



UNIVERSITAS INDONESIA

**GAS BUMI SEBAGAI SUBSTITUSI BAHAN BAKAR MINYAK:
OPTIMASI INVESTASI INFRASTRUKTUR DAN ANALISIS
DAMPAKNYA TERHADAP PEREKONOMIAN NASIONAL**

DISERTASI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar doktor

**ABDUL QOYUM TJANDRANEGARA
0706310394**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
PROGRAM DOKTOR ILMU TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Disertasi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : Abdul Qoyum Tjandranegara

NPM : 0706310394

Tanda Tangan : 

Tanggal : 13 Juli 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Disertasi ini diajukan oleh

Nama : Abdul Qoyum Tjandranegara
NPM : 0706310394
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Disertasi : Gas Bumi Sebagai Substitusi Bahan Bakar Minyak:
Optimasi Investasi Infrastruktur dan Analisis
Dampaknya Terhadap Perekonomian Nasional

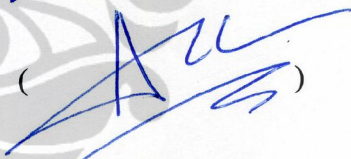
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Doktor pada Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Promotor : Prof. Dr. Ir. Widodo Wahyu Purwanto, D.E.A.

()

Kopromotor: Dr. Ir. Arsegianto, M.Sc. (ITB)

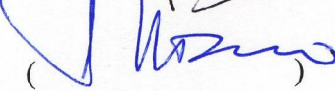
()

Tim Penguji:

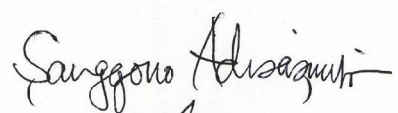
Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc., Ph.D.

()

Prof. Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc., Ph.D.

()

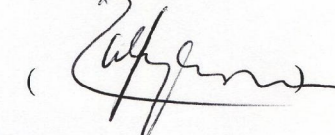
Dr. Sanggono Adisasmito (ITB)

()

Dr. Nuzul Achiar (PE-UI LPEM Salemba)

()

Prof. Dr. Ir. Raldi Artono Koestoer, D.E.A.

()

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur penulis panjatkan ke Hadirat Allah SWT karena hanya dengan Rahmat dan Karunia-Nya desertasi ini dapat terwujud dengan baik. Pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih khusus kepada promotor desertasi:

Prof. Dr. Ir. Widodo Wahyu Purwanto, DEA

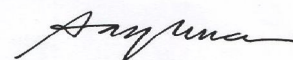
dan demikian pula kepada kopromotor desertasi:

Dr. Ir. Arsegianto, M.Sc.

Atas kesediaan meluangkan banyak waktu untuk memberikan arahan, bimbingan, diskusi, saran dan ide yang sangat membantu dalam penyusunan desertasi ini. Kemudian penulis juga ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada Sdri. Esti, Dr. Ir. Hanggono Nugroho, Dr. Rasidin Sitepu S.P., M.Si., Ir. Jusuf Achmad MBA dan Elvina Fitriasia, S.T. atas bantuan dan dukungan yang sangat berharga sehingga desertasi ini bisa selesai dengan baik. Semoga Allah SWT membalas semuanya dengan yang lebih baik.

Desertasi ini didedikasikan untuk istri, anak, cucu serta keluarga besar Abdul Wahid agar bisa memberi inspirasi bahwa dalam mencari ilmu tidak ada batasan umur. Akhirnya penulis berharap dan berdoa mudah-mudahan desertasi ini bisa bermanfaat untuk kemajuan dunia pendidikan dan kemakmuran bangsa Indonesia. Amin.

Depok, Juli 2012



A. Qoyum Tjandranegara

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Abdul Qoyum Tjandranegara
NPM : 0706310394
Program Studi : Teknik Kimia
Departemen : Teknik Kimia
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Disertasi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**“Gas Bumi Sebagai Substitusi Bahan Bakar Minyak:
Optimasi Investasi Infrastruktur dan
Analisis Dampaknya Terhadap Perekonomian Nasional”**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 13 Juli 2012

Yang menyatakan



(Abdul Qoyum Tjandranegara)

ABSTRAK

Nama : Abdul Qoyum Tjandranegara
Program Studi : Teknik Kimia
Judul : Gas Bumi Sebagai Substitusi Bahan Bakar Minyak:
Optimasi Investasi Infrastruktur dan Analisis Dampaknya Terhadap
Perekonomian Nasional

