

BAB II

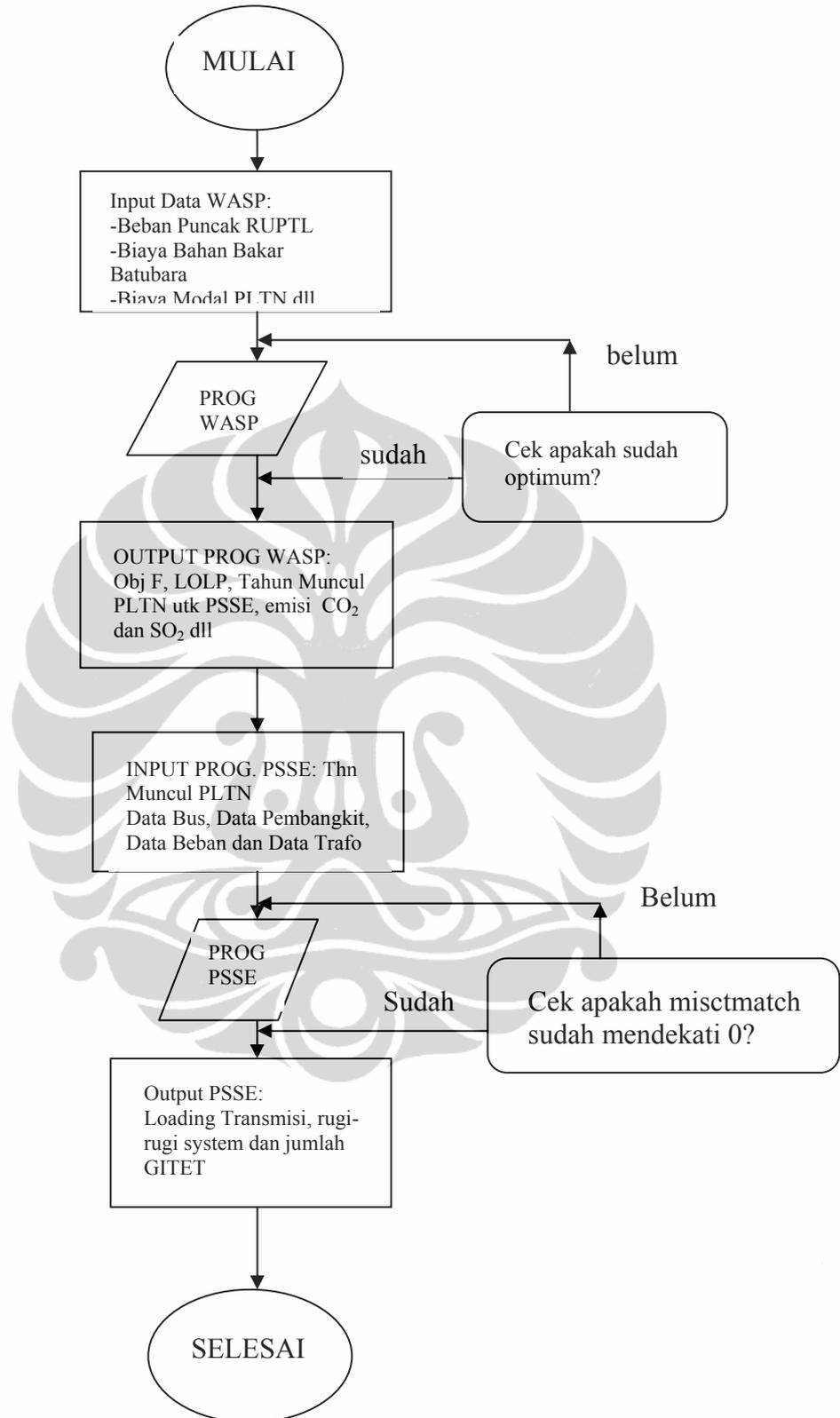
TEORI DASAR

2.1 Alur Kerja Penelitian

Sistem kelistrikan Jawa Bali pernah mengalami defisit sebesar 800 – 900 MW, yang mengakibatkan pemadaman bergilir di wilayah Banten, DKI Jakarta, Jawa Barat, Jawa Tengah, Jawa Timur, Daerah Istimewa Yogyakarta dan Bali. Hal ini disebabkan oleh penurunan daya sejumlah pembangkit PLN dan swasta, kenaikan beban pemakaian listrik di Jawa-Bali, serta ketidaklancaran pasokan BBM ke pembangkit PLN. Penggunaan bahan bakar fosil masih banyak dipakai sehingga perlu adanya pembangkit lain yang dapat membantu khususnya dari beban dasar. PLTN merupakan salah satu pembangkit listrik yang berkapasitas tinggi sehingga dapat dijadikan sebagai pemikul beban dasar. Perencanaan pengembangan kelistrikan di Jawa-Bali ini dengan menghadirkan PLTN sebagai pembangkit listrik pemikul beban dasar maka perlu dilihat alur kerja penelitian yang akan dilakukan seperti pada gambar 2.1 di bawah ini.

Penelitian ini akan menggunakan dua program yaitu WASP (Wien Automatic System Planning Package) yang dikembangkan oleh IAEA (*International Atomic Energy Agency*) dan program PSSE (*Power System Software Engineering*) yang dikembangkan oleh SIEMENS. Program ini digunakan selain untuk dapat melihat optimasi pengembangan system yang membandingkan keuntungan bila menggunakan PLTN dan Tanpa PLTN yang dilihat dari biaya pembangkitan, *objective function* (Obj.F), LOLP (*Loss of Load Probability*) yang sering disebut sebagai “Kemungkinan Kehilangan Beban”, serta emisi CO₂ dan SO₂ yang keluar.

Data Input pada program WASP terdiri dari beban puncak, data beban selama 1 tahun, awal tahun penelitian adalah tahun 2007 sampai dengan 2030. Menggunakan *discount rate* 10%, biaya bahan bakar batubara diambil dengan biaya terendah yaitu 1373 c/million kcals dan biaya investasi PLTN yang telah memasukkan *Interest During Construction* (IDC) yaitu menggunakan teknologi dari Korea karena biaya investasi inilah yang dapat berkompetisi dengan biaya modal batubara. Bila menggunakan biaya investasi diatas 3000 US\$/kWh akan tidak dapat berkompetisi dengan batubara karena mempunyai *objective function* (total biaya keseluruhan pembangkitan)



Gambar 2.1 Alur Kerja Penelitian

2.2 Perhitungan Biaya

Perencanaan biaya pembangkit ini sangatlah diperlukan untuk perencanaan penambahan pembangkit. Adapun komposisi biaya terdiri dari:

- a. Biaya investasi modal (I)
- b. Biaya sisa (*salvage value*) (S)
- c. Biaya bahan bakar (F)
- d. Biaya penyimpanan (*inventory*) bahan bakar (L)
- e. Biaya operasi dan perawatan diluar bahan bakar (M)
- f. Biaya energi tak terlayani (*energy not served*) (Q)

Persamaan fungsi biaya yang dioptimasi dengan WASP adalah sebagai berikut:

$$B_j = \sum_{t=1}^T \left[\overline{I_{j,t}} - \overline{S_{j,t}} + \overline{F_{j,t}} + \overline{L_{j,t}} + \overline{M_{j,t}} + \overline{Q_{j,t}} \right]$$

(2-1)

dimana:

B_j = fungsi sasaran dari perencanaan pengembangan

t = periode waktu dalam tahun (1, 2, 3, ..., T),

T = periode studi (total jumlah tahun), dan garis di atas simbol-simbol tersebut menyatakan nilai terdiskon yang mengacu ke tahun referensi dengan discount rate i .

Perencanaan pengembangan optimal didefinisikan sebagai berikut:

Minimum B_j dari semua j

(2-2)

Analisis WASP memerlukan titik awal penentuan kebijaksanaan pengembangan alternatif sistem tenaga. Jika $[K_t]$ memerlukan vector yang berisi sejumlah unit pembangkit yang beroperasi dalam tahun t untuk perencanaan pengembangan yang diberikan, maka, $[K_t]$ harus memenuhi hubungan sebagai berikut:

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

(2-3)

dimana :

$[A_t]$ = vector penambahan unit pembangkit yang committed dalam tahun t ,

$[R_t]$ = vector pemadaman (*retired*) unit pembangkit dalam tahun t ,

$[U_t]$ = vector penambahan calon unit pembangkit ke sistem dalam tahun t ,

$$[U_t] \geq [0]$$

$[A_t]$ dan $[R_t]$ datanya diketahui, dan $[U_t]$ adalah vector konfigurasi sistem yang merupakan variable yang tidak diketahui untuk diketahui untuk ditentukan.

Periode kritis (p) didefinisikan sebagai periode tahun dimana perbedaan antara kapasitas pembangkit yang tersedia dan beban puncak adalah sangat kecil. Jika $P(K_{t,p})$ adalah kapasitas sistem terpasang dalam periode kritis tahun t , maka kendala berikut ini harus dipenuhi oleh setiap konfigurasi yang diterima:

$$(1 + a_t) \cdot D_{t,p} \geq P(K_{t,p}) \geq (1 + b_t) \cdot D_{t,p} \quad (2-4)$$

Jika kapasitas terpasang dalam periode kritis harus berada di antara *reserve margin* maksimum (a_t) dan minimum (b_t) di atas beban puncak $D_{t,p}$ dalam periode kritis tahun tersebut.

