1041	0.0941	0.0733	0.0572	0.0447
Maluku Utara PLTD	0.0435	0.0412	0.0324	0.0255	0.0202
Papua PLTD	0.1531	0.1641	0.1549	0.1439	0.1276
Papua Genyem PLTA	0	0	0.0187	0.0187	0.0187
Papua PLTA 3.4 MW	0.0034	0.0102	0.0136	0.0136	0.0136
Papua Amai Minihydro 1.1 MW	0	0	0.0121	0.0484	0.0495
Papua Prafi Minihydro 1.4 MW	0	0	0.0042	0.0084	0.0084
Papua Jayapura PLTU-BB 20 MW	0	0	0	0.02	0.02
Papua PLTU-BB 7MW	0	0	0	0.014	0.112
Maluku PLTU-BB 7MW	0	0	0.007	0.007	0.007
Papua Tatui PLTP 1.2 MW	0	0	0.0024	0.0072	0.0072
To tal Maluku	0.1476	0.1353	0.1127	0.0897	0.0719
Total Papua	0.1565	0.1743	0.2035	0.267	0.3498

Pada tahun 2020, dari sejumlah 71 MW kapasitas terpasang di Maluku, 74,9 MW adalah PLTD, dan sisanya PLTU Batubara, sedangkan Papua dari kapasitas terpasang 350 MW, sejumlah 128 MW adalah PLTD, 90 MW PLTA dan 79 MW PLTU Batubara.

Gambaran diatas menunjukkan kapasitas terpasang pembangkit listrik dengan bahan bakar yang merupakan bauran energi (energy mix), dimana gambaran tersebut merupakan hasil model Markal. Oleh karena itu mengingat hasil model Markal bersifat optimal maka bauran energi tersebut juga optimal, artinya pembangkit dengan biaya pembangkitan termurah akan dipilih terlebih sampai bahan bakarnya tidak mencukupi atau biaya pembangkitan menjadi lebih mahal dan tidak bersaing pada siatu waktu, kemudian dipilih pembangkit jenis

lain, demikian seterusnya sehingga diperoleh biaya sistem energi yang terendah.

5. KESIMPULAN

Dari uraian diatas dapat disimpulkan bahwa:

1. Pengaruh faktor beban dalam keekonomian pembangkit listrik sangat besar.

2. Pembangkit yang mempunyai faktor beban rendah kebanyakan beroperasi pada beban puncak, sedangkan yang mempunyai faktor beban tinggi atau mendekati angka 1, umumnya beroperasi pada beban dasar.

3. Pada faktor beban diatas 0,4, biaya pembangkitan PLTU batubara akan lebih rendah dari PLTG, PLTGU, sedangkan dibawah 0,4 biaya pembangkitan listriknya akan lebih tinggi.

4. Pembangkitan listrik di pulau Jawa akan didominasi oleh pemanfaatan batubara dan gas bumi. Sedangkan di luar pulau Jawa, khususnya Indonesia wilayah timur masih akan tetap didominasi PLTD dan PLTA.

KEPUSTAKAAN

1. BPPT, ”Studi Assessment Bahan Bakar dan Arah Teknologi Pembangkit Masa Depan”, Enterim Report, Jakarta, Maret 2006.

2. Biaya Investasi Pembangkit Listrik, PLN

3. Output Model Markal Juni, 2005.