

BAB IV

EKONOMI PLTN

Biaya pembangkitan listrik yang paling murah ialah yang dibangkitkan dengan pusat listrik yang memanfaatkan skala ekonomi besar. Listrik yang dibangkitkan dengan mesin diesel, memerlukan sepertiga liter per kWh. Dengan harga minyak solar untuk industri sebesar Rp. 4500/liter, berarti untuk ongkos bahan bakarnya saja sudah Rp. 1500/kWh atau 16,7 sen dollar AS (dengan asumsi kurs \$ sebesar Rp.9000). Belum biaya modal untuk mesinnya, dan biaya operasi dan perawatan. Lazimnya biaya pokok perusahaan listrik PT Persero PLN berkisar sekitar Rp. 700/kWh, dengan catatan bahwa sebagian besar bahan bakar yang digunakan adalah batubara dan gas, sedang peran minyak hanya di bawah 10 persen¹.

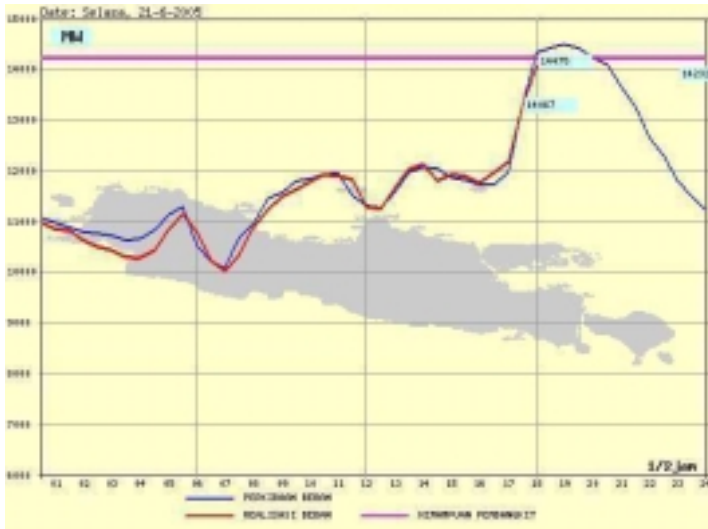
Listrik dari pembangkit atau pusat listrik yang besar, misalnya 600 MW, memerlukan biaya sekitar 4 sen dollar AS, termasuk biaya modal dan biaya operasi dan perawatannya, dengan catatan pembangkit tersebut beroperasi “penuh” 24-jam sehari. Kalau ia bekerja rata-rata hanya 20-jam sehari, setiap kW-nya tidak bisa menghasilkan 8760 kWh dalam setahun, tetapi berkurang sekitar seperenam atau 16 persen. Berarti biaya modalnya per kWh akan naik sekitar 16 persen, karena biaya tahunannya hampir tak berubah tetapi pembagiannya (jumlah kWh) menurun 16 persen.

Di bawah ini dikutipkan data beban PLN dalam sistem Jamali yang ditayangkan di internet oleh DJLPE, khususnya data yang diambil pada tanggal 21 Juni 2005. Kapasitas PLN yang tersedia pada hari itu adalah 14232 MW, akan tetapi untuk jangka waktu tertentu yang singkat beban yang harus dipikul diperkirakan mencapai 14475 MW. Beban listrik Jamali tiap hari memang naik turun, mencapai puncaknya antara pk. 18:00 dan 21:00.

Dari grafik ini juga terlihat bahwa Jamali memerlukan sejumlah 10000 MW yang harus terus menerus bekerja: pokoknya harus tersedia pembangkit sebanyak 10000 MW untuk memenuhi **beban dasar**. Bagian yang 10000 MW inilah yang dapat diisi dengan PLTN, karena PLTN biaya modalnya tinggi (dan biaya bahan bakarnya rendah) sehingga kalau tidak di-operasikan terus menerus akan merugikan operator. Sudah tentu bagian yang 10000 MW ini dapat dipenuhi dengan yang lainnya juga: PLTU-batubara, PLTUG-combined cycle, dan PLTA, sebagaimana yang terjadi sekarang. Tetapi, bilamana PLTN dapat mengambil peranan sebagai pemasok beban dasar Sistem Jamali dengan biaya yang lebih murah, apa salahnya ?