Keandalan konfigurasi sistem dievaluasi oleh program WASP dinyatakan dengan *Loss-of-Load Probability* (LOLP). Jika LOLP ($K_{t,a}$) dan LOLP ($K_{t,i}$) masing-masing adalah LOLP tahun dan LOLP periode, maka setiap konfigurasi yang diterima harus memenuhi persyaratan kendala berikut:

$$LOLP(K_{t,a}) \leq C_{t,a} \quad (2-5)$$

$$LOLP(K_{t,i}) \leq C_{t,p} \text{ (untuk semua periode)} \quad (2-6)$$

Dengan $C_{t,a}$ dan $C_{t,p}$ adalah nilai batasan yang ditentukan sebagai inputan.

Jika suatu rencana pengembangan terdiri dari konfigurasi dimana permintaan energi tahunan E_t lebih besar dari suplai listrik pembangkit tahunan G_t dari semua unit terpasang dalam konfigurasi untuk tahun t , maka total biaya perencanaan harus dikenai pinalti (hukuman) dengan biaya energi tak terlayani. Biaya ini merupakan fungsi dari jumlah energi yang tak terlayani N_t , yang dapat diformulasikan sebagai berikut:

$$N_t = E_t - G_t \quad (2-7)$$

Penentuan kendala *tunnel* pada konfigurasi vector $[U_t]$ untuk setiap konfigurasi yang dapat diterima harus memenuhi persyaratan sebagai berikut:

$$[U_t^0] \leq [U_t] \leq [U_t^0] + [\Delta U_t]$$

Dimana $[U_t^0]$ adalah nilai terkecil yang diijinkan untuk konfigurasi vector $[U_t]$ dan ΔU_t adalah kendala *tunnel* atau *tunnel width*.

Komponen biaya dari B_j dalam persamaan (3.1) dapat dihitung sebagai berikut:

a) Biaya investasi modal (\bar{I}) dan Nilai sisa (\bar{S})

$$\bar{I}_{j,t} = (1+i)^{-t} \cdot \sum [UI_t \cdot MW_k] \quad (2-9)$$

$$\bar{S}_{j,t} = (1+i)^{-T} \cdot \sum [\delta_{k,t} \cdot UI_t \cdot MW_k] \quad (2-10)$$

dimana:

\sum = jumlah perhitungan semua unit yang dipertimbangkan (termal dan hidro) k untuk ditambahkan dalam tahun t dengan rencana pengembangan j.

UI_t = biaya investasi unit k, dinyatakan dalam \$/MW

MW_k = 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)

b) Biaya bahan bakar (\bar{F})

$$\bar{F}_{j,t} = (1+i)^{-t-0.5} \cdot \sum_{h=1}^{h=NHYPD} [\alpha_h \cdot \psi_{j,t,h}] \quad (2-11)$$

dimana:

α_h = probabilitas dari kondisi PLTA h,

$\psi_{j,t,h}$ = total biaya bahan bakar non PLTA (jumlah dari biaya bahan bakar untuk unit termal dan nuklir),

$NYPD$ = jumlah total kondisi PLTA yang didefinisikan.

c) Biaya penyimpanan bahan bakar (\bar{L})

$$\bar{L}_{j,t} = \left[(1+i)^{-t'} - (1+i)^{-T'} \right] \cdot \sum [UFIC_{kt} \cdot MW_{kt}]$$

(2-12)

dimana:

\sum = jumlah dihitung terhadap semua unit termal kt yang ditambahkan pada sistem dalam tahun t,

$UFIC_{kt}$ = biaya penyimpanan bahan bakar per-unit kt (dalam \$/MW).

d) Biaya operasi dan perawatan diluar bahan bakar (\bar{M})

$$\bar{M}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0.5} \cdot \sum [UFO \& M_l \cdot MW_l + UVO \& M_l \cdot G_{l,t}]$$

(2-13)

dimana:

\sum = jumlah semua unit (l) yang ada (*existing*) dalam sistem, tahun t

$UFO \& M_l$ = biaya tetap O&M unit l (dalam \$/MW-tahun)

$OVO \& M_l$ = biaya variable O&M unit l (dalam \$/MW-tahun)

$G_{l,t}$ = pembangkit l yang diharapkan dalam tahun t, dalam kWh, yang dihitung sebagai jumlah energi yang dibangkitkan oleh pembangkit.

e) Biaya energi tak terlayani (*energy not served*) (\bar{Q})

$$\bar{Q}_{j,t} = (1+i)^{-t'-0.5} \cdot \sum_{h=1}^{h=NHVD} \left[a + (b/2) \cdot (N_{t,h} / EA_t) + (c/3) \cdot (N_{t,h} / EA_t)^2 \right] \cdot N_{t,h} \cdot \alpha_h$$

(2-14)

dimana:

a, b dan c = konstanta (\$/kWh) ditentukan sebagai data inputan,

$N_{t,h}$ = jumlah energy tak terlayani (kWh) untuk kondisi PLTA h tahun t,

EA_t = permintaan energy (kWh) dari sistem dalam tahun t.

Persamaan (2-9) sampai dengan (2-14) merupakan komponen-komponen biaya dari fungsi sasaran (*objective function*) B_j .

2.3 Alur Kerja PROGRAM WASP

Program WASP terdiri dari 7 modul utama, yaitu LOADSY, FIXSYS, VARSYS, COGEN, MERSIM, DYNPRO dan REPROBAT.

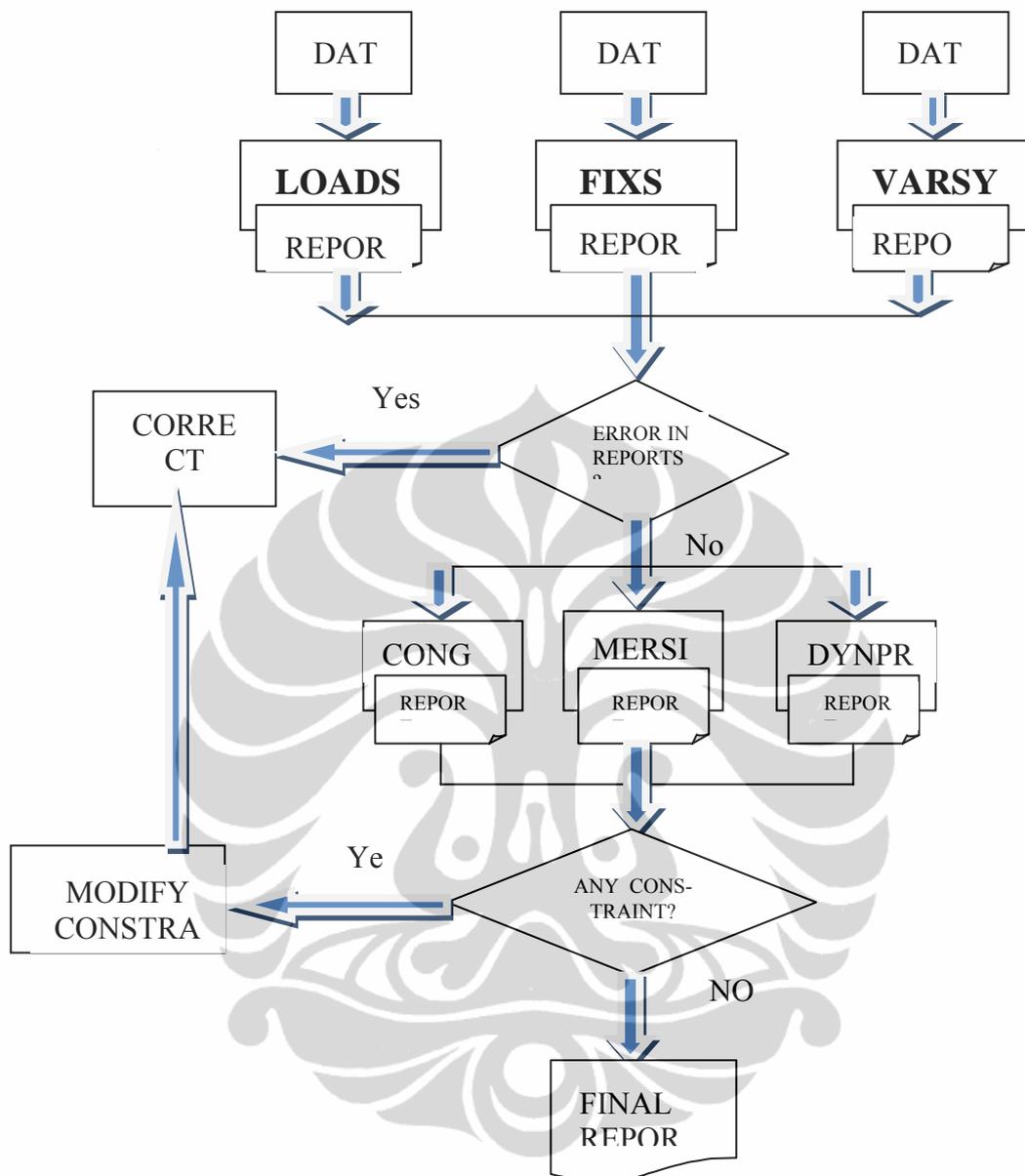
Modul 1 adalah modul LOADSY (***Load System***) yang melukiskan sifat-sifat dan ciri-ciri beban listrik dimasa mendatang yang diramalkan akan terjadi dalam sistem kelistrikan.

