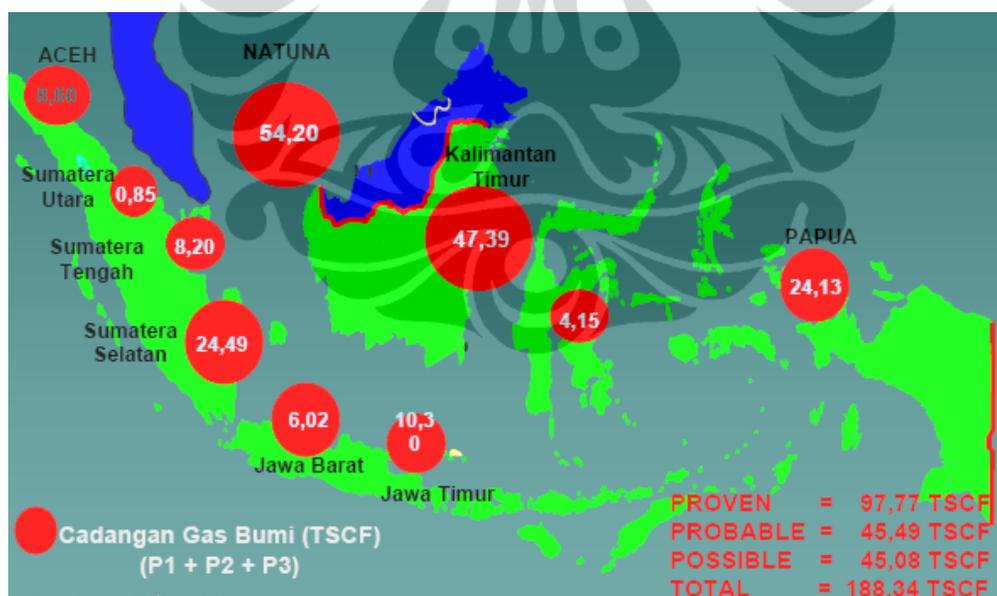


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 GAS BUMI DI INDONESIA

Cadangan gas bumi Indonesia merupakan 1.5% dari total cadangan terbukti di seluruh dunia⁴. Data dari Ditjen Migas di bawah menunjukkan bahwa total cadangan gas Indonesia pada tahun 2004 adalah sebesar 188.34 trillion cubic feet (TCF), terdiri dari 97.77 TCF cadangan terbukti, dan 90.57 TCF potensial. Gambar 2.1 di bawah ini juga menunjukkan bahwa cadangan gas besar banyak tersebar di luar Pulau Jawa, baik terletak di darat maupun lepas pantai.

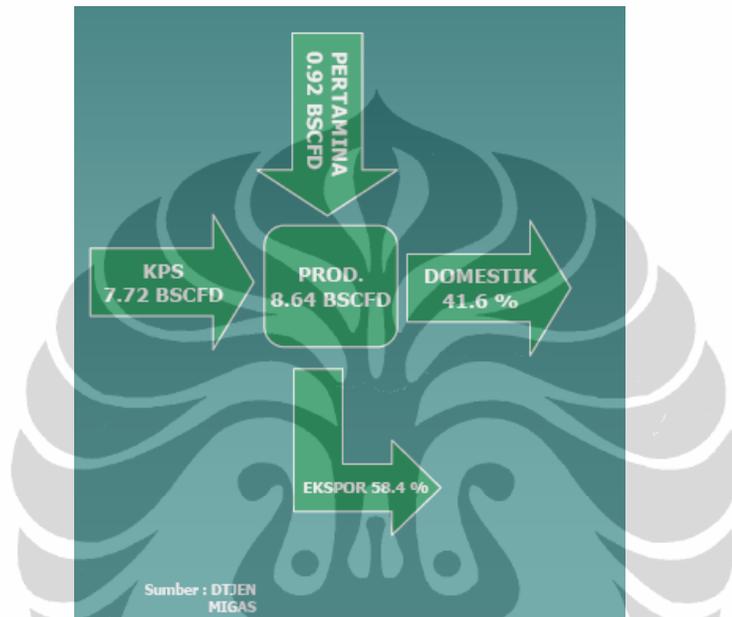


Sumber: Ditjen Migas

Gambar 2.1 Cadangan Gas Bumi di Indonesia

⁴ BP Statistics, *Natural Gas Section 2006*.

Gas yang diproduksi dalam negeri sebagian besar berasal dari Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) asing. Seperti yang dapat terlihat pada Gambar 2.2 di bawah, gas hasil produksi KKKS pada tahun 2004 mencapai 7.72 BSCFD, sedangkan gas produksi Pertamina sebesar 0.92 BSCFD.



Gambar 2.2. Produksi Gas Nasional serta Penggunaan Domestik dan Ekspor pada Tahun 2004

Namun sayangnya, di tengah kebutuhan energi dalam negeri yang cukup besar, sebagian besar gas yang diproduksi di dalam negeri yaitu sebesar 58.4% justru diekspor, yang disebabkan oleh hal-hal sebagai berikut.

