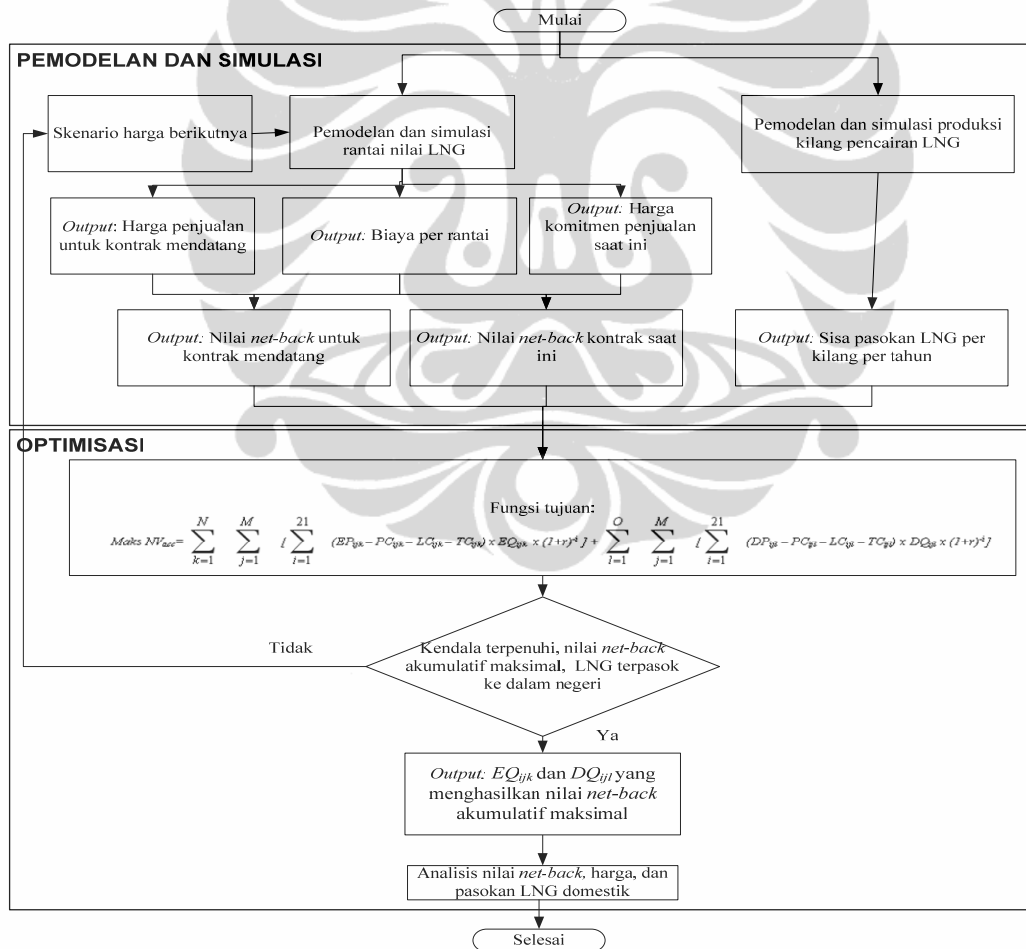


# BAB III

## METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 RANCANGAN PENELITIAN

Penelitian dilakukan dengan menggunakan metodologi yang dapat digambarkan pada diagram alir berikut.



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

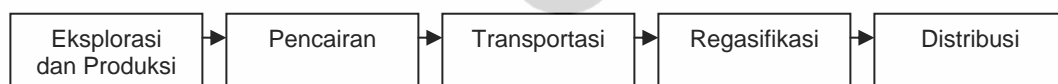
Dari diagram alir di atas dapat diketahui bahwa secara garis besar metodologi yang digunakan dalam penelitian dapat dibagi menjadi dua, yaitu:

- pemodelan dan simulasi baik untuk rantai nilai LNG maupun untuk model produksi kilang pencairan, dan
- optimisasi untuk mendapatkan nilai *net-back maksimum*

Diharapkan keluaran dari penelitian ini adalah berupa jumlah pasokan LNG baik ekspor maupun ke dalam negeri dari beberapa skenario harga yang ada yang dapat memberikan nilai *net-back* yang maksimal yang dapat menguntungkan kepentingan dalam negeri.

### 3.2 MODEL RANTAI NILAI LNG

Secara garis besar rantai aliran volume LNG dapat digambarkan seperti Gambar 3.2 di bawah. Model rantai nilai bermanfaat untuk mengetahui nilai *net-back* dari aliran volume LNG yaitu harga LNG dikurangi biaya-biaya rantai yang terkait. Seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya bahwa masing-masing rantai nilai memiliki *rule of thumb* kisaran biaya rantai. Biaya masing-masing rantai tersebut terdiri atas beberapa komponen biaya. Di bawah ini akan dikemukakan model biaya masing-masing rantai yang kemudian dikaitkan dengan harga penjualan LNG tersebut. Gambar rancangan model masing-masing rantai nilai dalam Powersim dapat dilihat pada Lampiran 1.



Gambar 3.2 Rantai Nilai LNG

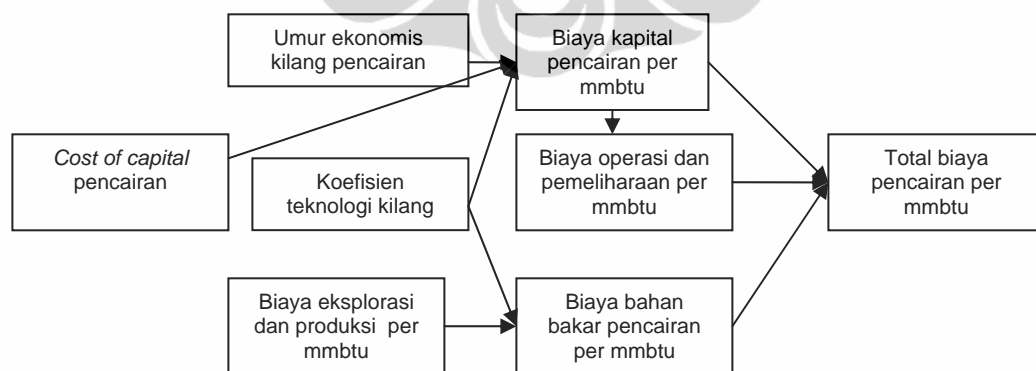
#### Model Biaya Ekplorasi & Produksi

Biaya eksplorasi dan produksi dipengaruhi oleh banyak faktor. Namun karena tesis ini lebih memfokuskan pada LNG, maka komponen-komponen yang mempengaruhi besarnya biaya eksplorasi dan produksi gas tidak dimodelkan secara rinci. Dalam model yang dibuat, untuk gas umpan kilang LNG yang telah ada yaitu