Terbatasnya infrastruktur gas bumi adalah hambatan utama dalam memaksimalkan pemakaian gas bumi di Indonesia. Subsidi BBM telah lama membebani anggaran belanja negara, dan menghambat pemakaian energi lebih murah seperti gas bumi. Gas bumi di ekspor lalu sebagai gantinya mengimpor BBM yang lebih mahal menyebabkan banyak kerugian finansial bagi Indonesia. Ditambah persepsi bahwa investasi infrastruktur gas bumi yang sangat mahal akan membebani negara dan membuat harga gas bumi kurang bersaing dengan BBM. Tujuan penelitian ini adalah, pertama, memperoleh gambaran tingkat kemampuan gas bumi mensubstitusi BBM pada berbagai harga gas bumi yang dikaitkan dengan harga minyak bumi. Kedua, memperoleh gambaran seberapa besar investasi infrastruktur gas bumi untuk sejumlah BBM yang disubstitusi, penghematan biaya operasi, impor, dan subsidi yang ditimbulkan. Ketiga, memperoleh gambaran seberapa besar dampak substitusi ini terhadap kinerja perekonomian Indonesia. Dengan tingkat pengembalian investasi infrastruktur yang dibuat menarik bagi investor swasta, optimasi dilakukan dengan meminimumkan biaya total rantai suplai gas bumi dari sumber gas ke konsumen. Optimasi menggunakan *non-linier programming* yang diselesaikan dengan metode *Generalized Reduced Gradient*. Sedangkan dampak substitusi BBM oleh gas bumi terhadap kinerja perekonomian Indonesia dihitung menggunakan ekonometrika. Hasil penelitian ini menunjukkan harga gas bumi ditangan konsumen dengan pendekatan optimasi adalah antara 59 - 71% dari harga BBM di sektor transportasi dan antara 57 - 63% dari harga BBM di sektor industri dan listrik untuk satuan energi yang setara. Selisih harga-harga ini cukup menarik bagi konsumen BBM untuk pindah ke gas bumi. Nilai penghematan subsidi, impor dan biaya operasi berlipat kali nilai investasinya, lebih dari sepuluh kali untuk sektor listrik dan industri. Hasil penelitian juga menunjukkan bahwa substitusi ini menaikkan PDB sekitar 3,04-5,14%, meningkatkan pertumbuhan PDB sekitar 0,21-0,37% dan yang lebih penting, menurunkan pengangguran sebesar 26,78-44,23%, tergantung pada jumlah substitusi BBM ke gas bumi beserta nilai investasi infrastrukturnya, pengurangan biaya energi dan subsidi yang dialokasikan kembali sebagai investasi dan tingkat harga minyak mentah. Jika tanpa reinvestasi batas-batas bawah di atas akan menjadi jauh berkurang. Penurunan pengangguran yang sedemikian besar terutama disebabkan oleh realokasi penghematan subsidi sebagai investasi di sektor konstruksi. Inflasi sedikit meningkat akibat pertumbuhan PDB. Secara keseluruhan, substitusi ini meningkatkan kinerja perekonomian Indonesia secara signifikan.

Kata Kunci: Investasi infrastruktur, optimasi, gas bumi, substitusi bahan bakar minyak, ekonometrika, kinerja ekonomi, Indonesia

ABSTRACT

Name : Abdul Qoyum Tjandranegara
Study Program : Chemical Engineering
Title : Natural Gas as Petroleum Fuel Substitution:
Optimization of its Infrastructure and Analysis of its Impact on
Economic Performance in Indonesia