- Harga ekspor gas lebih tinggi daripada harga pemasaran dalam negeri sehingga sebagian besar gas Indonesia diekspor. Kemampuan / daya beli konsumen dalam negeri terhadap gas masih rendah dan belum adanya insentif ekonomi baik fiskal maupun non fiskal yang komprehensif untuk pemakaian gas dalam negeri
- Akses masyarakat terhadap penggunaan energi gas masih rendah karena belum tersedianya infrastruktur yang memadai.

Sekitar 80% ekspor gas Indonesia berupa LNG sedangkan 20% sisanya berupa gas pipa. Ekspor gas dari Indonesia merupakan kontrak penjualan jangka panjang untuk memasok gas ke negara-negara Asia. Ekspor LNG ditujukan ke Jepang, Korea, dan Taiwan. Sedang ekspor gas pipa ditujukan ke Singapura dan Malaysia.

2.2 LNG DI INDONESIA

Diketemukannya cadangan gas yang cukup besar di lapangan Bontang, Kalimantan Timur dan lapangan Arun di Aceh mendorong Indonesia untuk memasuki perdagangan LNG dunia. Pengembangan kedua lapangan tersebut menjadi proyek LNG kelas dunia menempatkan Indonesia sebagai eksportir LNG terbesar dan memberikan pondasi yang kuat untuk perdagangan LNG di kawasan Asia Pasifik.

Bontang memproduksi LNG sejak tahun 1977, yang diikuti oleh Arun pada tahun 1978. Sejak saat itu volume ekspor LNG Indonesia terus tumbuh secara signifikan. Kilang LNG Bontang memiliki 8 *train* dengan kapasitas produksi tahunan mencapai 22.5 mmtpa. Hingga saat ini telah terdapat delapan kontrak penjualan LNG jangka panjang untuk pengiriman ke Jepang, Korea, dan Taiwan. Lebih dari 3.6 bcf gas per hari dapat diolah dan dikirim ke Bontang dari lapangan-lapangan sekitar yang dioperasikan oleh Vico, Total E&P, dan Chevron Indonesia. Lebih dari 5000 kargo telah dikirimkan. Sedangkan di Kilang LNG Arun memiliki 3 *train* LNG dengan kapasitas produksi saat ini sekitar 6.4 mmtpa. Sudah lebih dari 4000 kargo LNG telah dikirim dari lapangan Arun sejak beroperasinya kilang LNG Arun pada tahun 1978. Setelah mencapai puncaknya pada tahun 1995, produksi LNG Arun mengalami penurunan. Tabel 2.1 di bawah ini menunjukkan komitmen kontrak penjualan LNG Indonesia dari Bontang dan Arun.

Tabel 2.1 Komitmen Kontrak LNG dari Bontang dan Arun

Negara Tujuan	Pembeli	Jumlah Kontrak (MTPA)	Periode Kontrak	Keterangan
Japan	Kansai Electric Power Co	2,56	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Chubu Electric Power Co	2,14	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Kyushu Electric Power Co	1,55	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Osaka Gas	1,30	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Nippon Steel	0,54	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Toho Gas	0,06	1977-2010	Arun/Badak (CIF)
	Chubu Electric Power Co	1,68	1983-2011	Plus 8 tahun sejak 1995
	Kansai Electric Power Co	0,89	1983-2011	Plus 8 tahun sejak 1996
	Osaka Gas	0,45	1983-2011	Plus 8 tahun sejak 1997
	Toho Gas	0,56	1983-2011	Plus 8 tahun sejak 1998
	Tohoku Electric Power Co	3,00	1994-2013	Arun (FOB)
	Tokyo Electric Power Co	0,51	1994-2014	Arun (FOB)
	Osaka Gas	1,10	1996-2015	Ditandatangani 1983
	Tohoku Electric Power Co	0,85	1996-2015	Arun (FOB)
	Tokyo Electric Power Co	0,15	1984-2004	Arun (FOB)
	Tokyo Gas	0,92	1984-2004	Badak (FOB)
	Toho Gas	0,10	1994-2014	Ditandatangani 1983
Hiroshima Gas	0,08	2005-2010	Badak (CIF)	
Nippon Gas	0,05	2005-2010	Badak (CIF)	
Total Japan		18,49		
Korea Selatan	Korea Gas	2,30	1986-2007	Arun II (CIF) (20% Badak)
	Korea Gas	2,00	1994-2014	Badak- Korea I (FOB)
	Korea Gas	1,00	1998-2017	Badak V (FOB)
Total S. Korea		5,30		
Taiwan	Chinese Petroleum Co	1,57	1990-2010	Badak II (CIF)
	Chinese Petroleum Co	1,84	1998-2017	Badak IV (CIF)
Total Taiwan		3,41		

Sumber: Hanan Nugroho

Penemuan cadangan gas besar di Tangguh pada tahun 1990-an telah memberikan harapan bagi Indonesia untuk mempertahankan keamanan pasokan LNG setelah Bontang dan Arun mendominasi produksi LNG di Indonesia selama bertahun-tahun. Lapangan gas Tangguh memiliki 14.4 TCF cadangan gas terbukti. Dari dua *train* pertamanya, kilang Tangguh akan memproduksi sekitar 7.65 mmtpa LNG. Empat kontrak penjualan LNG dari lapangan Tangguh telah ditandatangani, seperti dapat dilihat pada Tabel 2.2 berikut.