Arun dan Bontang, diasumsikan berada pada sekitar \$0.75/mmbtu, dengan mempertimbangkan kecenderungan biaya eksplorasi dan produksi saat ini. Asumsi biaya sebesar \$0.75/mmbtu juga digunakan biaya eksplorasi dan produksi di Tangguh, di mana proyek pembangunan fasilitasnya masih berlangsung hingga saat ini. Asumsi biaya yang sama juga digunakan untuk biaya eksplorasi dan produksi gas untuk lapangan Senoro dan Matindok untuk memasok kilang LNG Sulawesi, yang pembangunan fasilitasnya direncanakan akan dimulai pada tahun 2008. Sedangkan jika nantinya gas di Natuna D-Alpha akan diproduksi, maka diperkirakan biaya eksplorasi & produksinya akan menjadi cukup mahal, yaitu diasumsikan sekitar US\$ 2.25/mmbtu mengingat lokasi eksplorasi dan produksi akan berada di lepas pantai serta kandungan CO<sub>2</sub> yang cukup tinggi yang membutuhkan fasilitas CO<sub>2</sub> sequestration.

### Model Biaya Pencairan

Biaya pencairan LNG memiliki beberapa komponen yang secara garis besar terbagi menjadi biaya kapital dan biaya variabel. Jika dimodelkan, komponen-komponen biaya tersebut akan terkait seperti pada Gambar 3.3 berikut.



Gambar 3.3 Model Biaya Pencairan LNG

Input yang digunakan dalam model, selain asumsi biaya eksplorasi dan produksi yang disebutkan di atas, terdapat dalam Tabel 3.1 berikut. Untuk kilang Arun dan Bontang di mana biaya kapital hampir semua *train*-nya sudah terbayarkan (*pay off*) dapat diasumsikan biaya kapital pencairan per mmbtu-nya nol, sehingga yang diperhitungkan hanyalah biaya operasi dan pemeliharaan ditambah dengan biaya bahan bakar pencairan. Di dalam model diasumsikan bahwa 10% gas umpan digunakan sebagai bahan bakar pencairan.

Tabel 3.1 Input Model Biaya Pencairan

Parameter	Nilai
Biaya kapital pencairan per TPA	US\$ 300/TPA
Umur ekonomis kilang pencairan	20 tahun
<i>Cost of capital</i> pencairan	12%
Koefisien teknologi kilang pencairan	90%

#### Model Biaya Transportasi

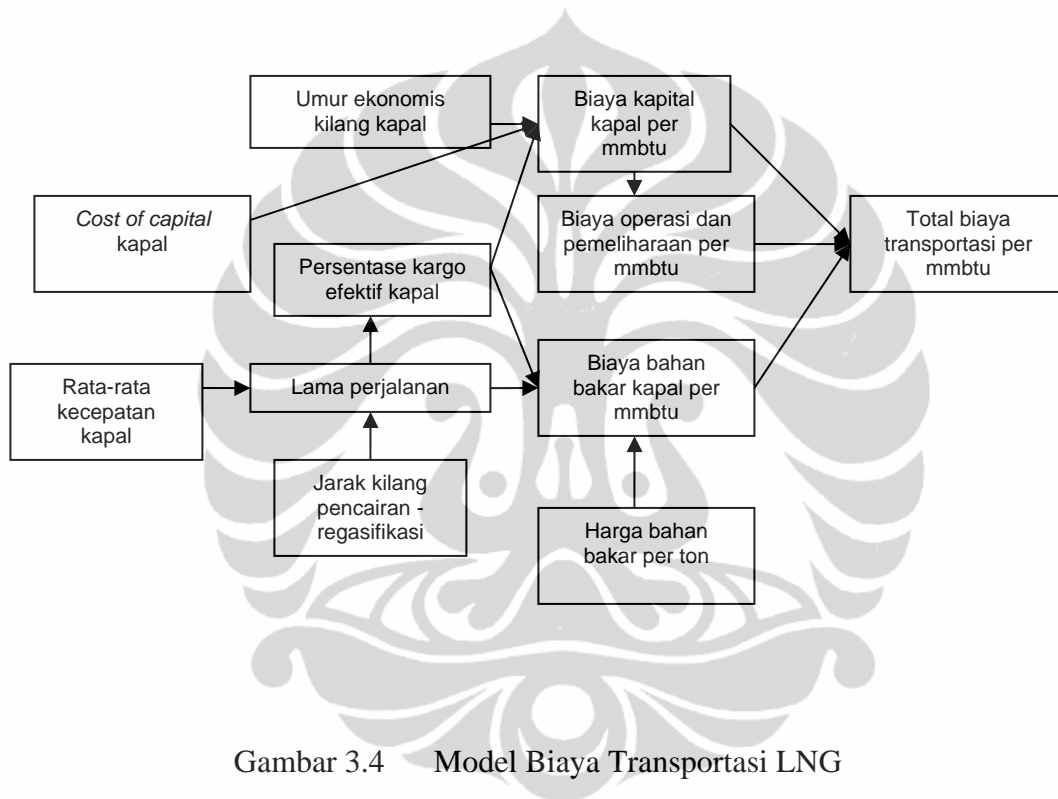
Banyak komponen yang mempengaruhi besarnya biaya transportasi LNG. Faktor jarak antara kilang pencairan dengan terminal regasifikasi memberikan pengaruh terhadap besarnya biaya transportasi LNG per mmbtu. Bahasan dalam tesis ini akan mencakup pengiriman LNG dari 5 kilang pencairan di Indonesia (pada saat ini dan mendatang) menuju ke tujuan-tujuan pengiriman (pada saat ini dan mendatang) seperti terdapat pada Tabel 3.2 berikut.