Dari grafik ini jelas terlihat bahwa beban puncak PLN di siang hari adalah 12000 MW pada tanggal tersebut.

¹ Biaya pokok perusahaan PLN dewasa ini masih di atas rata-rata dunia karena di waktu lampau PLN memperbanyak pelanggan listrik perdesaan yang terpaksa dipasok dengan listrik dari mesin diesel. Hal ini sesuai kebijakan Orde Baru yang juga menetapkan harga bersubsidi bagi minyak solar.



Gambar 35. Grafik beban harian sistem Jamali pada tanggal 21 Juni 2005.

Nah, mudah-mudahan sudah cukup jelas: masalahnya bukan soal permintaan listrik atau proyeksi permintaan akan listrik lagi, melainkan semata-mata: apakah biaya pembangkitan listrik nuklir bisa lebih rendah ketimbang alternatif yang lainnya ? Karena sekarang Sistem Jamali sudah sedemikian besar, dan permintaan listrik terus bertambah, tinggal masalah persaingan biaya pembangkitan saja untuk memenuhi beban dasar.

Tidak ada lagi masalah ketidak-stabilan sistem listrik: PLTN sebesar 1000 MW tidak akan mengganggu kestabilan jaringan Sistem Jamali yang beban dasarnya sudah mencapai 10000 MW. Sudah tentu, harus ada cadangan pembangkit sebanyak 1000 MW (misalnya dua satuan PLTU-batubara, 2x600MW) yang siap menggantikan PLTN jika terjadi sesuatu penghentian operasi PLTN secara tak terduga (misalnya kegagalan elektronik).

Untuk menjawab pertanyaan: “apakah biaya pembangkitan listrik PLTN lebih rendah ketimbang biaya pembangkitan PLTU-bb ?” kita pertama-tama dapat membuat perbandingan secara sederhana dengan menghitung biaya tahunan untuk masing-masing komponen biaya pembangkitan, yaitu biaya modal, biaya operasi dan perawatan, dan biaya bahan bakar.

Ternyata bahwa nilai atau besarnya biaya operasi dan perawatan bagi PLTN maupun PLTU-bb hampir sama atau sebanding, sehingga dalam perbandingan antara kedua jenis pusat listrik ini yang menentukan adalah jumlah biaya modal dan biaya bahan bakar. Bagi PLTN komponen terbesar adalah biaya modal, sedang biaya bahan bakar adalah komponen kecil saja. Sebaliknya bagi PLTU-bb, komponen terbesar adalah biaya bahan bakar, sedang komponen biaya modal adalah relatif lebih kecil.

Menurut suatu studi yang dihasilkan oleh OECD dalam tahun 2005, biaya modal PLTN di negara OECD berkisar antara \$1000/kW dan \$2500/kW dengan rata-rata \$1500/kW². Kita dapat asumsikan bahwa untuk Indonesia biaya modal PLTN sebesar 1000 MW tidak akan jauh dari angka ini. Biaya modal tahunan dapat diasumsikan secara kasar sebesar 12 persen biaya modal/tahun atau \$180/kW. Apabila dalam satu tahun listrik dibangkitkan selama 7000 jam (faktor beban 80%), maka biaya modal menjadi sebesar \$180 x Rp.9100 /\$ dibagi 7000 kWh atau Rp. 234/kWh.

Untuk biaya bahan bakar kita ambil asumsi yang konservatif: berkisar sekitar 0,7 sen AS/kWh atau Rp.64/kWh, sehingga biaya modal dan biaya bahan bakar berjumlah Rp. 298/kWh³.

Biaya modal PLTU-bb berkisar sekitar \$1000/kW. Dengan asumsi faktor beban yang sama, maka biaya modal PLTU-bb menjadi \$120 x Rp.9100/\$ dibagi 7000 kWh atau Rp. 156/kWh⁴.

Biaya bahan bakar PLTU-bb adalah sekitar Rp. 182/kWh (\$40/ton x Rp9100/\$ x 0,5 dibagi 1000 kg/ton) berdasarkan asumsi PLN mengenai harga batubara (\$40/ton), nilai kalor dan efisiensi termal pembangkit PLTU (0,5). Maka biaya modal dan biaya bahan bakar PLTU-bb menjadi Rp 338/kWh. Angka ini Rp.40 lebih tinggi ketimbang hitungan untuk PLTN.