Tabel 2.2 Kesepakatan Penjualan LNG Tangguh

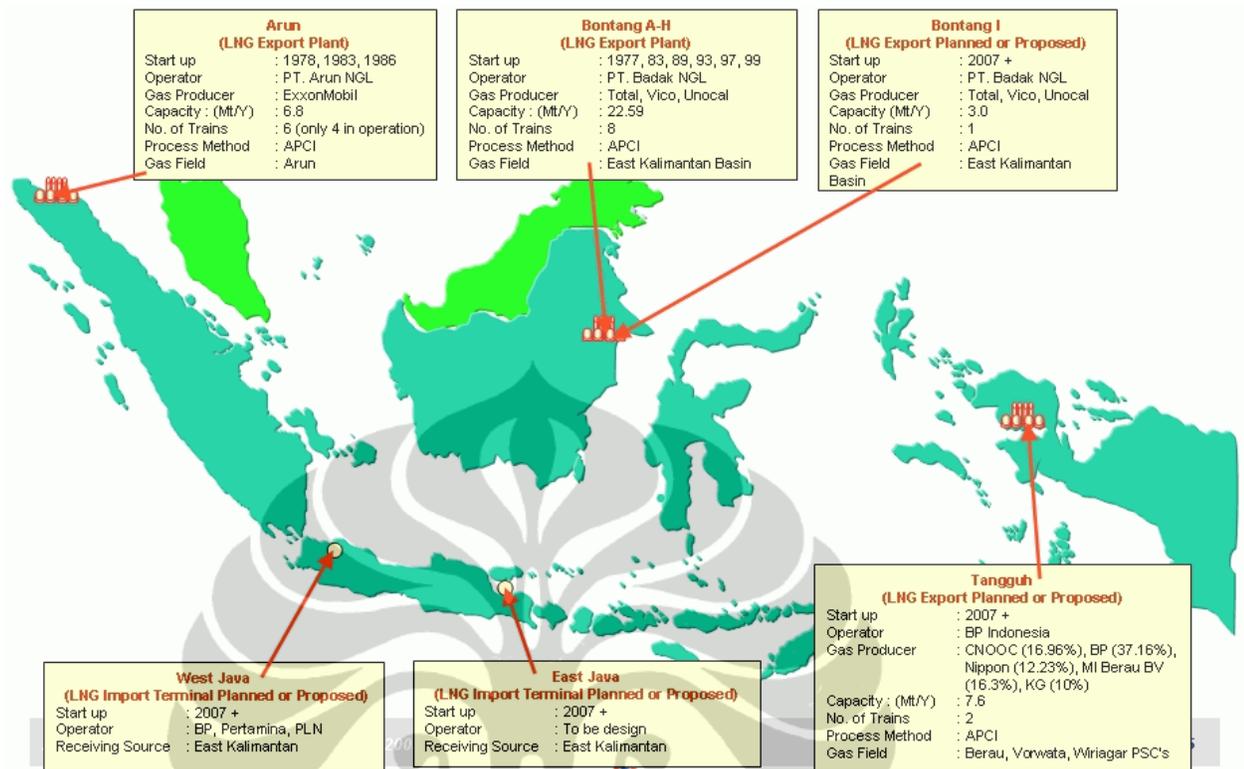
Pembeli	Durasi	Volume (mmtpa)	Titik Penjualan	Pasar
CNOOC	2008-2033	2.6	FOB	Cina
POSCO	2005-2024	0.55	DES	Korea Selatan
K Power	2006-2025	mencapai 0.8	DES	Korea Selatan
Sempra Energy	2008-2029	3.7	DES	Amerika Utara

Sumber: Jim Egger

Di samping itu masih terdapat sejumlah lapangan gas lainnya di Indonesia yang memiliki jumlah cadangan gas yang signifikan. Pada bulan Agustus 2007 PT Medco E&P Tomori, Pertamina dan perusahaan Jepang Mitsubishi menandatangani *Head of Agreement* (HoA) untuk pembangunan kilang LNG di Sulawesi berkapasitas 2 mmtpa. Kilang pencairan LNG tersebut akan dipasok dari lapangan Senoro yang memiliki cadangan sebesar 1.53 TCF dan Blok Matindok 0.7 TCF. Senoro dimiliki oleh *Joint Operating Body* Pertamina dan Medco E&P Tomori. Sedangkan Matindok dimiliki oleh Pertamina.

Blok Natuna D-Alpha (yang selanjutnya dituliskan Natuna), Kepulauan Riau juga sangat berpotensi untuk dibangun kilang LNG mengingat lapangan tersebut memiliki cadangan gas terbukti yang cukup besar mencapai 30 TCF. Studi-studi untuk melakukan pengembangan lapangan Natuna D-Alpha telah banyak dilakukan, namun hingga saat ini pelaksanaan pengembangan lapangannya masih terkendala masalah komersial.