Tabel 3.2 Jarak Pengiriman LNG

	Asal - Tujuan	Jarak Pulang-Pergi (Mil)
1	Arun - Jepang	6947
2	Arun - Korea	7182
3	Bontang - Jepang	5630
4	Bontang - Korea	5395
5	Bontang - Taiwan	3492
6	Bontang - Jabar	1491
7	Bontang - Jatim	1268
8	Tangguh - Korea	5878
9	Tangguh - China	5077
10	Tangguh - AS	18641
11	Tangguh - Jepang	6145
12	Tangguh - Jabar	3604
13	Tangguh - Jatim	3107
14	Sulawesi - Jepang	5344
15	Natuna - Jepang	5878
16	Natuna - Korsel	5611
17	Natuna - Taiwan	3741
18	Natuna - AS	22916
19	Natuna - China	4809
20	Natuna - Jabar	1491
21	Natuna - Jatim	1864

Di dalam model yang terdapat Powersim, dimasukkan jarak-jarak antara kilang-kilang LNG di Indonesia dengan tujuan lokasi regasifikasi yang dituju, seperti yang terdapat dalam tabel di atas. Gambar 3.4 di bawah memberikan gambaran mengenai keterkaitan komponen-komponen yang berpengaruh terhadap besarnya biaya transportasi LNG. Biaya bahan bakar transportasi akan bergantung jarak transportasi. Gas *boil-off* umumnya dapat memasok sekitar 50% kebutuhan mesin kapal, sedangkan 50% bahan bakar sisanya dipasok oleh bahan bakar minyak. Pembeli FOB melakukan pembayaran untuk volume LNG yang diisikan ke kapal, yang termasuk LNG yang akan mengalami *boil-off* (kembali menjadi gas) selama perjalanan. Gas *boil-off* ini dihargai sesuai dengan harga LNG. Untuk pembeli CIF dan DES, gas *boil-off* bisa dihargai sesuai dengan harga LNG atau sesuai dengan

biaya produksi LNG atau bisa di antara kedua nilai tersebut. Untuk model dalam tesis ini, diasumsikan baik untuk pembeli FOB, CIF, dan DES akan membayar harga *boil-off* gas sesuai dengan harga penjualan. Harga bakar minyak ditentukan oleh harga bakar minyak pada pasar dunia. Biaya transportasi LNG juga dipengaruhi oleh besarnya kargo efektif kapal.



Gambar 3.4 Model Biaya Transportasi LNG

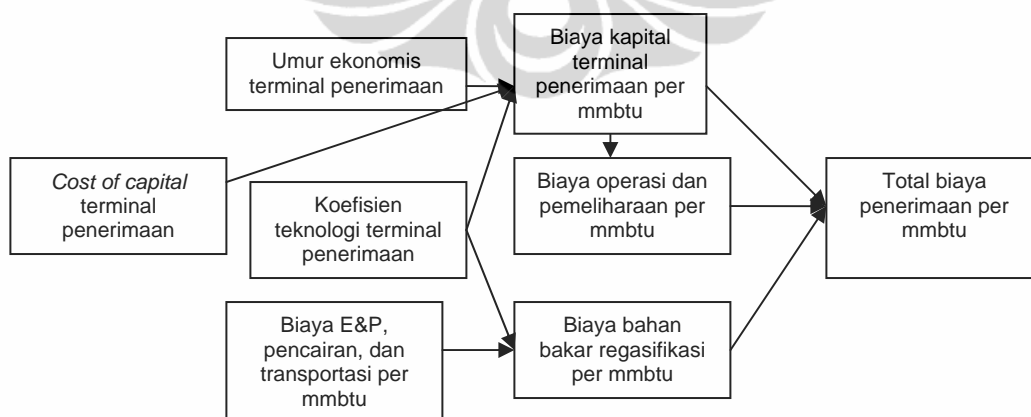
Input yang digunakan dalam model dapat dilihat pada Tabel 3.3 berikut. Besarnya kargo efektif akan bergantung pada jarak yang ditempuh, karena jarak tempuh akan berpengaruh kepada gas *boil-off*. Dari perhitungan pada model dengan memasukkan berbagai jarak yang ada, kisaran kargo efektif akan berada pada 88-90%.

Tabel 3.3 Input Model Biaya Transportasi

Parameter	Nilai
Ukuran kapal	138.000 m <sup>3</sup>
Biaya kapital kapal	US\$ 180,000,000
Umur ekonomis kapal	20 tahun
<i>Cost of capital</i> kapal	12%
Kargo efektif	88-90%
Rata-rata kecepatan kapal	17 knots
Jarak kilang pencairan - regasifikasi	Lihat tabel 3.2
Harga bahan bakar per ton	US\$ 300/ton

### Model Biaya Penerimaan

Terminal penerimaan secara garis besar terdiri atas tangki penyimpanan dan penguap. Terminal penguapan yang menggunakan *Submerged Combustion Vaporiser* (SCV) akan banyak mengkonsumsi bahan bakar. Bahan bakar yang digunakan adalah bahan bakar hasil regasifikasi, sehingga biaya bahan bakar yang digunakan diperhitungkan berdasarkan biaya rantai nilai sebelumnya. Gambar 3.5 berikut menggambarkan model biaya penerimaan secara garis besar.



Gambar 3.5 Model Biaya Penerimaan LNG

Nilai biaya bahan bakar pada terminal penerimaan akan lebih besar karena gas telah melewati serangkaian rantai. Input biaya penerimaan lainnya pada dasarnya hampir sama dengan input kilang pencairan seperti tertera pada Tabel 3.4 berikut.

Tabel 3.4 Input Model Biaya Penerimaan

Parameter	Nilai
Biaya kapital terminal penerimaan per BSCFD	US\$ 500,000,000/BSCFD
Umur ekonomis terminal penerimaan	20 tahun
<i>Cost of capital</i> terminal penerimaan	12%
Koefisien teknologi terminal penerimaan	75%

### Harga Penjualan LNG

Harga penjualan LNG yang ditujukan untuk pasar Asia, menggunakan formula harga yang dikaitkan dengan Japanese Crude Cocktail (JCC). Tetapi untuk ekspor LNG dari Indonesia, digunakan harga rata-rata ekspor minyak mentah Indonesia. Formula harga yang digunakan secara umum adalah sebagai berikut.

$$P(LNG) = A \times P(Crude Oil) + B \quad (3-1)$$

di mana:

$P(LNG)$  = harga LNG dalam US\$/mmbtu

$P(Crude Oil)$  = harga minyak mentah dalam US\$/bbl

$B$  = konstanta dalam US\$/mmbtu

Besar keterkaitan harga LNG dengan harga minyak mentah dituangkan dalam A. Seperti yang dijelaskan pada Bab 2 di atas, dalam kontrak-kontrak terdahulu keterkaitan harga LNG dengan harga minyak mentah cukup tinggi, hingga mencapai 85% sehingga nilai A berada pada 0.1485 bbl/mmbtu. Kecenderungan saat ini yang menunjukkan semakin tingginya harga minyak mentah, membuat kontrak-kontrak LNG baru dibuat dengan keterkaitan yang lebih rendah dengan harga minyak.



