

## ESTIMASI BIAYA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN SUMATERA OPSI NUKLIR

**Edwaren Liun**

Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) BATAN  
Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710  
Telp/Fax: (021)5204243 Email: edwaren@batan.go.id

### ABSTRAK

**ESTIMASI BIAYA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN SUMATERA OPSI NUKLIR.** Estimasi Biaya Pengembangan Sistem Kelistrikan Sumatera Opsi Nuklir ini bertujuan untuk mendapatkan analisis biaya atas solusi optimum sistem kelistrikan Sumatera dengan menggunakan Program WASP-IV. Ditinjau dari segi keekonomian penggunaan PLTN untuk memenuhi kebutuhan listrik di Wilayah Sumatera cukup layak untuk masa yang akan datang. Geografi Sumatera cukup baik, terutama wilayah pantai timur yang tidak memiliki potensi tenaga air dan panas bumi. Pemanfaatan minyak sebagai bahanbakar pembangkit secara besar-besaran sudah tidak realistis mengingat bahan bakar ini sangat dibutuhkan di sektor lainnya seperti transportasi, elektrifikasi wilayah-wilayah terpencil, dan harganya yang relatif tinggi. PLT berbahanbakar gas masih dimungkinkan untuk beberapa dasawarsa mendatang dalam kapasitas daya terbatas. Studi ini menampilkan tiga skenario, yaitu Low Scenario, Base Scenario dan High Scenario yang masing-masing menerapkan discount rate 8%, 10% dan 12%. Hasil estimasi kebutuhan biaya untuk pengembangan sistem Sumatera adalah 57 465 juta US\$ pada Base Scenario - discount rate 8%, 59 349 juta US\$ pada Base Scenario - discount rate 10%, dan 57 796 juta US\$ pada pada Base Scenario - discount rate 12%. Sedangkan fungsi objektif adalah 15 172 US\$ pada Base Scenario - discount rate 8%, 12 663 juta US\$ pada Base Scenario - discount rate 10%, dan 11 017 juta US\$ pada Base Scenario - discount rate 12%.

**Kata Kunci:** estimasi biaya, optimasi, discount rate.

### ABSTRACT

**COST ESTIMATION OF SUMATRA ELECTRICITY EXPANSION PLANNING WITH NUCLEAR OPTION.** The objective of the study is to obtain the cost analysis on optimum solution of Sumatra electricity system using WASP-IV Program. Considering the economic aspect, nuclear power plant (NPP) is feasible in the future. From the geographical aspect Sumatra is prospecting for NPP site, especially the east coastal area due to the absence of hydro power potential and geothermal field. The use of petroleum as fuel in large scale power plants is not feasible. Beside causing high cost for electricity sector, it is also an important fuel for any other sectors such as transportation, electrification of isolated areas. Gas fuelled power plants is still feasible for next several decades in limited capacity. The study presents three scenarios, i.e. Low Scenario, Base Scenario and High Scenario applying discount rate of 8%, 10% and 12% respectively. Cost estimation for Sumatra System Expansion Planning is 57 465 million US\$ on the Base Scenario - discount rate 8%, 59 349 million US\$ on the Base Scenario - discount rate 10%, and 57 796 million US\$ on the Base Scenario - discount rate 12%. The objective function is 15 172 US\$ on the Base Scenario - discount rate 8%, 12 663 million US\$ on the Base Scenario - discount rate 10%, and 11 017 million US\$ on the Base Scenario - discount rate 12%.

**Keywords:** cost estimation, optimization, discount rate

## 1. PENDAHULUAN

### 1.1. Latar belakang

Di seluruh wilayah Indonesia pada umumnya pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik selama dasawarsa ini begitu tinggi termasuk di wilayah Sumatera. PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sumatera (P3BS) memproyeksikan bahwa pada tahun 2016 beban puncak Sumatera akan mencapai sekitar 6200 MW yang akan membutuhkan kapasitas terpasang sekitar 10 000 MW. Krisis listrik di Wilayah Sumatera dan kenaikan harga bahanbakar fosil terutama minyak bumi sejak beberapa tahun belakangan ini, mendorong penggunaan nuklir sebagai alternatif di masa depan. Besarnya potensi dan peluang penggunaan nuklir di Sumatera didasarkan pada kenyataan bahwa diantara sebagian sumber energi yang tersedia saat ini tidak kompetitif dari segi biaya dan ketersediaannya. Penyediaan tenaga listrik masih sebatas pada penambahan pembangkit-pembangkit berskala kecil sehingga tidak dapat mengimbangi pertumbuhan permintaan. Studi ini mencoba membuat suatu pemodelan Pengembangan Sistem Kelistrikan Wilayah Sumatera dengan Opsi Nuklir yang diprakarsai oleh Bidang Perencanaan Sistem Energi, Pusat Pengembangan Energi Nuklir, BATAN. Studi dimaksudkan untuk melakukan analisis sistem kelistrikan wilayah Sumatera dengan mempertimbangkan PLTN (Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir) sebagai salah satu pembangkit alternatif yang dicalonkan.