Di masa mendatang, tidak menutup kemungkinan bahwa LNG produksi lapangan-lapangan di Indonesia tidak hanya ditujukan untuk ekspor, tetapi juga untuk memasok kebutuhan gas dalam negeri khususnya di Jawa, seperti yang dapat dilihat pada peta pada Gambar 2.3 berikut. Peta LNG di Indonesia di bawah menggambarkan kilang-kilang LNG di Indonesia baik yang sudah terpasang maupun yang direncanakan.



Sumber: BPMIGAS

Gambar 2.3. Peta LNG Nasional

2.3 RANTAI NILAI LNG

2.3.1 Eksplorasi dan Produksi

Untuk dapat memproduksi gas alam, terlebih dahulu diawali dengan kegiatan eksplorasi untuk dapat mengetahui lokasi kandungan gas alam berada. Apabila telah diketahui lokasi kandungan gas tersebut, barulah dapat dilakukan kegiatan pengeboran untuk dapat memastikan kandungan gas yang ada, yang kemudian diikuti serangkaian kegiatan untuk memproduksi gas. Kegiatan produksi dilakukan dengan melakukan pengeboran produksi yaitu untuk mengambil gas tersebut dari dalam kerak bumi untuk kemudian diproses lebih lanjut untuk dihilangkan pengotor-pengotornya sesuai dengan spesifikasi yang ditentukan.

Biaya kegiatan eksplorasi dan produksi gas dipengaruhi oleh lokasi cadangan gas apakah terletak di darat atau di lepas pantai. Selain itu faktor-faktor lainnya yang berpengaruh adalah letak kedalaman gas, ukuran cadangan, gas terasosiasi atau tak terasosiasi, kualitas gas, tekanan sistem, dan jarak cadangan gas dengan kilang pencairan.

Pertimbangan penting dalam suatu proyek LNG adalah biaya umpan gasnya. Karena masing-masing komponen dalam rantai LNG menambah biaya LNG maka harga LNG tersebut harus cukup kompetitif dibanding jenis energi lainnya. Oleh karenanya, biaya gas umpan yang merupakan biaya rantai pertama LNG diusahakan agar bisa serendah mungkin. Umumnya agar ekonomis, gas umpan yang dikirimkan ke kilang LNG harus memiliki biaya kurang dari US\$1/mmbtu [Vivek Chandra, 2006].

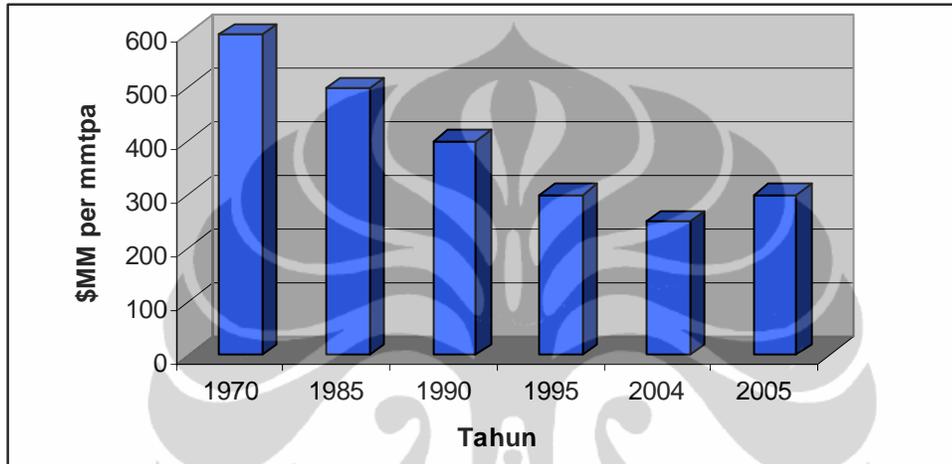
2.3.2 Pencairan

Rantai selanjutnya adalah proses pencairan gas menjadi LNG menggunakan media pendingin (*refrigerant*). Kilang pencairan bisa terdiri dari beberapa unit paralel (*train*). Gas alam dicairkan mencapai suhu sekitar -256°F atau -160°C dengan tekanan 1 atm. Tiga tahapan utama dalam proses pencairan adalah sebagai berikut

1. Penghilangan pengotor dan pengambilan Natural Gas Liquid (NGL)
2. Pendinginan gas hingga mencair.
3. Perpindahan LNG ke penyimpanan dan kemudian ke kapal pengangkut.

Biaya kapital sebuah kilang pencairan merupakan komponen yang penting dari keseluruhan rantai LNG. Seperti yang dapat dilihat pada grafik di bawah, pada tahun 1970-an, biaya kapital pencairan mencapai US\$ 600 juta/mmtpa. Seiring dengan berjalannya waktu, terjadi kecenderungan penurunan pada biaya kapital pencairan antara lain karena desain kilang semakin menunjukkan kapasitas yang semakin besar, hingga lebih dari 5 mmtpa, baik dengan cara meningkatkan kapabilitas proses yang ada serta mengembangkan proses baru yang menunjang kapasitas LNG yang besar.

Pada akhir 2004 biaya kapital pencairan turun menjadi sekitar US\$ 200 – 250 juta/mmtpa. Namun karena adanya kenaikan harga baja dan nikel serta permintaan ahli teknik yang cukup tinggi menyebabkan terjadinya kenaikan biaya kapital pencairan yang berarti berbaliknya kecenderungan penurunan, menjadi sekitar US\$ 300 juta/mmtpa.