Masing-masing kontrak penjualan LNG dari Indonesia ke masing-masing negara memiliki formula yang berbeda. Formula harga ini merupakan informasi yang tidak dipublikasikan, sehingga informasi mengenai formula harga yang diperoleh untuk keperluan tesis ini sangat terbatas. Oleh sebab itu, untuk keperluan tesis ini digunakan formula yang diambil data historis keterkaitan harga minyak mentah Indonesia dengan harga LNG ekspor. Pada kenyataannya penjualan LNG dengan satu negara bisa terdapat lebih dari satu kontrak penjualan yang berarti terdapat beberapa formula harga untuk penjualan ke satu negara. Namun karena keterbatasan data, pada tesis ini diasumsikan pada kontrak yang berjalan, terdapat satu kontrak untuk masing-masing negara tujuan ekspor LNG. Untuk kontrak penjualan ke China digunakan formula keterkaitan dengan harga minyak dengan batas atas harga minyak US\$ 38/bbl. Untuk kontrak penjualan ke AS, karena formula harga LNG-nya tidak dikaitkan langsung dengan harga minyak mentah, serta tidak terdapat data historis sebelumnya untuk penjualan dari Indonesia, maka digunakan kisaran harga di mana harga penjualan pada tahun ekspor pertama adalah berdasarkan data publikasi, sedangkan harga untuk tahun-tahun berikutnya disesuaikan dengan peramalan harga Henry *Hub* yang dipublikasikan oleh Energy and Environmental Analysis, Inc. Tabel 3.5 di bawah ini merupakan tabel formula harga untuk kontrak-kontrak penjualan LNG Indonesia yang sedang dan akan berjalan, yang digunakan dalam pemodelan dalam tesis ini.

Tabel 3.5 Formula Harga LNG Indonesia – Komitmen Saat Ini

No.	Asal - Tujuan	Kaitan dengan Harga Minyak	A	B
1	LNG Bontang-Taiwan@ CIF	87.37%	0.1506	1.0329
2	LNG Bontang-Jepang @ FOB	Harga CIF dikurangi biaya transportasi		
3	LNG Bontang-Jepang @ CIF	46.55%	0.0803	2.4360
4	LNG Arun-Jepang @ FOB	Harga CIF dikurangi biaya transportasi		
5	LNG Arun-Jepang @ CIF	46.55%	0.0803	2.4360
6	LNG Bontang-Korea @ FOB	Harga CIF dikurangi biaya transportasi		
7	LNG Bontang-Korea @ CIF	85.01%	0.1466	0.7380
8	LNG Arun-Korea @ CIF	85.01%	0.1466	0.7380
9	LNG Tangguh-Korea @ DES	30.34%	0.0523	1.5123
10	LNG Tangguh-AS @ DES	5.94 - 9.00		
11	LNG Tangguh-China @ FOB	30.34%	0.0523	1.3623

Sumber: *Indonesia Energy Outlook and Statistics 2006 dan Jakarta Post, diolah*

Pada model, akan digunakan simulasi skenario harga berdasarkan 2 skenario proyeksi harga minyak yaitu skenario dasar dan skenario harga tinggi. Skenario dasar harga minyak menggunakan proyeksi harga yang berasal dari Annual Energy Outlook (AEO) 2007 yang dikeluarkan oleh Energy Information Administration (EIA), Department of Energy (DOE) Amerika Serikat yang kemudian dinormalisasi menjadi proyeksi harga Indonesian Crude Price (ICP). Sedangkan untuk skenario harga tinggi, mengingat adanya lonjakan harga minyak yang signifikan pada tahun 2007 maka digunakan titik awal harga minyak tahun 2007 yang kemudian diproyeksikan kembali dengan menggunakan basis proyeksi yang digunakan pada harga dasar. Tabel 3.6 berikut menunjukkan proyeksi harga minyak yang digunakan untuk simulasi perhitungan harga penjualan LNG.

Tabel 3.6 Harga Minyak Mentah

Tahun	AEO - Harga Tinggi US \$	ICP - Skenario Dasar US \$	ICP - Harga Tinggi US \$
2005	56.51	52.08	52.08
2006	59.05	54.42	54.42
2007	61.59	56.77	82.55
2008	64.13	59.11	84.21
2009	66.67	61.45	85.88
2010	69.21	63.79	87.54
2011	71.28	65.70	89.20
2012	73.35	67.61	90.87
2013	75.43	69.52	92.53
2014	77.50	71.43	94.20
2015	79.57	73.34	95.86
2016	81.48	75.10	97.52
2017	83.39	76.86	99.19
2018	85.30	78.62	100.85
2019	87.21	80.38	102.51
2020	89.12	82.14	104.18
2021	90.18	83.11	105.84
2022	91.23	84.09	107.50
2023	92.29	85.06	109.17
2024	93.34	86.03	110.83
2025	94.40	87.01	112.50

Sumber: Annual Energy Outlook 2007(DOE EIA AS) dan

Indonesia Energy Outlook and Statistics 2006, diolah

Dari Tabel 3.5 di atas dapat diketahui bahwa baik FOB, DES, dan CIF digunakan dalam kontrak penjualan saat ini. Untuk menyederhanakan model, di dalam tesis ini diasumsikan bahwa titik penerimaan kontrak penjualan CIF adalah sama dengan kontrak penjualan DES yaitu terminal penerimaan tujuan penjualan. Untuk kontrak di masa mendatang diasumsikan jenis pengirimannya akan mengikuti kontrak yang ada sekarang. Untuk tujuan penjualan domestik diasumsikan menggunakan jenis pengiriman DES.