Berdasarkan data terakhir (RUPTL 2007-2016), hingga saat ini wilayah Sumatera masih terbagi dalam dua bagian wilayah, yaitu bagian utara yang meliputi Provinsi Sumatera Utara dan Aceh Nagroe Darussalam dengan total kapasitas terpasang 1576 MW dan daya mampu 1296 MW. Sedangkan wilayah bagian selatan meliputi Sumatera Barat, Riau, Jambi, Sumatera Selatan, Bengkulu dan Lampung dengan total kapasitas 1799 MW dan daya mampu 1607 MW. Diharapkan pada tahun 2009 kedua sistem tersebut telah tersambung menjadi satu kesatuan jaringan listrik se Sumatera<sup>[1]</sup>.

### 1.2. Tujuan Studi

Sesuai dengan kebijakan Energi Nasional yang bervisi kepada terwujudnya keamanan pasokan energi dalam negeri, tercapainya elastisitas energi lebih kecil dari 1 (satu) pada tahun 2025, dan terwujudnya energi (primer) mix yang optimal pada tahun 2025, maka peranan masing-masing jenis energi untuk memenuhi konsumsi energi diharapkan dapat memperkuat sistem penyediaan energi jangka panjang nasional secara berkelanjutan<sup>[2]</sup>. Salah satu upaya untuk mencapai tujuan tersebut adalah menganalisis permintaan dan penyediaan energi di sektor kelistrikan dengan mengoptimalkan sistem atas semua sumberdaya yang ada berdasarkan kriteria keandalan dan keekonomian.

Hasil yang diharapkan dari studi ini adalah diperolehnya analisis biaya atas solusi optimum sistem kelistrikan Sumatera berupa uraian yang terdiri dari biaya yang dikenakan masing-masing jenis pembangkit, *annual cash flow*, dan karakteristik biaya secara keseluruhan. Untuk disimulasikan konfigurasi pembangkit-pembangkit yang dikonteskan untuk 25 tahun kedepan sehingga diperoleh suatu sistem berupa hasil pemodelan dan *running* yang menggunakan Program WASP-IV.

## 2. OPTIMASI SISTEM KELISTRIKAN

Analisis dan optimasi sistem kelistrikan Sumatera dalam studi ini meliputi uraian karakteristik semua jenis pembangkit yang ada sekarang (*existing plants*) dan pembangkit-pembangkit yang dikonteskan layak secara teknoekonomi, dan berorientasi pada kecenderungan teknologi masa depan. Pembangkit yang dikonteskan disebut sebagai *candidate plants*, meliputi Siklus Ganda berbahanbakar gas 200 MW, PLTU Batubara 300 MW, PLTU

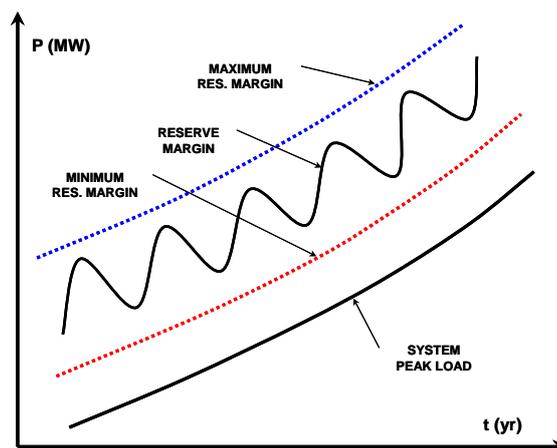
Batubara 600 MW, PLTN Maju 600 MW (AP-600), dan PLTN Standar Korea 1000 MW. Model WASP-IV yang digunakan dalam studi merupakan program optimasi untuk menganalisis keekonomian beberapa jenis pembangkit listrik termasuk PLTN. Dalam studi yang menggunakan Model WASP-IV ini metodologi terdiri atas: 1) analisis atas kurva beban; 2) analisis komponen biaya pembangkitan; dan 3) proyeksi beban listrik; 4) karakteristik teknologi pembangkitan.