Sumber: *Poten & Partners, 2005*

Gambar 2.4 Biaya Kapital Pencairan LNG

Biaya yang dibutuhkan untuk mengoperasikan suatu kilang juga menjadi faktor yang penting dalam biaya keseluruhan pencairan. Biaya bahan bakar memiliki porsi yang signifikan dalam biaya variabel suatu kilang pencairan. Umumnya suatu kilang pencairan menggunakan sekitar 8% - 10% gas umpan sebagai bahan bakar. Biaya lainnya adalah biaya operasi dan pemeliharaan umum.

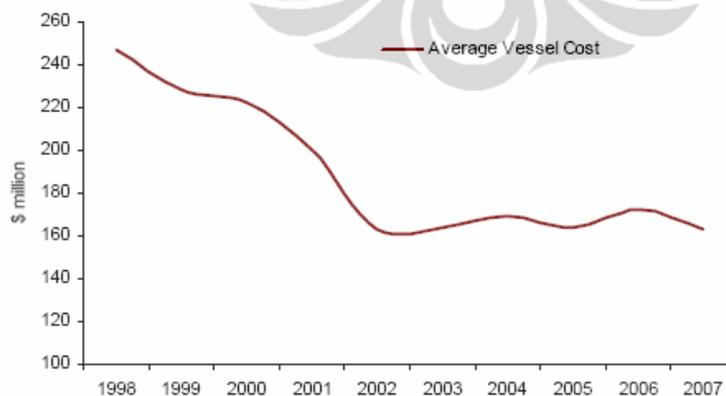
2.3.3 Transportasi

LNG ditransportasikan ke pembeli dengan kapal yang dirancang khusus yang memiliki kargo kriogenik. Terdapat insulasi pada tangki kapal untuk mempertahankan suhu LNG pada kargo untuk agar gas *boil-off* (konversi balik ke gas) menjadi minimal. Kapal jenis lama tidak memiliki sistem refrigerasi yang aktif sehingga kapal menggunakan gas *boil-off* sebagai bahan bakar mesinnya. Kapal jenis

baru memiliki kemampuan untuk mengembalikan kembali gas *boil-off* menjadi LNG. Ketebalan dan efektivitas sistem insulasi, area permukaan tangki, kondisi suhu sekitar, dan jarak ke pasar, kesemuanya menentukan banyaknya gas *boil-off* yang dihasilkan. Umumnya pada transportasi LNG diperkirakan sekitar 0.1% - 0.25% kargo terkonversi menjadi fase gas tiap harinya [EIA, 2001]. Dalam perhitungan keekonomian suatu proyek LNG serta kontrak penjualan, faktor *boil-off* ini juga diperhitungkan.

Ukuran kapal LNG dinyatakan dalam meter kubik kapasitas volume LNG maksimum. Kapal berukuran menengah 138,000 m³ bisa mengangkut 65,115 ton LNG atau ekuivalen dengan 3.1 bcf gas dalam satu kali perjalanan. Kecepatan rata-rata kapal berada dalam kisaran 17 – 20 knots.

Harga tanker LNG cukup mahal, bisa mencapai tiga kali lipat harga tanker minyak dengan berat ton yang sama. Analisis dengan data pada grafik di bawah menunjukkan bahwa harga tanker LNG rata-rata untuk kapasitas 135,000-140,000 m³ telah turun menjadi sekitar US\$ 160 juta pada tahun 2002 dari sekitar US\$ 250 juta pada tahun 1998. Penurunan harga yang cukup tajam pada periode tersebut karena disebabkan persaingan yang cukup ketat di antara galangan kapal di Asia Timur, terutama di Korea.



Sumber: *The World LNG & GTL Report*

Gambar 2.5 Biaya Tanker Rata-rata untuk Kapasitas 135,000-140,000 m³

Dalam menghitung biaya kapital pada rantai transportasi LNG, harus dipertimbangkan juga bahwa dalam satu rantai dibutuhkan beberapa kapal jika memang rantai akan difungsikan secara efisien. Karena adanya faktor jarak, ukuran kapal yang tersedia, serta ukuran *train* pencairan untuk memproduksi LNG secara ekonomis, lebih dari satu kapal dibutuhkan untuk menyalurkan LNG ke pasar. Pada umumnya rata-rata dibutuhkan 3 hingga 7 kapal dalam suatu rantai transportasi LNG. Sehingga meskipun biaya sebuah kapal terlihat murah dibanding aset lainnya dalam suatu rantai nilai LNG, adanya kebutuhan beberapa kapal menyebabkan investasi kapital dalam suatu rantai transportasi LNG bisa mencapai US\$ 500 juta hingga US\$ 1 miliar. [Bob Shively, 2005].

Di samping biaya kapital, juga terdapat biaya variabel yang di dalamnya termasuk biaya bahan bakar, operasi dan pemeliharaan. Biaya variabel untuk pengiriman ini akan berbeda-beda tergantung jarak transportasi LNG serta biaya yang terkait dengan bahan bakar *boil-off*.

