

ASPEK BAHAN BAKAR DALAM RENCANA PEMBANGUNAN PABRIK LISTRIK DAN AIR DI MADURA

Moch. Djoko Birmano¹⁾

Abstrak

A SPEK BAHAN BAKAR DALAM RENCANA PEMBANGUNAN PABRIK LISTRIK DAN AIR DI MADURA. Studi tentang aspek bahan bakar dalam rencana pembangunan pabrik listrik dan air di Madura telah dilakukan. Dalam bidang kelistrikan ada banyak bahan bakar yang dapat digunakan untuk memproduksi listrik. Jenis bahan bakar yang dinominasikan dalam perencanaan pembangunan pabrik listrik dan air di Madura adalah minyak, gas, batubara dan bahan bakar nuklir (BBN). Banyak parameter yang harus dipertimbangkan untuk membangun sebuah pembangkit listrik, diantaranya ketersediaan bahan bakar dan infrastruktur pendukungnya yang akan menjamin pasokan atau penyediaan bahan bakarnya. Makalah ini bertujuan untuk memberikan informasi dan gambaran tentang aspek ketersediaan bahan bakar beserta infrastruktur yang mendukungnya yang akan dapat dipakai sebagai salah satu bahan pertimbangan untuk memilih jenis bahan bakar yang terbaik dalam studi kelayakan pembangunan pabrik listrik dan air di Pulau Madura. Berdasarkan hasil pengumpulan data dan informasi dari berbagai sumber dapat disimpulkan bahwa minyak, gas, batubara dan BBN mempunyai kelebihan dan kekurangan yang spesifik dan berbeda satu sama lain dalam pengadaanya. Untuk memilih bahan bakar yang terbaik masih memerlukan studi yang lebih luas, menyeluruh dan mendalam dari aspek teknologi, ekonomi dan pendanaan.

Abstract

THE FUEL ASPECT IN PLANNING OF CONSTRUCTION OF POWER AND WATER PLANTS IN MADURA ISLAND. Study on fuel aspect in planning of construction of power and water plants in Madura Island has been done. In the electricity sector, there are some fuel types that can be used a power plant to produce electricity. Fuel types that nominated in planning of power and water plants in Madura are oil, gas, coal, and nuclear fuel. Many parameters have to be considered to build a power plant such as fuel availability and supporting infrastructure that will secure the continuity of fuel supply. The objective of this paper is to give information and illustration of fuel availability aspects as well as supporting infrastructure that can be used as one of considerations to select best fuel type in the feasibility study of the power and water plant construction in Madura Island. Based on the results of data and informations that have been collected from some sources can be concluded that oil, gas, coal and nuclear have some advantages and disadvantages that spesific and differ between one another in its supply. To select the best fuel type still need study that more wide, comprehensive and deeper viewed from aspects of technology, economy and financing.

¹⁾ *Kelompok Pendanaan Bidang Partisipasi Industri Nasional P2EN - BATAN*

I. PENDAHULUAN

Dalam bidang kelistrikan, ada banyak jenis bahan bakar yang dapat digunakan pembangkit listrik untuk memproduksi listrik. Jenis bahan bakar tersebut adalah: batubara, minyak, gas, panas bumi, dan nuklir. Selain itu energi listrik juga dapat dibangkitkan dengan menggunakan tenaga air, sinar matahari (*solar energy*), angin serta perbedaan temperatur air laut bagian atas dan bawah yang di kenal dengan istilah OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*) yang sampai saat ini masih dalam penelitian dan pengembangan.

Indonesia mempunyai banyak jenis bahan bakar sebagai sumber energi, baik energi dapat habis (*depletable energy*) seperti energi fosil, yaitu batubara, minyak dan gas, maupun energi terbarukan (*renewable energy*) seperti air, angin, panas bumi, matahari dan sebagainya. Minyak, yang saat ini mendominasi konsumsi energi dengan cadangan sangat terbatas seharusnya diganti dengan sumber energi lain. Sementara itu batubara, walaupun jumlahnya masih melimpah tetapi merupakan sumber utama pencemaran gas rumah kaca (*greenhouse gas*).

Banyak parameter yang harus dipertimbangkan untuk membangun sebuah pembangkit listrik, baik parameter teknis, ekonomi maupun sosial. Salah satu pertimbangan dari parameter ekonomi diantaranya adalah aspek ketersediaan bahan bakar (*fuel availability*) dan infrastruktur pendukungnya yang akan menjamin pasokan/penyediaan bahan bakar (*security of fuel supply*)nya.

Dalam makalah ini akan disajikan informasi mengenai aspek ketersediaan bahan bakar dan infrastruktur pendukungnya yang akan menjamin pasokan/penyediaan bahan bakarnya dalam jumlah yang cukup yang memerlukan biaya terendah dalam pengadaannya. Makalah ini bertujuan untuk memberikan gambaran aspek ketersediaan bahan bakar beserta infrastruktur yang mendukungnya yang akan dapat dipakai sebagai salah satu bahan pertimbangan untuk memilih jenis bahan bakar yang terbaik dalam studi kelayakan pembangunan pabrik listrik dan air di Pulau Madura.