Modul 2 adalah modul FIXSYS (***Fixed System***) yang menggambarkan sistem kelistrikan yang sudah terpasang pada tahun awal studi. Termasuk pembangkit-pembangkit yang telah disepakati pemabangunannya dan yang akan habis masa operasinya.

Modul 3 adalah modul VARSYS (***Variable System***) yang mendaftarkan semua alternatif pembangkit yang masing-masing mempertimbangkan sifat, ciri-ciri teknis dan ekonomis untuk pengembangan sistem kelistrikan selama periode studi.

Modul 4 adalah modul COGEN (***Configuration Generator***) yang membuat konfigurasi pembangkit setiap tahun untuk pengembangan kelistrikan selama periode studi. Banyaknya konfigurasi (kombinasi semua alternatif pusat listrik yang dimungkinkan) tiap tahun akan bergantung pada kendala dari data masukan.

Modul 5 adalah modul MERSIM (***Merge and Simulate***) melakukan simulasi pengoperasian seluruh sistem kelistrikan setiap tahun selama periode studi dengan menghitung tingkat keandalan sistem untuk setiap konfigurasi yang dibuat oleh COGEN, dan menghitung pula biaya operasi (biaya bahan bakar, operasi dan perawatan) pembangkit yang bersangkutan. Adapun alur kerja program WASP seperti gambar 3 dibawah ini,



Gambar 2.2 Alur Kerja Program WASP

Modul 6 adalah modul DYNPRO (***D**ynamic **P**rogramming **O**ptimization*) melakukan seleksi jalur pengembangan sistem kelistrikan untuk mencari biaya terendah dengan mencari jalur-jalur yang disimulasi oleh MERSIM, sesuai dengan ketentuan yang dipilih mengenai *discount rate* dan keandalan sistem.

Modul 7 adalah modul REPROBAT (***R**eport **W**riter **o**f **W**ASP in a **B**atched **E**nvironment*) yang akan menyusun laporan secara ringkas untuk hasil studi, memuat asumsi dan hasil penting dari semua modul WASP. Laporan tersebut bisa

menyeluruh atau sebagian dari hasil rencana perluasan pembangkit yang paling optimum atau sub-optimum.

2.4 Dampak Lingkungan

Dari hasil keluaran WASP akan melihat pemakaian emisi CO₂ dan SO₂ dari pembangkit listrik batubara dengan pembangkit listrik nuklir. Dengan membandingkan keluaran emisi dari kedua pembangkit tersebut diharapkan dapat membantu mengendalikan laju peningkatan emisi khususnya yang dikeluarkan oleh pembangkit listrik.

Peningkatan emisi dari pembangkit listrik akan mempengaruhi perubahan iklim Indonesia. Adapun dampak pemanasan global yang dirasakan antara lain yaitu:

- Terjadinya perubahan musim di mana musim kemarau menjadi lebih panjang sehingga menyebabkan gagal panen, krisis air bersih dan kebakaran hutan, hilangnya berbagai jenis flora dan fauna khususnya di Indonesia yang memiliki aneka ragam jenis seperti pemutihan karang seluas 30% atau sebanyak 90-95% karang mati di Kepulauan Seribu akibat naiknya suhu air laut.
- Memicu meningkatnya kasus penyakit tropis seperti malaria dan demam berdarah.
- Munculnya energy panas dan uap air yang berlebihan di atmosfer. Ini meningkatkan potensi badai dan hujan.
- Melelehnya gletser dan mencairnya daratan es telah menaikkan permukaan air laut hingga rata-rata 2.2 sentimeter per decade.

Indonesia yang terletak di equator merupakan negara yang pertama sekali akan merasakan dampak perubahan iklim. Dampak tersebut telah dirasakan yaitu pada 1998 menjadi tahun dengan suhu udara terpanas dan semakin meningkat pada tahun-tahun berikutnya.

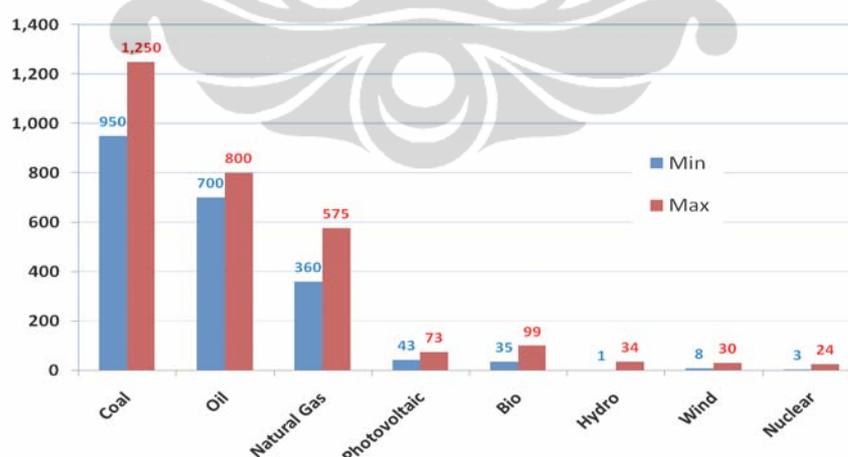
Dari data *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), suhu dunia meningkat rata-rata 0,7 derajat Celsius. Ramalan IPCC tahun 2100 permukaan air laut akan naik sampai 58 sentimeter, ribuan pulau tenggelam termasuk sekitar 2200 pulau di Indonesia.

Perubahan iklim yang disebabkan pemanasan global telah menjadi isu besar di dunia. Mencairnya es kutub utara dan kutub selatan yang akan menyebabkan kepunahan habitat di sana merupakan bukti dari pemanasan global.

Pemerintah AS yang akan mendukung Protokol Kyoto, sejauh ini baru pemerintah lokal yang berkomitmen mengurangi gas rumah kaca sesuai Protokol Kyoto. Sedikitnya 18 negara bagian dan 770 pemerintah kota di AS berjanji memenuhi target pengurangan emisi CO₂. Berbagai cara kreatif, seperti penggunaan panel surya, kincir angin, pemanfaatan cahaya alam di gedung-gedung pada siang hari dan penggunaan lampu hemat energi pada malam hari, sampai upaya menggalakkan penggunaan sepeda sebagai alat transportasi.

Lain halnya dengan pemerintah China mulai mengurangi penggunaan batu-bara pada pembangkit listriknya sebagai upaya untuk meningkatkan efisiensi energi di Xinxiang. Berdasarkan data yang telah dihitung oleh pihak IAEA jumlah gas CO₂ dari berbagai pembangkit listrik yang ada terlihat bahwa nuklir termasuk pembangkit yang sedikit mengeluarkan emisi CO₂ bila dibandingkan dengan pembangkit yang berbahan bakar batu-bara, minyak dan gas bumi, seperti terlihat pada gambar 3.2.

Gas CO₂ eq/kWh



Sumber: IAEA 2006

Gambar. 2.3 Jumlah Gas CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit listrik

2.5 Alur Kerja Program PSSE

Perhitungan aliran daya ini membutuhkan program yang bernama PSSE (*Power System Simulator for Engineering*) versi 30.1 dari Siemens Power Transmission & Distribution Inc Power Technologies International. Hasil keluaran tahun kemunculan PLTN dari WASP akan dimasukkan sebagai tahun dasar pembuatan aliran dayanya.

Studi aliran daya ini dimaksudkan untuk mendapatkan informasi mengenai aliran daya atau tegangan sistem dalam kondisi tunak (*steady state*)^[5]. Informasi ini sangat dibutuhkan guna mengevaluasi unjuk kerja sistem tenaga listrik dan menganalisis kondisi pembangkitan maupun pembebanan.

Prosedur perhitungan aliran daya terdiri dari:

- a. Langkah 1: Mengidentifikasi sistem ketenagalistrikan yang terkait
- b. Langkah 2: Memilih metode perhitungan yang digunakan
- c. Langkah 3 : Melihat perbedaan tegangan di setiap busbar
- d. Langkah 4: Membandingkan loading transmisi
- e. Langkah 5: Membandingkan losis sistem
- f. Langkah 6: Menentukan letak PLTN di Muria atau di Banten

Didalam studi aliran daya, bus-bus dikelompokkan menjadi 3 macam, yaitu :

- a. Bus referensi atau *slack bus (swing bus)*,
- b. Bus generator atau PV bus (*voltage controlled bus*),
- c. Bus beban atau PQ bus (*load bus*).