2.3.4 Penyimpanan dan Regasifikasi

Setelah kapal sampai ke terminal penerimaan, LNG kemudian ditempatkan pada tangki penyimpanan khusus, untuk kemudian diregasifikasi dari fase cair, sehingga gas bisa ditransportasikan ke pengguna melalui pipa penyalur. Tahapan dalam proses regasifikasi adalah sebagai berikut.

- Bongkar muat
- Penyimpanan LNG
- Penguapan
- Pengiriman ke pipa penyalur.

Tangki penyimpanan LNG membutuhkan porsi biaya yang cukup besar pada sebuah terminal regasifikasi LNG. Terminal penerimaan umumnya termasuk setidaknya kapasitas penyimpanan yang mampu untuk menampung volume dari satu atau dua tanker. Namun akhir-akhir ini beberapa terminal regasifikasi telah menambah kapasitas penyimpanannya minimal tiga kali penyimpanan dari bongkar muat dari kapal berukuran terbesar yang dapat bersandar di terminal tersebut. Untuk

penguapan, terdapat dua jenis penguap (*vaporizer*). Biaya kapital penguapan menggunakan *Open Rack Vaporisers* (ORV) lebih mahal dibandingkan *Submerged Combustion Vaporiser* (SCV).

Biaya variabel suatu terminal regasifikasi termasuk biaya operasi dan pemeliharaan, energi untuk pompa dan kompresor, dan jika digunakan teknologi SCV, dibutuhkan bahan bakar untuk memanaskan air. SCV yang umumnya menggunakan 1.5% gas yang diuapkan sebagai bahan bakar, dapat menambah biaya variabel operasi secara signifikan. Biaya bahan bakar untuk sebuah unit SCV akan bervariasi bergantung pada kondisi pasar gas alam.

2.3.5 Biaya Indikatif Rantai Nilai LNG

Melanjutkan pembahasan mengenai rantai nilai LNG, Tabel 2.3 berikut menunjukkan biaya indikatif rantai nilai LNG. Rangkaian biaya rantai nilai ini digunakan untuk menghitung nilai *net-back* yaitu harga jual LNG dikurangi dengan biaya produksi gas, pencairan, transportasi, dan regasifikasi. Secara umum adalah benar bahwa biaya keseluruhan rantai nilai telah mengalami penurunan karena perusahaan dan teknologi yang beroperasi semakin efisien. Sekalipun demikian, kurangnya tenaga yang berpengalaman, naiknya biaya material, dan terbatasnya sumber daya teknik dan konstruksi menimbulkan tekanan kenaikan harga pada investasi baru.

Tabel 2.3 Biaya Indikatif Rantai Nilai LNG

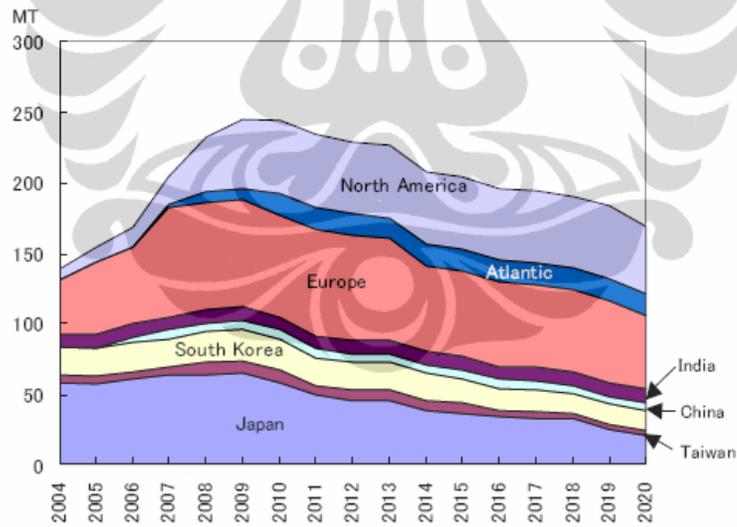
Biaya Indikatif Rantai LNG	Kisaran Biaya (US\$/mmbtu)		
	Rendah	Menengah	Tinggi
Produksi gas	0.25	0.75	1.25
Pencairan	0.50	1.00	1.50
Transportasi	0.20	0.80	1.40
Penyimpanan dan regasifikasi LNG	0.30	0.40	0.80
Total biaya LNG	1.25	2.95	4.95

Sumber: Drewry LNG Market dan diskusi dengan pemasok potensial

Sebuah proyek LNG merepresentasikan serangkaian rantai investasi yang keberhasilannya bergantung pada bagaimana mengelola risiko pada rantai yang terlemah. Masing-masing elemen intensif dengan kapital dan investasi tersebut banyak berada di depan sehingga pendapatan belum mulai mengalir hingga proyek selesai. Oleh karenanya adanya permasalahan atau penundaan pada suatu bagian rantai bisa berdampak negatif pada pengembalian modal proyek.