II. METODOLOGI

Metode yang digunakan dalam studi ini adalah dengan mengumpulkan data dan informasi yang berkaitan dengan ketersediaan berbagai jenis bahan bakar beserta faktor-faktor pendukungnya dalam menjamin ketersediaan pengadaannya. Usaha pengumpulan data dan informasi ini dilakukan melalui:

- Studi literatur, dari berbagai buku-buku, leaflet, majalah, koran ataupun dari *website* internet
- Menanyakan langsung melalui kunjungan ke berbagai instansi-instansi terkait, seperti PLN, Pertamina, Pemerintah Daerah (Pemda) khususnya Pemda Madura.
- Melihat langsung ke lokasi-lokasi yang berkaitan baik secara langsung maupun tidak langsung dengan bahan bakar, seperti tambang batubara dan gas, kilang minyak serta kunjungan ke pembangkit-pembangkit listrik yang ada yang beroperasi menggunakan bahan bakar minyak, gas dan batubara.

- Khusus bahan bakar PLTN jenis SMART, informasinya diperoleh disamping melalui studi literatur, internet, juga melalui pembicaraan yang intensif lewat e-mail dengan pihak KAERI (*Korean Atomic Energy Research Institute*), selaku pengembang dari PLTN SMART.

III. ASPEK BAHAN BAKAR

Dalam studi ini akan disajikan berbagai jenis bahan bakar yang dapat digunakan sebagai opsi dalam pembangunan pembangkit listrik, yaitu minyak dan gas, batubara, dan nuklir. Pembangkit listrik yang akan dinominasikan dalam studi ini adalah PLTG (Pembangkit Listrik Turbin Gas (*Gas Turbine Power Plant*)) yang berbahan bakar minyak atau gas, PLTGU (Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (*Combined-Cycle Power Plant*)) yang berbahan bakar minyak atau gas, PLTU-batubara (Pembangkit Listrik Tenaga Uap-batubara (*Coal-Fired Power Plant*)) yang berbahan bakar batubara, dan PLTN (Pembangkit Listrik tenaga Nuklir (*Nuclear Power Plant*)) yang berbahan bakar nuklir yang bisa berasal dari uranium (U), plutonium (Pu) dan sebagainya.

III.1. MINYAK

III.1.1. Potensi

Minyak bumi ditemukan dalam jumlah-jumlah yang ekonomis di Sumatera Tengah, Sumatera Selatan, lepas pantai Jawa Barat, lepas pantai Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan dan lepas pantai Irian Jaya. Menurut data terakhir, besarnya cadangan minyak bumi di Indonesia diperkirakan berjumlah 9,7 miliar barel^[1]. **Tabel 1** memperlihatkan angka-angka mengenai sumberdaya minyak bumi di Indonesia.

Tabel 1. Sumberdaya Minyak Indonesia (1 Januari 1998) (satuan: 10⁸ Barel)

Wilayah	Terbukti	Potensi	Total Cadangan
Sumatera	3.298,2	3.245,0	6.543,2
Jawa	838,9	676,4	1.525,3
Kalimantan	708,5	501,0	1.209,5
Wilayah Lain	254,3	169,4	423,7
Total Indonesia	5.099,8	4.591,8	9.691,6

Sumber: *Mining and Energy Yearbook of Indonesia, 1998, Ministry of Mines and Energy, (hal: 107)*

Tampak bahwa minyak bumi terbanyak terdapat di Sumatera, disusul berturut-turut Jawa, Kalimantan dan daerah lain. Sumber minyak yang sudah terbukti ada dan teridentifikasi berjumlah 5,1 miliar barel, sumber potensialnya sebesar 4,6 miliar barel, sehingga total cadangan sumberdaya minyak bumi berjumlah 9,7 miliar barel. Dibandingkan dengan cadangan minyak dunia yang sebesar 916,6 milyar barel, cadangan minyak Indonesia adalah kecil hanya kira-kira 1%. Jika dilihat adanya penurunan cadangan minyak di tahun-tahun

terakhir, hampir bisa dipastikan bahwa Indonesia akan segera berhenti dari negara pengeksport minyak (*oil exporting country*) dan akan menjadi negara pengimpor minyak (*oil importing country*).

III.1.2. Jaminan Kelangsungan Penyediaan Minyak

Walaupun cadangan minyak bumi Indonesia masih cukup banyak, dan saat ini menjadi tulang punggung ekonomi negara, akan tetapi umur cadangan tersebut tidak terlampau panjang. Hal itu disebabkan karena pemakaian minyak bumi di dalam negeri terus meningkat dengan pesat sehingga menimbulkan kekhawatiran pada masalah kebutuhan yang lebih besar daripada kemampuan untuk menyediakannya. Akan tetapi bahan bakar minyak mempunyai kelebihan-kelebihan dibandingkan bahan bakar yang lain terutama batubara, yaitu mudah ditangani, disimpan, diangkut dan dibakar. Tidak ada masalah pembuangan abu dan pembangkit dapat menggunakan bahan bakar minyak untuk memenuhi perubahan beban dengan sangat cepat. Akan tetapi bahan bakar minyak terbukti sangat mahal dalam pengoperasiannya.