## 2.1 Analisis Kurva Beban<sup>[3]</sup>

Optimasi menggunakan metode analisis *screening curve* yang menampilkan proyeksi beban sistem dan biaya masing-masing unit pembangkit. Didalam program WASP-IV karakteristik ekonomi pembangkit diinputkan sebagai unit-unit yang memenuhi karakteristik kurva lama beban (*load duration curve, LDC*) untuk memperoleh bauran optimum sistem pembangkitan. Gambar 2 menunjukkan *screening curve* dan LDC yang menjalankan kriteria keekonomian unit-unit jenis pembangkit di dalam sistem. Untuk menentukan keandalan pembangkit, salah satu kriteria terpenting adalah *reserve margin* yang dipenuhi berdasarkan kombinasi *loading order* dan karakteristik masing-masing unit yang disimulasikan. Dalam hal ini *reserve margin* berada diantara batas maksimum dan minimum sebagai cadangan dingin yang disusun berdasarkan pola operasi optimum dalam menjaga keandalan sistem. Estimasi kapasitas *reserve margin* yang diinginkan adalah seperti ditunjukkan pada Gambar 1.

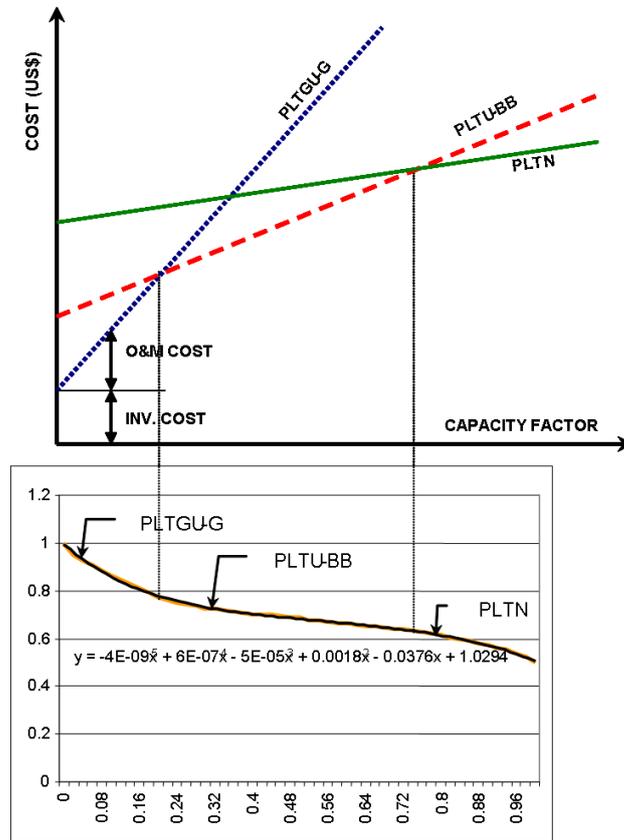
Sesuai dengan karakteristik LDC Sumatera yang diinputkan di dalam program, diperoleh persamaan polinomial berorde 5 yang memberikan  $Y = -4 \times 10^{-9} X^5 + 6 \times 10^{-7} X^4 - 5 \times 10^{-5} X^3 + 0,0018 X^2 - 0,0376 X + 1,0294$ . Nilai Y adalah porsi beban sistem yang menentukan faktor kapasitas unit masing-masing, dan X adalah fraksi waktu. Substitusi faktor kapasitas yang sudah ditentukan kedalam persamaan ini akan diperoleh titik potongnya terhadap beban seperti sampel berikut:

Untuk	$X_1 = 0,2$	→	$Y_1 = 0,75$
	$X_2 = 0,75$	→	$Y_2 = 0,62$



Gambar 1: Reserve Margin

Urutan pembebanan pembangkit disesuaikan dengan kriteria faktor kapasitas sebagai fungsi dari karakteristik keekonomian pembangkitan. Dengan demikian program WASP memilih masing-masing unit menurut biaya investasi dan biaya operasi pada urutan pembebanan (*loading order*) sistem, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2: Screening Curve dan LDC

