

BARTER SEBAGAI PELENGKAP PENDANAAN PLTN POLA KONVENSIONAL

Mursid Djokolelono, Adiwardojo
Pusat Pengkajian Energi Nuklir

ABSTRAK

BARTER SEBAGAI PELENGKAP PENDANAAN PLTN POLA KONVEN-SIONAL.

Makalah dimulai dengan membahas kesetaraan antara pendanaan PLTN jenis ALWR dengan alternatif PLTU-gas bagi Indonesia. Bagaimana sejumlah gas yang akan dibakar selama umur hayat PLTU-gas disandingkan dengan kebutuhan dana luar negeri yang diperlukan untuk ALWR. Beberapa keunggulan pembangunan PLTN dalam partisipasi domestik dan kesempatan kerja disampaikan, yang sekali lagi memberikan dukungan terhadap introduksi PLTN di Indonesia. Data PLTN jenis GE - ABWR uprate melengkapi hitungan kesetaraan tersebut. Perbandingan ini selanjutnya memberi gambaran tentang kemungkinan suatu gagasan barter, yang dalam hal ini peralatan PLTN dan bahan-bakar nuklir ditukar-kkan dengan sejumlah bahan-bakar gas. Dijelaskan tentang suatu konsep pertukaran (barter) tersebut pada masa pembangunan PLTN, di mana sejumlah gas dan/atau batubara dibarterkan sebagai ganti pembayaran periodik (disbursement). Disimpulkan bahwa karena akan diperoleh penghematan dalam bunga selama pembangunan (IDC), maka pola barter ini dapat berfungsi melengkapi (komplementer) terhadap pendanaan PLTN secara konvensional, dalam rangka meringankan beban hutang luar negeri Pemerintah.

ABSTRACT

A BARTER SCHEME AS COMPLEMENT TO NPP CONVENTIONAL FINANCING. The paper starts with a discussion of seeking equivalent values in ALWR nuclear plant construction & operation and in the operation of a gas-fired combined-cycle plant. Foreign currency requirement of an NPP for its construction as well as operation turns out to be less than the export value of LNG consumed for producing equivalent electricity by a gas-fired combined cycle plant. Some advantages of NPP introduction in the value and opportunity of domestic participation and in the job opportunities are mentioned, which again justify the NPP introduction in Indonesia. The data of GE-ABWR operation at up-rate power constitute the data for the further economic calculation. Comparison has encouraged a possibility of a barter scheme, in which the value of NPP construction and fuel is exchanged to the export of gas or coal. A concept of barter taking place during an NPP construction period is discussed, where deliveries of gas or coal are executed to replace the scheduled disbursements. It is concluded; that recognizing the gain in the reduction of IDC, a barter scheme can alleviate debt burden by complementing to the conventional financing of a NPP.

PENDAHULUAN

Dalam rangka menyiapkan tindak lanjut studi kelayakan PLTN, BATAN telah menyiapkan *Bid Invitation Specification* (BIS) bagi suatu tender internasional terbuka untuk pembangunan PLTN daya 600 - 900 MWe di semenanjung Muria. Kontrak yang dimaksudkan dengan BIS ini adalah suatu *turn-key contract* dengan pendanaan secara konvensional, yaitu dengan dana yang diperoleh dari dana perusahaan sendiri (ekuiti), kredit ekspor dan pinjaman komersial dengan garansi Pemerintah RI. Varian ini disarankan sebagai yang paling cocok bagi proyek pembangunan PLTN pertama, mengingat terbatasnya pengalaman Indonesia dalam teknologi dan pengelolaan pemba-ngunan instalasi nuklir.

Selanjutnya, sesuai kebijaksanaan Pemerintah Indonesia agar meringankan beban hutang luar negeri untuk pengembangan ketenagaan, maka partisipasi sektor swasta dalam penyediaan listrik telah dicanangkan oleh Departemen Pertambangan dan Energi. Partisipasi dilakukan dengan mengundang konsorsium perusahaan asing bekerjasama dengan mitra nasional, membangun pembangkit listrik di wilayah Indonesia untuk dapat memasok listrik ke jaringan transmisi PLN. Konsorsium ini diundang untuk membangun pembangkit listrik,

mengoperasikan dan menjual listriknya dengan harga listrik dan syarat teknik/ekonomi selama jangka waktu tertentu yang disepakati (pola BOO = build, own, operate).

Uraian tentang pembangunan PLTN di Indonesia dengan pola pendanaan BOO telah disajikan dalam "BATAN-IAEA Workshop on the Development of Organization and its Procedures for the Construction and Operation of NPP", dalam acuan [1]. Di sini pola BOO dijelaskan dan dibandingkan dengan pola pendanaan konvensional, terutama dari segi pengembangan organisasi, prosedur serta hitungan tagihan pembayaran listriknya.