Untuk membangun pembangkit listrik berbahan bakar minyak (seperti PLTG, PLTGU atau PLTU-minyak) di Madura yang membutuhkan pasokan minyak lewat laut, umumnya di wilayah pembangkit itu perlu dibangun dermaga/pelabuhan untuk *unloading* muatan minyak dari kapal tanker, yang akan disalurkan ke tanki tandon di darat. Kelambatan pasokan akan mengganggu jadwal operasi pembangkit dan akan menaikkan ongkos produksi.

Pembangkit listrik yang menggunakan minyak atau gas sebagai bahan bakarnya adalah PLTG (Pembangkit Listrik Turbin Gas) dan PLTGU (Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap). PLTG merupakan pembangkit yang paling fleksibel sampai sekitar 200 MW, karena pembangkit ini memerlukan lahan yang tidak luas, dapat dibangun dalam waktu singkat (1-1,5 tahun) dan memerlukan investasi yang cukup rendah. Operasinya dapat disiapkan dalam orde kurang dari satu jam. Tetapi karena efisiensi termalnya cukup rendah, maka harga bahan bakar merupakan komponen dominan dalam ongkos listrik yang dihasilkan^[2]. Sementara itu PLTGU sampai saat ini merupakan pembangkit listrik yang paling efisien. Di atas daya listrik 50 MW sampai dengan daya 600 MW, efisiensi bisa mencapai 50%. Pembangunan pembangkit ini relatif singkat (3 tahun), hanya saja perawatannya relatif rumit^[2].

Di Bangkalan, Pulau Madura terdapat Pembangkit Listrik Turbin Gas (PLTG) Gili Timur yang berkapasitas 2x18 MW. PLTG Gili Timur ini menggunakan bahan bakar berupa HSD (*High Speed Diesel oil*). PLTG Gili Timur mulai beroperasi sejak Desember 1999 (6 bulan sesudah pembangunan). Ongkos operasi PLTG Gili Timur ini sangat mahal, dimana ongkos bahan bakarnya saja Rp. 350/KWh, yang merupakan paling mahal dibandingkan dengan ongkos bahan bakar yang lain. Sementara itu harga minyak khusus yang berlaku untuk PT PLN, yaitu HSD sebesar US\$ 20/bbl yang didasarkan pada harga pasar internasional.

III.2. GAS

III.2.1. Potensi

Sumber gas di Indonesia dapat ditemukan secara ekonomis di Kepulauan Natuna, Kalimantan Timur, Sumatera, Jawa Barat dan Pulau Madura. Tabel 2 dibawah ini memperlihatkan potensi sumberdaya gas bumi di Indonesia^[1].

Tabel 2. Sumberdaya Gas Bumi Indonesia (1 Januari 1998) (satuan: 10⁹ SKK)

Wilayah	Terbukti	Potensi	Total Cadangan
Sumatera	11.904,1	13.069,8	24.973,9
Kalimantan	26.805,9	21.499,6	48.305,5
Jawa	7.733,7	5.241,9	12.975,6
Natuna	29.738,8	19.420,7	49.159,5
Wilayah Lain	883,4	166,5	1049,9
Total Indonesia	77.065,9	59.398,5	136.464,4

Sumber: *Mining and Energy Yearbook of Indonesia, 1998, Ministry of Mines and Energy, (hal: 108)*
Catatan: SKK = Standar Kaki Kubik