2.4 DINAMIKA PASAR LNG

Perdagangan LNG sebagian besar dilakukan berdasarkan kontrak jangka panjang 20 tahun atau lebih. Meskipun demikian, saat ini juga telah terdapat kontrak jangka menengah 3 sampai 10 tahun. Grafik pada Gambar 2.6 di bawah menunjukkan bahwa Asia memiliki porsi yang cukup signifikan dalam kontrak-kontrak tersebut. Sebagian kecil LNG diperdagangkan pada pasar spot.



(Source) LNG Trade and Infrastructures, Cedigaz, and company press releases etc.

Gambar 2.6 Volume Kontrak Jangka Menengah dan Panjang LNG Dunia

Beberapa tahun yang lalu, kurangnya kapasitas pengiriman LNG menjadi rintangan perdagangan spot LNG. Kini, permintaan LNG semakin meningkat dan

telah melebihi kapasitas produksi. Oleh karena itu kesetimbangan antara penawaran dan permintaan menjadi hal yang tidak bisa dihindarkan.

Terdapat beberapa jenis pengiriman LNG yang akan dijelaskan sebagai berikut.

- *Free on Board* (FOB): kepemilikan LNG beralih ke pembeli ketika LNG dipindahkan ke kapal pada fasilitas ekspor LNG. Pembeli bertanggung jawab atas pengiriman LNG. Pada jenis ini, harga penjualan LNG tidak termasuk biaya transportasi.
- *Cost, Insurance, Freight* (CIF): kepemilikan LNG beralih ke pembeli pada suatu titik pada perjalanan antara terminal pengiriman ke terminal penerimaan. Penjual bertanggung jawab atas pengiriman LNG dan harga penjualan termasuk di dalamnya asuransi dan biaya transportasi.
- *Delivered Ex Ship* (DES); kepemilikan LNG beralih ke pembeli di terminal penerimaan. Penjual bertanggung jawab atas pengiriman LNG dan harga penjualan mencakup asuransi dan biaya transportasi.

Penentuan harga LNG berbeda setiap wilayah. Di Asia, harga umumnya dikaitkan dengan Japanese Crude Cocktail (JCC), yang mana adalah harga *Cost, Insurance, Freight* (CIF) rata-rata minyak mentah Jepang. Di Eropa, harga impor LNG biasanya dikaitkan dengan produk perminyakan dan harga minyak mentah Brent. Di Eropa, harga LNG juga bersaing dengan harga gas pipa. Di Amerika Serikat, harga lebih ditentukan oleh penawaran dan permintaan berdasarkan perdagangan gas alam pada berbagai *hub* seperti *Henry Hub* (titik yang terdapat di Louisiana di mana 17 pipa gas bertemu, sehingga menciptakan titik referensi kompetitif) ditambah faktor perbedaan geografi.

Menurut Fereidun Fesharaki (2007), pasar LNG telah melewati tiga fase yang berbeda sebagai berikut.

- Fase kontrak terdahulu di mana kontrak ditandatangani dengan kaitan yang tinggi dengan harga minyak. Kontrak awal dari Indonesia tidak memiliki kurva S serta tidak ada batas harga bawah dan atas. Harga kontrak dari Indonesia ke Korea dan Taiwan berada pada US\$ 10-13/mmbtu dan ke Jepang pada US\$7.40-

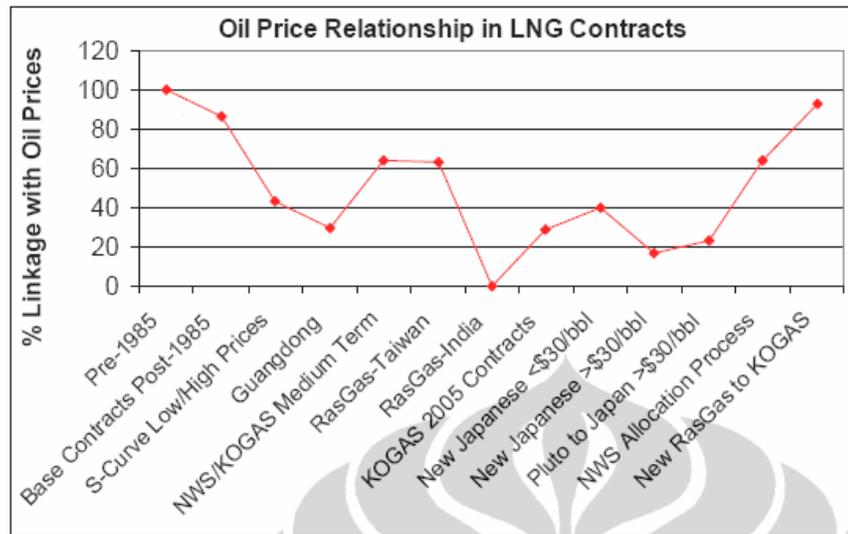
8.80/mmbtu, dengan kontrak berakhir pada tahun 2010-2011. Harga kontrak ini berada tidak jauh dari harga spot saat ini. Fase ini berakhir pada tahun 2001.