2.2. Analisis Komponen Biaya Pembangkitan<sup>[4]</sup>

Beberapa aspek yang terkait dengan kondisi saat ini, karakteristik pembangkit yang telah ada maupun yang dicalonkan, termasuk kebijakan-kebijakan yang harus diterapkan, dan berbagai kendalanya pada sistem (perencanaan pengembangan atau kebijakan pengembangan) dievaluasi dengan menggunakan fungsi biaya (*objective function*) yang komposisinya terdiri dari: (1) Biaya investasi (I); (2) Nilai sisa (*salvage value*, S); (3) Biaya bahanbakar (F); (4) Biaya operasi dan perawatan diluar biaya bahanbakar (M); dan (6) Biaya energi tak terlayani (*energy not served*, Q). Persamaan fungsi biaya yang dioptimasi dengan WASP adalah sebagai berikut:

$$B_j = \sum_{t=1}^T \left[ \overline{I}_{j,t} - \overline{S}_{j,t} + \overline{F}_{j,t} + \overline{L}_{j,t} + \overline{M}_{j,t} + \overline{O}_{j,t} \right] \tag{2-1}$$

dimana:

- B<sub>j</sub> adalah fungsi objektif (*objective function*) dari perencanaan pengembangan,
- t adalah periode waktu dalam tahun (1, 2, 3, ..., T),
- T adalah periode studi (total jumlah tahun), dan garis di atas simbol-simbol tersebut menyatakan nilai terdiskon yang mengacu ke tahun referensi dengan *diccount rate* i.

Jika [K<sub>t</sub>] merupakan vektor yang berisi sejumlah unit pembangkit yang beroperasi dalam tahun t untuk perencanaan pengembangan yang diberikan, maka [K<sub>t</sub>] harus memenuhi hubungan sebagai berikut:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t] \tag{2-2}$$

dimana:

- [A<sub>t</sub>] = vektor penambahan unit pembangkit yang *committed* dalam tahun t,
- [R<sub>t</sub>] = vektor pemadaman permanen (*retired*) unit pembangkit dalam tahun t,
- [U<sub>t</sub>] = vektor penambahan calon unit pembangkit ke sistem dalam tahun t, [U<sub>t</sub>] ≥ [0]

[A<sub>t</sub>] dan [R<sub>t</sub>] datanya diketahui, dan [U<sub>t</sub>] adalah vektor konfigurasi sistem yang merupakan variabel yang tidak diketahui untuk ditentukan.

Periode kritis (p) didefinisikan sebagai periode tahun dimana perbedaan antara kapasitas pembangkit yang tersedia dan beban puncak adalah sangat kecil. Periode ini terjadi karena keterbatasan daya mampu pembangkit yang ada, *maintenance period* yang kritis atau kondisi musim penyebab minimumnya cadangan air waduk PLTA. Gambar 1 di atas menunjukkan posisi yang dibutuhkan kurva *reserve margin* terhadap beban puncak sistem yang memenuhi persamaan (3-4). Jika P(K<sub>t,p</sub>) adalah kapasitas sistem terpasang dalam periode kritis tahun t, maka syarat berikut harus dipenuhi oleh setiap konfigurasi yang diterima, yang mana:

$$(1 + a_t)D_{t,p} \geq P(K_{t,p}) \geq (1 + b_t)D_{t,p} \quad (2-3)$$

Dengan demikian kapasitas terpasang dalam periode kritis harus berada di antara *reserve margin* maksimum (a<sub>t</sub>) dan minimum (b<sub>t</sub>), di atas beban puncak D<sub>t,p</sub> dalam periode kritis tahun tersebut. Keandalan konfigurasi sistem yang dievaluasi oleh program WASP dinyatakan dengan *Loss-of-Load Probability* (LOLP). Jika LOLP(K<sub>t,a</sub>) dan LOLP(K<sub>t,i</sub>) masing-masing adalah LOLP tahunan dan LOLP periode, maka setiap konfigurasi yang diterima harus memenuhi syarat berikut:

$$LOLP(K_{t,a}) \leq C_{t,a} \quad (2-4)$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p} \text{ (untuk semua periode),} \quad (2-5)$$

dimana:

C<sub>t,a</sub> dan C<sub>t,p</sub> adalah nilai batasan yang ditentukan sebagai data inputan.