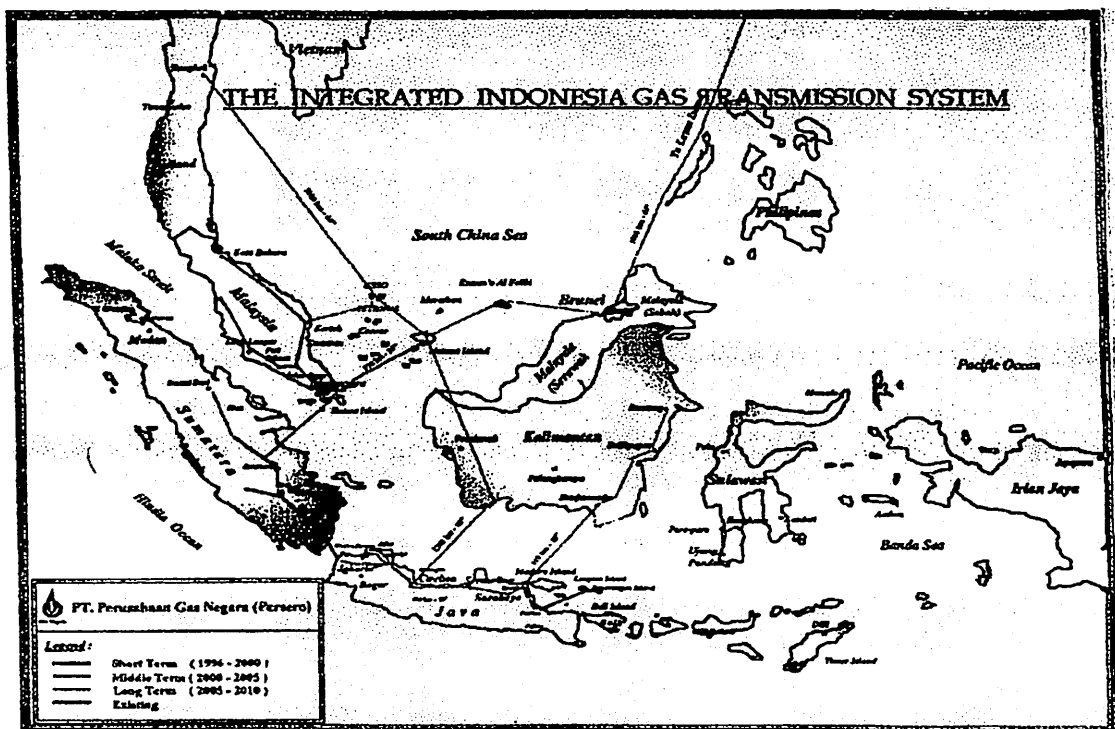
Cadangan gas Indonesia yang sudah terbukti dan potensial masing-masing berjumlah 77,066 trilyun SKK dan 59,399 trilyun SKK sehingga jumlah total cadangan yaitu 136,464 trilyun SKK. Dibandingkan dengan cadangan gas dunia, cadangan gas Indonesia ini sangat kecil hanya sekitar 2%. Terlihat bahwa gas bumi, baik yang sudah terbukti maupun cadangan potensial, terbanyak terdapat di Kepulauan Natuna, Kalimantan dan Sumatera. Cadangan gas bumi juga ditemukan di Pulau Jawa dalam jumlah kecil. Cadangan gas bumi terbesar terdapat di Aceh, dimana terdapat sebuah pabrik *Liquid Natural Gas* LNG Arun, di Kalimantan Timur dengan pabrik LNG Badak di Bontang, dan di Kepulauan Natuna yang belum dieksploitasi. Disamping itu terdapat pula cadangan-cadangan yang lebih kecil di daerah sekitar Indramayu, Jawa Barat, dan di Pulau Pagerungan (Madura). Juga di Sumatera Utara dan Sumatera Selatan terdapat cadangan gas bumi dalam jumlah yang tidak begitu besar. Gas bumi yang dihasilkan oleh lapangan-lapangan Indramayu, Pagerungan, dan Sumatera Utara serta Sumatera Selatan pada umumnya dipergunakan untuk bahan bakar dan bahan baku pabrik pupuk, industri petrokimia, dan pembangkit tenaga listrik.

III.2.2. Jaminan Kelangsungan Penyediaan Gas

Saat ini peranan gas bumi di Indonesia kian lama kian besar, baik sebagai bahan bakar untuk pemakaian energi dalam negeri, maupun sebagai komoditi ekspor dan penghasil devisa. Hal ini disebabkan terdapatnya gas bumi sebagai sumberdaya yang cukup besar di Indonesia. Gas bumi telah berkembang menjadi salah satu sumber daya energi pengganti minyak. Disamping mudah untuk dibakar karena mudah bercampur dengan udara, juga bahan bakar gas mudah diangkut dengan menggunakan saluran pipa. Beberapa kekurangan penggunaan

bahan bakar gas ini adalah antara lain sulit disimpan dalam jumlah yang besar dan penggunaannya sangat mahal. Oleh karena itu, bahan bakar gas sebaiknya tidak digunakan untuk pembangkit listrik, kecuali di daerah dimana gas tersedia berlimpah. Gas bumi, disamping batubara, merupakan energi alternatif yang saat ini mampu berbagi peran (substitusi) dengan minyak bumi baik sebagai sumber perolehan devisa maupun sebagai sumber energi dalam negeri.

Perusahaan ARBNI mengeksploitasi gas dan minyak di dekat pulau Pagerungan yang termasuk wilayah Kabupaten Sumenep. Dari sumber penghasil gas ini sudah tersedia jaringan transmisi gas Jawa Timur membentang dari Pulau Pagerungan, Porong dan Gresik Jawa Timur sepanjang 430 km. Jaringan yang beroperasi sejak 1994 ini terdiri dari pipa 28-inchi sepanjang 360 km melalui laut (*off shore*) dan 70 km di darat (*on shore*) serta fasilitas pendukung lainnya. Gas yang dipasok melalui jaringan ini sebesar 350 MMSCFD (juta kaki kubik per hari) dan dapat ditingkatkan hingga maksimum pasokan 450 MMSCFD untuk konsumsi PT. PLN PJB II Gresik, PT. Petrokimia Gresik dan PT. PGN (Perusahaan Gas Negara) Surabaya^[3]. Melalui jaringan transmisi ini, pemanfaatan cadangan gas Jawa Timur dan cadangan lainnya di pulau Jawa direncanakan dapat menjadi suatu sistim jaringan transmisi gas Jawa yang terpadu. Sistim transmisi gas Indonesia terintegrasi dapat dilihat di Gambar 1.