Selanjutnya BATAN juga telah menyiapkan suatu studi analisis khusus untuk PLTN di Indonesia, yaitu yang dikerjakan bersama dengan konsultan PBI dan Bechtel International. Judul studi tersebut "Financing Study for the First Indonesian NPP Project". Pada waktu makalah ini ditulis, hasil analisis tersebut belum dapat disampaikan. Biarpun gagasan tentang pola barter untuk pembangunan PLTN sebenarnya telah dike-mukakan oleh Bechtel pula [2] dua tahun lalu, tetapi kajian tentang barter tidak termasuk dalam lingkup kerja studi dimaksud.

Pertengahan Maret 1997 lalu delegasi KEPCO telah mengadakan presentasi di BATAN, di mana dikemukakan gagasan pembangunan PLTN dari Korea dengan pola pendanaan kombinasi, yaitu konvensional dengan barter, untuk dapat dipelajari lebih lanjut kelayakannya. Opsi barter di sini sifatnya pelengkap, agar beban hutang selama pembangunan PLTN dapat lebih ringan. Usulan mereka ini serius, biarpun dokumen yang disampaikan masih bersifat survai dan belum ada angka komitmen apapun. Informasi opsi barter ini dianggap perlu dikemukakan dalam Seminar, agar topik yang masih hangat ini dapat dimengerti secara proporsional oleh para pelaksana program PLTN di BATAN.

PENDANAAN KONVENSIONAL: KESETARAAN

Makalah dari Bechtel Power Corporation [2] yang telah disampaikan di Serpong bulan September 1995 telah memberikan gambaran tentang perbandingan antara pembangunan suatu PLTN jenis ALWR dengan alternatif pembangunan dan pengope-rasian PLTU-gas untuk memperoleh sejumlah energi listrik yang sama. Dalam hal ini dikemukakan bahwa hasil penjualan gas yang akan dibakar untuk memperoleh energi listrik tersebut ternyata akan lebih dari cukup untuk membeayai porsi asing dari pembangunan dan pengoperasian PLTN selama 40 tahun.

Dalam Tabel 1 berikut disampaikan perbandingan dimaksud, yaitu kebutuhan dana asing untuk ALWR, sebanyak 1647 juta \$ (\$ tahun 1995). Bandingannya adalah dana asing yang diperlukan untuk membangun PLTGU-gas adalah 404 juta \$. Sedangkan konsumsi gas yang akan dibakar oleh PLTGU-gas untuk memperoleh energi listrik setara dengan operasi PLTN selama 40 tahun adalah 2472 juta \$. Oleh karena itu gabungan dari pembangunan PLTN dan ekspor LNG masih akan menyisakan dana asing sebanyak 825 juta \$.

Tabel 1. East-Asia Plant Balance of Trade Analysis Nuclear vs Fossil Foreign Currency Requirements [2]

| Foreign currency net present value at C.O. year 2002, Million (95) \$ | ALWR | ALWR plus LNG export | Domestic Gas C-C |
|---|------------|----------------------|------------------|
| Capital (front-end) | 856 | 856 | 333 |
| O & M (lifetime) * | 225 | 225 | 71 |
| Fuel (lifetime) * | <u>556</u> | <u>556</u> | --- |
| Subtotal | 1,647 | 1,647 | 404 |
| LNG export * | | <u>2,472</u> | --- |
| Net foreign currency requirements | 1,647 | - 825 | 404 |

* 40 years lifetime

Harga listrik yang diperoleh dari membakar gas memang lebih murah (3,8 cents/kWh) dibanding dari listrik ALWR sebesar 4,2 cents/kWh. Akan tetapi pemba-ngunan PLTN terhadap pembangunan PLTGU-gas memiliki keunggulan yang mengesankan:

- ALWR akan memberikan nilai partisipasi domestik yang lebih besar;
- selama pembangunan ALWR (yang 5 tahun) akan memberi peluang tenaga kerja Indonesia (2000 orang/tahun) dibanding PLTGU-gas (2 tahun, 1000 orang/tahun) termasuk pengoperasian pabrik LNG;

- selama pengoperasian diperlukan personil 5 kali lebih banyak, 20.000 orang.tahun PLTN terhadap 4.000 orang.tahun PLTGU [2].

Gagasan kesetaraan ini, yang menurut penulis Bechtel disebut dengan *balance of trade*, telah dibahas dan hitungan telah ditelusuri, baik dari asumsi yang diambil maupun dalam data yang digunakan dalam hitungannya. Hasil penelusuran dijelaskan pada sub-bab berikut.