Salah satu faktor kunci adalah asumsi harga batubara sebesar \$40/ton. Dapatkah asumsi ini dipertahankan untuk masa mendatang ? Tampaknya sulit, karena menurut data BP sejak tahun 2005 Jepang membayar harga batubara yang diimpornya, terutama dari Australia, di atas \$60/ton. Berikut sebuah tabel yang disusun berdasarkan data BP tahun 2007.

Tabel 6. Harga batubara internasional rata-rata tahunan

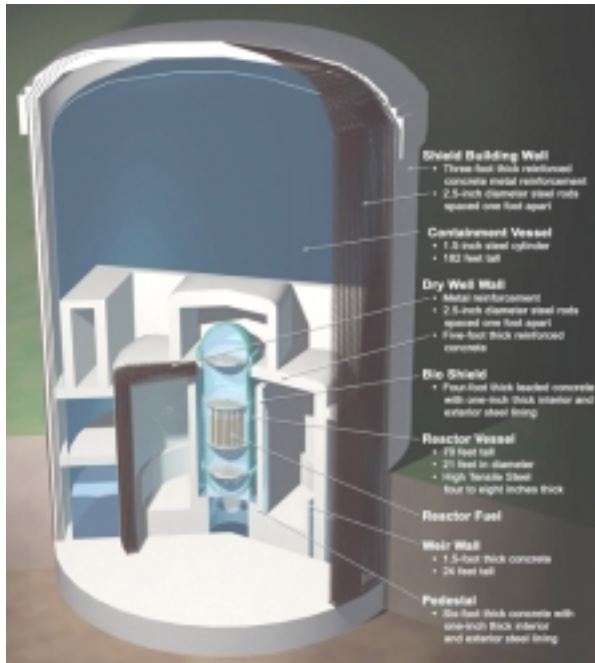
Coal: Prices				
US dollars per tonne	Northwest Europe marker price †	US Central Appalachian coal spot price index ‡	Japan coking coal import cif price	Japan steam coal import cif price
2001	39.29	49.74	41.33	37.96
2002	31.65	32.95	42.01	36.90
2003	42.52	38.48	41.57	34.74
2004	71.90	64.33	60.96	51.34
2005	61.07	70.14	89.33	62.91
2006	63.67	62.98	93.46	63.04

² Sumber: World Nuclear Association (Januari 2007); angka rendah adalah untuk Republik Ceko dan angka tinggi dari Jepang.

³ Perkiraan World Nuclear Association (Januari 2007) adalah 0,5-0,64 sen AS/kWh.

⁴ \$120/th x Rp. 9100/\$ dibagi 7000 jam/th.

Faktor penting yang lain adalah biaya modal PLTN di Indonesia, di mana kita belum ada pengalaman. Namun perlu di tekankan bahwa biaya pembangunan PLTN di Indonesia dapat jatuh jauh di bawah biaya pembangunan PLTN yang serupa di negara industri. Alasannya adalah tingkat upah buruh di Indonesia yang jauh di bawah upah buruh di negara industri. Suatu studi pernah dilakukan oleh Bechtel dengan dana bantuan Pemerintah Amerika Serikat di tahun 1985 mengenai perbandingan biaya modal PLTU dan PLTN antara Amerika Serikat dan Indonesia⁵. Kesimpulan bahwa biaya modal pembangunan PLTN di Indonesia jauh lebih rendah ketimbang di Amerika Serikat berdasarkan perbandingan biaya buruh manual di kedua negara. Sebab utama adalah bahwa dalam konstruksi PLTN diperlukan sangat banyak pekerjaan beton bertulang, untuk konstruksi kubah pengungkung, untuk dinding perisai pelindung terhadap radiasi sekeliling bejana tekan, untuk penyimpanan bahan bakar bekas, dan lain-lain. Hal ini dapat disimak dari gambar berikut ini, yang memperlihatkan banyaknya pekerjaan beton, hal mana membedakan proyek pembangunan PLTN dari proyek pembangunan PLTU batubara.



Gambar 36. Potongan bangunan PLTN untuk memperlihatkan banyaknya pekerjaan beton bertulang yang khas spesifikasi reaktor (duplikasi gambar di halaman 47) [www.americansforamericanenergy.org].

⁵ Bechtel adalah perusahaan arsitek-rekayasa yang berpengalaman luas baik di Amerika Serikat maupun di Indonesia sehingga memiliki data yang akurat di kedua negara.