Gambar 1. Sistim transmisi gas Indonesia terintegrasi

Penggunaan gas alam untuk pembangkit listrik memerlukan persiapan infrastruktur yang matang untuk jangka yang panjang. Mulai dari menaikkan laju produksi di stasiun pengumpulan/pemompaan awal di *well head* sumber gas, sarana pipa, stasiun penerima di Madura atau langsung di stasiun penerima/pemompaan di wilayah pembangkit itu sendiri. Termasuk dalam instalasi ini adalah tanki-tanki gas, maupun fasilitas *flare*, merupakan syarat

yang memerlukan keandalan (*reliability*) dan keamanan (*safety*) yang tinggi. Jelas bahwa persiapan ini memerlukan waktu awalan (*lead time*) yang harus diperhitungkan, disamping waktu yang diperlukan untuk analisis dampak lingkungan, perizinan dan pengaturan pendanaan^[2]. Biasanya suatu perusahaan gas akan melaksanakan pasokan gas alam ini, sehingga perusahaan pembangkit listrik tidak lagi mengurus pengelolaan pasokan ini dan akan dijamin kontinuitasnya. Kelambatan tersedianya prasarana/sarana ini biasanya mengharuskan pembangkit mempunyai kemampuan ganti beroperasi dengan bahan bakar minyak^[2].

Menurut PLN, belum ada rencana pembangunan pembangkit listrik baru dalam jangka 10 tahun mendatang di Madura. Akan tetapi, kalau terpaksa membangun pembangkit listrik, PLN menyarankan pembangkit tersebut ditempatkan di dekat Bangkalan di ujung barat atau dekat dengan Sumenep di ujung timur. Dari segi kedekatan dengan sumber bahan bakar gas yang ada di Pagerungan mungkin lebih baik dibangun PLTGU di sekitar Sumenep, karena disamping ongkos transportasi gasnya lebih murah, juga kalau harus dibangun pipa gas, investasi pipanya lebih murah karena dekat dengan sumbernya. Sarana transportasi gas melalui pipa ini sangat mahal dan pembangunannya beresiko tinggi. Sarana ini perlu waktu lama untuk pembangunannya, sehingga diperlukan waktu awalan yang cukup^[2]. Sementara itu berdasarkan rencana pembangunan jangka pendek (1996-2000) oleh PT. PGN^[4], untuk memperluas jaringan distribusi gas di Jawa Timur yang mensuplai pasar gas (diperkirakan sebesar 500 MMSCFD), untuk membangun jaringan pipa gas sepanjang 277 km dengan diameter sampai dengan 20 inchi diperkirakan memerlukan biaya total US\$ 160 juta atau dengan kata lain US\$ 578 ribu per km-nya. Juga diperoleh informasi dari Kedutaan Amerika Jakarta, proyek pemipaan pada proyek IV: Jawa Timur/Jawa Barat, proyek ini terdiri dari dua phase, pemipaan 292 Km Cirebon (Jawa Barat) ke Semarang (Jawa Tengah) dan jarak 388 km saluran sambungan dari Semarang ke Surabaya. Proyek akan menghasilkan gas alam sekitar 700 MMSCF/hari dan proyek ini akan diterapkan pada tahun 2004-2007^[7]. Jika proyek ini jadi dibangun maka suplai gas alam untuk pembangkit listrik ke Pulau Madura tidak menjadi masalah seandainya sumber gas di Pagerungan habis.

Harga gas lewat lewat pipa sangat bergantung pada jarak pengguna dari *well head* gas tersebut. Harga gas yang digunakan dalam studi sebagai masukan program DEEP 2.0 diambil sebesar US\$ 13,6/BOE atau US\$ 2,5/MMBTU. Harga US\$ 2,5/MMBTU ini berasal dari harga *wellhead* US\$1,8/MMBTU ditambah ongkos transport US\$ 0,7/MMBTU. Gas alam ini diperoleh dari dua perusahaan, yaitu perusahaan ARBNI (Arco Bali North) dan perusahaan KODECO. Panas bakar gas ARBNI sekitar 1.060 BTU/SCF, sedangkan dari KODECO berkisar antara 1.225 – 1.260 BTU/SCF^[2].

III.2. BATUBARA

III.2.1. Potensi

Pada Tabel 3 diberikan beberapa angka perkiraan cadangan batubara terpenting yang terdapat di Indonesia. Indonesia mempunyai cadangan batubara yang potensial, dengan

jumlah diperkirakan sekitar 37,9 miliar ton^[1], yang terutama tersebar di Sumatera dan Kalimantan.