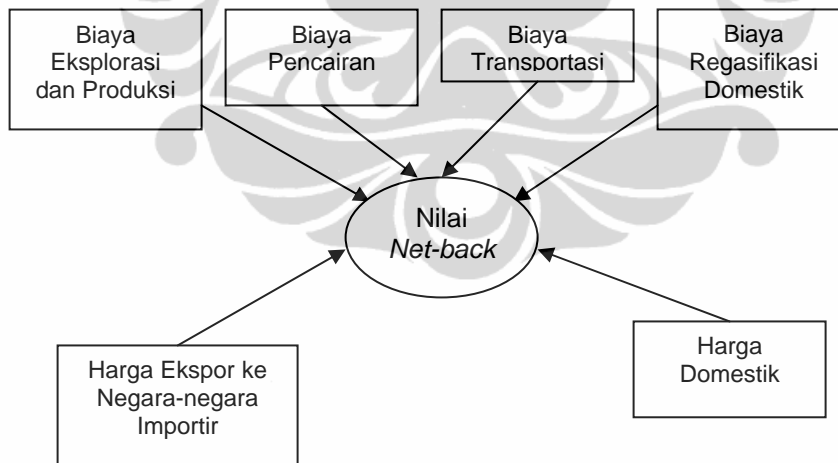
Untuk kontrak-kontrak potensial di masa mendatang, dalam tesis ini akan dimodelkan beberapa skenario harga. Untuk pembeli LNG di Asia serta domestik akan dibuat beberapa skenario harga yang dalam hal ini berdasarkan nilai A yang menunjukkan keterkaitan harga LNG dengan harga minyak mentah, serta nilai konstanta B. Kontrak ke Taiwan diasumsikan memiliki kaitan dengan harga minyak setidaknya 40%, dengan pertimbangan bahwa pada saat ini di tengah banyak kontrak yang dibuat dengan keterkaitan dengan harga minyak yang rendah, Taiwan masih bersedia membeli LNG dari RasGas dengan keterkaitan di atas 60%. Untuk kontrak FOB ke China digunakan asumsi batas atas US\$ 50/bbl. Sedang untuk kontrak potensial ke AS, digunakan asumsi yang sama dengan harga penjualan dari Tangguh ke AS dalam periode waktu yang sama. Asumsi nilai konstanta B yang digunakan adalah sama dengan nilai B pada kontrak yang sedang atau berjalan saat ini pada negara tersebut. Sedangkan untuk harga domestik, nilai B yang digunakan pada skenario dasar adalah sebesar US\$ 1/mmbtu. Tabel 3.7 berikut menunjukkan skenario dasar harga penjualan LNG untuk kontrak-kontrak masa mendatang yang digunakan dalam pemodelan ini.

Tabel 3.7 Skenario Dasar Formula Harga LNG untuk Kontrak Mendatang

No.	Asal - Tujuan	Kaitan dengan Harga Minyak	A	B
1	LNG Natuna - Taiwan @ CIF	40.00%	0.0690	1.0329
2	LNG Sulawesi - Jepang @ CIF	20.00%	0.0345	2.4360
3	LNG Tangguh-Jepang @ CIF	20.00%	0.0345	2.4360
4	LNG Natuna - Jepang @ CIF	20.00%	0.0345	2.4360
5	LNG Natuna - Korea @ DES	20.00%	0.0345	1.5123
6	LNG Natuna - AS @ DES	5.94 - 9.00		
7	LNG Natuna - China @ FOB	20.00%	0.0345	1.3623
8	LNG Bontang - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000
9	LNG Tangguh - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000
10	LNG Natuna - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000
11	LNG Bontang - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000
12	LNG Tangguh - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000
13	LNG Natuna - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000

Model Nilai Net-back LNG

Nilai *net-back* yang diperhitungkan dalam model ini adalah nilai yang terkait dengan berapa besarnya nilai *net-back* yang diperoleh Indonesia dalam penjualan-penjualan LNG. Dalam perhitungan nilai *net-back* ini juga perlu diperhitungkan titik penjualan LNG apakah FOB, CIF, atau DES.



Gambar 3.6 Model Nilai Net-back LNG

Di mana jika dirumuskan, nilai *net-back* tersebut adalah sebagai berikut.

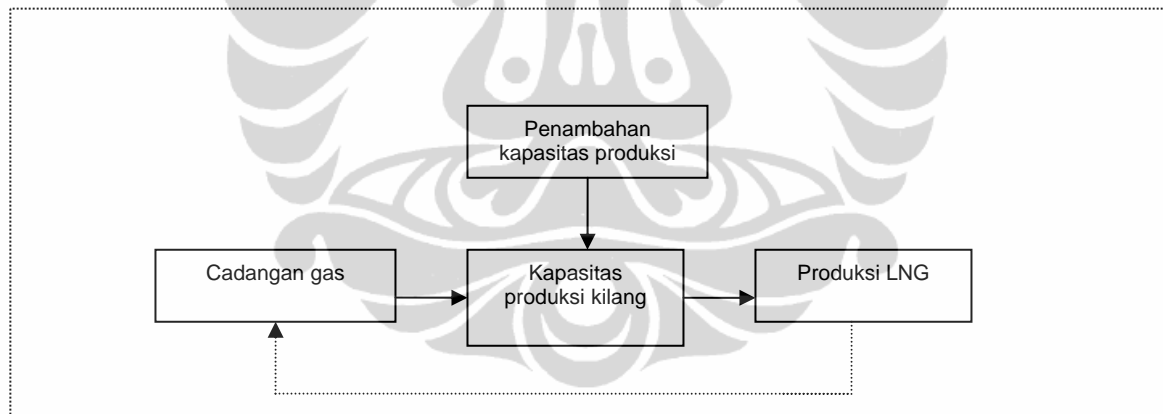
$$NV = EP - PC - LC - TC \text{ atau } DP - PC - LC - TC \tag{3-2}$$

di mana:

- EP* = harga ekspor  
*DP* = harga domestik  
*PC* = biaya produksi gas  
*LC* = biaya pencairan  
*TC* = biaya transportasi (untuk DES / CIF)

### 3.3 MODEL PRODUKSI KILANG PENCAIRAN LNG

Untuk melakukan perhitungan kecukupan cadangan dalam kaitannya dengan produksi LNG, maka dibuatlah model kilang pencairan LNG dari beberapa kilang pencairan baik yang ada saat ini maupun di masa mendatang. Model produksi kilang pencairan LNG akan memodelkan aliran produksi gas dari cadangan gas 5 daerah yaitu Aceh, Kalimantan Timur, Papua, Sulawesi, dan Natuna. Gambar 3.7 di bawah secara garis besar menunjukkan model kilang pencairan LNG yang disimulasikan pada Powersim.



Gambar 3.7 Model Produksi Kilang Pencairan LNG

Garis putus-putus yang berasal dari kotak Produksi LNG di atas menggambarkan jumlah produksi LNG yang mengurangi jumlah cadangan pada daerah-daerah tersebut. Model dijalankan dari tahun awal simulasi yaitu tahun 2005, dengan jumlah cadangan awal yang bisa dialokasikan untuk produksi LNG pada tahun 2005 seperti yang terdapat pada Tabel 3.8 di bawah. Model dijalankan dengan basis cadangan awal P1. Di dalam model juga dipertimbangkan bahwa gas yang

diproduksikan sekitar 10%-nya akan digunakan sebagai bahan bakar untuk memproduksi LNG. Gambar rancangan model produksi kilang pencairan dalam Powersim dapat dilihat pada Lampiran 1.