Untuk membangun dua satuan PLTN jenis PWR sebesar 900 MW diperlukan 20 juta man-hour di Amerika Serikat atau 60 juta man-hour di Indonesia, jadi produktivitas buruh Indonesia hanya sepertiga yang di Amerika Serikat. Namun tingkat upah di Amerika Serikat diperkirakan sepuluh kali lebih tinggi ketimbang di Indonesia. Perbedaan biayanya dapat melebihi \$ 400 juta !

Penghitungan perbandingan biaya pembangkitan listrik yang dikemukakan di atas adalah cara penghitungan yang statis, yaitu tanpa memperhitungkan inflasi dan kemungkinan kenaikan harga bahan bakar. Cara lain yang dapat memperhitungkan kedua hal inflasi dan kenaikan harga bahan bakar adalah cara yang disebut *long-run marginal cost*. Metoda ini digunakan dalam berbagai studi yang dilakukan di Amerika Serikat dan di Eropa di tahun-tahun 2002 sampai tahun 2004 dan dilaporkan pada tahun 2003 dan 2004, di antaranya studi yang dilaksanakan oleh MIT, Universitas Chicago, dan Universitas di Finlandia, juga studi yang dipesan oleh Royal Academy of Engineering di Inggris.

Latar belakang dilaksanakannya studi-studi tersebut adalah untuk mengkaji prospek PLTN secara komersial karena telah lama belum ada PLTN yang dibangun di Amerika Serikat ataupun di Eropa padahal ada peluang peran PLTN dalam turut mengatasi masalah pemanasan global. Studi-studi tersebut menggunakan asumsi harga bahan bakar fosil untuk jangka panjang yang diperkirakan akan mengalami eskalasi antara 0,5 sampai 2,5 persen per tahun tergantung pada skenario yang dipilih. Angka inflasi diasumsikan menurut perkiraan masing-masing negara, biasanya 3 persen.

Ketika baru terbit semua studi tersebut disambut dengan baik. Namun dengan perjalanan waktu ternyata asumsi yang digunakan ada yang sangat lemah, yaitu semua studi tidak memperkirakan kenaikan harga energi yang ternyata terjadi mulai tahun 2004. Studi MIT misalnya mengambil asumsi harga batubara \$ 1,2/mmBtu dan eskalasi 0,5 persen per tahun dan harga gas yang moderat \$ 3,5/mmBtu dan eskalasi 1,5 persen per tahun. Kenyataannya kini, baru 5 tahun sesudah studi, harga batubara di Amerika Serikat rata-rata sudah \$ 1,8/mmBtu dan harga gas di atas \$ 6/mmBtu⁶ (berarti naik 50 persen dan 71 persen).

Selain penghitungan *long-run marginal cost*, ada lagi cara lain yaitu dengan memakai metode simulasi. Khususnya untuk menghitung secara simulasi dengan tujuan menentukan kapan dan pada tahun berapa saatnya memasukkan suatu jenis pembangkit baru ke dalam sistem jaringan agar biaya keseluruhan sistem menjadi optimal. Artinya biaya total keseluruhan sistem kelistrikan, yaitu biaya modal, biaya operasi dan perawatan dan biaya bahan bakar, berjumlah yang minimal atau menghasilkan penghitungan yang *least-cost*. Untuk ini diperlukan perangkat lunak simulasi bernama WASP (singkatan dari *Wien Automatic System Planning*) yang dapat diperoleh badan resmi pemerintah atau BUMN dari Badan Tenaga Atom Internasional. Baik BATAN maupun PLN sudah memperolehnya sejak awal tahun 1980-an; pada waktu itu, menggunakan model simulasi WASP harus memakai komputer “besar”. Dengan perkembangan teknologi informasi yang sangat cepat,

⁶ Angka-angka diperoleh dari *website EIA (Energy Information Administration)*.

kini simulasi dapat dilakukan dengan komputer desk-top atau bahkan laptop sekalipun.