Tabel 3. Sumberdaya Batubara Indonesia (1 Januari 1999) (satuan: 10⁶ ton)

Wilayah	Terukur	Terindikasi	Total Cadangan	%
Sumatera	4.813,8	13.219,7	18.033,5	47,6
Kalimantan	6.306,0	13.394,7	19.700,7	52,0
Jawa	0,63	4,85	5,49	0,0
Wilayah Lain	26,6	129,0	155,6	0,4
Total Indonesia	11.147,1	26.749,2	37.896,3	100

Sumber: Indonesian Coal Statistics, 1999, (hal: 9)

Cadangan batubara Indonesia hanya 3% dari cadangan batubara dunia. Dari cadangan batubara sebesar ini jumlah batubara yang dapat dieksploitasi secara ekonomis, baik melalui penambangan secara terbuka (*open pit*) maupun penambangan tertutup di bawah tanah (*underground mining*) masih terbatas. Cadangan terbesar sekitar 52,0% terdapat di Kalimantan dan 47,6% di Sumatera, dan sisanya 0,5% tersebar di pulau-pulau Jawa, Sulawesi dan Irian Jaya, sehingga deposit yang mempunyai arti ekonomi terdapat hanya di beberapa tempat sebelah Barat Indonesia, terutama di Sumatera dan Kalimantan.

Produksi batubara Indonesia selain digunakan untuk keperluan dalam negeri yang sebagian besar dipakai sebagai bahan bakar di industri dan pembangkitan listrik juga diekspor. Pasaran ekspor batubara adalah antara lain Bangladesh, Malaysia, Thailand, Taiwan, Jepang dan Filipina.

III.2.2. Jaminan Kelangsungan Penyediaan Batubara

Sumber energi alternatif yang paling potensial sebagai pengganti minyak bumi dan gas alam adalah batubara karena jumlahnya yang masih berlimpah dan belum dieksploitasi. Disamping itu, di Indonesia, penggunaan batubara sudah sangat meluas khususnya untuk pembangkit listrik. Saat ini batubara masih memegang persentase terbesar kedua dibawah minyak bumi dalam penggunaannya sebagai bahan bakar untuk produksi listrik. Penggunaan batubara untuk pembangkitan listrik di Madura harus mempertimbangkan masalah pengadaannya dalam jumlah yang cukup dengan biaya yang terendah.

Infrastruktur yang harus disediakan untuk menunjang pembangunan dan operasi PLTU-Batubara yaitu mulai dari pengangkutan darat dari tambang ke pelabuhan, penyimpanan sementara dan fasilitas untuk menurunkan muatan (*unloading*) di pelabuhan, armada kapal, penanganan dan penyimpanan di PLTU dan penanganan limbah. Pembangunan prasarana ini sangatlah berat karena membutuhkan biaya yang sangat mahal dan perlu waktu-awalan (*lead time*) yang cukup jauh^[2]. Sebenarnya PLTU-Batubara dengan daya 300 MW sudah dapat bersaing dengan pembangkit lain, akan tetapi karena ongkos transport batubara sangat

memberatkan (mahal) sehingga unit pembangkit condong menjadi semakin besar, bahkan sampai 900 MW, agar harga produk listriknya bersaing^[2].

Harga pasokan batubara sangat bergantung pada ongkos transportasi dan tersedianya armada transportasi, fasilitas pelabuhan yang memadai yang harus dibangun dengan investasi dan waktu awalan yang cukup. Setelah datang di wilayah pengguna di daerah tempat PLTU berada, batubara harus diturunkan dengan menggunakan peralatan khusus ke lapangan penyimpanan yang luas untuk bisa menampung batubara yang cukup untuk operasi secara terus-menerus selama 4-6 bulan^[2].

Dalam mempertimbangkan ekonomi transport bahan bakar, hanya transport batubara yang relevan. Untuk kebutuhan suplai batubara ke Pulau Madura seandainya dibangun PLTU batubara, aspek transportasi batubara ini sangatlah penting dan harus diperhatikan. Hal ini disebabkan sumber-sumber penghasil batubara terbesar yaitu di Kalimantan dan Sumatera letaknya jauh dari Pulau Madura. Ini akan mengakibatkan ongkos pengadaan batubara menjadi sangat mahal, karena kebutuhan batubara untuk PLTU batubara setiap harinya sangatlah besar. Sebagai gambaran, sebuah PLTU berdaya 2000MW membutuhkan kira-kira 5 juta ton batubara per tahun atau kira-kira 20 ribu ton per hari selama 250 hari setahun^[5]. Batubara dapat diangkut melalui jalan darat, rel kereta api (KA) dan laut. Transport batubara lewat jalan darat digunakan hanya untuk pembangkit berkapasitas kecil. Transportasi laut dibatasi untuk pembangkit listrik yang terletak di tepi sungai atau tepi laut. Transportasi batubara melalui rel KA adalah paling umum dan alat transport penting. Akan tetapi transportasi batubara melalui darat, rel KA dan laut ini masih sangat terbatas dan membutuhkan biaya yang sangat mahal. Oleh karena itu saat ini juga sedang dipelajari untuk memakai teknologi *Coal Water Fuel (CWF)*, dimana batubara dapat ditransportasikan melalui pemipaan. Teknologi ini masih dalam penelitian pada skala pilot.