PLTN jenis ALWR

Dalam makalah [2] disebut ALWR dengan daya 600 MWe. Memang tidak spesifik PWR atau BWR, tetapi pada daya ini hanya AP-600 yang termasuk. PLTN Tomari bisa masuk kalau dianggap sebagai Advanced LWR. ABWR telah terbukti, tetapi daya unitnya pada bentang 1000 MWe keatas. Sedang SBWR belum memperoleh sertifikasi dan sudah tidak dibantu didanai oleh Pemerintah Amerika Serikat.

Perbandingan dilakukan terhadap 400 MWe PLTGU-gas dan PLTGU-minyak yang seakan telah menghasilkan energi listrik setara dengan PLTN-ALWR selama 40 tahun. Dinyatakan bahwa pembangunan PLTGU hanya perlu 2 tahun terhadap ALWR yang 5 tahun.

PLTGU-gas di sini akan diasumsikan milik swasta dengan pola BOO, sedang. PLTN akan dimiliki oleh *Utility*, jadi dibangun dengan pola pendanaan konvensional. Namun demikian *equity* Pemerintah cukup besar, 50%, sehingga dalam hitungan discount rate untuk PLTN diperoleh 12 %/tahun. Sedang susunan permodalan PLTGU diasumsikan sedemikian sehingga diperoleh *discount rate* sebesar 20%/tahun. Jadi dalam hal ini untuk ALWR dan PLTGU akan dihitung dengan laju-diskon yang berbeda (7,21%/th terhadap 9,33%/th).

Bagi suatu PLTN agar dapat beroperasi sampai 40 tahun diperlukan *major over-haul*, misalnya penggantian *steam generator* pada PWR atau *refurbishment*. Ini belum masuk dalam deretan input. Juga cadangan bahan-bakar untuk kontinuitas operasi maupun suku cadang lainnya. Yang terakhir ini tidak disebut dalam asumsi mereka.

Biaya Pembangunan di Indonesia

Partisipasi domestik telah diandalkan sebagai faktor penyebab turunnya ongkos pembangunan dari 1650 \$/kWe menjadi 1350 \$/kWe, atau turun 18%. Sesuatu yang perlu diragukan. Ini disebabkan karena PLTN memerlukan pelatihan awal, peralatan yang modern dan canggih, material dan kemampuan kerja yang berkualitas tinggi, yang kesemuanya bersangkutan dengan investasi baru bagi mitra perusahaan pembangun dan fabrikasi di Indonesia.

Apalagi kalau pembangunannya dilakukan dengan tender lokal mengikuti Keppres 16, 1994 bagi proyek Pemerintah¹, yang memungkinkan diterimanya harga 15% lebih mahal dari harga import (dengan sudah memperhitungkan bea masuk dan pungutan impor lainnya) asal dibuat di dalam negeri, maka penurunan ini sudah tidak relevan lagi. Memang belum ada kepastian bahwa peraturan ini akan berlaku pula bagi penilaian tender PLTN.

Untuk pelaksanaan partisipasi domestik diperlukan investasi yang cukup besar, yang proporsional dengan besarnya partisipasi domestik itu sendiri. Ongkos uang dalam Rupiah di Indonesia pada masa sekarang ini ternyata sangat tinggi (apapun sebabnya), inilah kekurangan lain, sehingga produk domestik bisa menjadi tidak kompetitif dengan produk asing.

Ketersediaan dan Harga Gas

Ketersediaan gas/LNG adalah satu hal, yang berikutnya adalah harganya. Memang sementara harga gas untuk konsumsi domestik diberikan lebih rendah, yang berarti subsidi. Kelihatannya masih diperlukan subsidi ini untuk pemakaian dalam negeri agar produk domestik umumnya dapat kompetitif. Kalau memang tersedia cukup gas, sehingga Pemerintah dapat menjual gas ke luar negeri lebih mahal tanpa mengurangi komitmen yang sudah ada dan tanpa menghentikan subsidi dalam negeri, maka asumsi ini benar-benar bisa dijalankan.

Ganjalan lain adalah kebijaksanaan Pemerintah sendiri dalam menggiatkan ekspor non-migas untuk menaikkan penghasilan atau devisa negara. Sebaliknya di sini, ekspor migas disarankan untuk menghemat dana asing yang harus dibayarkan. Oleh karena itu penulis lebih menganggap *balance of trade* ini sebagai visualisasi kesetaraan. Maksudnya, dari pada membeli PLTGU dan kemudian membakar gas Indonesia, lebih baik kita tukarkan jumlah gas tersebut untuk mendanai produk teknologi mutakhir (PLTN) yang akan menghasilkan energi bersih yang setara., dengan sekaligus mengurangi beban hutang luar negeri.

¹ Juknis Pelaksanaan Keppres 16, tahun 1994. Lampiran II. SKB MenKeu dan MenNeg/KaBappenas.

