

PROSPEK ENERGI NUKLIR DI INDONESIA

Budi Sudarsono

Badan Tenaga Atom Nasional, Jakarta

PENDAHULUAN

Sebagaimana diketahui, minat terhadap introduksi energi nuklir di Indonesia telah timbul sejak tahun 1968. Dalam pertemuan ilmiah di PPTN pada tahun 1982, telah dilaporkan kegiatan Komisi Persiapan Pembangunan PLTN selama periode 1972-1982 (1).

Pada awal tahun 1984, Panitia Teknik Sumberdaya Energi menyetujui gagasan PLN untuk mendapatkan model permintaan energi, yaitu MAED (Model for Analysis of Energy Demand), dari International Atomic Energy Agency (IAEA). Model tersebut digunakan untuk menghasilkan proyeksi permintaan energi dan listrik jangka panjang, serta menghasilkan pula proyeksi kurva jangka beban. Program komputer tersebut diperoleh, setelah PTE melalui BATAN mengajukan usulan bantuan teknik kepada IAEA berjudul "Energy and Nuclear Power Planning Study".

Pada pertengahan tahun 1984 BAKOREN menyetujui usul BATAN untuk mengkaji kembali serta memutakhirkan studi-studi mengenai PLTN yang pernah dilakukan, yang dikenal dengan nama a.l. studi kelayakan pembangunan PLTN. Berhubung dengan itu maka kedua usaha ini dipadukan dalam bentuk studi pemutakhiran PLTN, dengan keikutsertaan Direktorat Jenderal Listrik dan Energi Baru, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Perusahaan Umum Listrik Negara dan Badan Tenaga Atom Nasional. Selain bantuan teknik IAEA, studi pemutakhiran ini mendapatkan masukan berharga dari Bechtel International Inc., dan SOFRATOME berdasarkan hibah dari Pemerintah Amerika Serikat dan Pemerintah Perancis. Studi ditunjang pula oleh bantuan dari CISEN (Itali) dan Motor Columbus (Swiss), (lihat lampiran I).

Makalah ini bertujuan untuk menyajikan hasil pokok studi ekonomi yang dicapai selama 1984-1986 dalam pelaksanaan pemutakhiran studi PLTN tersebut.

PERMINTAAN ENERGI

Langkah pertama dalam suatu studi jangka panjang seperti pemutakhiran studi PLTN ini ialah penyusunan permintaan energi dan listrik. Studi-studi yang telah ada, dilakukan sekitar 1979-1982 sehingga semuanya menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi yang tinggi, yaitu 6-7%/th. Perkembangan selama periode Pelita III dan IV memperlihatkan bahwa walaupun selama tahun 1980-an pertumbuhan ekonomi Indonesia tidak sesuai dengan harapan yang tercantum dalam Repelita III dan IV, permintaan listrik tetap meningkat dengan pesat. Untuk menyusun proyeksi permintaan listrik masa mendatang, salah satu parameter yang amat menentukan ialah asumsi mengenai pertumbuhan ekonomi.

Tabel 1 memperlihatkan asumsi yang diambil dalam studi mengenai pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk (2).

Tabel 2 memperlihatkan hasil proyeksi MAED mengenai permintaan energi dan listrik Indonesia (3). Lampiran 2 menyajikan uraian ringkas model MAED serta keterangan mengenai beberapa penyesuaian untuk penerapan ke situasi dan kondisi Indonesia.

Tabel 3 memperlihatkan perbandingan proyeksi MAED untuk pulau Jawa dengan proyeksi resmi PLN (2). Sekalipun asumsi pertumbuhan ekonomi 1982-1990 dalam proyeksi MAED dianggap terlalu tinggi, tetapi pertumbuhan yang dialami dalam tahun 1980-an ini lebih tinggi daripada hasil proyeksi MAED.

ONGKOS ENERGI

Bagi negara berkembang, adalah penting untuk menekan ongkos energi agar supaya sektor industri bergairah dan terangsang.

Dengan demikian, penyusunan perkiraan ongkos pembangkitan listrik menjadi salah satu isu pokok dalam studi pemutakhiran ini.

Ongkos Modal

Angka biaya modal pembangunan PLIN yang tersedia dalam literatur ternyata sangat bervariasi, hal mana disebabkan banyak faktor, antara lain :

- Keadaan yang berlainan di negara pemilik PLIN: Sistem pengaturan, Sistem kontrak, Tingkat upah, Harga bahan mentah, Nilai tukar.
- Scope yang berbeda
- Asumsi mengenai parameter ekonomi yang digunakan
- Kondisi tapak
- Tingkat kemajuan teknologi.

Pengalaman di beberapa negara berkembang menunjukkan bahwa negara berkembang memiliki "comparative advantage". Walaupun peralatan dan komponen nuklir dibuat di negara maju dan harus dikapalkan, dan pembangunan PLIN memerlukan peranan sebagian tenaga ahli dan tenaga kerja dari negara maju, tetapi biaya modal dapat menjadi lebih rendah di negara berkembang. Hal ini telah dibuktikan oleh Taiwan dan Korea.

Untuk studi pemutakhiran ini Bechtel menyusun perkiraan modal pembangunan PLIN dan PLTU, dengan hasil sebagaimana disajikan dalam Lampiran 3. (4). Metode yang digunakan dalam penyusunan perkiraan tersebut sama untuk PLIN maupun PLTU, sehingga dapat dianggap sebagai perbandingan biaya modal yang wajar. Tak berlebihan kiranya bila dikatakan bahwa perkiraan Bechtel tersebut usaha yang pertama dalam bidang ini untuk keadaan dan kondisi Indonesia. Ringkasannya dikutip dalam Tabel 4, yang dilengkapi pula dengan hasil perkiraan SOFRATOME yang diperoleh dengan metode yang secara lebih sederhana, dan pendapat Motor Columbus. (5, 6) Dari angka-angka tersebut diperoleh gambaran mengenai pengaruh nilai-tukar mata uang yang sangat besar.

Untuk menghitung ongkos modal, harus digunakan asumsi mengenai bunga atas modal dan jangka waktu konstruksi. Dalam studi ini digunakan 10% dan 7 tahun untuk PLIN serta 5 tahun untuk PLTU.