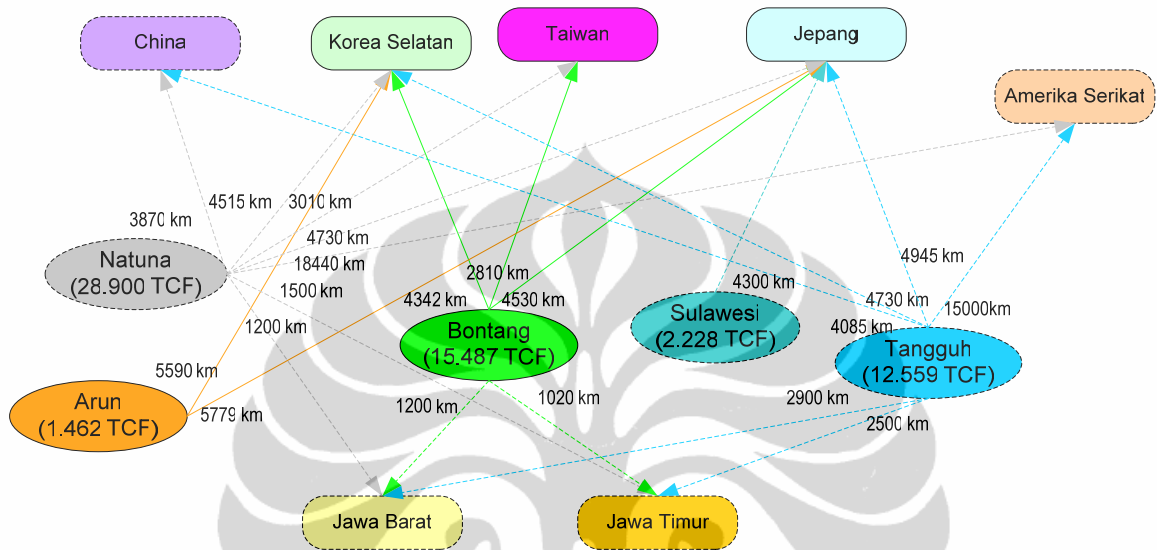
Tabel 3.8 Cadangan Gas

Lokasi	Cadangan P1 (Tcf)
Arun	1.462
Bontang	15.487
Sulawesi	2.228
Tangguh	12.559
Natuna	28.900

*Sumber: Ditjen Migas, diolah*

Di dalam model produksi kilang pencairan LNG terdapat variabel kapasitas produksi, di mana variabel tersebut akan dipengaruhi adanya penambahan kapasitas produksi pada tahun-tahun mendatang. Pada tahun 2005, variabel produksi akan memiliki nilai hanya untuk kilang Arun dan Bontang. Untuk kilang pencairan Tangguh yang direncanakan akan mulai memproduksi pada akhir tahun 2008, di dalam model yang disimulasikan tahunan ini diasumsikan akan mulai memproduksi pada tahun 2009. Di dalam model diasumsikan bahwa akan terdapat penambahan *train* ketiga Tangguh pada tahun 2014. Untuk kilang pencairan Sulawesi yang direncanakan akan mulai memproduksi pada tahun 2010, dengan mempertimbangkan adanya potensi keterlambatan jadwal pembangunan, di dalam model diasumsikan akan mulai memproduksi pada tahun 2011. Kilang pencairan Natuna yang hingga saat ini belum terdapat kepastian rencana pengembangannya, di dalam model diasumsikan akan bisa memproduksi pada tahun 2018 dengan asumsi dibutuhkan setidaknya 8 tahun untuk pengembangannya mulai dari tahun 2008, mengingat kesulitan yang tinggi karena kandungan CO<sub>2</sub> yang tinggi, serta dengan mempertimbangkan potensi keterlambatan jadwal pembangunan. Untuk memudahkan pemodelan, karena keterbatasan perangkat lunak dalam pengolahan variabel, produksi kilang baru pada tahun awal diasumsikan langsung mencapai kapasitas penuh.

### 3.4 MODEL OPTIMISASI



Gambar 3.8 Peta Cadangan Gas (P1) dan Transportasi LNG

Peta pada Gambar 3.8 di atas mengilustrasikan berbagai kemungkinan transportasi LNG dari beberapa kilang yang ada serta yang berpotensi untuk dibangun di Indonesia. Seperti yang disinggung pada bagian Model Biaya Transportasi yang dibahas sebelumnya, model dalam tesis ini akan mencakup 21 kemungkinan transportasi LNG dari 5 kilang pencairan LNG di Indonesia ke berbagai tujuan ekspor dan domestik. 9 di antaranya merupakan jarak transportasi untuk kontrak penjualan LNG yang telah terkomitmen. Karena keterbatasan perangkat lunak Solver dalam pengolahan variabel, untuk negara-negara tujuan ekspor di dalam model hanya mencakup negara-negara yang saat ini terdapat komitmen penjualan. Untuk tujuan pengiriman LNG domestik yaitu mencakup terminal penerimaan di Jawa Barat yang diasumsikan akan beroperasi pada tahun 2012 dan serta terminal penerimaan di Jawa timur yang diasumsikan pada skenario dasar mulai beroperasi pada tahun 2016.

Hasil simulasi dari model rantai nilai LNG serta model kilang pencairan LNG untuk periode waktu 2005 hingga 2025 dengan menggunakan Powersim, menghasilkan nilai *net-back* untuk masing-masing rantai nilai. Optimisasi dilakukan dengan memaksimalkan nilai *net-back* dikalikan jumlah pasokan (yang selanjutnya disebut nilai *net-back* akumulatif) dengan menggunakan bantuan Solver pada Microsoft Excel yang menggunakan metode program linier. Tujuan model optimisasi tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan (3-3).

$$\begin{aligned}
 \text{Maks } NV_{acc} = & \sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^M \left[ \sum_{i=1}^{21} (EP_{ijk} - PC_{ijk} - LC_{ijk} - TC_{ijk}) \times EQ_{ijk} \times (1+r)^{-i} \right] + \\
 & \sum_{l=1}^O \sum_{j=1}^M \left[ \sum_{i=1}^{21} (DP_{ijl} - PC_{ijl} - LC_{ijl} - TC_{ijl}) \times DQ_{ijl} \times (1+r)^{-i} \right] \quad (3-3)
 \end{aligned}$$

Di mana:

$EQ$  = volume ekspor

$DQ$  = volume domestik

$i$  = tahun yaitu dari tahun 2005 (1) sampai 2025 (21)

$M$  = jumlah kilang LNG yaitu 5 lokasi

$N$  = jumlah tujuan ekspor LNG yaitu 5 lokasi

$O$  = jumlah tujuan domestik LNG yaitu 2 lokasi

Variabel yang dimasukkan dalam perhitungan optimisasi di Excel adalah variabel jumlah penjualan LNG di luar yang telah dikomitmenkan atau dengan kata lain jumlah penjualan LNG untuk komitmen masa mendatang. Namun demikian untuk perhitungan nilai *net-back* akumulatifnya juga akan melibatkan variabel penjualan yang sudah terkomitmen. Tabel 3.9 berikut menyajikan asal dan tujuan masing-masing variabel yang terlibat dalam model ini.