Jika suatu rencana pengembangan terdiri dari konfigurasi dimana permintaan energi tahunan E<sub>t</sub> lebih besar dari suplai listrik dari pembangkit tahunan G<sub>t</sub> dari semua unit terpasang dalam konfigurasi untuk tahun t, maka total biaya perencanaan harus dikenai penalti dengan biaya energi tak terlayani (*energy not serve*) yang diformulasikan sebagai:

$$N_t = E_t - G_t \quad (2-6)$$

Komponen biaya dari B<sub>j</sub> dalam persamaan (3.1) dapat dihitung sebagai berikut<sup>[4]</sup>:

**Biaya Investasi dan Nilai Sisa (salvage value).**

$$\overline{I_{j,t}} = (1 + i)^{-t^1} \times \sum [UI_k \times MW_k] \quad (2-7)$$

$$\overline{S_{j,t}} = (1 + i)^{-T^1} \times \sum [\delta_{k,t} \times UI_k \times MW_k] \quad (2-8)$$

dimana:

- Σ = jumlah perhitungan semua unit yang dipertimbangkan (termal dan hidro) untuk ditambahkan dalam tahun t dengan rencana pengembangan j.
- UI<sub>k</sub> = biaya investasi unit k, dinyatakan dalam \$/MW
- MW<sub>k</sub> = kapasitas unit k, dalam MW

- $\delta_{k,t}$  = faktor nilai sisa untuk unit k,
- $i$  = *discount rate*,
- $t'$  =  $t + t_0 - 1$
- $T'$  =  $T + t_0$
- $t_0$  = jumlah tahun antara tahun referensi dan tahun pertama studi,
- $T$  = lama periode studi (dalam tahun)

**Biaya Bahanbakar**

$$\overline{F_{j,t}} = (1+i)^{-t'-0,5} \sum_{h=1}^{NHYD} [\alpha_h \cdot \Psi_{j,t,h}] \quad (2-9)$$

dimana:

- $\alpha_h$  = probabilitas dari *hydro condition* h, untuk Indonesia adalah 1,
- $\Psi_{j,t,h}$  = total biaya bahanbakar (jumlah biaya bahanbakar untuk unit termal dan nuklir),
- NHYD = jumlah *hydro condition* yang didefinisikan.

**Biaya Operasi dan Perawatan di Luar Bahanbakar**

$$\overline{M_{j,t}} = (1+i)^{-t'-0,5} \times \sum [UFO \& M_l \times MW_l + UVO \& M_l \times G_{l,t}] \quad (2-10)$$

- $\Sigma$  = jumlah semua unit yang ada (*existing plant*) dalam sistem, tahun t
- $UFO \& M_l$  = biaya tetap O&M unit l (dalam \$/MW-tahun)
- $UVO \& M_l$  = biaya variabel O&M unit l (dalam \$/MW-tahun)
- $G_{v,t}$  = pembangkit l yang diharapkan dalam tahun t, dalam kWh, yang dihitung sebagai jumlah energi yang dibangkitkan oleh pembangkit.

**Biaya Energi Tak Terlayani (*energy not served*)**

$$\overline{O_{j,t}} = (1+i)^{-t'-0,5} \times \sum_{h=1}^{NHYD} \left[ a + \frac{b}{2} \times \left( \frac{N_{t,h}}{EA_t} \right) + \frac{c}{3} \times \left( \frac{N_{t,h}}{EA_t} \right)^2 \right] \times N_{t,h} \times \alpha_h \quad (2-11)$$

- a, b dan c = konstanta (\$/kWh) ditentukan sebagai data inputan,
- $N_{t,h}$  = jumlah energi tak terlayani (kWh) untuk kondisi PLTA h pada tahun t,
- $EA_t$  = permintaan energi (kWh) dari sistem dalam tahun t.

**2.3. Proyeksi Beban Listrik**

Beban listrik Wilayah Sumatera berkembang dengan pertumbuhan sekitar 11% per tahun. Proyeksi pertumbuhan permintaan energi berdasarkan analisis untuk wilayah Sumatera yang dikembangkan dengan *Model for Analysis of Energy Permintaan (MAED)* pada Studi CADES. Nilai keseluruhan untuk Indonesia didefinisikan sebagai perbedaan antara nilai masing-masing wilayah terhadap keseluruhan nasional. Rincian di antara wilayah dilakukan secara manual berdasarkan *driving factor* yang sama di dalam model MAED, seperti ekonomi, demografi, gaya hidup, dan teknologi. Hasil akhir keseluruhan untuk proyeksi permintaan energi oleh masing-masing Wilayah Sumatera adalah seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