Di setiap bus terdapat 4 besaran, yaitu :

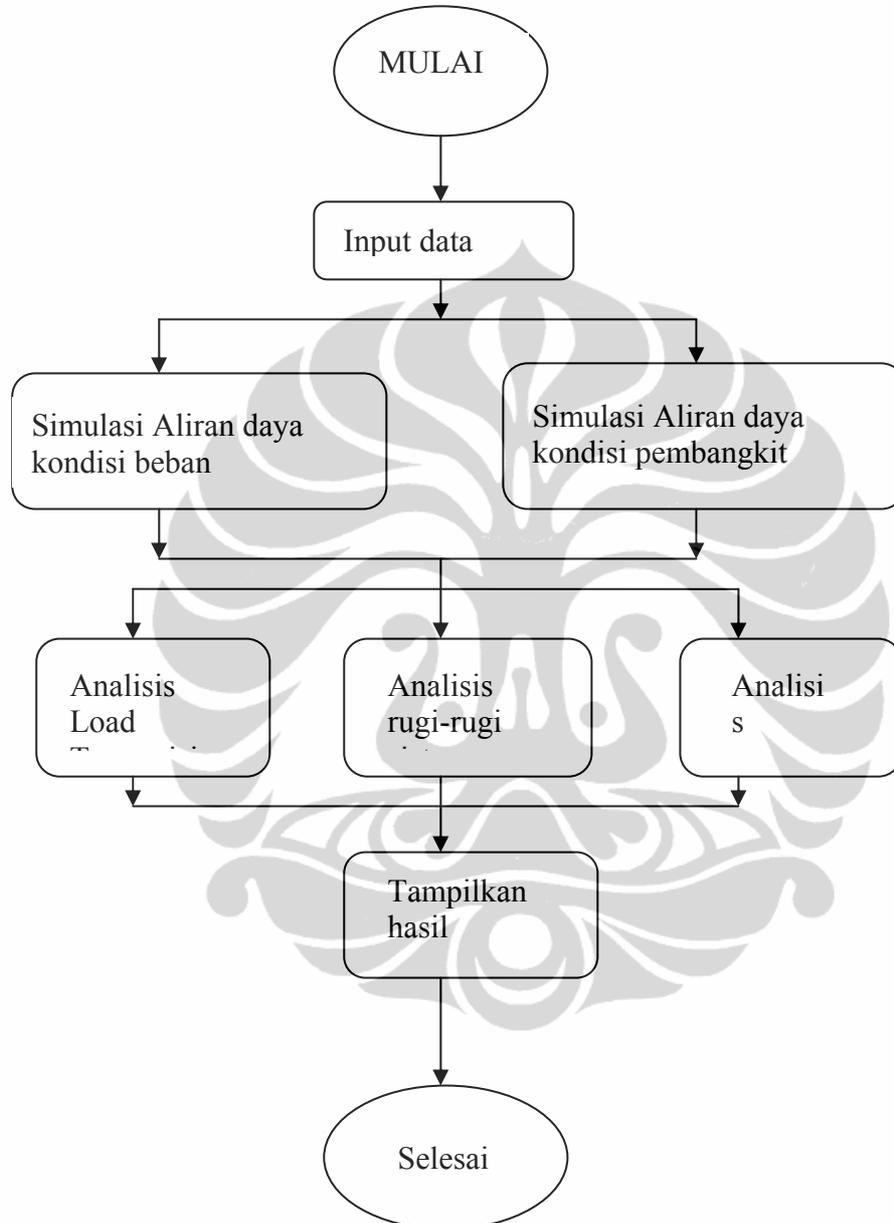
- a. Daya real atau daya aktif P,
- b. Daya reaktif Q,
- c. Harga skalar tegangan $|V|$,
- d. Sudut fasa tegangan θ .

Hanya dua macam besaran yang ditentukan, sedangkan dua besaran yang lain merupakan hasil akhir dari perhitungan. Besaran-besaran yang ditentukan itu adalah:

- a. Slack bus: harga skalar teg. $|V|$ dan sudut fasa tegangan θ ,
- b. Voltage controlled bus: daya real P dan harga skalar tegangan $|V|$,

c. Load bus: daya riil P dan daya reaktif Q.

Slack bus berfungsi sebagai pemasok kekurangan daya real P dan daya reaktif Q pada sistem.



Gambar 2.4 Alur Kerja Program PSSE

2.6 Persamaan aliran daya

Jaringan sistem tenaga listrik seperti ditunjukkan pada Gambar 2.5 di bawah ini, saluran transmisinya dapat digambarkan dengan model π yang mana impedansi-impedansinya telah diubah menjadi admitansi-admitansi per unit pada base/dasar MVA.

Aplikasi Hukum Arus Kirchhoff pada bus ini diberikan dalam :

$$\begin{aligned} I_i &= y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \\ &= (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n \end{aligned} \quad (2-15)$$

Atau

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (2-16)$$

Daya aktif dan daya reaktif pada bus i adalah :

$$P_i + j Q_i = V_i I_i^* \quad (2-17)$$

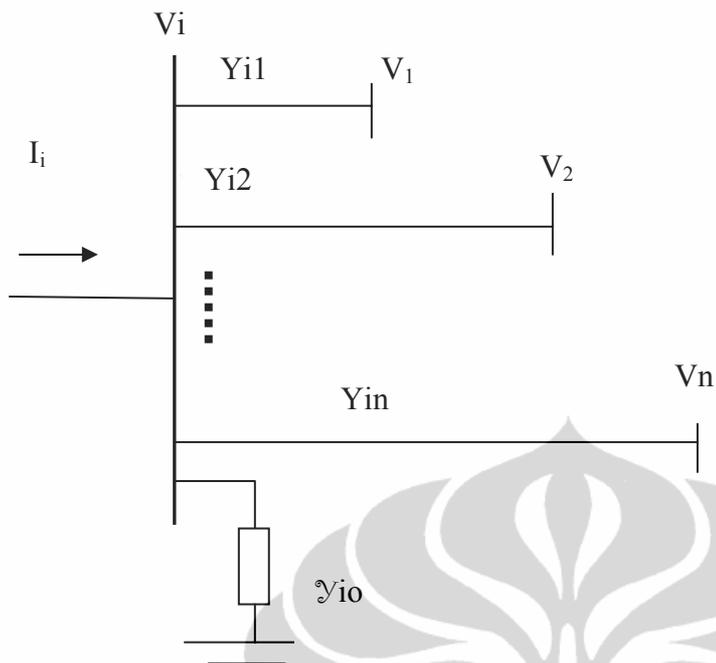
Atau

$$I_i = \frac{P_i - j Q_i}{V_i^*} \quad (2-18)$$

Substitusi untuk I_i pada persamaan (2-16), hasilnya :

$$\frac{P_i - j Q_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (2-19)$$

Dari hubungan diatas formulasi perhitungan dari aliran daya dalam sistem tenaga harus diselesaikan dengan teknik iterasi. Salah satu metode penyelesaian aliran daya dengan teknik iterasi yang dapat digunakan adalah Metode Newton-Raphson. Mengapa dalam perhitungan aliran daya ini menggunakan Newton Raphson karena perhitungan aliran daya akan lebih cepat konvergen pada kasus-kasus yang tidak memiliki kesalahan data. Sedangkan kerugian dari metode Newton Raphson ini adalah tidak mentoleransi adanya kesalahan data dan tegangan, tidak mengindikasikan penyebab tidak konvergen dan susut konvergen bila batas daya reaktifnya terlampaui.



Gambar 2.5 Tipikal bus dari sistem tenaga^[3]

Keterangan gambar:

I_i = arus masuk

V_i = tegangan masuk ke bus

V_1, V_2 dan V_n = tegangan di tiap bus

Y_i = admitansi

Kondisi kerja harus selalu ditentukan untuk setiap studi. Daya yang diserap oleh suatu beban adalah masukan daya negatif ke dalam sistem. Masukkan daya lainnya adalah generator dan daya positif atau negatif yang masuk melalui interkoneksi. Di samping itu, pada rel ini baik aliran bersih daya reaktif ke jaringan maupun besarnya tegangan harus ditentukan; jadi, pada setiap rel harus diambil suatu keputusan apakah besarnya tegangan atau aliran daya reaktifnya akan dipertahankan. Biasanya yang dilakukan adalah menentukan daya reaktif pada rel beban dan besarnya tegangan pada rel generator, meskipun kadang-kadang daya reaktif ditentukan oleh generator. Dalam program komputer digital disediakan kemungkinan perhitungan untuk menganggap bahwa tegangan pada rel dipertahankan konstan hanya selama pembangkitan daya reaktif berada pada batas-batas yang telah ditentukan.

BAB III

PERKEMBANGAN TEKNOLOGI PLTN

3.1 Keunggulan Nuklir dan Pemanfaatannya

Beberapa keunggulan nuklir bila dibandingkan dengan sumber energi lain adalah sebagai berikut:

- Reaksi fisi nuklir secara teoritis menghasilkan energi dengan orde 10 juta kali energi yang dihasilkan reaksi pembakaran kimiawi.
- Sebuah pellet bahan bakar uranium standar seukuran kuku jari tangan (sekitar 1 cm³) akan menghasilkan energi setara dengan pembakaran 600 lt minyak atau 800 kg batu bara atau 500 m³ gas.
- Pembakaran 1 kg batubara menghasilkan energi 1,6 kWh, minyak dan gas sekitar 3-5 kWh dan uranium 50.000 kWh.
- *Capacity factor* (persentase daya listrik yang benar-benar dihasilkan pembangkit listrik relatif terhadap potensi daya listrik yang dapat dihasilkan) pembangkit listrik gas sebesar 15-38 %, minyak 29,8 %, batu bara 72,6% dan nuklir 89,3 %
- Biaya produksi listrik rata-rata per 2005 adalah 8,09 sen USD/kWh untuk minyak 7,51 sen USD/kWh untuk gas, 2,21 sen USD/kWh untuk batu bara dan 1,72 sen USD/kWh untuk nuklir. Disamping itu, harga bahan bakar uranium jauh lebih stabil dibanding bahan bakar fosil.
- Bernard Cohen, profesor fisika Universitas Pittsburgh, telah menghitung dan menyatakan bahwa dengan teknologi Fast Breeder Reactor (FBR) ketersediaan energi dari nuklir akan terjamin untuk lima milyar tahun.
- Standar keamanan reaktor nuklir sangat tinggi sehingga hanya pernah terjadi dua kecelakaan yang cukup besar yaitu Chernobyl di Ukraina dan Three Mile Island di Amerika.
- Pada tahun 2005, reaktor-reaktor nuklir di Amerika Serikat saja telah mencegah emisi 3,32 juta ton SO₂, 1,05 juta ton NO_x dan 681,9 juta metrik ton CO₂ ke udara.
- Dapat diaplikasikan pada High Temperature Gas Cooled Reactor (HTGR) untuk produksi Hidrogen. Hidrogen ini di masa depan akan menjadi sumber energi Fuel Cell, yang akan menggantikan penggunaan bahan bakar minyak

pada kendaraan bermotor. Sehingga nuklir akan menjadi sumber energi inti bagi dunia di masa depan.