Ongkos Operasi dan Pemeliharaan

Tabel 5 menyajikan perkiraan biaya operasi PLIN dan PLTU yang diperoleh dalam studi, dilengkapi dengan angka-angka IAEA. Angka yang digunakan dalam memakai WASP ialah kombinasi hasil perkiraan Bechtel dan SOFRATOME.

Ongkos Bahan Bakar

Dalam penyusunan skenario makro-ekonomi untuk data masukan MAED, telah digunakan suatu

proyeksi harga minyak internasional yang dihasilkan oleh IBRD pada bulan Desember 1984 (7). Proyeksi tersebut pada akhir tahun 1985 masih dianggap suatu proyeksi yang wajar. Namun situasi telah berubah sama sekali pada pertengahan tahun 1986. Walaupun secara kualitatif proyeksi harga minyak tersebut masih dapat dianggap masuk akal, tetapi dewasa ini perlu diadakan penyesuaian.

Salah satu parameter penting yang amat menentukan persaingan nuklir-batubara di tahun 1990-an ialah harga batubara. Di masa lalu, harga batu bara mengikuti gejolak harga minyak, sehingga kiranya di masa depan pun akan terjadi hal yang sama. Dengan demikian, sudah dapat diterima bahwa, berdasarkan asumsi akan terjadinya kenaikan harga minyak maka akan terjadi pula eskalasi riel harga batubara. Atas dasar penelaahan SOFRATOME terhadap kecenderungan harga batu-bara serta faktor-faktornya yang mempengaruhi, maka disarankan eskalasi 2%/tahun hingga tahun 2000 dari tingkat harga \$46/6 pada tahun 1986, dan 1%/tahun sesudah tahun 2000. (8). Untuk base case, studi memilih harga \$ 50/T pada tahun 1990 dengan eskalasi 1%/tahun sejak tahun 1990.

Ongkos Pembangkitan

Ongkos pembangkitan listrik nuklir dengan satuan 900 MW ternyata sangat kompetitif dengan ongkos listrik PLTU-batubara satuan 600 MW, sekalipun harga batu-bara tanpa eskalasi. "Levelized net generation costs menurut Bechtel disajikan dalam Tabel 6. (4). AECL menyatakan bahwa disainnya yang 600 MW dapat ditingkatkan menjadi 750 MW hanya dengan sedikit tambahan biaya sehingga ongkos pembangkitan listrik dari satuan ini pun bersaing dengan PLTU 600 MW (9).

Kontroversi ongkos pembangkitan berkisar sekitar pendapat mengenai biaya modal serta bunga dan jangka waktu konstruksi, dan pada asumsi mengenai harga batubara jangka panjang. Faktor penting lain ialah besarnya asumsi faktor beban. Dalam hal ini kiranya menarik analisa yang dikemukakan (sementara) oleh Motor Columbus. Grafik-grafik memperlihatkan analisis ini lebih jelas (6).

PERENCANAAN SISTEM JAWA

Kriteria pemilihan jenis pembangkitan untuk pengembangan sistem listrik ialah antara lain :

- Ekonomi - yaitu ongkos terendah atau "least cost"
- atau pengeluaran devisa terendah
- Strategi - pertimbangan pengembangan teknologi
- keinginan diversifikasi/menghindari ketergantungan pada satu jenis energi.

Dewasa ini kriterium "least cost" lazim digunakan. Tetapi sering dilupakan bahwa pengertian ongkos terendah tersebut selalu sebatas perusahaan listrik, walaupun digunakan analisis ekonomi nasional (seperti harga bahan bakar internasional).

Biaya pengembangan batubara, misalnya, termasuk di dalam harga batu bara yang dipakai dalam analisis.

Apabila analisis pengembangan sistem listrik dilakukan hanya untuk masa 10 tahun ke depan, maka alternatif nuklir tak mungkin terpilih oleh karena jangka waktu siap yang lama. Karena itu analisis dengan WASP dilakukan untuk kurun waktu 20 sampai 30 tahun yang akan datang. Dalam studi pemutakhiran, proyeksi MAED dibuat sampai tahun 2015, tetapi analisis dengan WASP untuk periode 1990-2010.

Dalam pelaksanaan analisis WASP, sasarannya ialah untuk mendapatkan "optimum solution" dengan memakai suatu himpunan besaran parameter, kemudian mengadakan analisis kepekaan dengan mengubah beberapa parameter dan/atau perubahan besaran tertentu (seperti biaya modal).

Besaran parameter yang disepakati bersama dalam studi pemutakhiran sebagai berikut :

- Discount rate 10%, dengan 8% dan 12% untuk analisis kepekaan
- Depresiasi secara linier, tidak "sinking fund"
- Keandalan sistem dengan % LOLP = 0.2739 (satu hari dalam setahun)
- "Energy-not-served cost" sebesar \$ 1/kWh.
- Harga batubara \$ 50/T pada tahun 1990 ditambah eskalasi 1%/th.

Selain itu disepakati pula peranan PLTP sebesar 470 MW atau 1020 MW.

Pelaksanaan "run" WASP di BATAN dan di IAEA selama Januari dan Februari memakai depresiasi secara "sinking fund", dan ternyata nuklir lebih unggul daripada batubara (lihat tabel 7 dan 8). Dengan depresiasi linier "keunggulan" nuklir tampaknya perlu dibantu dengan perubahan salah satu saja dari besarnya parameter berikut :

- discount rate 8%/th
 - % LOLP = 0.55 (keandalan 2 hari/th)
 - eskalasi batubara 2%/th selama 1990-2000
- Sesungguhnya, mengubah ketiga-tiga parameter ini masih dapat dipertanggung-jawabkan dan cukup wajar, mengingat :
- Pemerintah meminjam modal untuk PLN dengan bunga sekitar 10%/th, berarti "discount rate" sekitar 6%/th apabila inflasi lebih besar dari 4%, atau lebih kecil lagi apabila inflasi lebih besar dari 4%.
 - Keandalan 2 hari/th tak jauh berbeda secara efektif dengan 1 hari/th (ternyata Taiwan

masih memakai 3 hari/th).

- Eskalasi harga batubara Pasifik Barat selama 1974-84 sebesar 4.6/th. (4).