**Tabel 1: Kebutuhan dan Pertumbuhan Energi Wilayah Sumatera<sup>[5]</sup>**

	1997	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Kebutuhan Energi (PJ)	838,42	895,58	969,93	1 122,99	1 290,75	1 537,99	1 785,15
Kebutuhan Listrik (MW)			2485	4041	6970	11129	16587
Pertumbuhan Keb. Energi		5,39%	6,55%	7,80%	7,52%	7,62%	7,31%

#### 2.4. Karakteristik Teknologi Pembangkitan

Ada tiga skenario yang dianalisis dalam studi ini, yaitu skenario dasar, rendah dan tinggi. Masing-masing skenario menerapkan pula tiga kasus *discount rate*, yaitu 8%, 10% dan 12%. Untuk *discount rate* 12% pada Modul DYNPRO dikenakan IDC masing-masing sebesar 11,89% terhadap PLT gas siklus ganda, 24,63% terhadap N600 (PLTN 600 MWe), 30,41% terhadap N10H (PLTN 1000 MWe), 20,56% terhadap C600 (PLTU Batubara 600 MWe) dan 14,13% terhadap C300 (PLTU Batubara 300 MWe). Distribusi biaya (*domestic* dan *foreign*) selama periode konstruksi dilakukan oleh REPROBAT yang mengasumsikan kurva 'S' untuk fungsi yang menyatakan pengeluaran menurut waktu. Tabel 2 adalah rangkuman karakteristik teknologi pembangkitan menurut jenis pembangkit yang dikonteskan.

**Tabel 2: Rangkuman Karakteristik Pembangkitan pada VARSYS<sup>[6]</sup>**

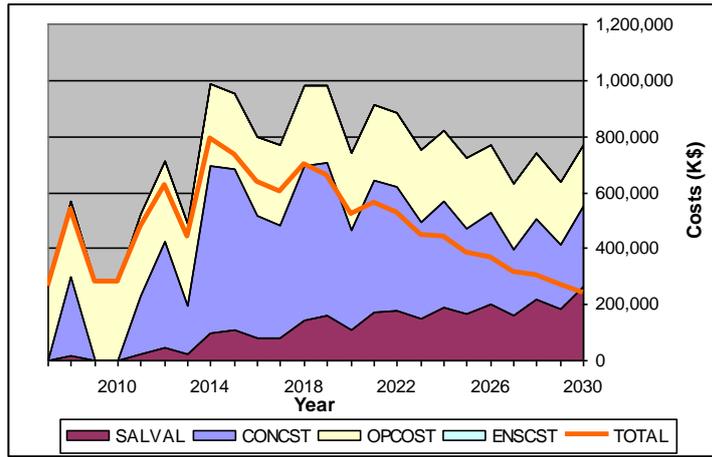
No.	Name	Min. Load MW	Capa-city MW	Heat Rates kcal / kWh		Fuel Costs Cents / Million kcal		FOR %	Days Schld. Main	Maint Class MW	O&M (Fix) \$/kWm	O&M (Var) \$/MWh
				Base Load	Avgc Incr	Domstc	Foreign					
1	CC2H	100	200	3600	2450	1990	0	4	24	200	2.1	4.0
2	N600	500	600	3200	2550	0	202	8	42	600	2.2	3.5
3	N10H	700	1000	3200	2550	0	202	8	48	1000	2.2	2.0
4	C600	450	600	3550	2550	433	0	5	40	600	1.8	2.0
5	C300	150	300	3550	2550	377	0	5	28	300	2.9	2.5