The lack of natural gas infrastructure is the main hurdle in maximizing natural gas usage in Indonesia. The petroleum fuels subsidy has long burdens the government spending, and discourages less expensive energy usage such as natural gas. Exporting natural gas and importing the more expensive petroleum fuel products cause financial losses to Indonesia. Moreover, the perception of high natural gas investment costs that will burden government spending and pushing the natural gas price up hindered the infrastructure construction. The research objectives are, first, to analyze the ability of natural gas to substitute petroleum fuel for a certain natural gas prices which attached to crude oil prices; second, to analyze the required investment to substitute certain amount of petroleum fuel, as well as its subsidy, import and operating cost reductions; third, to analyze the substitution impact on Indonesia macroeconomic performance. Considering that the natural gas infrastructures are given a favorable return on their investment, the optimization to minimize the total natural gas supply chain cost from the sources to the consumers was performed. The optimization uses the Generalized Reduced Gradient method to solve the non-linear programming problem. Econometric is used to calculate the macroeconomic impacts. The results show that using the optimization approach the end-user natural gas prices can be put between 59 to 71% of petroleum fuel prices in transportation sector and between 57 to 63% of petroleum fuel prices in industrial and electricity sector, for the same of energy equivalent. Those price differences are attractive for the petroleum fuel consumers to switch to natural gas. The amounts of subsidy, import and operating cost reduction returns multiple times of the value of its investment, more than ten times in electricity and industrial sectors. The macroeconomic analysis shows that the substitution facilitate GDP increase of 3.04 to 5.14%, GDP growth increase of 0.21 to 0.37%, and more importantly, unemployment decrease of 26.78 to 44.23%, depending on the amount of petroleum fuel substitution and its investment, as well as the cost/subsidy reduction reallocated as investment and crude oil prices. When the reductions are not reallocated as investment, the above results decrease considerably. Inflation increases slightly because of the increase in GDP growth. The substantial unemployment reduction is facilitated by large investment increase in construction sector resulting from energy subsidies reallocation. In short, the substitution significantly increases Indonesia economic performance.

Key words: Infrastructure cost, optimization, natural gas, fuel substitution, econometric, economic performance, Indonesia

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iv
UCAPAN TERIMAKASIH.....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xv
DAFTAR SINGKATAN.....	xvi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	5
1.3 Tujuan Penelitian.....	5
1.4 Hipotesa.....	5
1.5 Batasan Masalah.....	5
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA DAN ASPEK NOVELTY.....	7
2.1 Pasar Domestik BBM dan Gas Bumi.....	7
2.2 Substisusi BBM dengan Gas Bumi, Peluang dan Permasalahannya.....	12
2.3 Subsidi Energi dan Permasalahannya.....	15
2.4 Permintaan Energi.....	18
2.5 Pasokan Energi.....	22
2.6 Infrastruktur Gas Bumi: Jaringan Pipa, LNG dan CNG.....	27
2.7 Biaya Transportasi Gas Bumi.....	29
2.8 Optimasi Infrastruktur Gas Bumi.....	31
2.9 Model Ekonomi.....	33
2.9.1 Fungsi Produksi Cobb-Douglas.....	34
2.9.2 Identifikasi Model dan Teknik Estimasi.....	35

2.9.3 Metode Pendugaan Model.....	36
2.9.4 Validasi Model.....	37
2.10 Aspek <i>Novelty</i>	38
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....	42
3.1 Sistem Transportasi dan Pasokan Gas Bumi.....	43
3.1.1 Pasokan Gas Bumi.....	44
3.1.2 Transmisi Gas Bumi (<i>Midstream</i>).....	46
3.1.3 Distribusi Gas Bumi.....	47
3.1.4 Lokasi Konsumen dan Produsen Gas Bumi.....	47
3.2 Kerangka Pikir Permodelan.....	48
3.3 Skenario Substitusi BBM dengan Gas Bumi dan Definisi Volume Substitusi.....	53
3.4 Tingkat Substitusi BBM dengan Gas Bumi dan Definisi Volume Substitusi.....	54
3.5 Skenario Dampak Substitusi BBM dengan Gas Bumi terhadap Makro-Ekonomi Indonesia.....	56
3.6 Model Matematik.....	58
3.6.1 Model Permintaan BBM / Gas Bumi / Suatu Jenis Energi.....	58
3.6.2 Biaya Transportasi Gas Bumi.....	59
3.6.3 Optimasi Biaya Rantai Suplai Gas Bumi.....	60
3.6.4 Harga BBM dan Gas Bumi.....	62
3.6.5 Penghematan Subsidi, Impor dan Biaya Operasi.....	63
3.6.6 Dampak Substitusi terhadap Makro-Ekonomi Indonesia.....	63
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN.....	68
4.1 Proyeksi Permintaan Energi Nasional.....	68
4.2 Proyeksi Permintaan Energi Wilayah.....	72
4.3 Proyeksi Permintaan Gas Bumi untuk Non-Energi, Ekspor dan Kebutuhan Khusus.....	76
4.4 Pilihan-pilihan Infrastruktur beserta Biaya Investasi dan Transmisi atau Prosesnya.....	76
4.5 Proyeksi Permintaan Total Gas Bumi Indonesia dan Pulau Jawa.....	81