Program komputer simulasi WASP ini cocok sekali untuk memproyeksikan pada tahun berapa program PLTN dapat mulai dipasang di dalam sistem kelistrikan Jamali dengan operasi awal PLTN pertama seraya menghasilkan penghitungan yang paling optimal, artinya biaya total modal, operasi dan perawatan serta bahan bakar yang paling kecil atau *least-cost*, untuk keseluruhan sistem dalam jangka waktu 20 – 25 tahun ke depan. Data yang diperlukan dan digunakan sebagai asupan sangat banyak, antara lain proyeksi permintaan listrik 20 – 25 tahun mendatang, biaya-biaya pembangkitan listrik dari semua pusat dan pembangkit listrik yang sudah beroperasi termasuk tingkat keandalannya dan perkiraan tahun berapa akan dihentikan operasinya, jenis-jenis pembangkit baru yang dapat dijadwalkan untuk dipasang (mulai operasi) di masa mendatang lengkap dengan informasi mengenai efisiensinya, keandalannya dan perkiraan masa manfaatnya, asumsi-asumsi harga setiap jenis bahan bakar beserta proyeksinya ke depan termasuk asumsi tingkat eskalasi harga, tingkat keandalan sistem kelistrikan yang diperkirakan perlu dan dapat dicapai, asumsi inflasi dan tingkat diskonto yang digunakan untuk menghitung nilai kini (*present value* atau *present worth*) keseluruhan pengembangan sistem kelistrikan selama 20 – 25 tahun.

Studi yang menggunakan WASP untuk mengkaji perkembangan jangka panjang sistem listrik Jawa-Madura-Bali telah banyak dilakukan oleh PLN maupun oleh BATAN. Dalam tahun 2006 Ir. Eden Napitupulu dari PLN menyajikan hasil suatu studi pendahuluan mengenai introduksi PLTN dalam sistem Jamali untuk periode 2006-2025. Analisis diawali dengan alternatif energi primer untuk sistem tersebut, sebagai berikut⁷.

- PLN menggunakan 5 jenis energi primer tradisional: batubara, gas alam, tenaga air, panasbumi, dan BBM.
- Harga BBM tinggi, tidak ekonomis untuk pembangkit listrik.
- Harga gas alam merambat naik dan harganya diparitikan terhadap BBM, kurang menarik bagi pembangkit listrik.
- Keterbatasan potensi tenaga air dan panasbumi.
- Sumber energi primer lainnya akan berperan kecil.
- Masa depan pembangkit tenaga listrik akan didominasi batubara.
- Ketergantungan atas batubara menjadi tidak realistis, maka pemanfaatan nuklir dapat menjadi alternatif solusi.

Analisis dilanjutkan dengan mencari least cost solution dan diperoleh hasil, berdasarkan asumsi-asumsi yang digunakan, bahwa masuknya PLTN ke dalam sistem Jamali tidak menghasilkan solusi optimum. Namun menghasilkan peran PLTU-bb yang sangat dominan sehingga konsumsi batubara untuk pembangkitan

⁷ Kutipan dari makalah yang dipresentasikan oleh Ir. Eden Napitupulu pada Seminar Sehari di Hotel JW. Marriott Jakarta, 7 Februari 2006.

listrik di Jamali saja mencapai 126 juta/tahun pada tahun 2025. Karena itu dipilih skenario di mana PLTN masuk mulai tahun 2014 sebanyak 1000 MW per tahun, dan skenario ini menurunkan konsumsi batubara secara berarti; namun biaya total naik sebanyak 0,3 persen. Hasil ini dipandang sama saja dengan hasil optimum, karena tingkat kepercayaan atas asumsi yang digunakan bisa menyimpang lebih dari 0,3 persen. Berikut ini kesimpulan Ir. Eden mengenai studi pendahuluan tersebut.

Hasil exercise pendahuluan untuk memenuhi kebutuhan listrik di sistem Jawa-Bali hingga tahun 2025⁸:

- Optimum solution akan didominasi oleh PLTU batubara, dengan pangsa lebih dari 85% total produksi listrik. Hal ini dikhawatirkan tidak dapat didukung oleh lingkungan karena akan membakar batubara 100 juta ton/tahun pada tahun 2020 dan 126 juta ton/tahun pada tahun 2025.
- Untuk meringankan beban lingkungan akibat kemungkinan polusi batubara, dicoba mengintroduksi PLTN mulai tahun 2014 sebanyak 1 x 1000 MW per tahun. Ternyata, hasilnya menjadi sub-optimum dengan kenaikan total biaya sekitar +0.3%.
- Pengendalian biaya finansial PLTN dilakukan dengan pembangunan dalam waktu yang ketat dan tepat waktu, dan pembangunan untuk beberapa unit standar sekaligus secara serial.
- Disamping itu, usaha standarisasi design reaktor, kepastian (*predictable*) dan kelancaran proses linsensi oleh regulator dan public acceptance akan menurunkan resiko dan biaya finansial.
- Opsi PLTN, sebagai pemikul beban dasar dan untuk mengurangi ketergantungan kepada batu bara, sangat relevant untuk diinvestigasi lebih lanjut untuk menyongsong era tahun 2025.