Tanpa perubahan pun hasil "run" WASP dengan nuklir sangat dekat dengan "optimum solution" tanpa PLTN, hanya berselisih 0.02% dalam nilai objective function. Besar selisih tersebut jauh lebih kecil daripada kemantapan kepercayaan terhadap angka/data masukan WASP yang lain seperti biaya modal, faktor beban, harga batu bara (periksa hasil WASP dalam Tabel 9).

KESIMPULAN

Atas dasar hasil-hasil dikemukakan di atas, dapat ditarik kesimpulan bahwa dalam jangka panjang sangat sulit untuk menghindari introduksi PLTN ke dalam sistem listrik pulau Jawa. Selain peningkatan kemampuan industri dapat dipercepat dengan adanya proyek-proyek pembangunan PLTN, dan tersedianya alternatif sumber energi untuk pembangkitan listrik, pembangkitan listrik nuklir akan dapat menekan ongkos produksi listrik di pulau Jawa.

Berhubung dengan itu, serta mengingat jangka waktu-siap yang lama dan perlunya disiapkan sejak dini pengembangan tenaga kerja trampil dan prasarana pengembangan nuklir, maka perlu diambil langkah-langkah yang konkrit menuju pembangunan PLTN yang pertama. Untuk memungkinkan beroperasinya PLTN pertama dalam tahap lepas nanti, maka langkah awal harus diambil dalam masa Pelita IV ini juga.

DAFTAR ACUAN

1. BUDI SUDARSONO, "Persiapan Pembangunan Pusat Listrik Tenaga Nuklir", Proceedings Kolokium "Teknologi Elemen Bakar Nuklir, Teknologi Reaktor dan Penggunaan Reaktor", Bandung, 31 Agustus 1982.
2. "Pemutakhiran Studi Perencanaan Energi dan Daya Nuklir", Laporan oleh Tim ENPP-PTE, 30 April 1986.
3. "Laporan Tim Kecil Prakiraan Energi Tahun 2000", Konsep laporan untuk sidang PTE tanggal 5 Agustus 1986.
4. "Reassessment of Indonesia's Electrical Energy Options and Strategy", Laporan untuk BPPT dan BATAN, disusun oleh Bechtel International Inc., Maret 1986.
5. "Analysis of the Expansion of the Power Generating System in Java", Laporan SOFRATOME IND 43-036 Ch.3. Vol.III. Reassessment of Indonesia's Nuclear Energy Strategy.

6. "Review of the Bechtel Report", Second Draft, Motor Columbus, Juni 1986.
7. "Half Year Revision of Commodity Price Forecasts" IHRD, December 1984.
8. "The Indonesian Coal Situation", Laporan SOFRATOME IND 43-038 (Annex, Ch.2. Vol.VI Reassessment of Indonesia's Nuclear Energy Strategy), Maret 1986.
9. Komunikasi AECL kepada BATAN

Tabel 1 Asumsi Pokok Tite MAED

	1982	1990	2000	2010
Skenario Tinggi				
PDB (trilyun Rp'85)	59.633	88.105	149.791	243.99
%/th	5.0	5.45	5.0	
Pertumbuhan sektor manuf-acturing	8.70	8.74	6.72	
Penduduk (Juta)	154.662	180.1	210.5	242.5
%/th	1.92	1.57	1.43	
Skenario Rendah				
PDB (trilyun Rp'85)	59.633	88.105	137.486	203.51
%/th	5.0	4.55	4.0	
Pertumbuhan sektor manuf-acturing	8.70	6.97	5.87	
Penduduk (Juta)	154.662	183.5	222.8	265.0
%/th	2.16	1.96	1.75	

Tabel 2 Proyeksi Permintaan Energi dan Listrik Hasil MAED

	1982	1990	2000	2010
Skenario Tinggi				
Energi Total, MBOE	334.3	471.1	752.4	1166.6
Energi komersial MBOE	172.6	281.9	518.0	880.4
Listrik Total (PLN+Non PLN), Twh	19.9	40.7	99.8	200.6
Listrik PLN-Jawa, Twh	8.53	18.10	52.06	122.88
Beban puncak PLN-Jawa, GW	1.55	3.20	8.76	19.74
Skenario Rendah				
Energi Total, MBOE	334.3	471.4	690.0	986.6
Energi komersial, MBOE	172.6	282.2	464.5	721.4
Listrik Total (PLN+Non PLN) Twh	19.9	40.5	85.6	161.4
Listrik PLN-Jawa, Twh	8.5	18.0	45.4	99.9
Beban puncak PLN-Jawa, GW	1.55	3.18	7.70	16.32

Tabel 3 : Perbandingan Proyeksi PLN dengan Proyeksi Tim MAED

	1988/89	1990	1993/94	1995
"Java sales IR1"	15.322	18.95	28.120	34.23
(PLN-IBRD) IR2	15.730	19.69	24.944	37.03
IR3	15.782	19.85	30.459	37.96
ENPP "Net generation", dalam sistem PLN tinggi	rendah	18.266		29.727
		18.362		31.886

Catatan : 1) "Java sales" harus ditambah dengan "Transmission & distribution losses" sebelum dapat dibandingkan dengan "Net generation". Losses tersebut berkisar sekitar 9 - 17%.

2) Angka "Java Sales" untuk 1990 dan 1995 diekstrapolasikan oleh Tim MAED.

Tabel 4 : Perkiraan Biaya Modal oleh Bechtel

Pusat listrik	Biaya modal		
	10\$	\$/kW netto	
PLTU	2 x 365 MW tanpa FGD	668	915
	2 x 550 MW tanpa FGD	867	788
	2 x 360 MW dengan FGD	783	1097
	2 x 542 MW dengan FGD	1017	945
PLIN	2 x 616 MW PWR	1669	1355
	2 x 938 MW PWR	1999	1065
	2 x 626 MW PHWR	1962	1567
	2 x 1031 MW PHWR	2601	1261

- Catatan : 1) FGD = Flue Gas Desulphurization
 2) Perkiraan tersebut berdasarkan 2 unit pada 1 lokasi dengan selisih waktu pembangunan 1 tahun dan disusun dengan harga 1 Juli 1985, (lihat perincian pada Tabel 4-3 s.d 4-8). Dengan angka-angka tersebut, perbandingan net levelized generating costs adalah sebagai berikut : (dalam mills/kWh).
 Sumber dari (4).