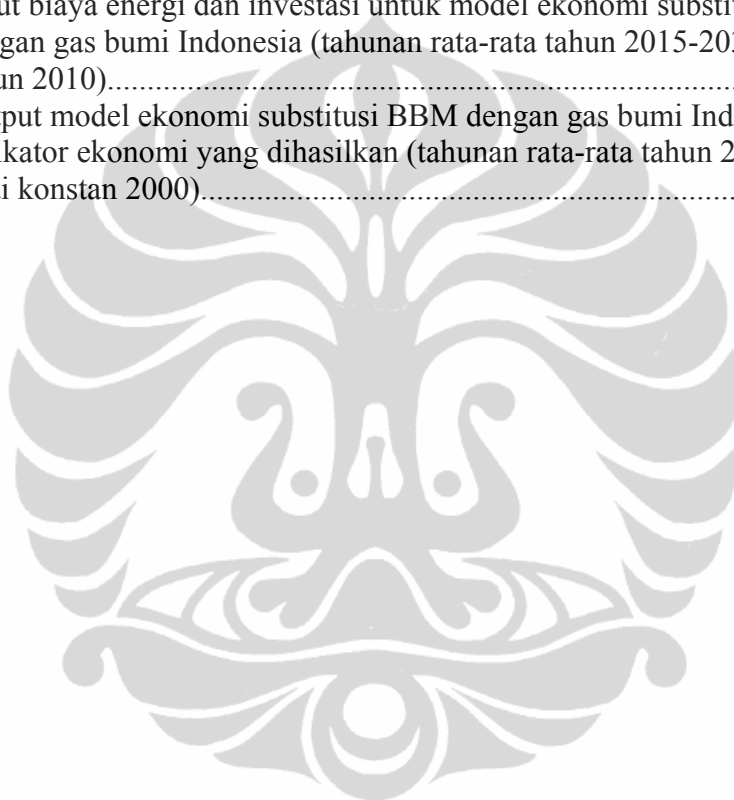
4.6 Hasil Optimasi: Biaya dan Volume setiap jalur transmisi ke Jawa dan Nilai Fungsi Objektif untuk setiap tingkat substitusi.....	83
4.7 Hasil Optimasi Infrastruktur Transmisi Gas Bumi.....	90
4.8 Pembahasan Infrastruktur-Investasi Hasil Optimasi.....	96
4.9 Analisa Infrastruktur Investasi.....	101
4.10 Perbandingan Harga BBM dan Gas Bumi di Tangan Konsumen.....	102
4.11 Hubungan antara Nilai Investasi dan Substitusi vs Penghematan Biaya Operasi, Impor dan Subsidi.....	105
4.12 Dampak Makroekonomi Indonesia Akibat Substitusi.....	108
4.12.1 Estimasi Model Produksi Sektoral dan Indikator Ekonomi.....	108
4.12.2 Analisa Dampak Substitusi.....	113
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN.....	119
5.1 Kesimpulan.....	119
5.2 Saran.....	120
DAFTAR PUSTAKA.....	121
CURRICULUM VITAE.....	127