### 3. ANALISIS HASIL

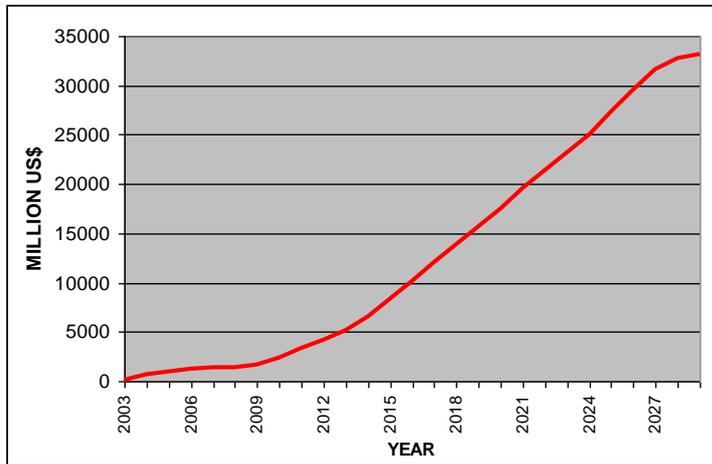
#### 3.1. Fungsi Objektif

Fungsi objektif kumulatif menggambarkan fungsi biaya keseluruhan atas hasil solusi optimum perencanaan selama periode studi. Urutan pembangkit yang ditambahkan kedalam sistem (rencana pengembangan atau kebijakan pengembangan) beserta batasannya dievaluasi dengan fungsi ini. Secara keseluruhan fungsi objektif kumulatif masing-masing kasus adalah seperti terangkum pada Tabel 3. Selanjutnya Gambar 3 melukiskan pergerakan fungsi objektif dari tahun ke tahun berdasarkan solusi optimum kasus. Sedangkan aliran modal kumulatif total ditunjukkan pada Gambar 4.

Perbandingan antara aplikasi nuklir dan tanpa nuklir dapat dilihat pada hasil *Base Scenario* sendiri yang menerapkan ketiga *discount rate*, yaitu 8%, 10% dan 12%. Dengan *discount rate* 8% pada skenario ini dibutuhkan 178 505,33 kiloton batubara, 1 295,51 kiloton gas alam dan 2,73 kiloton uranium sebagai penghasil listrik yang dominan. Pada *discount rate* 10% dibutuhkan 403 242,51 kiloton batubara, 2 692,58 kiloton gas alam dan 1,37 kiloton uranium. Sedangkan pada *discount rate* 12% yang tidak memunculkan nuklir dibutuhkan 649 331,96 kiloton batubara dan 3 625,88 kiloton gas alam. Secara keseluruhan perbandingan volume pada *discount rate* 8%, 10% dan 12% adalah 180 699,37, 403 242,51 dan 654 791,11 kiloton. Estimasi aliran modal kumulatif adalah seperti ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 3: Pergerakan Fungsi Objektif untuk Base Scenario DR 10%



Gambar 4: Aliran Modal Kumulatif Total

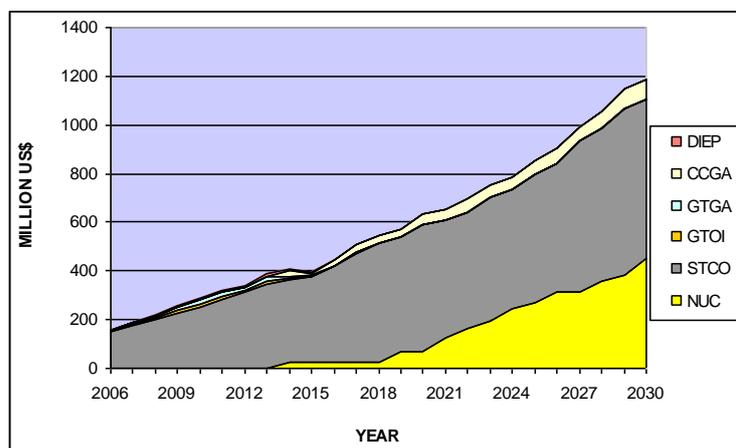
Tabel 3: Fungsi Objektif Kumulatif masing-masing kasus (Juta US\$)<sup>[6]</sup>

Scenario	Discount Rate		
	8%	10%	12%
High	27.252	23.849	21.203
Base	15.172	12.663	11.017
Low	9.554	8.469	7.282

### 3.2. Kemunculan PLTN

Kriteria optimasi menentukan kemunculan PLTN di dalam bauran sistem pembangkitan berdasarkan pertumbuhan *demand*, parameter ekonomi yang diterapkan, karakteristik beban, kriteria keandalan, dan karakteristik ekonomi teknologi pembangkitan. Parameter-parameter tersebut selanjutnya digunakan sebagai masukan pada *screening curve* yang ditunjukkan pada Gambar 2 yang menampilkan faktor kapasitas sebagai fungsi biaya. Pada *discount rate* yang lebih tinggi, pembangkit dengan biaya modal tinggi menjadi tidak

ekonomis, sehingga tidak terpilih sebagai solusi optimum. Sementara pembangkit dengan biaya modal lebih rendah mempunyai nilai keekonomian lebih tinggi, sehingga cenderung untuk terpilih. Analisis sistem Sumatera menerapkan tiga kategori *discount rate*, yaitu 8%, 10%, dan 12%. Total biaya berdasarkan bahan bakar untuk solusi optimum sistem selama periode studi ditunjukkan pada Gambar 5. Berdasarkan parameter ekonomi pembangkitan dan harga bahan bakar, untuk *Base Scenario* PLTN muncul mulai tahun 2014 dengan unit 600 MW.