Sejak tahun 1980-an sampai sekarang para perencana energi selalu berpendapat, bahwa tentunya kelangkaan kekayaan alam yang hanya sekali (minyak dan gas) di masa yang akan datang adalah riil. Oleh karenanya, mereka selalu mengasumsikan kenaikan harga minyak (dan yang sangat erat terkait, harga gas) sebesar 2 %/tahun untuk setiap perencanaan jangka panjang. Harga 2 %/th ini dalam \$ tetap (eskalasi riil), jadi dalam nilai nominal menjadi sekitar 6%/tahun. Kalau saja asumsi ini benar, maka misalnya di tahun 1985 harga minyak mentah 18 \$/bbl, di tahun 1995 sudah menjadi sekitar $1,06^{10}$ kali atau menjadi 32 \$/bbl.

Dari dahulu Batan sudah meyakini bahwa program WASP/ELECTRIC akan menghasilkan PLTN sebagai solusi optimum, a.l. kalau harga minyak naik secara riil (bukan nominal) sebesar 2%/tahun. Sudah tentu ini salah satu parameter yang harus dipertimbangkan. Bahwa kenaikan harga minyak ini tidak terjadi secepat itu adalah fakta.

KESETARAAN BAGI ABWR

Dalam "Advanced Boiling Water Reactor Technical Seminar" Juni 1995, telah dikemukakan oleh General Electric (GE) bahwa ABWR (1300 MWe) dapat bersaing dengan PLTGU-gas dan PLTGU-minyak, bahkan kalau ABWR dioperasikan bertahap: 2 tahun pertama pada 1000 MWe, tahun ke-3 pada 1100 MWe, dan baru mulai tahun ke-4 pada 1350 MWe. Istilah GE untuk opsi ini adalah *phased* ABWR, atau *uprate* ABWR [3].

Setahun kemudian pada bulan Juli 1996, GE mengungkapkan lagi keunggulan ABWR *uprate* dari 1000 - 1300 MWe dalam seminar "Application of the Advanced Boiling Water Reactor to Indonesia". Hal-hal yang dikemukakan dalam makalah GE sebelumnya di sini disajikan lagi dengan beberapa rincian dan perbaikan [4]. Kesimpulan yang dikemukakan sepintas sama, namun jelas masih banyak komponen harga dan asumsi yang tidak atau belum secara eksplisit dikemukakan.

Harga listrik yang ditawarkan

Contoh berikut adalah hasil hitungan suatu PLTN jenis ABWR yang dioperasikan dengan cara *uprate* dari operasi dengan *initial fuel* sebesar 1000 MWe, *reload* pertama 1100 MWe, *reload* kedua 1200 MWe, dan mulai *reload* ketiga dan seterusnya 1300 MWe. Masing-masing operasi makan waktu 18 bulan, termasuk waktu untuk penggantian teras. Data ekonomi dari ABWR diambil dari GE [3], [4], seperti tertera dalam tabel 2.

Tabel 2. Perbandingan masukan ABWR General Electric [3] dan [4] dengan masukan ALWR dari Bechtel [2].

| PLTN | GE [3] | GE [4] | Bechtel [2] |
|-------------------------------|--------|--------|-------------|
| | ABWR | ABWR | ALWR |
| Daya unit, MWe | 1350 | 1300 | 600 |
| tahun 1, MWe | 1000 | 1000 | 600 |
| tahun 2, MWe | 1000 | 1000 | 600 |
| tahun 3, MWe | 1100 | 1100 | 600 |
| tahun 4, MWe | 1350 | 1100 | 600 |
| tahun 5, MWe | 1350 | 1200 | 600 |
| tahun 6, MWe | 1350 | 1200 | 600 |
| Ongkos peralatan PLTN, \$/kWe | 1600 | 1450 | 1350 |
| Ongkos produksi, mills/kWh | 42 | 41 | 42 |
| Ongkos modal, mills/kWh | 31 | 30,0 | 30 |
| Ongkos O&M, mills/kWh | 6 | 6,5 | 6 |
| Ongk. bahanbakar, mills/kWh | 5 | 4,5 | 6 |

Catatan: Informasi kemudian menunjukkan daya reaktor dalam disain *uprate* naik setiap 1,5 tahun, dari batch pertama sebesar 1000 MWe, kedua 1200 MWe ketiga 1300 MWe.