Tabel 5 : Biaya Operasi dan Perawatan

BECHTEL	O & M	
	fixed \$/kW-yr	Variable mills/kWh
Coal 400 MW	9.9	1.9
W/O FGD		
Coal 600 MW	8.3	1.9
W/O FGD		
Coal 400 MW	10.6	2.0
W FGD		
600 MW	9.0	2.0
W FGD		
Nuclear 616 MW	35.3	0.8
PWR		
938 MW	29.4	0.8
PWR		
626 MW	34.3	1.4 *)
PHWR		
1031 MW	26.1	1.4 *)

*) Includes heavy-water make-up

URAIAN RINGKAS MODEL MAED

Model MAED ialah suatu model simulasi untuk mengevaluasi permintaan energi jangka menengah dan jangka panjang. Metodologi model tersebut berdasarkan model MEDEE yang dikembangkan oleh B. Chateau dan B. Lapillone dari IEJE, Grenoble, Perancis.

Struktur MAED diperlihatkan dalam gambar 1. Modul 1 adalah bagian yang menghitung permintaan energi final untuk tiap jenis energi dan untuk tiap sektor ekonomi, sesuai dengan skenario yang disusun dalam berbagai parameter sosio-ekonomi dan teknik, Modul 2 mengubah permintaan listrik tahunan dalam tiap sektor menjadi permintaan listrik jam-jaman. Akhirnya Modul 3 menyusun kurva jangka-beban yang keluarannya digunakan dalam model WASP.

Modul 1 menghitung permintaan energi menurut tiga sektor utama, yaitu Rumah Tangga dan Jasa-jasa, Industri/Pertanian dan transportasi.

Rumah Tangga dan Jasa-jasa

Jumlah rumah-tangga dikaitkan dengan penduduk. Khusus untuk aplikasi di Indonesia, jenis rumah-tangga terbagi atas 4 kelompok menurut penggunaan minyak tanah :

- Untuk penerangan di perkotaan
- Untuk memasak di perkotaan
- Untuk penerangan di pedesaan
- Untuk memasak di pedesaan

Sektor jasa dikaitkan dengan besarnya sektor tersebut serta jumlah tenaga kerja yang bekerja di dalamnya. Permintaan energi dihitung menurut luas lantai, yang dikaitkan dengan tenaga kerja dan penduduk.

Industri/Pertanian

Untuk setiap sektor diperkirakan konsumsi energi pada tahun dasar, bagi setiap jenis energi : bahan bakar motor, listrik, panas (temperature tinggi, sedang dan rendah).

Proyeksi permintaan masa mendatang dihitung berdasarkan proyeksi perkembangan nilai-tambah sektor tersebut, sesuai skenario makro-ekonomi yang diasumsikan.

Sektor ekonomi meliputi pertanian, konstruksi pertambangan dan Industri Manufaktur. Sektor Industri Manufaktur dibagi lagi menjadi 4 sub-sektor : Pengolahan Bahan Mentah, Permesinan dan Barang Bermodal, Barang Konsumsi dll.

Transportasi

Sektor ini terbagi atas angkutan barang dan angkutan penumpang, baik untuk dalam kota maupun antar kota. Semua model angkutan dipergunakan. Dalam MAED yang asli tidak terdapat angkutan antar pulau, sehingga Tim MAED memakai variabel angkutan sungai (barges) untuk angkutan barang antar-pulau. Angkutan penumpang antar-pulau belum diperhitungkan.

Angkutan penumpang dalam kota terkait dengan perkembangan penduduk dalam kota-besar (di atas 1 juta).

Tabel 6 : Net Levelized Generating Cost

	PLTU		PLTN			
	550 MW tanpa FGD	530 MW dengan FGD	PWR		PHWR	
			616 MW	938 MW	626 MW	1031 MW
Ongkos modal	14.0	15.4	29.4	23.7	36.2	24.8
Ongkos bahan bakar	20.8	21.2	8.3	7.4	5.2	4.3
Ongkos Operasi dan pemeliharaan	3.1	3.3	6.1	5.4	6.3	5.2
	37.9	39.9	43.8	36.5	41.7	34.3

Catatan : Asumsi load factor yang digunakan adalah

PLTU 550 / 530 MW 81.1% PWR 616/938 75.4/73.4%

PHWR 626/1031 80.8/78.7%

Sumber : (4)

Tabel 7. Hasil Run WASP di BATAN
Januari - Februari 1986

No.	OBJECTIVE FUNCTION K \$	KONFIGURASI TAHUN 2010				TAHUN INTRODUKSI NO911
		GT111	CO411	CO611	NU911	
1 (HWR)	9 502 133	40	4	14	11	1998
2 (PWR)	9 588 525	40	4	13	13	1999
3 (Non-N)	9 423 032	38	4	31	0	-
4 (HWR)	9 330 862	38	4	13	11	1999
5 (Non-N) Deban dgn ELOSS baru	9 044 513	23	4	32	0	-
6 (PWR)	9 069 745	23	4	17	11	2003
7 (PWR)	8 569 282	23	6	15	12	2000
8 (Non-N)	8 657 628	23	6	33	0	-

Asumsi : Proyeksi Awal Pertumbuhan Beban
Data Bechtel
Harga Batubara \$50/T (1990) + Eskalasi 1%/th
Depresiasi "Sinking Fund"
LOLP : 1 Hari/th
ENS : \$ 1/kWh
FIXSYS : PLTU-BB 6 @ 360 MW
PLTN 1020 MW, kecuali No.7 8 dengan 470 MW