Untuk keperluan di Pulau Madura, batubara-nya bisa didatangkan dari Sumatera atau Kalimantan. Produsen batubara terbesar di Sumatera, yaitu PT. Bukit Asam menjual batubara bernilai panas (*calorific value*) 6.900 kcal/kg dengan harga Rp. 82.000/ton (th. 1997). Sementara PT. Arutmin, produsen batubara terbesar di Kalimantan menjual batubara bernilai panas 6.800 kcal/kg dengan harga US\$ 25,54/ton^[1]. Kalau ditinjau dari kedekatan sumber, pembangunan PLTU batubara di Pulau Madura sebaiknya mendatangkan batubara-nya dari Kalimantan.

Masukan harga batubara yang dipakai dalam program DEEP 2.0 adalah sebesar US\$ 50/TCE, atau US\$ 1,706/GJ. Sementara itu harga batubara untuk PLTU Paiton adalah Rp. 220.000/ton, atau US\$ 24,4/ton, sehingga untuk menjadi masukan ke program DEEP 2.0 masih diperlukan data panas bakarnya. Eskalasi batubara diambil 1%/tahun.

III.3. NUKLIR

III.3.1. Potensi

Energi nuklir ini telah banyak memainkan peranan yang sangat penting dalam pemasok listrik dunia dan merupakan sumber listrik utama pada sejumlah negara misalnya USA dan Perancis. Pengalaman operasi PLTN selama ini menunjukkan hasil yang cukup mengesankan, yakni PLTN dapat beroperasi dengan aman, handal dan dapat bersaing dari segi ekonomi dengan pembangkit konvensional. Berdasarkan data yang diperoleh dari bulletin IAEA tahun 2000^[6], akhir tahun 1999 ada 433 pembangkit energi nuklir yang beroperasi di dunia. Mereka mewakili 350 GW(e) atau 16% dari total kapasitas listrik di dunia. Amerika Serikat merupakan negara terbanyak yang membangun PLTN dimana terdapat 104 reaktor dengan kapasitas 97.145 MWe. Perancis merupakan urutan kedua terdapat 59 reaktor dengan kapasitas 63.103 MWe. Jepang merupakan negara ketiga terbesar dengan 53 reaktor mempunyai kapasitas 43.691 MWe. Sampai saat ini, Indonesia baru dalam taraf penelitian dibidang energi nuklir sehingga reaktor nuklir yang ada adalah baru sebatas reaktor riset seperti yang dimiliki BATAN yang terdapat di Yogyakarta, Bandung dan Serpong. Beberapa studi kelayakan untuk pembangunan PLTN di Indonesia sedang dilaksanakan yaitu di Semenanjung Muria, Jepara, Jawa Tengah dan di Pulau Madura yang akan dipasangkan dengan pabrik desalinasi.

Penggunaan energi nuklir memerlukan isotop-isotop fisil, terutama U-235. Kiranya eksplorasi dan penambangan mineral uranium merupakan langkah pertama ke arah pembuatan bahan bakar nuklir. Indonesia sendiri mempunyai cadangan uranium alam yang cukup banyak yang terletak di Kalan (Kalimantan Barat).

Dalam studi kelayakan pembangunan pabrik listrik dan air di Pulau Madura, pembangkit nuklir yang dipilih adalah PLTN jenis SMART (*System integrated Modular Advanced Reactor*). PLTN jenis SMART adalah PLTN berkapasitas kecil yaitu 100 MWe yang dikembangkan oleh KAERI, Korea Selatan. Saat ini PLTN jenis SMART ini belum beroperasi secara komersial dan masih dalam tahap penelitian dan pengembangan.

III.3.2. Jaminan Penyediaan Bahan Bakar Nuklir (BBN) SMART

PLTN seperti juga pembangkit yang lain, membutuhkan biaya investasi yang besar. Ongkos modal PLTN jauh lebih tinggi dibandingkan dengan pembangkit yang lain. Akan tetapi, pada saat beroperasi PLTN memerlukan biaya bahan bakar yang rendah dibandingkan dengan pembangkit yang lain. Hal ini dikarenakan BBN sangat kompak dan mempunyai kandungan energi yang besar dibandingkan dengan bahan bakar fosil ataupun minyak. Biaya bahan bakar yang rendah ini menjadikan biaya produksi listrik PLTN akan kompetitif terhadap pembangkit lain.

Berbeda dari pasokan batubara, pasokan BBN tidak atau sedikit mempersoalkan jarak dari sumbernya, karena pasokannya cukup setahun atau satu setengah tahun sekali, jumlahnya hanya puluhan ton per tahun. Penanganan BBN memerlukan kemampuan teknologi yang canggih, SDM yang terdidik dan terlatih, serta pengawasan nasional dan internasional

yang ketat. Penggunaannya di suatu wilayah sangat dipengaruhi oleh penerimaan masyarakat (*public acceptance*) setempat. Juga, dari sudut pandang ketidaktergantungan fluktuasi harga dan ketersediaan pasokan energi, energi nuklir mempunyai keuntungan yang besar atas bahan bakar fosil jika harus diimpor. Alasannya bahwa suatu PLTN memerlukan jumlah bahan bakar kecil yang dapat disediakan terhitung murah dan pemilik instalasi dapat dengan mudah dan ekonomis menyimpan bahan bakar untuk beberapa tahun kebutuhan mendatang^[2].