Dana untuk Ongkos Bahanbakar Gas

Dalam tabel berikut disampaikan dana yang dikeluarkan untuk mengongkosi bahanbakar untuk operasi PLTGU-gas selama 40 tahun, hasil hitungan penulis dengan data masukan baru (terkoreksi) dari [4]. Besarnya nilai bergantung dari harga gas itu sendiri dan bagaimana uang itu dihargai berubah dengan waktu (*cost of money*). Kalau diambil *discount rate* nominal 4%/th berarti ongkos yang dikumpulkan sudah diperhitungkan terhadap inflasi. Tetapi inflasi saja,

belum harga uangnya. Kalau 5-6 %/th berarti uang dianggap seperti dana pemerintah yang berbunga lebih tinggi sedikit dari inflasi (atau dari pinjaman lunak, *soft loan*). Sedang *discount rate* sekitar 11.5 %/th berarti uang berkembang seperti dalam perusahaan *public utility*, dan lebih dari 13 %/th berarti uang berkembang seperti pada perusahaan swasta (IPP).

Karena dalam perbandingan di sini gas akan dianggap sebagai komoditi ekspor, maka harga kumulatifnya tidak dikaitkan dengan *discount rate* dari perusahaan PLTGU-gas. Di sini *discount rate* dalam menghitung harga kumulatif gas, yang di tahun 1995 sebesar 2,5 \$/MMBTU, diambil sebesar 4 %/tahun, yaitu sebesar inflasi harga \$ itu sendiri seperti yang tertera dalam tabel 3.

Tabel 3. Penilaian Kesetaraan

| | Pembangkit | ABWR uprate | PLTGU-gas |
|---|---|----------------|-----------|
| 1 | Daya unit, MWe | 1000-1300 | 400 |
| 2 | Energi listrik selama 40 tahun, GWh | 380491 | 112128 |
| 3 | Ongkos Total ABWR selama 40 tahun, 10 ⁶ (95)\$ | 12870 | |
| | a. ongkos pemb. s/d 2004 tanpa IDC, porsi asing 60% , 10 ⁶ (95)\$ | 1744 | |
| | b. komponen O&M 40% , 10 ⁶ (95)\$ | 1009 | |
| | c. 100% bb.nuklir, 10 ⁶ (95)\$ | 1712 | |
| | a+b+c = keperluan dana asing, 10 ⁶ (95)\$ | 4446 | |
| 4 | Ongkos bb-gas selama 40 tahun, 10 ⁶ (95)\$ | | 2376 |
| 5 | Ongkos bb-gas selama 40 tahun, 3 unit, 10 ⁶ (95)\$ | | 7128 |

Tabel di atas menunjukkan angka-angka dari operasi ABWR uprate 1000-1300 MWe. Terlihat bahwa, pertama, jumlah energi yang dihasilkan satu unit ABWR 1000 MWe uprate (380491 GWh) adalah 3,4 kali lebih banyak daripada yang dihasilkan satu unit PLTGU-gas 600 MWe (112128 GWh). Oleh karena itu dalam penilaian ini dapat disandingkan dengan 1 ABWR uprate terhadap 3 unit PLTGU-gas.

Kedua, bahwa bahwa ongkos bb. gas selama 40 tahun (sebesar 10997 juta \$) dapat menutup komponen asing dari ABWR (8899 juta \$), akan tetapi belum cukup untuk menutup ongkos totalnya (komponen asing dan lokal sebesar 12870 juta \$).

Hitungan di atas didasarkan pada harga gas untuk PLTGU-gas sebesar 2,5 \$/MMBTU di tahun 1995, dan dinyatakan dalam \$ tetap. Harga gas ini dianggap naik 2 %/tahun (atau 6 %/tahun nominal). Sebenarnya harga ini untuk ekspor belum pasti. Pada acuan [3] tertera ramalan DRI dan CERA bahwa harga di tahun 1996 sekitar 1,9 sampai dengan 2.1 \$/MMBTU. Menurut ramalan DRI harga ini akan naik dengan laju sekitar 3%/th nominal sampai tahun 2000, selanjutnya akan naik lagi dengan laju lebih dari 6%/th nominal. Sedang ramalan CERA lebih lamban, yaitu tetap 1,9 \$/MMBTU sampai tahun 2000, tetapi naik dengan laju 6,5 %/th dari tahun 2000 - 2005 dan selanjutnya naik dengan laju 6 %/th.

Dalam hitungan sensitivitas telah dilakukan dengan mengubah eskalasi harga gas dari 2%/th turun ke 1 %/tahun. Diperoleh bahwa pada eskalasi harga gas 1 %/th, nilai uang dari gas tidak akan mencukupi untuk mendukung komponen asing seluruh biaya ABWR selama 40 tahun. Titik impasnya adalah eskalasi 1,3 %/th.