3.2 Kerugian PLTN

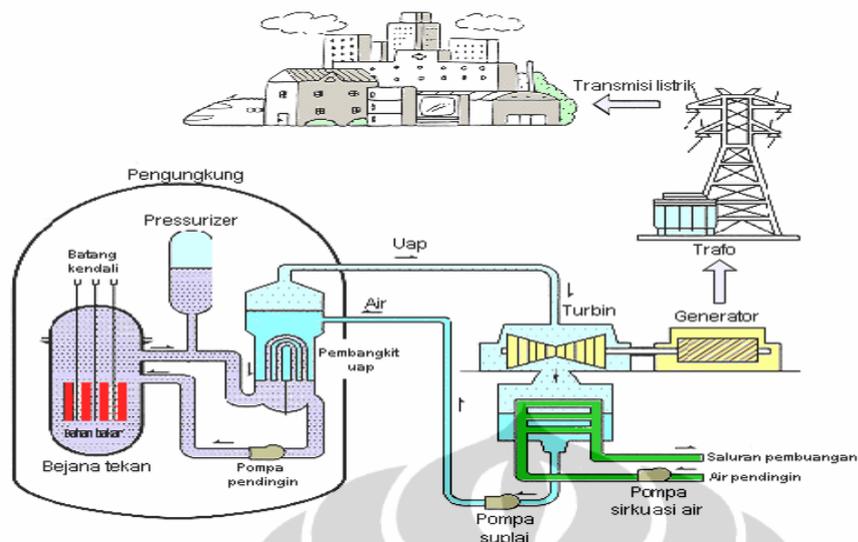
- Limbah: limbah radioaktif tingkat tinggi sangat berbahaya
- Proliferasi: beberapa dari reaktor nuklir dikenal reaktor fast breeder yang dapat memproduksi plutonium
- Teroris: PLTN merupakan target empuk untuk teroris.
- Biaya: pembangkit nuklir sangatlah mahal dalam pengoperasiannya.

3.3 Prinsip Kerja PLTN

Semua pembangkit listrik yang ada mempunyai tingkat risiko yang tinggi, bukan hanya PLTN, akan tetapi apabila kita dapat mengoperasikan sesuai dengan prosedur yang telah ditetapkan dan kedisiplinan yang tinggi maka pengoperasian PLTN dapat berjalan dengan normal. Untuk lebih mengenal PLTN hendaknya perlu mengetahui prinsip kerja terlebih dahulu.

Bagian utama dari PLTN adalah teras (inti) reaktor nuklir. Dalam teras reaktor terjadi reaksi inti yaitu pecahnya inti atom (uranium berkadar rendah) menjadi beberapa inti baru, akibat tertabraknya inti uranium oleh neutron. Bersamaan dengan peristiwa ini timbulah panas yang sangat besar dan timbul beberapa neutron baru. Bila neutron baru ini bertemu dengan inti uranium lagi, maka terjadilah reaksi berantai.

Dari setiap pembelahan inti ini akan dihasilkan energi panas yang luar biasa. Panas inilah yang dipakai untuk menjalankan turbin pembangkit listrik. Turbin akan berputar dan poros turbin sebagai as digandengkan dengan generator. Dari generator inilah listrik dihasilkan. Seperti terlihat pada gambar 2.1 dibawah ini.



Gambar 3.1 Struktur Reaktor PWR

Sumber: <http://mext.atm.jst.go.jp/atomica/pict/15/15020103/03.gif> (Sep 2003)

Di seluruh dunia hingga saat ini telah dikembangkan 13 teknologi reaktor daya. Referensi data tersebut berasal dari IAEA Data seri No. 2 yang dirilis April 2006, seperti tersaji dalam tabel 2.1 berikut.

Tabel 3.1 Teknologi Reaktor di Dunia

No.	Type Code	Full Name	Number reactors as of Dec 2005		
			Operational	Construction	Shut Down
1.	ABWR	Advanced Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor	4	2	
2.	AGR	Advanced Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	14		1
3.	BWR	Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor	90		20
4.	FBR	Fast Breeder Reactor	3	1	6
5.	GCR	Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	8		29
6.	HTGR	High-Temperature Gas Cooled, Graphite-Moderated Reactor			4
7.	HWGCR	Heavy-Water-Moderated, Gas Cooled Reactor			3
8.	HWLWR	Heavy-Water-Moderated, Boiling Light Water-Cooled Reactor			2
9.	LWGR	Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	16	1	8
10.	PHWR	Pressurized Heavy-Water-	41	7	9

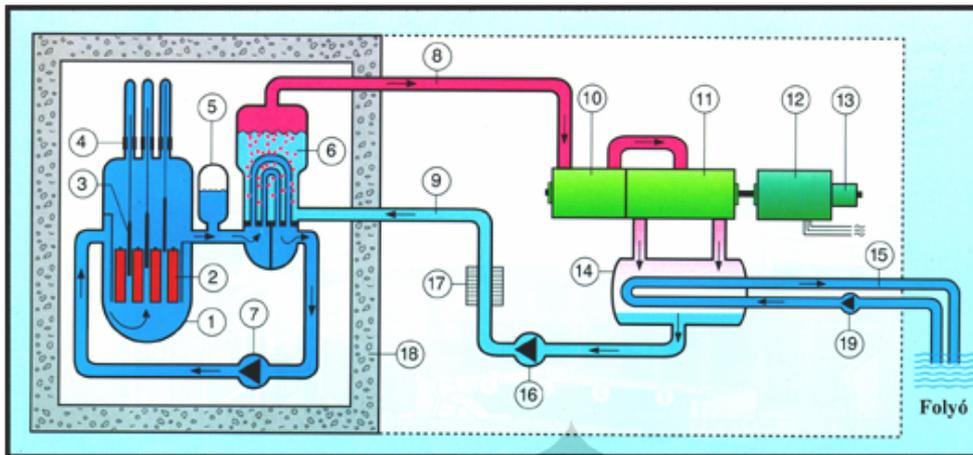
		Moderated and Cooled Reactor			
11.	PWR	Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor	214	4	17
12.	PWR-WWER	Water Cooled Water Moderated Power Reactor	53	12	10
13.	SGHWR	Steam-Generating Heavy-Water Reactor			1
TOTAL			443	27	110

Sumber: IAEA

3.4 Reaktor Air Bertekanan (PWR, *Pressurize Water Reactor*)

Reaktor air bertekanan adalah reaktor yang paling banyak dibuat di Negara Amerika Serikat, dibandingkan dengan semua sistem reaktor lainnya. PWR diperkenalkan oleh Westinghouse, Babcock and Wilcox, serta Combustion Engineering^[2].

Sebagai bahan pendingin sekaligus merangkap sebagai moderator yang menggunakan air biasa (*light water*). Air ini disirkulasikan melalui teras reaktor (*core*) reaktor, yang kemudian menjadi panas, tetapi tidak sampai mendidih karena diberi tekanan tinggi. Kemudian air bertemperatur tinggi tersebut dialirkan ke generator uap, yang menghasilkan uap untuk menggerakkan turbin. Setelah itu air dialirkan melalui kondensor sehingga menjadi dingin kembali, untuk selanjutnya disirkulasikan kembali melalui teras reaktor. Pada reaktor jenis ini, air yang terdapat pada sistem pendingin primer tidak tercampur dengan uap yang digunakan untuk memutar turbin. Oleh sebab itu tak banyak terbentuk gas-gas dalam jumlah yang besar dan biasanya sebelum dibuang, gas-gas tersebut disimpan terlebih dahulu (*delay*) supaya meluruh, kemudian setelah disaring baru lewat sistem ventilasi, untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 2.2 dibawah ini.



Sumber: www.Pengenalan_PLTN.com

Keterangan Gambar:

No.	Uraian	No.	Uraian	No.	Uraian
1.	Reaktor Vessel	8.	Fresh Steam	15.	Cooling Water
2.	Fuel Element	9.	Feedwater	16.	Feedwater Pump
3.	Control Rod	10.	High Pressure Turbine	17.	Feedwater Pre-Heater
4.	Control Rod Drive	11.	Low Pressure Turbine	18.	Concrete Shield
5.	Pressurizer	12.	Generator	19.	Cooling Water Pump
6.	Steam Generator	13.	Exciter		
7.	Main Circulating Pump	14.	Condenser		

Gambar 3.2 Skema Reaktor PWR

Banyak orang mempertanyakan mengapa Indonesia memilih PWR, walaupun kenyataannya Indonesia belum memilih secara resmi dengan tidak menutup kemungkinan dapat memilih teknologi PLTN lainnya yang tepat dan aman untuk diterapkan di Indonesia. Teknologi PWR merupakan salah satu teknologi PLTN yang banyak diminati oleh negara-negara luar sehingga memudahkan memperoleh alih teknologinya.