Gambar 5: Komposisi Biaya Pembangkit Terpilih pada Base Scenario, DR 10%

### 3.3. Biaya Pembangkitan untuk Solusi Optimum

Biaya pembangkitan terdiri dari biaya konstruksi (modal), biaya bahan bakar, biaya O&M dan biaya *energy not serve*, dijelaskan pada Pasal 2.2. Secara keseluruhan total biaya yang dibutuhkan selama periode studi adalah seperti ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4: Estimasi Kebutuhan Biaya Total Pembangkit Listrik 2006-2030 (Juta US\$)<sup>[6]</sup>

Skenario	Kons- truksi	Bahanbakar Domestik	Bahanbakar Import	O&M dan ENS	TOTAL
<b>Rendah</b>					
Low 8%	16 202	7 626	2 083	6 592	32 503
Low 10%	16 621	8 333	1 803	6 439	33 196
Low 12%	13 932	12 164	0	6 130	32 226
<b>Dasar</b>					
Base 8%	34 111	5 567	6 145	11 643	57 465
Base 10%	33 244	11 600	3 091	11 414	59 349
Base 12%	27 876	19 057	0	10 863	57 796
<b>Tinggi</b>					
High 8%	49 007	6 323	11 096	17 747	84 173
High 10%	46 556	14 363	7 066	18 106	86 091
High 12%	44 220	20 982	4 381	17 765	87 349

Fungsi objektif dari hasil pemodelan adalah berupa total biaya yang memperhitungkan *salvage value* selama periode studi sehingga nilainya lebih rendah. Sedangkan pada *discount rate* lebih rendah akan diperoleh fungsi objektif yang lebih tinggi karena ketidak munculan sepenuhnya nilai *salvage value* pada proyek-proyek dengan nilai investasi lebih tinggi.

#### 4. KESIMPULAN

Dari hasil analisis yang menggunakan tiga tingkat *discount rate* diperoleh kesimpulan bahwa kelayakan ekonomi pengembangan sistem kelistrikan Sumatera mendapat pengaruh yang signifikan oleh besarnya biaya investasi dan *discount rate* yang berlaku. Dalam pemilihan teknologi pembangkitan, program WASP menganalisis sistem berdasarkan kriteria keandalan dan ekonomi. Pembangkit yang membutuhkan biaya investasi tinggi seperti PLTN menjadi sulit bersaing secara ekonomi pada *discount rate* yang tinggi. Namun pada *High Scenario* dengan *discount rate* 12% PLTN tetap muncul.

Estimasi kebutuhan biaya untuk pengembangan sistem Sumatera adalah 57 465 juta US\$ pada *Base Scenario* DR 8%, 59 349 juta US\$ pada *Base Scenario* DR 10%, dan 57 796 juta US\$ pada *Base Scenario* DR 12%. Sedangkan fungsi objektif adalah 15 172 US\$ pada *Base Scenario* DR 8%, 12 663 juta US\$ pada *Base Scenario* DR 10%, dan 11 017 juta US\$ pada *Base Scenario* DR 12%.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] ANONIM, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2007-2016, PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pust Pengatur Beban (P3B) Sumatera, 2007.
- [2] ANONIM, Keputusan Meteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor: 2270 K/31/MEM/2006 Tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2006 – 2026, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta 30 Juni 2006.
- [3] IAEA, Technical Reports Series No. 241, Expansion Planning for Electrical Generating Systems, A Guide Book, International Atomic Energy Agency, Vienna, 1984.
- [3] ANONIM, Neraca Daya Sistem Sumatera, <http://www.ptpln/p3bs.com>, PT PLN (Persero), Rabu, 9 Mei 2007.
- [4] IAEA, Computer Manual Series No. 8, Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning Version WASP-IV, User's Manual, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2000.
- [5] ANONYMOUS, Comprehensive Assessment of Different Energy Sources For Electricity Generation In Indonesia (CADES), Energy Demand And Supply Analysis (Phase I), Report Prepared By A Team of Experts From Indonesia with The Guidance of The International Atomic Energy Agency Under The Technical Cooperation Project Ins/0/016, May 2002.
- [6] ANONIM, Laporan Akhir Studi Perencanaan Pengembangan Sistem Pembangkitan Listrik Sumatera Dengan Opsi Nuklir, Pusat Pengembangan Energi Nuklir, BATAN, Jakarta, Desember 2007.