Perhitungan sensitivitas tentu perlu dilakukan tidak hanya di pihak PLTGU-gas tetapi juga pada bagian ABWR. Ongkos pembangunan ABWR tentulah merupakan besaran yang sangat menentukan. Selanjutnya pangsa (persentase) komponen asing, yang dalam hitungan ini telah diambil dari asumsi GE sebesar 60% untuk modal berarti partisipasi domestik dalam pendanaan telah mencapai 40%. Angka ini dinilai sangat optimis. Walaupun demikian pengaruh komponen asing sampai 80 %, apabila parameter lain sama, masih pas menutup (impas).

PENDANAAN BARTER

Dalam bab 3 telah dibandingkan besarnya dana asing, yang diperlukan selama pembangunan dan operasi PLTN, dibandingkan dengan harga gas yang diperlukan untuk

menghasilkan listrik PLTN selama 40 tahun. Perbandingan itu memberikan ide tentang pertukaran dana asing dengan *revenue* (uang masuk) dari ekspor gas Indonesia. Dalam bab 4 ini akan diberikan gambaran, jika yang ditukarkan adalah gas untuk pembayaran sebagian biaya pembangunan PLTN.. Pola barter yang dibicarakan di bawah ini akan mencakup pembayaran/pertukaran selama pembangunan PLTN saja, yaitu sekitar 6-7 tahun.

Batasan

Pengertian imbal-beli (*counter-purchase, atau counter-trade*), yang biasanya dikaitkan dengan pembelian dari luar negeri dengan kredit ekspor, menunjuk suatu kewajiban penjual untuk mencarikan perusahaan di negaranya agar dapat membeli (mengimpor) komoditi dari negara pembeli sejumlah nilai yang setara. Dalam pola konvensional ini pembeli PLTN, Indonesia, harus membayar (kepada kontraktor utama) pekerjaan/komponen PLTN dengan uang, atau dari hutang, sesuai jadwal *disbursement* yang disepakati. Begitu pula pembayaran dari perusahaan asing yang mengimpor komoditi Indonesia dari imbal-beli, akan membayar dengan uang. Sedang komoditi Indonesia yang akan mereka impor nanti bisa dipilih sesuai dengan spesifikasi yang disepakati.

Sedangkan dalam definisi barter dimaksudkan adanya suatu tukar-menukar antara satu komoditi dari satu pihak dengan komoditi lain dari pihak lain dalam jumlah yang disetujui bersama. Jadi dalam pengertian barter yang murni tidak akan ada uang yang terlibat dalam setiap transaksi, yang ada adalah pengiriman komoditi serta berbagai dokumen dan pengaturan antar negara.

Karena dalam pola barter tidak ada pengertian hutang, maka pengertian bunga juga tidak ada. Oleh karena itu faktor IDC (*Interest During Construction*) dalam pembangunan PLTN dengan pola ini sudah tidak relevan lagi. Namun demikian, dalam menyusun perjanjian, kemungkinan terjadinya kenaikan harga setiap komoditi, maupun risiko dalam *delivery* komoditi merupakan faktor yang ikut menjadi pertimbangan. Misalnya laju eskalasi harga bahan-bakar tentulah tidak harus sama dengan laju eskalasi material dan upah kerja dalam kurun waktu perjanjian barter. Oleh karenanya berbagai dalam perjanjiannya akan tercantum pula ongkos untuk meliputi risiko ini.

Barter selama Pembangunan

Dalam pola pendanaan pembangunan secara konvensional dengan kontrak putar kunci, mula-mula kepada kontraktor utama akan dibayarkan sejumlah *down payment* (15%) serta *disbursement* pertama yang disesuaikan dengan prestasi pekerjaan. Baru kemudian secara berkala kontraktor utama akan dibayar *disbursement* lanjutannya, sesuai dengan jadwal.

Gagasan barter oleh KEPCO [5] menyebutkan bahwa pembayaran dari sebagian *disbursement* dilakukan secara barter, sekitar 50%. Sedang sisa 50% lagi masih dibayarkan secara konvensional, dalam bentuk uang (hutang dengan kredit ekspor, dsb.). Untuk PLTN dari KEPCO ini, menurut mereka, masih diperlukan komponen teras yang harus diimpor dari negara lain atau diperlukan untuk pembayaran *royalties*. Inilah sebabnya, mengapa pangsa barter hanya 50 % saja.

Diberikan gambaran kasar, bahwa PLTN yang ditawarkan adalah 2 x 1050 MWe, untuk mulai beroperasi tahun 2006. Pendanaan pembangunan sesaat memerlukan 1710 \$/kWe atau 3600 juta \$. Selama pembangunan yang 7 tahun akan ada IDC sebesar 400 juta \$, sehingga seluruh biaya yang diperlukan menjadi 4000 juta \$. Jumlah inilah yang akan diringankan dengan cara 2000 juta \$ atau 50% dalam dana konvensional (ekuiti, ekspor kredit, hutang komersial, dll.) dan sisanya dalam barter.