Tabel 3.2 Disain PWR^[2]

Jenis		Disain	Teknologi	Partisipasi Industri Dalam Negeri
PWR	Fuel Elemen	<ol style="list-style-type: none"> 1. Memerlukan pengkayaan tertinggi 2. Disain yang rumit karena bekerja pada tekanan yang lebih besar 3. Performance cukup baik 4. Pengelolaan ulang diperlukan untuk penggunaan bahan bakar yang maksimum 	Disain dan fabrikasi sangat sulit, khususnya masalah pengkayaan	Tidak mungkin
	Struktur	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressure Vessel: <ol style="list-style-type: none"> a. Terbuat dari baja karbon yang dilapisi baja austenite b. Tidak mungkin welding di tempat 2. Containment terdiri dari dua lapis baja dalam beton pratekan 	Pressure Vessel Design sangat dan fabrikasi sangat sulit	Terbatas dalam civil engineering
	Komponen Reaktor	<ol style="list-style-type: none"> 1. Control Rod drives: <ol style="list-style-type: none"> a. Sistem magnetic sangat rumit b. Metallurgi sophisticated 2. Sistem pendingin reactor terpisah dari sistem turbin 	Disain dan fabrikasi sangat sulit	Tidak mungkin

Bila dilihat dari tabel 3.2 disain PWR, partisipasi industri nasional hanya dapat mengerjakan pada sisi pembangunan sipilnya, untuk elemen bahan bakar dan komponen reaktor, Indonesia belum memiliki pengalaman.

Faktor efisiensi kerja PWR lebih rendah disebabkan karena soal kebocoran air berat telah sedikit banyak membatasi tekanan pendingin, sehingga pengambilan panas dari teras reaktor berlangsung pada suhu rata-rata yang lebih rendah.

Dalam kenyataannya efisiensi thermal umumnya lebih rendah dari yang tertera dalam disain normal, yaitu kira-kira berselisih 1%, apabila PLTN harus bekerja pada beban jauh dibawah beban nominal, sehingga selisih ini akan lebih besar.

3.5 Sistem Keselamatan PLTN

Keselamatan merupakan faktor terpenting yang diperhatikan pada pembangunan PLTN nantinya. Sistem keselamatan reaktor PLTN ini menjadi perhatian penting dalam konsensus internasional seperti pernyataan berikut:

“Resiko terhadap keselamatan dan kehidupan sosial sebagai akibat dari pengoperasian PLTN, paling tidak harus sebanding atau lebih rendah dari pada risiko yang diakibatkan oleh teknologi-teknologi lain yang bersaing dalam

menghasilkan listrik harus tidak memberikan tambahan risiko lainnya yang cukup berarti dalam kehidupan sosial”.

Disain suatu PLTN berpedoman pada filosofi pertahanan berlapis untuk keselamatan yang terdiri atas:

- Mampu mencegah insiden yang mungkin dapat menjalar menjadi kecelakaan.
- Mampu mendeteksi secara dini adanya insiden dan mematikan reaktor dengan sendirinya.
- Memiliki keselamatan terpasang yang mencukupi untuk mencegah terjadinya insiden dan untuk menanggulangnya.

Adapun sistem pertahanan berlapis yang diterapkan pada PLTN adalah:

- a. Jaminan Kualitas, penerapan program jaminan kualitas dalam rangka mencegah kecelakaan, meliputi penentuan lokasi, sistem disain, perawatan dan operasi.
- b. Sistem proteksi reaktor, menghentikan reaktor secara otomatis bila ambang keselamatan menurun.
- c. Sistem Keselamatan, mempertahankan pendingin agar temperature bahan bakar tetap rendah.
- d. Sistem isolasi, mengungkung zat radioaktif yang mungkin keluar dari bejana tekan.
- e. Sistem Manusia-Mesin yang handal, dengan bantuan komputer dapat membantu operator pada saat operasi dan menanggulangi kecelakaan.
- f. Latihan secara berulang-ulang bagi operator dimaksudkan untuk memperkecil kesalahan dalam pengoperasiannya dan kesiapsiagaan dalam menangani keadaan darurat.

Keselamatan terpasang

Keselamatan terpasang dirancang berdasarkan sifat-sifat alamiah air dan uranium. Bila suhu dalam teras reaktor naik, jumlah neutron yang tidak tertangkap maupun yang tidak mengalami proses perlambatan akan bertambah, sehingga reaksi pembelahan berkurang. Akibatnya panas yang dihasilkan juga berkurang. Sifat ini akan menjamin bahwa teras reaktor tidak akan rusak walaupun sistem kendali gagal beroperasi.

Penghalang Ganda

PLTN mempunyai sistem pengaman yang ketat dan berlapis-lapis, sehingga kemungkinan terjadi kecelakaan maupun akibat yang ditimbulkannya sangat kecil. Sebagai contoh, zat radioaktif yang dihasilkan selama reaksi pembelahan inti uranium sebagian besar (> 99%) akan tetap tersimpan di dalam matriks bahan bakar, yang berfungsi sebagai penghalang pertama. Selama operasi maupun jika terjadi kecelakaan, kelongsongan bahan bakar akan berperan sebagai penghalang kedua untuk mencegah terlepasnya zat radioaktif tersebut keluar kelongsongan. Dalam hal zat radioaktif masih dapat keluar dari dalam kelongsongan, masih ada penghalang ketiga yaitu sistem pendingin. Lepas dari sistem pendingin, masih ada penghalang keempat berupa bejana tekan dibuat dari baja dengan tebal ± 20 cm. Penghalang kelima adalah perisai beton dengan tebal 1,5-2 m.

Bila zat radioaktif itu masih ada yang lolos dari perisai beton, masih ada penghalang keenam, yaitu sistem pengungkung yang terdiri dari pelat baja setebal ± 7 cm dan beton setebal 1,5-2 m yang kedap udara. Jadi selama operasi atau jika terjadi kecelakaan, zat radioaktif benar-benar tersimpan dalam reaktor dan tidak dilepaskan ke lingkungan. Kalaupun masih ada zat radioaktif yang terlepas jumlahnya sudah sangat diperkecil sehingga dampaknya terhadap lingkungan tidak berarti.

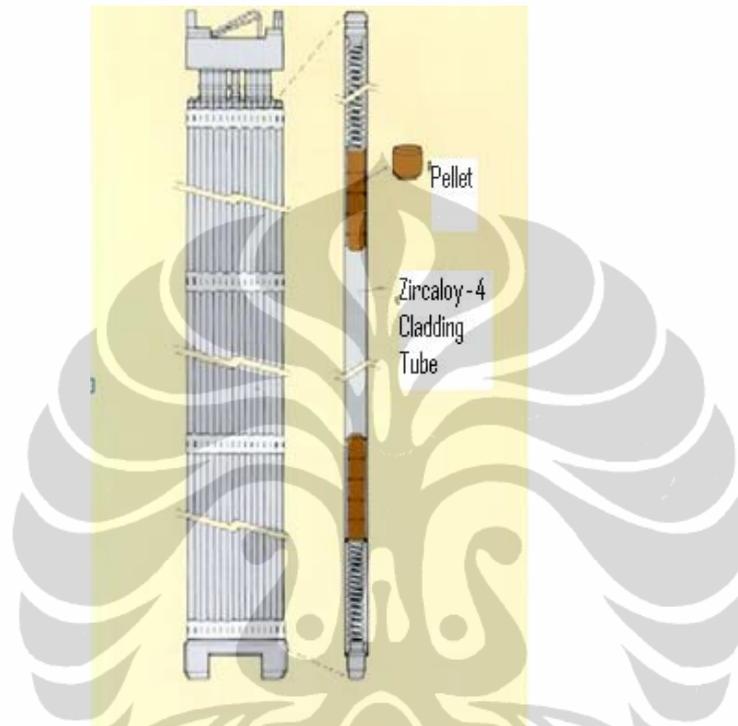


Sumber: Ensiklopedi Teknologi nuklir BATAN

Gambar 3.3. Sistem Keselamatan Reaktor dengan Penghalang Ganda

3.6 Bahan Bakar Nuklir

Bentuk bahan bakar nuklir jenis PWR adalah berbentuk Batang seperti terlihat pada gambar dibawah ini.