Dalam acara Seminar Indonuclear 2007 pada bulan April 2007 Ir. Eden Napitupulu menyajikan hasil studi serupa, yang berupa pemutakhiran data proyeksi hingga tahun 2026. Analisis yang dikemukakan serupa dengan yang disajikan sebelumnya, tetapi dengan sedikit perbedaan, yaitu proyeksi permintaan listrik yang sedikit lebih rendah dan hasil sub-optimum dengan keikut-sertaan PLTN yang berselisih biaya total (lebih tinggi) ketimbang solusi optimal tanpa PLTN sebanyak 0,5 persen, Namun dinyatakan pula bahwa apabila harga batubara naik 10 persen maka skenario dengan nuklir menjadi paling optimal.

Ketersediaan Uranium

Bahan bakar yang digunakan untuk pembangkitan listrik biasanya harus diolah atau disiapkan terlebih dahulu sebelum dibakar. Minyak mentah, misalnya, diolah terlebih dahulu dalam kilang minyak untuk mendapatkan minyak solar,

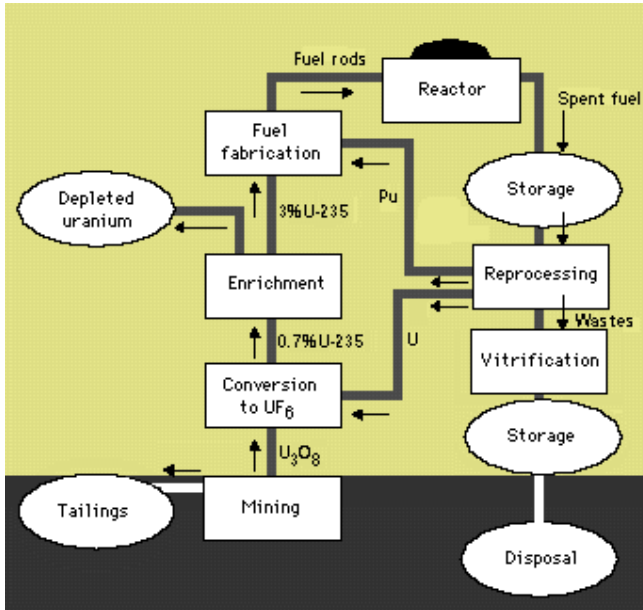
⁸ Kutipan dari makalah yang sama.

minyak diesel ataupun minyak bakar sebelum diangkut atau dialirkan ke pusat listrik. Di pusat listrik biasanya disimpan lebih dahulu dalam tangki penyimpanan. Hanya pusat listrik tertentu yang memakai minyak mentah langsung sebagai bahan bakar. Dalam hal ini yang menentukan adalah kualitas minyak mentah, apakah sesuai dengan spesifikasi *boiler* dan pembangkit uap. Di antaranya adalah beberapa pusat listrik di Jepang yang mengimpor minyak mentah dari Indonesia yang berkadar belerang rendah.

Lain halnya dengan batubara. Seperti halnya dengan minyak, kualitas batubara juga sangat beragam, bukan saja dari segi nilai kalornya tetapi juga dari sifat-sifat lain yang turut menentukan desain boiler dan pembangkit uap, seperti kandungan air, kandungan abu, dan kandungan unsur serta mineral yang terdapat dalam batubara. Hal-hal ini turut menentukan desain, khususnya pilihan jenis bahan manufaktur, karena berkaitan dengan perannya dalam pembakaran batubara dari segi korosi. Dengan demikian maka pengelola pusat listrik tidak dapat memesan batubara dari sembarang pemasok, melainkan ia harus cermat memilih batubara yang sesuai dengan desain pusat listriknya. Dengan demikian rancangan desain harus disesuaikan dengan komposisi batubara yang akan digunakan. Apabila diperlukan, pengelola terpaksa harus meramu batubara dari beberapa pemasok supaya ramuan yang digunakan sesuai dengan desain awal pusat listrik.