KEPCO bahkan menyebut keinginan untuk dapat mengimpor (barter) lebih dari untuk keperluan PLTN (untuk *security of supply*), yaitu LNG sebesar 2114 juta \$ ditambah batubara 535 juta \$. Di lain pihak, angka mereka untuk IDC hanyalah 400 juta \$, ini cukup rendah, mungkin karena sebagian *disbursement* dianggap akan didanai pula dari ekuiti. Dalam presentasi mereka, angka-angka tersebut disampaikan memang bukan untuk dianggap sebagai *commitment*, tetapi sekedar penjelasan awal.

Gambaran Besar IDC

Untuk memberikan gambaran tentang besarnya IDC, penulis mengambil *exercise* berikut. Sebuah PLTN 2 x 1050 MWe, dibangun selama 7 tahun dengan ongkos sesaat 1714 \$/kWe, atau 3,6 triliun \$ (\$ tahun 1996). Untuk pembangunan ini telah dijadwal *down payment*

15% dibayar dari ekuiti, sisanya dibayar dari hutang semua (tidak ada yang dari ekuiti). Hutang ini sebenarnya bermacam-macam, tetapi disederhanakan seakan-akan memerlukan bunga rata-rata (*discount rate*) 10 %/th. Selama 7 tahun pem-bangunan ini, di luar *down payment*, ada 7 pembayaran *disbursement*, dari awal masing-masing: 4%, 10%, 18%, 21%, 18%, 10% dan 4%.

Maka, kalau saja bagian yang akan dibayarkan menurut pola barter tidak ada, jadi dengan pola peminjaman konvensional semata, maka IDC yang diperhitungkan dalam hutang dengan bunga rata-rata 10 %/a, adalah 40,7 % terhadap 3,6 triliun \$ atau 1465 juta \$. Jadi sebenarnya besaran IDC yang dipertimbangkan sangatlah substansial.

Dalam pola barter, di mana 50 % *disbursement* dibayar secara barter pada waktunya, maka IDC yang harus diperhitungkan dalam hutang hanyalah 50%-nya pula (proporsional), yaitu 20,4 % atau 733 juta \$. Dalam Tabel 4 terlihat bahwa penurunan IDC terhadap pangsa (*share*) barter menurun secara proporsional. Angka IDC untuk masa pembangunan yang lama (7 tahun), sangat peka pada asumsi bunga pinjaman dan jadwal *disbursement*.

Selanjutnya, dengan barter sebesar 50% (IDC sebesar 733 juta \$) dan jika sebagian IDC dibayar dengan modal milik (ekuiti) sebesar 333 juta \$, maka IDC tinggal 400 juta \$. Memang ada pilihan: IDC digabungkan dengan hutang (*capitalized*), jadi beban hutang bertambah, atau IDC sebagian/seluruhnya dibayar setiap kali dilakukan *disbursement*. Ini kalau perusahaan pemilik PLTN mempunyai ekuiti sebesar itu, atau tersedia dana berbunga rendah. Sebab dana ekuiti toh harus memberi *return* juga, hanya waktunya bisa belakangan.

Tabel 4: IDC menurut pangsa barter, dalam % terhadap ongkos pembangunan sesaat dan juta \$ (\$ tahun 1996)

| barter | IDC, % dan juta \$, 10 %/a disc. rate | |
|--------|---------------------------------------|---------|
| | % | juta \$ |
| 0 % | 40,7 | 1465 |
| 25 % | 30,5 | 1099 |
| 50 % | 20,4 | 733 |

Dalam Tabel 5 ditunjukkan kepekaan IDC terhadap suku-bunga rata-rata (*discount rate*) sebesar 8 %/th, 10 %/th dan 12 %/th. Pengaruhnya terlihat sebagai hampir proporsional.

Tabel 5: IDC menurut pangsa barter dan *discount rate*
 Dalam % terhadap ongkos pembangunan sesaat dan juta \$ (\$ tahun 1996)

| Pangsa barter | IDC, % dan juta \$ | | | | | |
|---------------|--------------------|---------|-------------------|---------|-------------------|---------|
| | 8 %/a disc. rate | | 10 %/a disc. rate | | 12 %/a disc. rate | |
| | % | juta \$ | % | juta \$ | % | juta \$ |
| 0 % | 31,4 | 1130 | 40,7 | 1465 | 50,7 | 1824 |
| 25 % | 23,6 | 848 | 30,5 | 1099 | 38,0 | 1368 |
| 50 % | 15,7 | 565 | 20,4 | 733 | 25,3 | 912 |
| 75 % | 7,9 | 283 | 10,2 | 366 | 12,7 | 456 |

Penyiapan Lanjutan

Agar gagasan ini dapat dilaksanakan memang banyak yang masih perlu dijajaki dan disiapkan. Sepintas, jika dibandingkan dengan pendanaan konvensional murni yang sudah merupakan suatu mega-proyek, masih diperlukan tambahan pengaturan tentang pelaksanaan dan pembayaran barter. Ini tidak saja menajamkan apa (berapa, kapan, bagai-mana, nilai berapa) yang kita ingin barterkan, tetapi juga peraturan dan kebijaksanaan yang harus diikuti. Jelas kajian ini akan bersifat multi-disiplin dan antar-instansi.