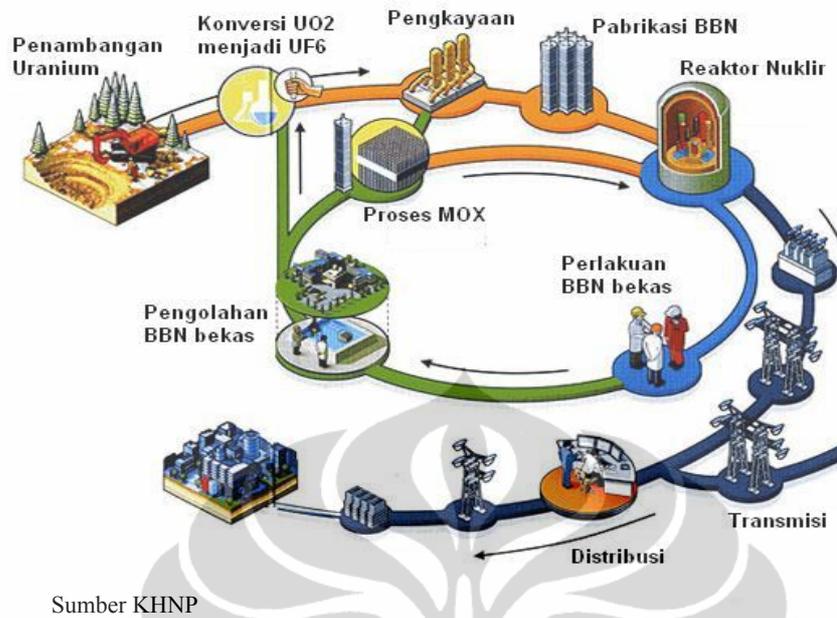


Gambar 3.4 Bahan Bakar PWR

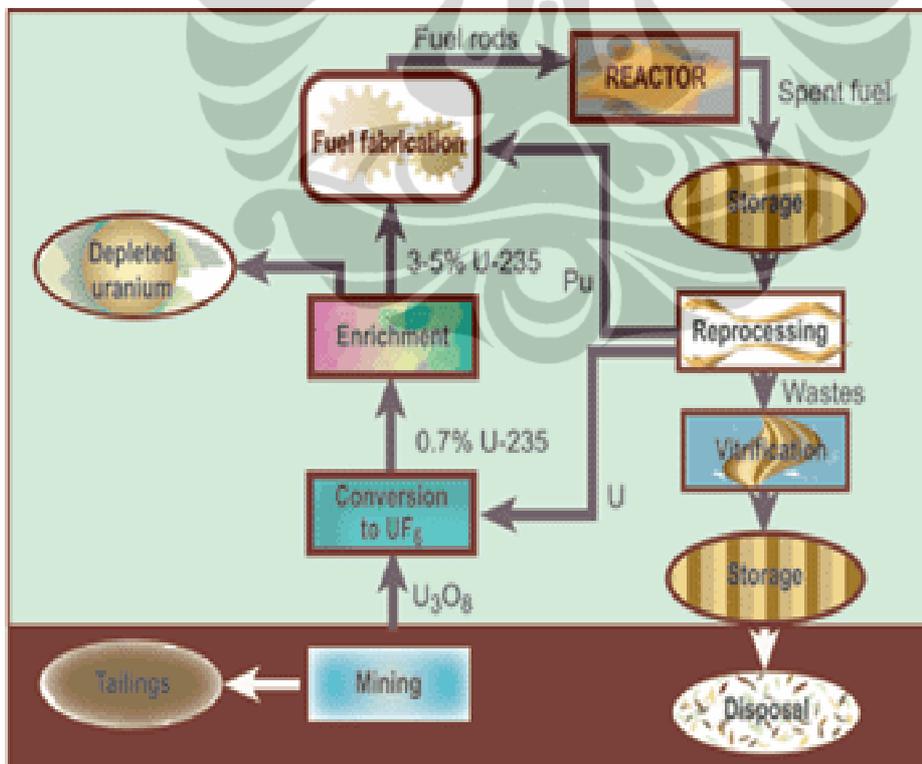
PWR menggunakan bahan bakar yang berbentuk pellet dari uranium dioxide yang ditutupi oleh tabung metal.

Kebutuhan uranium alam yang diperkaya bagi reaktor PWR dalam bentuk U_3O_8 untuk pengkayaan 3,2% diperlukan 5,9 kg U dalam U_3O_8 untuk 1 kg U. Seberapa jauh bahan bakar itu telah dimanfaatkan dalam teras reaktor akan dapat dinilai dari “*burn up*” (fraksi bakar), yang mempunyai satuan (Mwd/ton U). *Burn up* lebih besar berarti dari tiap Kg U dalam bahan bakar jadi telah diambil panasnya lebih banyak, dengan kata lain bahan bakar lebih kompak, yang berarti juga bahwa bahan bakar jadi tersebut telah dibuat lebih tahan terhadap iradiasi.

Siklus bahan bakar dari awal penambangan uranium sampai proses digunakan oleh PLTN terlihat seperti pada gambar 2.5 dibawah ini. Indonesia khususnya BATAN sudah dapat membuat bahan bakar sendiri yang kemudian di ekspor ke luar negeri. Sumber Daya Manusia sudah dipersiapkan untuk menangani pembuatan bahan bakar nuklir ini.



Gambar 3.5 Siklus Bahan Bakar Nuklir



Sumber: World Nuclear Association

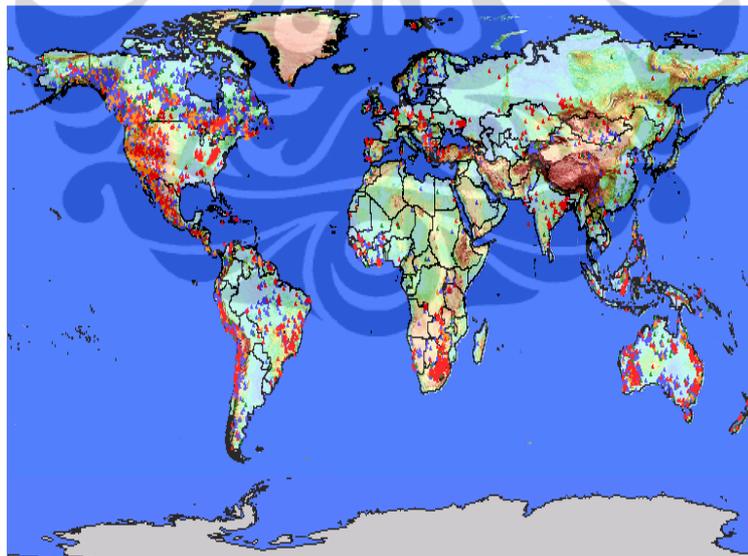
Gambar 3.6 Fabrikasi Bahan Bakar

Manufaktur bahan bakar uranium dioxide

Fabrikasi bahan bakar uranium seperti pada tabel 3.6 menjelaskan bahwa fabrikasi bahan bakar gas UF₆ diperkaya yang di konversi kedalam uranium dioxide (UO₂) dimana bahan bakar PWR terdiri dari *cylindrical rod* dari tabung *zircaloy* yang diisi pellet UO₂ yang dimasukkan dalam *bundle*. Tabung zircaloy berdiameter 1 cm dan bahan bakar cladding gas diisi gas helium untuk meningkatkan panas dari bahan bakar ke *cladding*. Ada sekitar 179-264 fuel rod per *bundle* dan 121-193 fuel bundle dengan panjang 4 m yang dimasukkan ke dalam inti reaktor. *Control rod* dimasukkan dari atas secara langsung ke dalam *fuel bundle*.

3.6.1 Cadangan Uranium di Dunia

Perusahaan penghasil uranium terbesar adalah Cameco, Rio Tinto, Areva, Kaz Atom Prom, TVEL, BEIP Billiton dan Navoi. Sedangkan Negara penghasil uranium terbesar terdiri dari: Canada, Australia, Kazakhtan, Nigeria, Rusia, Namibia, Uzbekistan, USA, Ukraina dan China.



Sumber: map.informine.com

Gambar 3.7 Peta Uranium

Canada memproduksi uranium terbesar dari penambangan (20% suplai penambangan di seluruh dunia) diikuti oleh Kazakstan 19,4% dan Australia 19,2% terlihat pada tabel 3.3- tabel 3.4.

Rencana produksi uranium tahun 2009 adalah 49.375 tU dengan 8 penambangan terbaru yang dijadwalkan akan beroperasi.

Produksi 2008 terdiri dari: *Conventional underground* 62%, *In Situ leach (ISL)* 28% dan *by product* 10%.

Tabel 3.3 Produksi Penambangan Uranium (tonnes U)

Country	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Canada	11604	10457	11597	11628	9862	9476	9000
Kazakhstan	2800	3300	3719	4357	5279	6637	8521
Australia	6854	7572	8982	9516	7593	8611	8430
Namibia	2333	2036	3038	3147	3067	2879	4366
Russia (est)	2900	3150	3200	3431	3262	3413	3521
Niger	3075	3143	3282	3093	3434	3153	3032
Uzbekistan	1860	1598	2016	2300	2260	2320	2338
USA	919	779	878	1039	1672	1654	1430
Ukraine (est)	800	800	800	800	800	846	800
China (est)	730	750	750	750	750	712	769
South Africa	824	758	755	674	534	539	655
Brazil	270	310	300	110	190	299	330
India (est)	230	230	230	230	177	270	271
Czech Repub.	465	452	412	408	359	306	263
Romania (est)	90	90	90	90	90	77	77
Germany	212	150	150	77	50	38	77
Pakistan (est)	38	45	45	45	45	45	45
France	20	0	7	7	5	4	5
total world	36063	35613	40251	41702	39429	41279	43 930
tonnes U ₃ O ₈	42 529	41 998	47 468	49 179	46 499	48 680	51 807

WNA Market Report data

Tabel 3.4 Penambangan produksi uranium terbesar 2008:

Mine	Country	Main owner	Type	Production (tU)	% of world
McArthur River	Canada	Cameco	underground	6383	15
Ranger	Australia	ERA (Rio Tinto 68%)	open pit	4527	10
Rossing	Namibia	Rio Tinto (69%)	open pit	3449	8
Olympic Dam	Australia	BHP Billiton	by-product/ underground	3344	8
Kraznokamensk	Russia	ARMZ	underground	3050	7
Arlit	Niger	Areva/Onarem	open pit	1743	4
Rabbit Lake	Canada	Cameco	underground	1368	3
Akouta	Niger	Areva/Onarem	underground	1289	3
McClellan Lake	Canada	Areva	open pit	1249	3
Akdala	Kazakhstan	Uranium One	ISL	1034	2
Top 10 total				27,436	62%

Sumber: World Nuclear Org



Sumber: www.uranium.info

Gambar 3.8 Harga Uranium

Harga uranium pada tanggal 19 Juni 2009 adalah US\$ 55.00 per lb U3O8.