Tabel 8 : HASIL RUN WASP DI IAEA FEBRUARI 1986

No.	OBJECTIVE FUNCTION K 9	KONFIGURASI TAHUN 2010				TAHUN INTRODUKSI NURI
		GT111	CO4H	COGI	HU21	
1 (IMR)	8 456 725	38	4	13	11	1997
2 (IMR)	8 398 339	34	3	12	12	1997
3 (IMR)	8 358 693 *	38	3	11	13	1997
4 (IMR + 4CO4H197)	8 373 947	38	4	12	12	1997
5 (IMR + 4CO4H198)	* 8 366 371	30	4	12	12	1997
6 (PWR)	8 558 114	29	4	11	15	1998
7 (PWR)	8 557 461 *	31	4	12	14	1998
8 (PWR + 4CO4H198)	8 561 889	31	4	12	14	1999
9 (Non-H)	8 649 319	29	4	33	-	-
10 (Non-N)	8 646 723	30	5	32	-	-
11 (IMR DR 88)	10 705 188 *	27	3	18	14	1997
12 (IMR DR 121)	6 568 813 *	38	4	12	12	1997
13 (IMR+P.bumi 1020 MW)	8 526 988 *	30	3	18	13	1997
14 (IMR+Eskalasi BN 21)	8 556 397 *	30	4	7	15	1997
15 (IMR Tanpa Eskalasi DD)	8 153 794 *	30	4	12	12	1997
16 (IMR)	7 711 773 *	34	3	9	12	1998
17 (PWR)	7 899 147 *	28	4	11	13	1999
18 (Non-H)	7 949 588	24	4	30	0	-
19 (PWR)	7 944 873	19	2	24	6	2009
20 (PWR)	7 909 763	16	0	19	11	2009

Asumsi : Proyeksi Sementara Pertumbuhan Beban (No.16 s/d 20 dengan Koreksi)

Data Bechtel

Discount Rate 10%

Harga Batu bara \$ 50/T (1990) + Eskalasi 1%/th

Depresiasi "Sinking Fund"

LOLP : 1 hari/kWh

ENS : \$ 1/kWh

FIXSYS : PLTU-BB 6 @ 365 MW

PLTP 470 MW.

Tabel 9 : Hasil Rum WASP di BATAN

Juni - Juli 1986

No.	OBJECTIVE FUNCTION K \$	KONFIGURASI TAHUN 2010				TAHUN INTRODUKSI PWR9
		GT111	CO4H	CO6H	PWR9	
1	8 270 109	36	7	11	9	1996
2	8 249 301	36	7	11	9	1996
3	8 240 979	36	7	11	9	1999
4	8 238 719	36	7	11	9	2000
5	8 235 696 *	36	7	11	9	2001
6	8 236 718 *	36	7	11	9	2001
7 (Discount Rate 8%)	10 553 362 *	36	7	11	9	1996
8 (Discount Rate 12%)	6 431 908 *	34	9	13	7	2003
9 (Eskalasi BB 2%)	8 441 654	36	7	11	9	1996
10 (Biaya Modal PWR naik 10% Eskalasi BB 2%)	8 555 510	36	7	11	9	2002
11 (Biaya Modal semula + 2PWR6)	8 493 221	37	6	11	8+2PWR6	1996 (PWR6) 1999 (PWR9)

Asumsi " : Proyeksi Final Pertumbuhan Beban

Data Bechtel (No.6 s/d 11 Dengan Koreksi Kecil)

Discount Rate 10% (kecuali disebut)

Harga Batubara \$ 50/T (1990) + Eskalasi 1%/th (kecuali disebut)