- Fase harga murah yang dipelopori oleh China, di mana terdapat beberapa kontrak yang ditandatangani dengan harga kontrak yang rendah yaitu sekitar US\$3.00/mmbtu atau sedikit lebih tinggi. Kontrak-kontrak tersebut memiliki kaitan yang rendah dengan harga minyak. Kontrak-kontrak tersebut adalah kontrak dari Tangguh ke Fujian, North West Shelf ke Guangdong, Tangguh ke POSCO/K-Power, RasGas ke CPC, Oman ke Osaka Gas, dan tender kontrak KOGAS untuk MLNG, Sakhalin II, dan Yaman LNG.

Adanya harga yang rendah ini telah memberikan anggapan kepada pembeli bahwa hal ini merupakan permulaan trend baru sehingga pembeli masih berusaha mencari harga yang lebih rendah lagi. Tetapi kemudian kecenderungan harga yang lebih rendah ini tidak terus berlanjut dan pasar kemudian berubah ke arah yang berbeda. Fase harga rendah ini berakhir dengan adanya kontrak KOGAS pada awal 2005.

- Fase pergerakan ke arah kontrak terdahulu dengan kaitan dengan harga minyak yang lebih tinggi dan harga yang tinggi. Pasar menjadi cukup ketat pada tahun 2006, suatu kondisi yang akan berakhir setidaknya pada tahun 2011 atau bahkan setelahnya. Tetapi pasar yang cukup ketat ini diperkirakan mulai akan menjadi lebih rileks pada sekitar akhir tahun 2008-2009 ketika pasokan baru memasuki pasar.

Grafik pada Gambar 2.7 di bawah menunjukkan kaitan antara harga LNG dengan harga minyak pada beberapa kontrak.



Sumber: Facts Inc., Hawaii

Gambar 2.7 Persentase Keterkaitan Harga Minyak pada Kontrak-kontrak LNG

Untuk sepuluh tahun ke depan diperkirakan harga LNG di dunia belum menunjukkan pergerakan signifikan dengan kaitan tertentu, yang berarti globalisasi harga LNG belum akan menjadi kenyataan dalam sepuluh tahun mendatang.

- Dalam sepuluh tahun mendatang, LNG masih akan berupa pelengkap terhadap gas pipa di pasar AS / Eropa. Hal ini berarti bahwa harga LNG akan merefleksikan harga gas pasar harga gas pipa dan tidak bergantung pada harga yang ada pada wilayah lainnya.
- Globalisasi harga LNG juga membutuhkan likuiditas yang lebih tinggi pada perdagangan LNG. Terlebih lagi perdagangan LNG melibatkan permasalahan seperti *boil-off-gas* (BOG) dan nilai kalori yang rendah, bahkan terminal penerimaan barupun tidak dapat selalu menerima kandungan LNG yang kurang sesuai.
- Pasokan LNG dunia kini masih dikendalikan oleh segelintir pemain, yaitu perusahaan minyak negara dan perusahaan minyak besar. Karena adanya kepentingan tersendiri, para pemain cenderung tidak mau meninggalkan sistem penentuan harga sekarang yang masih berada bawah kontrol mereka. Mereka

dapat merespon positif terhadap globalisasi harga LNG jika terdapat alasan logis di balik alasan tersebut.

Kondisi pasar LNG saat ini juga banyak dicirikan oleh pertumbuhan yang pesat serta perubahan signifikan pada transaksi bisnisnya. Faktor-faktor yang mempengaruhi pasar tersebut antara lain adalah sebagai berikut.

- Pertumbuhan permintaan gas yang tinggi yang lebih didorong oleh pertimbangan lingkungan di Eropa serta pertumbuhan ekonomi di pasar Asia.
- Produksi dalam negeri yang berkurang di negara-negara seperti A.S., Kanada, dan Inggris.
- Adanya keinginan dari negara-negara Eropa untuk mencari alternatif pasokan gas selain dari pipa.
- Peningkatan harga gas di sejumlah negara konsumen gas utama (didorong oleh faktor di atas serta naiknya harga minyak).
- Turunnya biaya kapital fasilitas pencairan, transportasi, dan regasifikasi.
- Adanya kesediaan negara-negara konsumen gas untuk mendukung pembangunan terminal-terminal LNG baru.
- Adanya keinginan sejumlah negara produsen untuk menggunakan LNG sebagai cara untuk memonetisasi aset gas serta mengurangi dampak lingkungan.
- Adanya kebutuhan dari perusahaan-perusahaan migas besar untuk dapat mengakses sumber-sumber baru gas serta kesediaannya untuk berinvestasi terhadap pengembangan LNG.
- Kesediaan perusahaan-perusahaan migas besar serta produsen / pemasar gas regional untuk berinvestasi dalam atau memiliki komitmen kontrak baik dengan terminal hulu dan terminal hilir regasifikasi.

Saat ini bisnis LNG juga dicirikan oleh adanya perubahan yang terus menerus pada struktur pasar dan praktek bisnis. Ketika tatanan pembiayaan untuk suatu proyek baru juga masih terus berdasarkan pada komitmen kontrak yang tetap, beberapa proyek-proyek lainnya sekarang sedang distrukturkan untuk memberikan kapasitas yang dapat didedikasikan untuk pasar spot. Beberapa proyek juga mulai

merenegoisasi kontraknya untuk lebih mendapatkan fleksibilitas terhadap harga dan pengiriman.