Menurut penjelasan dari pejabat KAERI^[8], teras reaktor SMART diisi dengan assembling bahan bakar (*fuel assemblies*) yang spesifik yang didasarkan pada teknologi KOFA (*KO*rean *Fuel Assembly*). Teknologi KOFA secara komersial diproduksi oleh KNFC (*Korean Nuclear Fuel Company*), adalah teknologi disain bahan bakar nuklir yang mengadaptasi teknologi disain bahan bakar nuklir dari berbagai pemasok. Diasumsikan bahwa KNFC mengirim sejumlah BBN pertama kali, spesifikasi lengkap assembling bahan bakar dan komponen-komponen teras akan juga dikirim, sehingga komponen bahan bakar atau teras untuk pengisian kembali dimasa mendatang dapat diperoleh dari pemasok yang lain termasuk kalau memungkinkan juga dari pemasok domestik.

Pengiriman bahan bakar secara normal dijalankan sesuai dengan jadwal sebagai berikut: Jumlah total UF₆ yang diperlukan untuk *full batch* pertama akan diberitahukan ke konsumen sekitar 30 bulan sebelum dipasok. UF₆ akan dikirim ke pemasok (KNFC) 12 bulan sebelum pemasokan bahan bakar yang ditetapkan. Itu akan mengambil waktu 6 sampai 9 bulan bagi pemasok untuk membuat bahan bakar, tergantung pada beban pekerjaan di pabrik, dan sekitar 3 bulan untuk pengapalan dan transpor bahan bakar dalam keadaan normal. Pengapalan dan pengiriman bahan bakar sekitar 3 bulan ini dilakukan sebelum pengisian bahan bakar ke dalam teras reaktor.

Cara terbaik untuk menjamin pasokan BBN tepat pada waktunya adalah dengan penjadwalan yang teliti dan hati-hati, diantaranya dengan mempertimbangkan kapasitas pabrik fabrikasi, ketidaktentuan dalam transportasi produk-produk lanjutan yang berbeda, dan pasokan suku cadang. Dalam kasus keterlambatan dalam pembuatan bahan bakar yang tidak diharapkan, berbagai pilihan bisa diambil misalnya dengan meningkatkan pergantian jam kerja ataupun lembur. Lama pengiriman dapat diperpendek dengan pengiriman melalui udara menggunakan pesawat terbang jika dipandang perlu. KNFC mempunyai pengalaman yang baik dalam pemasokan BBN dan sangat memperhatikan jadwal pengiriman dalam situasi yang berbeda dari kondisi normal. Jadi pemasokan bahan bakar akan dijamin oleh KNFC sampai ke lokasi PLTN.

Jenis PLTN yang dinominasikan dalam DEEP 2.0 adalah PLTN jenis PWR dari Republik Korea yang bisa dibangun dalam skala kecil berdaya 100 MW, yaitu SMART (*Small Modular Advanced Reactor Integrated*). Untuk masukan DEEP 2.0, ongkos bahan bakarnya adalah US\$ 5/MWh, sedangkan eskalasinya 0%/tahun.

IV. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengumpulan data dan informasi yang berkaitan dengan ketersediaan berbagai jenis bahan bakar beserta infrastruktur pendukungnya dalam menjamin ketersediaan pengadaannya dalam rangka studi kelayakan pembangunan pabrik listrik dan air di Pulau Madura dapat disimpulkan bahwa keempat jenis bahan bakar, yaitu minyak atau gas, batubara, dan BBN yang dinominasikan sebagai bahan bakar untuk PLTG, PLTGU, PLTU-Batubara dan PLTN mempunyai kelebihan dan kekurangan yang spesifik dalam pengadaannya. Untuk memilih bahan bakar yang terbaik bagi Madura masih perlu studi yang lebih luas, komprehensif dan mendalam dari aspek teknologi, ekonomi dan pendanaan.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Indonesian 2000, Energy Outlook & Statistics, 2000, Pengkajian Energi Universitas Indonesia, Jakarta, 2000.
- [2] KMNRT dan LIPI, Riset Unggulan Terpadu (RUT) Tahun anggaran 2001, Laporan Kemajuan Tahun Pertama: "Penilaian Ekonomi Pabrik Listrik dan Air Bersih bagi Madura", Jakarta, 2001.
- [3]. <http://www.pertamina.co.id/headoffice/hupmas/news/Pressrelease/PR2802014.htm>
- [4]. Bulletin KNI-WEC Triwulan II Juni 1996, Jakarta.
- [5]. GUPTA B.R., 1996: "Generation of Electrical Energy", New delhi, India.
- [6]. IAEA (International Atomic Energy Agency), 2000: "Climate Change and Nuclear Power", Vienna, Austria.
- [7]. <http://www.usembassyjakarta/petroleumreportIndonesia2000>.
- [8]. Pembicaraan lewat e-mail dengan Dr. Si Hwan Kim (KAERI), 2003.