Tabel 3.9 Asal dan Tujuan Variabel Model

Asal Kilang	$j$	Tujuan Ekspor	$k$	Tujuan Domestik	$l$
Arun	1	Taiwan	1	Jabar	1
Bontang	2	Jepang	2	Jatim	2
Tangguh	3	Korea	3		
Sulawesi	4	AS	4		
Natuna	5	China	5		



Sementara itu kendala-kendala dalam model ini adalah sebagai berikut.

- Penjualan untuk dalam negeri jika ditambahkan dengan penjualan ekspor tidak melebihi jumlah sisa pasokan LNG ( $R$ ) dari kilang  $j$  pada tahun  $i$ .

$$\sum_{k=1}^N EQ_{ijk} + \sum_{l=1}^O DQ_{ijl} \leq R_{ij} \quad (3-4)$$

- Penjualan LNG diasumsikan berupa kontrak dengan kisaran 8-20 tahun. Sehingga bila dari awal pasokan ditujukan pada satu tujuan pengiriman, maka untuk tahun selanjutnya tujuan pengiriman tetap berada di lokasi yang sama. Kendala tersebut diformulasikan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{Jika } EQ_{ijk} - EQ_{(i-1)jk} > 0 &\rightarrow, EQ_{(i+1)jk} - EQ_{ijk} = 0 && \text{untuk ekspor atau} \\ \text{Jika } DQ_{ijl} - DQ_{(i-1)jl} > 0 &\rightarrow, DQ_{(i+1)jl} - DQ_{ijl} = 0 && \text{untuk domestik} \end{aligned} \quad (3-5)$$

- Jumlah penjualan LNG baru ke negara  $k$  memiliki batas atas yaitu sebesar pasokan pada kontrak yang berjalan saat ini kecuali untuk pasokan ke negara China dan AS serta untuk domestik, yang diasumsikan dapat menyerap berapapun LNG yang akan dipasok.

$$\sum_{j=1}^M EQ_{ijk} \leq EQ_{ik} \max \quad (3-6)$$

Hasil dari optimisasi adalah berupa skenario aliran LNG dengan nilai *net-back* akumulatif yang terbesar.

### 3.5 SKENARIO SIMULASI DAN OPTIMISASI

Simulasi model pada Powersim dilakukan untuk aliran LNG kilang asal dan tujuan seperti terdapat pada Tabel 3.2. Sedangkan optimisasi dilakukan dari asal kilang yang masih memiliki sisa pasokan LNG, ke tujuan penjualan ekspor yaitu ke negara-negara yang saat ini mengimpor LNG dari Indonesia serta ke tujuan penjualan domestik. Dalam hal ini asumsi yang digunakan adalah dimungkinkan terjadinya perpanjangan kontrak yang lama (dengan menggunakan skenario harga kontrak yang lama) atau adanya kontrak yang baru. Tabel 3.10 berikut menyajikan variabel-variabel yang dimasukkan dalam perhitungan optimisasi.

Tabel 3.10 Variabel Optimisasi Pasokan LNG

No.	Asal- Tujuan	Variabel	Tahun Awal	Tahun Akhir	Jumlah Variabel
1	Penjualan Bontang - Taiwan # CIF	$EQ_{i21}$	2011	2025	15
2	Penjualan Bontang - Jepang # CIF/FOB	$EQ_{i22}$	2011	2025	15
3	Penjualan Bontang - Korea # CIF/FOB	$EQ_{i23}$	2011	2025	15
4	Penjualan Bontang - Jabar # DES	$DQ_{i21}$	2012	2025	14
5	Penjualan Bontang - Jatim # DES	$DQ_{i22}$	2016	2025	10
6	Penjualan Tangguh - Korea # DES	$EQ_{i33}$	2014	2025	12
7	Penjualan Tangguh - AS # DES	$EQ_{i34}$	2014	2025	12
8	Penjualan Tangguh - China # FOB	$EQ_{i35}$	2014	2025	12
9	Penjualan Tangguh - Jepang # CIF	$EQ_{i32}$	2014	2025	12
10	Penjualan Tangguh - Jabar # DES	$DQ_{i31}$	2014	2025	12
11	Penjualan Tangguh - Jatim # DES	$DQ_{i32}$	2016	2025	10
12	Penjualan Natuna - Taiwan # CIF	$EQ_{i51}$	2018	2025	8
13	Penjualan Natuna - Jepang # CIF	$EQ_{i52}$	2018	2025	8
14	Penjualan Natuna - Korea # DES	$EQ_{i53}$	2018	2025	8
15	Penjualan Natuna - AS # DES	$EQ_{i54}$	2018	2025	8
16	Penjualan Natuna - China # FOB	$EQ_{i55}$	2018	2025	8
17	Penjualan Natuna - Jabar # DES	$DQ_{i51}$	2018	2025	8
18	Penjualan Natuna - Jatim # DES	$DQ_{i52}$	2018	2025	8
Total Variabel					195

Simulasi dan optimisasi model dijalankan dalam beberapa skenario. Seperti yang telah dijelaskan pada subbab sebelumnya bahwa optimisasi dilakukan dengan memaksimalkan nilai *net-back*. Nilai *net-back* tersebut terkait dengan formula harga yang digunakan dalam kontrak. Pada tesis ini akan terdapat simulasi dan optimisasi dengan menggunakan beberapa skenario formula harga seperti yang terdapat pada Tabel 3.11 di bawah ini. Kotak-kotak yang diberi warna abu-abu merupakan kontrak-kontrak yang telah ada saat ini di mana ada kemungkinan diperpanjang ataupun ditambah. Kotak yang diarsir berarti bahwa kontrak tersebut tidak dimasukkan dalam perhitungan optimisasi.