Depresiasi Linier

LOLP : 1 Hari/th

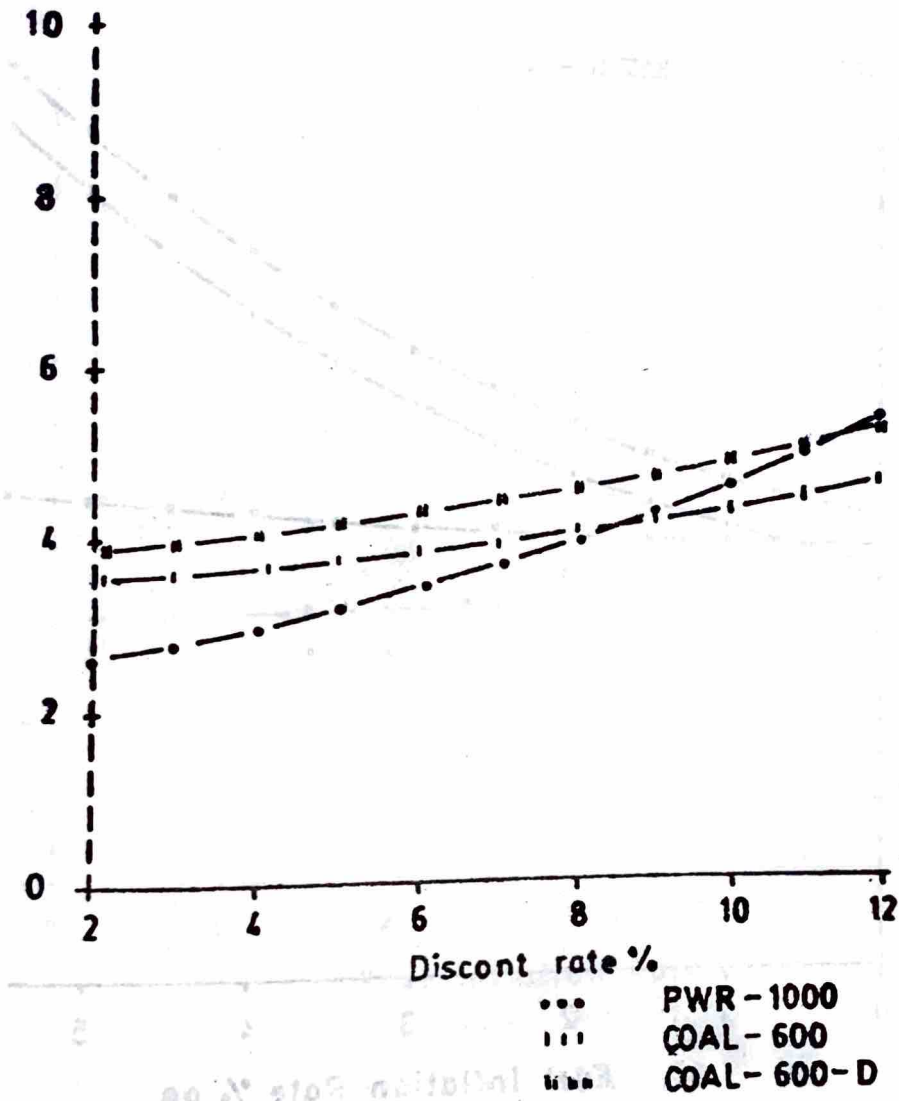
ENS : \$ 1/kWh

FIXSYS : PLTU-BB 4 @ 365 MW
PLTP MW

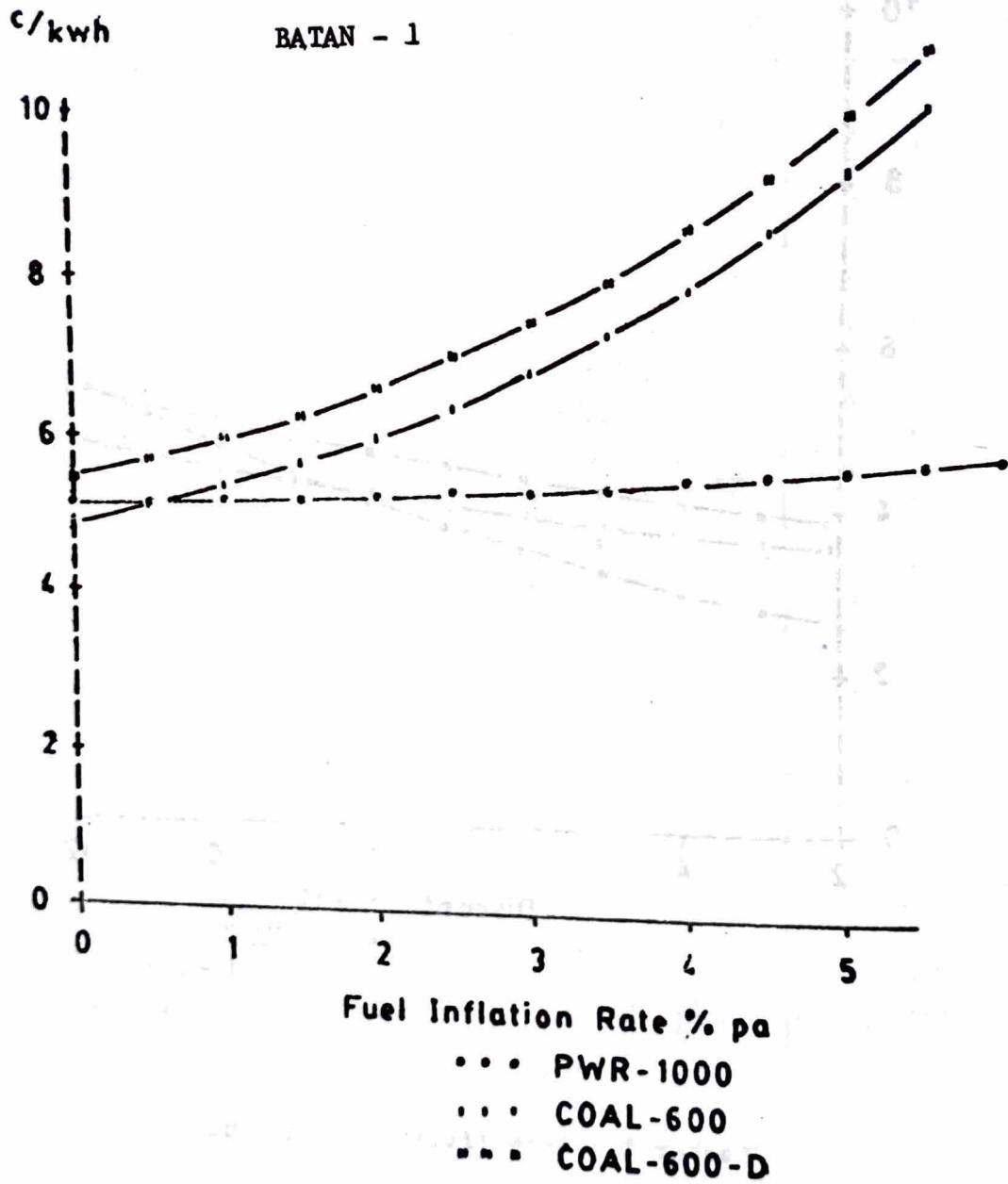
*) Optimum Solution

c/kWh