3.6.2 Cadangan Uranium di Indonesia

Sumberdaya radioaktif dalam negeri berasal dari batuan yang mengandung mineral radioaktif dan dari batuan pospat.

Sumberdaya Mineral Radioaktif Berasal Dari Batuan

Sumberdaya mineral radioaktif yang berasal dari batuan, tersebar di 22 lokasi dalam Wilayah Indonesia dibedakan dalam 4 kategori daerah sumberdaya, yaitu Daerah Sumberdaya Spekulatif (DSS), Daerah Sumberdaya Berindikasi (DSB), Daerah Potensial U, dan Daerah Potensial Th, yang secara respektif dari daerah Sumberdaya Spekulatif sampai Daerah Potensial, tingkat pengetahuan geologi uraniumnya semakin lengkap¹⁾.

DESDM menyebutkan bahwa cadangan uranium berada di Kalan (Kalimantan Barat) karena informasi geologi uraniumnya paling lengkap.

Kalan Kalimantan Barat

Sumberdaya uranium Kalan, Kalimantan Barat berjumlah 24.112 tonU3O8, yang terdiri dari kategori terukur 900 ton, terindikasi dan tereka 8.475 ton, dan kategori spekulatif 14.727 ton²⁾.

¹⁾ BATAN, Laporan internal, tidak dipublikasikan.

²⁾ BATAN, Status potensi uranium di Kawasan Kalan dan sekitarnya per Juni 2004.

Sebagai ilustrasi kebutuhan bahan bakar untuk operasi PLTN 900 Mwe selama 40 tahun diperlukan sekitar 6.300 tonU, dengan demikian jumlah sumberdaya kategori terukur 900 tonU U_3O_8 (setara 756 tonU) dipandang masih sangat sedikit. Oleh karena itu apabila sumberdaya dalam negeri akan diperhitungkan didalam pasokan kebutuhan bahan bakar, maka kegiatan eksplorasi untuk meningkatkan sumberdaya kategori terukur sampai jumlah yang cukup signifikan (minimal 2.000 tonU, dengan harga $U = 20US\$/lb$) perlu diprioritaskan.

Melihat perkembangan harga uranium dunia yang terus meningkat dan saat ini sudah mencapai 55,00 US\$/lb U_3O_8 , maka meningkatkan kegiatan eksplorasi sumberdaya uranium Kalan menjadi sangat beralasan. Kalaupun kegiatan mulai ditingkatkan sejak saat ini, hasilnya baru dapat dikembangkan pada sekitar limabelas tahun mendatang, dapat dipersingkat dengan penambahan dana.

Pada tahun 1994 pernah dilakukan Pra-studi Kelayakan Pertambangan Uranium Kalan, hasilnya adalah biaya produksi penambangan dan pengolahan sebesar 31,51 US\$/lb U_3O_8 ³¹ dengan menggunakan asumsi penambangan secara selektif.

Potensi uranium dalam batuan pospat

PT Petrokimia Kujang Putra Gresik, Jawa Timur adalah produsen pupuk superpospat satu-satunya di Indonesia, mengolah batuan pospat import dari Togo, Tunisia, USA, dan China dengan sistem kontrak 5 tahunan. Jumlah import sebesar 1 juta ton/tahun, 60% dari jumlah tersebut diolah menjadi asam pospat. Dari hasil analisis batuan pospat yang diolah menjadi asam pospat tersebut mengandung U_3O_8 sebesar 120-130 ppm (Togo), 77-100 ppm (Tunisia), dan 80-140 ppm (USA), yang berasal dari China tidak ada data.⁴¹

Bila 60 % batuan pospat tersebut diolah dengan asumsi rekoveri 80 % dan kadar rata-rata 100 ppmU, maka batuan pospat tersebut akan menghasilkan uranium sebesar 48 ton U_3O_8 /tahun atau setara dengan 40,32 tonU/tahun. Biaya produksi uranium dari batuan pospat diperkirakan jauh lebih murah daripada mengolah dari bijih uranium asal Kalan Kalimantan Barat, berkaitan dengan tingkat kesulitan yang lebih rendah dan waktu proses yang lebih singkat.

³¹ BATAN, Pra-Studi Kelayakan Pertambangan Uranium Kalan Kalimantan Barat 1994.

⁴¹ Komunikasi telepon dengan direksi PT Petrokimia Gresik

3.7 Limbah Nuklir

Indonesia saat ini telah memiliki 3 buah reaktor riset yang berlokasi di Serpong, Bandung dan Yogyakarta. Dalam pengoperasian reaktor riset tersebut menggunakan bahan bakar yang mengandung zat radioaktif dan tentunya ada limbahnya. Para ahli BATAN telah mampu mengatasinya sehingga sampai dengan usia reaktor hampir menginjak 30 th lebih belum ada masalah tentang limbah. Akan tetapi pengembangan pengolahan limbah yang lebih baik lagi perlu penelitian yang lebih mendalam.

Pengolahan limbah nuklir dari PLTN sangat menjadi perhatian besar bagi seluruh dunia khususnya bagi negara yang akan membangunnya. Jenis-jenis limbah radioaktif yang berasal dari PLTN itu antara lain:

- Penambangan uranium dan Thorium serta aktivitas yang terkait dengan daur bahan bakar.
- Operasi yang berhubungan dengan daur bahan bakar, seperti pengayaan uranium.
- Operasi PLTN
- Dekontaminasi fasilitas nuklir
- Penggunaan radioisotop dalam pertanian, industri riset dan kedokteran.

Jenis-jenis limbah yang dihasilkan sangat berbeda dalam bentuk karakteristik fisik dan volumenya. Jumlah limbah radioaktif yang dihasilkan dari operasi PLTN sangat kecil jika dibandingkan dengan volume limbah yang dihasilkan dari industri kimia atau dari pembangkit yang menggunakan bahan bakar fosil, seperti terlihat pada tabel 3.5.

Tabel 3.5 Produksi Limbah per Tahun

NUKLIR (PLTN) 1000 MW, Faktor beban 75%	BATU-BARA (PLTU) 1000 MW Faktor beban 75%
- Limbah aktivitas tinggi: 27 ton bahan bakar bekas	- CO ₂ : 6,5 juta ton
- Limbah aktivitas sedang: 310 ton	- SO _x : 44.000 ton
- Limbah aktivitas rendah: 460 ton	- NO _x : 22.000 ton
- Beberapa gas radioaktif tingkat rendah dari cerobong yang aman bagi kesehatan masyarakat	- Abu: 320.000 mengandung sekitar 400 ton racun logam berat seperti arsenic, kadnium, merkuri dan timah yang beracun sepanjang masa.
- Sisa dari tambang uranium dan instalasi proses biji yang lebih kecil dari sisa	

tambang batubara, per unit listrik yang diproduksi.	
---	--

Penanganan limbah radioaktif disamping membiarkan meluruh dengan waktu, mengikuti tiga prinsip yaitu: mengurangi volume, pengolahan untuk menjadi bentuk stabil, selanjutnya limbah radioaktif ini dipindahkan ke tempat yang terisolasi dari lingkungan hidup.

Limbah PLTN dibagi menjadi 3 kategori, yaitu:

- Limbah radioaktif tingkat rendah
- Limbah radioaktif tingkat menengah
- Limbah radioaktif tingkat tinggi.

Hasil limbah dari PLTN jauh lebih sedikit dari PLTU batubara. Hal ini disebabkan energi yang dihasilkan dari reaksi pembelahan uranium adalah sangat tinggi dan jauh lebih tinggi dari bahan bakar lain, hal ini disebabkan oleh densitas energi uranium yang sangat tinggi.

Teknologi penanganan limbah radioaktif tingkat tinggi adalah vitrifikasi yang selanjutnya ditampung di dalam kontainer baja tahan karat, yang disimpan sementara di lokasi PLTN selama 30 tahun untuk menurunkan radioaktivitasnya, akhirnya dipindah ke tempat penyimpanan lestari yang secara geologi memenuhi persyaratan.

Bahan bakar bekas nuklir dari PLTN merupakan bahan bakar bekas yang masih mempunyai nilai ekonomis yang tinggi, karena sisa uranium yang belum terbakar masih cukup besar dan dapat dipungut kembali melalui proses daur bahan bakar tertutup.

Potensi bahaya limbah PLTN adalah jauh lebih kecil dari pada potensi bahaya operasi PLTN itu sendiri. Hal ini karena didukung oleh teknologi pengolahan limbah yang andal dan mantap. Ongkos pengolahan limbah nuklir sudah termasuk ongkos pembangkitan energi nuklir secara umum berkisar 2-6 % dari harga listrik.

PLTN yang telah berakhir masa penggunaannya akan didekomisioning. Teknologi dekomisioning telah diterapkan di berbagai Negara dan biaya dekomisioning sudah termasuk dalam perhitungan harga listrik.