Tabel 3.11 Skenario Harga LNG untuk Simulasi dan Optimisasi

No.	Asal - Tujuan	Skenario Dasar - Keterkaitan dengan Harga Minyak Rendah			Skenario 2 - Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi			Skenario 3 - Keterkaitan dengan Harga Minyak Tinggi & B Domestik Dinaikkan			Skenario 4 - Kontrak-kontrak yang Ada tidak Diperpanjang atau Ditambah & A Domestik Lebih Tinggi		
		Kaitan dengan Harga Minyak	A	B	Kaitan dengan Harga Minyak	A	B	Kaitan dengan Harga Minyak	A	B	Kaitan dengan Harga Minyak	A	B
1	LNG Bontang-Taiwan @ CIF	87.37%	0.1506	1.0329	87.37%	0.1506	1.0329	87.37%	0.1506	1.0329			
2	LNG Bontang-Jepang @ CIF	46.55%	0.0803	2.4360	46.55%	0.0803	2.4360	46.55%	0.0803	2.4360			
3	LNG Bontang-Korea @ CIF	85.01%	0.1466	0.7380	85.01%	0.1466	0.7380	85.01%	0.1466	0.7380			
4	LNG Bontang - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000
5	LNG Bontang - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000
6	LNG Tangguh-Korea @ DES	30.34%	0.0523	1.5123	30.34%	0.0523	1.5123	30.34%	0.0523	1.5123			
7	LNG Tangguh-AS @ DES	5.94 - 9.00			5.94 - 9.00			5.94 - 9.00					
8	LNG Tangguh-China @ FOB	30.34%	0.0523	1.3623	30.34%	0.0523	1.3623	30.34%	0.0523	1.3623			
9	LNG Tangguh-Jepang @ CIF	20.00%	0.0345	2.4360	40.00%	0.0690	2.4360	40.00%	0.0690	2.4360	25.00%	0.0431	2.4360
10	LNG Tangguh - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000
11	LNG Tangguh - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000
12	LNG Natuna - Taiwan @ CIF	40.00%	0.0690	1.0329	65.00%	0.1121	1.0329	65.00%	0.1121	1.0329	40.00%	0.0690	1.0329
13	LNG Natuna - Jepang @ CIF	20.00%	0.0345	2.4360	40.00%	0.0690	2.4360	40.00%	0.0690	2.4360	25.00%	0.0431	2.4360
14	LNG Natuna - Korea @ DES	20.00%	0.0345	1.5123	40.00%	0.0690	1.5123	40.00%	0.0690	1.5123	25.00%	0.0431	1.5123
15	LNG Natuna - AS @ DES	5.94 - 9.00			5.94 - 9.00			5.94 - 9.00			5.94 - 9.00		
16	LNG Natuna - China @ FOB	20.00%	0.0345	1.3623	30.34%	0.0523	1.3623	30.34%	0.0523	1.3623	30.34%	0.0523	1.3623
17	LNG Natuna - Jabar @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000
18	LNG Natuna - Jatim @ DES	20.00%	0.0345	1.0000	40.00%	0.0690	1.0000	40.00%	0.0690	2.0000	35.00%	0.0603	1.0000

Penjelasan mengenai skenario-skenario di atas adalah sebagai berikut.

- Skenario dasar – keterkaitan harga minyak rendah

Skenario dasar pada model ini menggunakan formula harga dengan keterkaitan harga minyak mentah yang rendah yaitu hanya sekitar 20%, dengan mempertimbangkan bahwa di masa mendatang kontrak sangat berpotensi dibuat dengan kaitan harga minyak yang rendah, terlebih lagi karena kecenderungan harga minyak mentah yang meningkat secara signifikan.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi

Skenario kedua adalah menaikkan nilai A (keterkaitan harga dengan minyak mentah) pada kontrak-kontrak penjualan ke Asia sebesar 40%, kecuali untuk Taiwan sebesar 65% yang umumnya bersedia membayar lebih tinggi dibanding negara Asia lainnya dan di lain pihak China sebesar 30.34% (A yang berlaku di kontrak penjualan Tangguh) yang umumnya menghendaki pembelian LNG dengan harga yang rendah.

- Skenario keterkaitan dengan harga minyak tinggi dengan B untuk domestik dinaikkan

Skenario ketiga adalah skenario yang hampir mirip dengan skenario kedua, hanya saja untuk membuat harga penjualan domestik lebih kompetitif, maka pada skenario ini nilai konstanta B dinaikkan dari yang tadinya US\$ 1/mmbtu menjadi US\$ 2/mmbtu.

- Skenario kontrak-kontrak yang ada tidak diperpanjang atau ditambah dan A untuk harga domestik lebih tinggi

Dengan mempertimbangkan *net-back* kontrak yang berjalan saat ini yang relatif lebih tinggi karena dibuat pada masa kekuatan pasar ada di pihak penjual, maka ada kemungkinan kontrak dengan formula harga demikian tidak diperpanjang. Pada skenario keempat ini akan dioptimisasikan pasokan LNG dengan asumsi apabila tidak terdapat kemungkinan untuk memperpanjang kontrak yang ada dengan formula harga yang berlaku pada kontrak yang berjalan saat ini. Selain itu, untuk kontrak pasokan dari kilang Tangguh, pada skenario ini diasumsikan bahwa negara-negara yang sudah memiliki komitmen kontrak saat ini yaitu China, Amerika Serikat, dan Korea, tidak akan menambah kontrak dari kilang Tangguh melalui *train* ketiganya.

Pada skenario ini juga digunakan keterkaitan dengan harga minyak untuk harga LNG domestik lebih tinggi dibanding terhadap harga ekspor kecuali untuk Taiwan yang masih berpotensi untuk bersedia membeli LNG dengan keterkaitan harga minyak yang lebih tinggi dibanding negara-negara Asia lainnya. Persentase keterkaitan yang digunakan untuk formula harga domestik pada skenario ini adalah 35% sedangkan untuk ekspor 25%.

Skenario-skenario formula harga tersebut dijalankan baik pada proyeksi dasar harga minyak mentah serta proyeksi harga minyak mentah tinggi seperti yang tertera pada Tabel 3.6 di atas. Jika hasil optimisasi sudah menunjukkan adanya aliran ke domestik, maka akan dilakukan simulasi kembali terhadap pada tahun keberapakah sebaiknya terminal penerimaan domestik siap dioperasikan. Rancangan model Powersim untuk menjalankan berbagai skenario tersebut dapat dilihat pada Lampiran.

1. Hasil dari simulasi dan optimisasi skenario-skenario di atas akan dikemukakan serta dibahas pada Bab 4 mengenai Hasil dan Pembahasan.