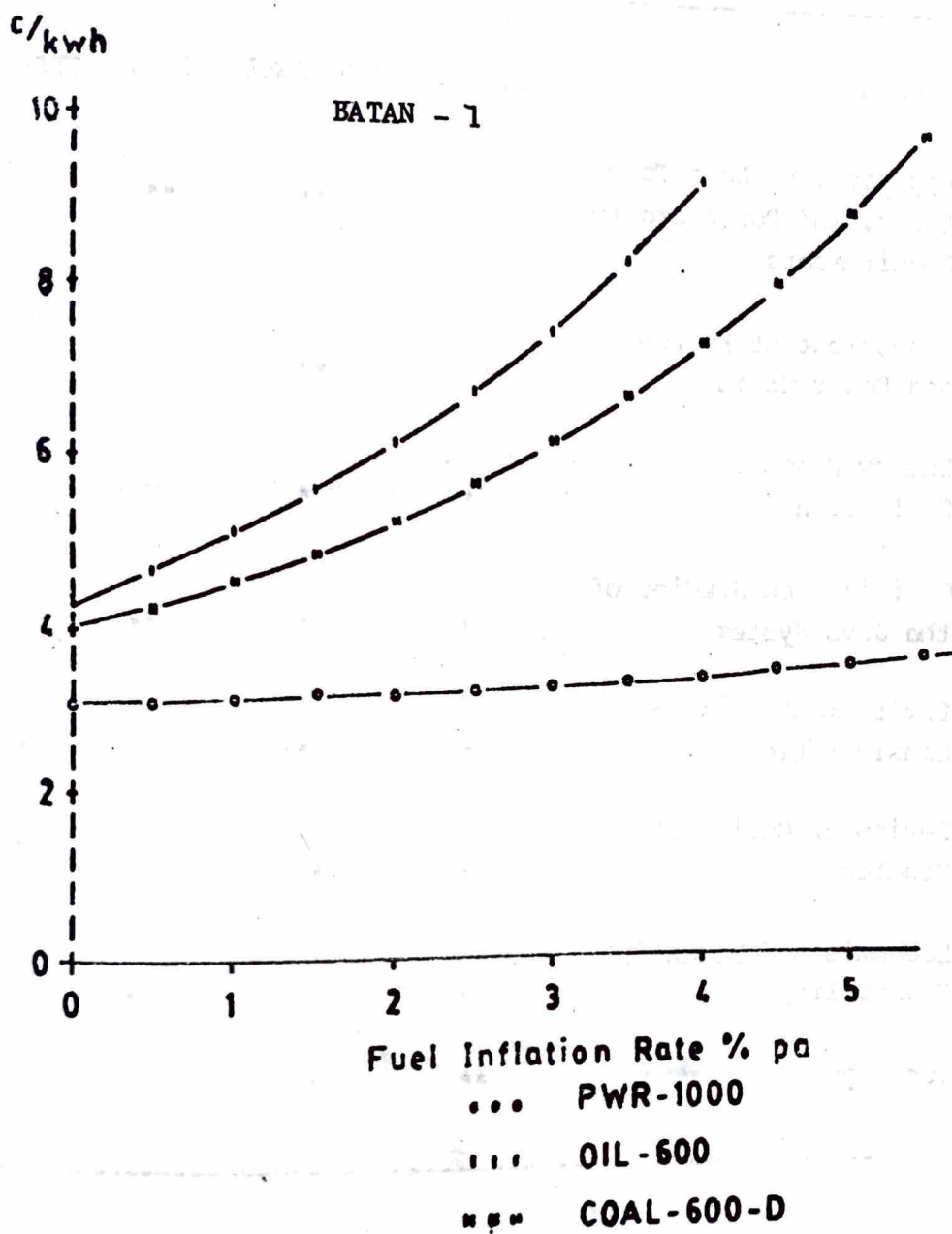
BATAN - 1



Gambar 1 : Sensitivity to Discount Rate BATAN-1



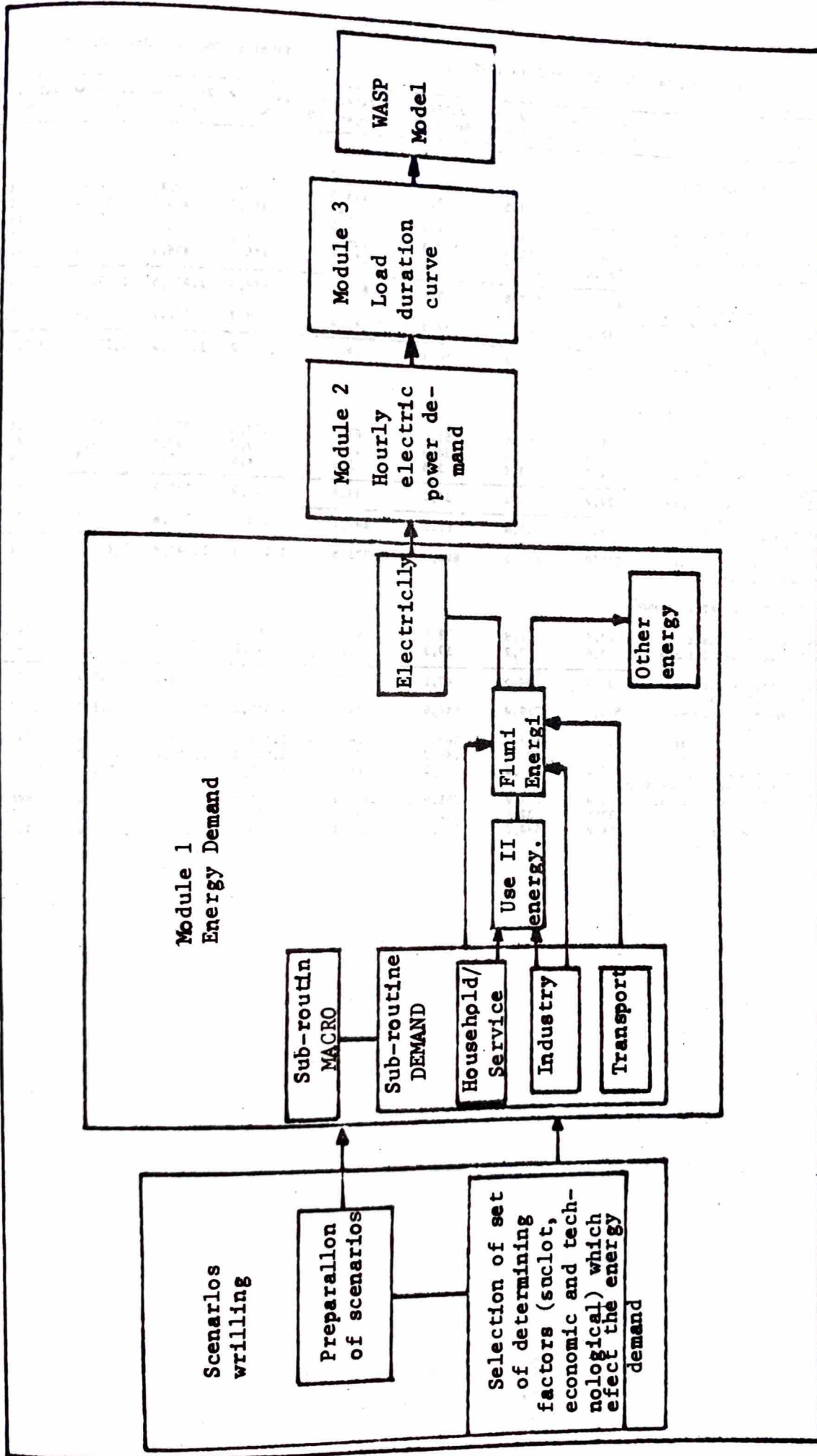
Gambar 2 : Sensitivity to Fuel Price Inflation
(10% Discount Rate) BATAN-1