Dalam hal ini bahan bakar PLTN sangat berbeda dari bahan bakar fosil, karena bahan bakar uranium bukan saja harus ditambang dan digali dari bumi akan tetapi harus melalui proses pengolahan yang cukup panjang sampai ke tingkat manufaktur. Karena pelbagai proses itu bahan bakar PLTN dalam bentuk siap pakai di dalam reaktor harganya sangat tinggi, sekitar \$ 1800 per kilogram. Namun karena sifat padat energi yang dimilikinya biaya bahan bakar hanya 0,5 sen\$/kWh. Berikut ini bagan yang menjelaskan tahapan yang dilalui bahan bakar PLTN

The Nuclear Fuel Cycle



Gambar 37. Daur Bahan Bakar Nuklir: penyimpanan bahan bakar bekas-pakai bersifat sementara, sedang penyimpanan akhir limbah nuklir dilakukan sesudah penggelasan limbah tingkat tinggi.

Hasil penambangan adalah serbuk yang disebut *yellow cake*, yang dikirim ke pabrik konversi untuk dijadikan gas UF_6 dan kemudian dikirim ke pabrik pengayaan. (Bahan bakar nuklir untuk PLTN jenis HWR tidak memerlukan pengayaan, dalam hal ini *yellow cake* dikirim langsung ke pabrik pembuatan bahan bakar.) Setelah digunakan di dalam reaktor, bahan bakar bekas pakai disimpan untuk jangka waktu yang tidak ditentukan. Amerika Serikat menganut daur terbuka sejak tahun 1977 dimulai oleh Presiden Carter⁹. Karena itu hingga saat sekarang (tahun 2007) seluruh bahan bakar bekas pakai (*spent fuel*) dari semua PLTN komersial masih disimpan di tempat penyimpanan khusus. Menurut rencana, akan dibangun sebuah repository di Gunung Yucca Nevada di mana akan disimpan seluruh bahan bakar bekas pakai¹⁰. (Pada awalnya disimpan di dalam kolam di setiap PLTN masing-masing.)

Eropa dan Jepang mengikuti kebijakan daur tertutup, maka bahan bakar bekas dikirim ke pabrik pengolahan ulang guna memperoleh kembali sisa uranium

⁹ Kebijakan yang sama dianut pula oleh Kanada, Swedia dan Spanyol.

¹⁰ Rencana ini ditentang oleh Gubernur Nevada; pada tahun 2005 baru mulai pembangunannya, namun diperkirakan akan mengalami kelambatan dan tidak bakal selesai pada tahun 2016. Kini di Amerika Serikat sudah muncul wacana dan usul untuk mengubah kebijakan daur terbuka dan mengikuti jejak Eropa dan Jepang.

yang ada dan sisa plutonium yang terbentuk. Selain itu hasil-belah yang masih aktif dipadatkan di dalam gelas dan kemudian disimpan secara aman; dengan cara ini voluma limbah nuklir yang harus dikelola jauh diperkecil.

Setelah mulai maraknya kembali rencana untuk membangun PLTN di berbagai negara termasuk Amerika Serikat, harga uranium telah meningkat pula. Harga uranium sempat mengalami depresi untuk jangka waktu yang cukup lama, disebabkan tidak ada gairah pembangunan PLTN. Sejak tahun 2006 telah berubah dan tahun 2007 memperlihatkan gejala yang besar. Harga uranium di pasaran spot telah meningkat sepuluh kali lipat.

Sebenarnya mineral uranium termasuk mineral yang banyak ditemukan di mana mana, namun sebagai mineral yang mudah larut (terkena hujan, misalnya) maka pengendapan mineral uranium sulit ditemukan dalam jumlah yang secara ekonomi ditambang. Kecuali di kawasan yang langka kena hujan. Berikut adalah kadar uranium dalam berbagai macam batuan atau media.