Seperti telah disebut di paragraf 4.1., setiap proyek investasi tentu memper-timbangkan berbagai risiko yang akan dapat mengganggu kelancaran jadwal dan besarnya dana yang terlibat. Kelambatan kemajuan di lapangan misalnya, akan menyebabkan pengiriman komoditi yang sudah dijadwal berarti pembayaran lebih. Sebaliknya, kelambatan dalam pengiriman komoditi akan berarti pembayaran terlambat, dan berarti kekurangan. Begitu pula risiko

perubahan harga komoditi dalam jangka waktu yang cukup lama perlu diantisipasi dalam perjanjian.

Oleh karena itu pula makalah KEPCO [5] telah menyarankan butir-butir yang perlu dikaji lebih lanjut khusus yang menyangkut barter, sebagai berikut:

- *scope and purpose, validity period;*
- *total value and trade volume, quality standard;*
- *shipments & schedule, pricing basis;*
- *payment procedures & operational review;*
- *credits and overdrafts, settlement framework;*
- *liability, dispute settlement, force majeure.*

KESIMPULAN

Besarnya kebutuhan dana asing untuk keperluan pembangunan, operasi dan bahan-bakar selama 40 tahun hayat PLTN masih lebih rendah dari pada nilai ekspor gas yang akan dibakar pada PLTGU-gas untuk jumlah listrik yang sama. Kesetaraan ini telah ditunjukkan oleh PLTN jenis ALWR (600 MWe) dan khususnya ABWR-uprate, seperti dilukiskan dalam makalah [2], [3] dan [4].

Hitungan kesetaraan (*balance of trade*) dengan komoditi gas dalam pendanaan PLTN ini telah mendorong kajian tentang pola barter. Karena dengan pola barter ini tidak ada pengertian hutang, maka IDC (bunga selama pembangunan) sudah tidak ada lagi, sepanjang *delivery* komoditi dilaksanakan sesuai jadwal.

Sampai saat ini opsi yang ditawarkan oleh KEPCO adalah kombinasi pola konvensional dengan barter, di mana pangsa barter adalah 50 %. Sedang komoditi yang ditukarkan adalah gas dan/atau batubara, yang disampaikan sesuai dengan jadwal *disbursement* dalam masa pembangunan. Kombinasi ini akan mengurangi beban hutang luar negeri Pemerintah selama pembangunan PLTN, karena berkurangnya hutang akibat berkurangnya bunga selama pembangunan (IDC).

Namun dimengerti bahwa dengan pola barter ini, telah diambil asumsi bahwa Pemerintah masih memiliki komoditi gas, minyak atau batubara dalam jumlah cukup, di atas dari jumlah yang diekspor secara rutin. Sedang sampai berapa jauh akan dapat tersedia dana ekuiti masih perlu kesepakatan asumsi. Begitu pula biaya untuk menutupi berbagai risiko yang timbul, perubahan harga komoditi di pasar bebas dan risiko dalam penyampaian (*delivery*), akan menjadi pertimbangan penting. Ini semua merupakan "pekerjaan rumah" yang perlu ditangani dalam melanjutkan langkah pada arah opsi barter ini.

DAFTAR PUSTAKA

1. MURSID DJOKOLELONO - "Varian Proyek PLTN Pola Konvensional dan Pola BOO". Disajikan dalam BATAN-IAEA Workshop on the Development of Organization and its Procedures for the Construction and Operation of NPP. Jakarta, 21 Oktober s/d 1 Nopember 1996
2. LANGMO, A. - "East-Asia Nuclear/Fossil Power Plant Economic Comparison". Nuclear Business Line. Bechtel Power Corporation. Disajikan pada Seminar III Teknologi dan Keselamatan PLTN. Serpong, Agustus 1995.
3. ZENNER, F. MATTHEW - "Economics of 1000 MWe ABWR". GE Nuclear Energy. Advanced Boiling Water Seminar, June 1995.
4. REDDING, JOHN R. - "ABWR Economics & Financing". GE NuclearEnergy. Seminar on Application of the Advanced Boiling Water Reactor to Indonesia. July 23-24, 1996.
5. KEPCO - "Nuclear Power Plant Construction Counter Trade Review. March 1997.