Gambar 3 : Sensitivity to fuel Price Inflation
(6% Discount Rate) BATAN-1

RUANG LINGKUP PEMUTAKHIRAN
DAN PELAKSANAANYA

LINGKUP	BECHTEL	SOFRATOME	IAEA	CESEN	M-C
I. Appraisal of Long Term Energy and Power Growth Requirements		**	**		
II. Assessment of Energy and Power Costs	**	**			*
III. Energy Resources Evaluation	**	*			
IV. Optimization Studies of the Java System	**	*	**		
V. Environmental Impact Considerations	*	*		*	
VI. Review of Muria Site Studies	*	**			
VII. Economic and Financial Feasibility	**	*	*		
VIII. Strategy	**	**			



Gambar : Struktur Model MAED

Tabel I Ongkos modal PLTU-batubara (JUTA \$)

Tabel II Ongkos modal PLTN (JUTA \$)

No.	Uraian	2x365 MW tanpa FGD	2x550 MW tanpa FGD	2x360 MW dengan FGD	2x542 MW dengan FGD	2x616 MW PWR	2x938 MW PWR	2x626 MW PWR	2x1031 MW PWR
ONGKOS PERALATAN & BAHAN									
1	Ketel Uap	88,2	114,5	88,2	114,5	N/A	N/A	N/A	N/A
2	Sisten penyedia uap nuklir	N/A	N/A	N/A	N/A	107,3	225,5	909,1	1.182,7
3	Turbin-generator	41,8	54,5	41,8	54,5	82,7	99,1	82,7	116,4
4	Peralatan mekanik lain	124,5	161,8	160,0	206,4	194,5	232,7	67,3	105,5
5	Bahan-bahan	153,6	200,0	189,1	244,5	415,5	490,2	110,2	171,8
6	Total peralatan & bahan langsung (jumlah no.1 s/d 5)	408,1	530,0	479,1	619,9	800,0	1.055,5	1.177,3	1.576,4
7	Total peralatan & bahan lainnya	32,7	43,6	37,3	48,2	120,0	142,7	100,0	135,5
8	Total peralatan & bahan (jumlah no.6 & 7)	440,8	574,4	516,4	668,1	1.000,0	1.198,2	1.277,3	1.711,9
ONGKOS TENAGA KONSTRUKSI									
9	Tenaga kerja kasar	45,2	59,5	51,1	67,5	169,3	202,7	130,5	176,9
10	Tenaga kerja teknis lapangan	27,3	30,5	30,6	36,3	79,7	97,4	62,1	81,6
11	Tenaga kerja non teknis lapangan	2,7	3,6	3,6	3,6	4,5	5,5	3,6	4,5
12	Total tenaga kerja lapangan (jumlah no.10 & 11)	30,0	34,1	34,2	39,9	84,2	102,9	65,7	86,1
13	Total tenaga konstruksi (jumlah no.9 & 12)	75,2	93,6	85,3	107,4	253,5	305,6	196,2	263,0
14	Total ongkos konstruksi lapangan (jumlah No.8 & 13)	516,0	668,0	601,7	775,5	1.253,5	1.503,8	1.473,5	1.974,9
ONGKOS KANTOR PUSAT & LAINNYA									
15	Rekeyasa Kantor Pusat	23,4	31,8	29,8	40,6	85,5	100,9	100,7	118,5
16	Jasa Kantor Pusat lainnya	13,6	18,2	17,3	23,6	40,0	47,3	47,3	56,4
17	Total Ongkos Kantor Pusat (jumlah no.15 & 16)	37,0	50,0	47,1	64,2	125,5	148,2	148,0	174,9
18	Total Ongkos Konstruksi (jumlah no.14 & 17)	553,0	718,0	648,8	839,7	1.379,0	1.652,0	1.621,5	2.149,8
	Ongkos satuan, \$/Kw-net	757	653	909	700	1.119	880	1.295	1.043
	Total ongkos konstruksi	636,0	826,0	746,0	966,0	1.517,0	1.817,0	1.784,0	2.365,0
19	Total ongkos konstruksi (dengan 5% tak tenaga penilik)	668,0	867,0	783,0	1.014,0	1.669,0	1.999,0	1.962,0	2.601,0
20	Total keperluan dana lokal	214,0 (321)	277,0 (321)	251,0 (321)	325,0 (321)	517,0 (311)	620,0 (311)	600,0 (311)	806,0 (311)
21	Total keperluan dana	454,0	590,0	532,0	689,0	1.152,0	1.379,0	1.354,0	1.795,0

Tabel III Keperluan Tenaga Kerja
PLTU-batubara (orang-jam x 1.000)

Tabel IV Keperluan Tenaga Kerja
PLTN (orang-jam x 1.000)

No.	Uraian	2x365 MW tanpa FGD	2x550 MW tanpa FGD	2x360 MW dengan FGD	2x542 MW dengan FGD	2x616 MW PWR	2x938 MW PWR	2x626 MW PWR	2x1031 MW PWR
ORANG-JAM TENAGA KASAR									
22.	Sipil & Bangunan	7.400	10.000	8.400	11.300	34.400	41.100	26.300	35.900
23	Mekanikal	3.500	5.100	4.000	5.800	12.200	14.700	9.500	12.800
24	Listrik	2.500	2.600	2.800	3.000	4.900	6.000	3.900	5.200
25	Operator	800	1.000	900	1.100	1.700	1.900	1.300	1.700
26	Total keperluan orang-jam kasar (jumlah no. 22 s.d. 25)	14.200	18.700	16.100	21.200	53.200	63.700	41.000	55.600
ORANG-ORANG LAPANGAN									
27	Teknis	1.900	2.500	2.200	2.900	8.000	9.600	5.200	6.700
28	Non-teknis	500	600	500	700	900	1.100	600	800
29	Total orang-jam lapangan (jumlah no. 27 & 28)	2.400	3.100	2.700	3.600	8.900	10.700	5.800	7.500
30	Teknis	1.000	1.400	2.300	1.800	2.000	2.400	2.400	2.800
31	Non Teknis	400	500	500	600	700	800	800	1.000
32	Total Kantor pusat (Jumlah no. 30 & 31)	1.400	1.900	1.800	2.400	2.700	3.200	3.200	3.800
TOTAL ORANG-JAM									
33	Total teknis	2.900	3.900	3.500	4.700	10.000	12.000	7.600	9.500
34	Total non teknis	900	1.100	1.000	1.300	1.600	1.900	1.400	1.800
35	Total orang-jam	3.800	5.000	4.500	6.000	11.600	13.900	9.000	11.300