- Bijih kadar tinggi - 2% U, 20,000 ppm U
- Bijih kadar rendah - 0.1% U, 1,000 ppm U
- Granit 4 ppm U
- Batuan sediment 2 ppm U
- Kerak benua bumi rata-rata 2.8 ppm U
- Air laut 0.003 ppm U

Menurut WNA ada 18 negara yang menambang bijih uranium tetapi tiga negara menguasai hampir separoh produksi uranium (lihat tabel berikut 9 besar dari WNA). Selain itu hanya 8 perusahaan menguasai hampir 85 persen produksi dunia.

Tabel 7. Produksi tambang uranium (ton U) (WNA)

Negara	2002	2003	2004	2005	2006
Kanada	11604	10457	11597	11628	9862
Australia	6854	7572	8982	9516	7593
Kazakhstan	2800	3300	3719	4357	5279
Niger	3075	3143	3282	3093	3434
Rusia (perk)	2900	3150	3200	3431	3262
Namibia	2333	2036	3038	3147	3067
Uzbekistan	1860	1598	2016	2300	2260
AS	919	779	878	1039	1672
Ukraina(perk)	800	800	800	800	800
China (perk)	730	750	750	750	750

Sumberdaya uranium juga terdapat di negara yang sama dan separoh terdapat di tiga negara utama. Berikut ini tabel WNA dari sumber IAEA mengenai negara yang memiliki sumberdaya uranium yang dapat dimanfaatkan (termasuk perkiraan) sampai harga \$130/kg U.

Tabel 8. Sumberdaya uranium di dunia (WNA)

Negara	ton U	prosentase dunia
Australia	1,143,000	24%
Kazakhstan	816,000	17%
Kanada	444,000	9%
AS	342,000	7%
Afrika Sel.	341,000	7%
Namibia	282,000	6%
Brazil	279,000	6%
Niger	225,000	5%
Fed. Rusia	172,000	4%
Uzbekistan	116,000	2%

PLTN berkapasitas 1000 MW dengan faktor beban 80 persen memerlukan uranium setiap tahun (dengan asumsi-asumsi tertentu) :

Pertambangan	20 000 ton bijih dengan kadar 1% uranium
Konsentrat	230 ton konsentrat oksida uranium (dengan 195 t U)
Konversi	288 ton UF ₆ (dengan 195 t U)
Pengayaan	35 ton UF ₆ (dengan 24 t U diperkaya) – selebihnya sisa
Pembuatan perangkat bb	27 ton UO ₂ (dengan 24 t U diperkaya)
Operasi Reaktor	7000 juta kWh listrik
Bahan bakar bekas	27 ton mengandung 240kg plutonium, 23 t uranium (0.8% U ²³⁵), 720kg hasil-belah, juga unsur transuranium.

Catatan: Konsentrat adalah 85% U, diperkaya hingga 4% U²³⁵ dengan kadar buang 0.25% - jadi perlu 140,000 SWU, faktor beban reaktor 80% , muatan teras 72 tU, penggantian bahan bakar tahunan sebanyak sepertiga.

Dalam langkah pengelolaan uranium seperti tertera dalam tabel di atas, hanya proses pengayaan uranium yang pemasoknya terbatas dan sekaligus proses ini yang mengandung banyak kontroversi. Pemasoknya hanya ada di Eropa (tiga, yaitu Eurodif di Perancis, Usaha patungan Inggris, Belanda dan Jerman, dan

ketiga adalah Rusia), dan Amerika Serikat. Cina memiliki pabrik pengayaan tetapi tidak menawarkan diri sebagai pemasok komersial.

Dalam tahun 2007 muncul wacana yang mempersoalkan kecukupan sumberdaya uranium dunia apabila jumlah PLTN meningkat. Menurut WNA sumberdaya yang diketahui sekarang lebih kurang 4,7 juta ton cukup untuk mengoperasikan PLTN yang ada sampai lebih kurang 70 tahun mendatang. Dengan kenaikan harga spot yang terjadi, para investor mulai tertarik untuk menanam modal di bidang pertambangan uranium. Diperkirakan hasilnya akan dapat mulai dinikmati selang beberapa tahun mendatang. Maka para ahli berpendapat, mengingat mineral uranium termasuk yang tidak langka, pertambangan uranium akan meningkat dan penyediaan uranium diyakini akan dapat memenuhi permintaan masa mendatang..Menurut perkiraan WNA harga spot uranium akan kembali dari tingkat sekarang ke sekitar \$ 40/kg dalam beberapa tahun yang akan datang.