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Konsumsi BBM dan gas bumi (dalam Juta SBM).....	10
Tabel 2.2.	Harga solar dan gas bumi di sektor industri dan listrik (dalam rupiah per SBM).....	11
Tabel 2.3.	Pemborosan Biaya Operasi Akibat Menggunakan BBM yang mahal tidak menggunakan gas bumi yang lebih murah.....	14
Tabel 2.4.	Kehilangan devisa akibat mengekspor energi murah (gas bumi) dan mengimpor atau menggunakan energi mahal (BBM).....	14
Tabel 2.5.	Emisi CO ₂ akibat konsumsi energi di Indonesia (dalam juta ton CO ₂).....	15
Tabel 2.6.	Beban subsidi BBM dan listrik Indonesia.....	17
Tabel 2.7.	Konsumsi energi final Indonesia per sektor tanpa biomassa (dalam juta SBM).....	19
Tabel 2.8.	Proyeksi permintaan energi premier tahun 2030.....	20
Tabel 2.9.	Proyeksi permintaan gas bumi berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2009 per sektor (dalam MMSCFD).....	21
Tabel 2.10.	Proyeksi permintaan gas bumi domestik berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2009 per wilayah (dalam MMSCFD).....	21
Tabel 2.11.	Pasokan energi premier berdasarkan sumber energi (dalam juta SBM).....	22
Tabel 2.12.	Cadangan energi fosil di Indonesia tahun 2010.....	23
Tabel 2.13.	Cadangan CBM Indonesia dengan prospek tinggi.....	24
Tabel 2.14.	Perkiraan pasokan gas bumi berdasarkan Neraca Gas Indonesia tahun 2009 per wilayah (dalam MMSCFD).....	27
Tabel 2.15.	Perkiraan investasi infrastruktur pipa gas bumi di Indonesia.....	28
Tabel 2.16.	Skema pembiayaan proyek dan pengoperasia infrastruktur.....	30
Tabel 2.17.	Studi yang membahas optimasi infrastruktur gas bumi.....	38
Tabel 2.18.	Studi yang membahas hubungan antara substitusi/pemakaian energi dan dampak perekonomian.....	40
Tabel 3.1.	Perkiraan produksi harian lapangan gas bumi dan lama produksi.....	45
Tabel 3.2.	Skema subsidi bahan bakar sektor transportasi.....	54
Tabel 3.3.	Proyeksi proporsi gas bumi sektoral.....	55
Tabel 3.4.	Proporsi bauran energi tahun 2007.....	56
Tabel 3.5.	Skenario model ekonomi.....	57
Tabel 4.1.	Elastisitas historis dan proyeksi pertumbuhan sektoral.....	68
Tabel 4.2.	Pertumbuhan wilayah historis dan proyeksinya.....	72
Tabel 4.3.	Proyeksi permintaan solar per wilayah untuk sektor industri.....	73
Tabel 4.4.	Proyeksi permintaan gas bumi wilayah sektor industri.....	73
Tabel 4.5.	Proyeksi permintaan gas bumi per wilayah untuk sektor listrik.....	74
Tabel 4.6.	Proyeksi permintaan solar wilayah sektor listrik.....	74
Tabel 4.7.	Proyeksi permintaan premium wilayah sektor transportasi.....	75
Tabel 4.8.	Proyeksi permintaan solar per wilayah untuk sektor transportasi.....	75
Tabel 4.9.	Pilihan pipa gas bumi, biaya investasi dan biaya rantai suplai.....	77
Tabel 4.10.	Konstanta Persamaan 3.4 untuk biaya rantai suplai pipa gas bumi.....	77
Tabel 4.11.	Konstanta Pers. 3.4 untuk biaya rantai suplai/ <i>liquefaction</i>	79

Tabel 4.12.	Konstanta Persamaan 3.4 untuk biaya rantai suplai/regasifikasi.....	80
Tabel 4.13.	Hasil Optimasi Skenario-S1.....	85
Tabel 4.14.	Hasil Optimasi Skenario-S2.....	86
Tabel 4.15.	Hasil Optimasi Skenario-S3.....	87
Tabel 4.16.	Hasil Optimasi Skenario-S4.....	88
Tabel 4.17.	Kapasitas Terpakai Pipa Transmisi Utama Skenario-S4.....	89
Tabel 4.18.	Hasil Optimasi Skenario-S1: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD).....	91
Tabel 4.19.	Hasil Optimasi Skenario-S2: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD).....	91
Tabel 4.20.	Hasil Optimasi Skenario-S3: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD).....	92
Tabel 4.21.	Hasil Optimasi Skenario-S4: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD).....	92
Tabel 4.22.	Rincian Infrastruktur Gas Bumi.....	93
Tabel 4.23.	Skenario-S1: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD).....	93
Tabel 4.24.	Skenario-S2: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD).....	94
Tabel 4.25.	Skenario-S3: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD).....	94
Tabel 4.26.	Skenario-S4: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD).....	95
Tabel 4.27.	Hasil Optimasi: Biaya Rantai Suplai/Proses Gas Bumi Rata-rata Nasional untuk Setiap Skenario Substitusi (dalam USD/MMBTU).....	95
Tabel 4.28.	Hasil Optimasi Substitusi Skenario-S4 Tahun 2030: Biaya Rantai Suplai/Proses Infrastruktur Gas Bumi.....	95
Tabel 4.29.	Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S1 (MMSCFD).....	97
Tabel 4.30.	Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S2 (MMSCFD).....	98
Tabel 4.31.	Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S3 (MMSCFD).....	99
Tabel 4.32.	Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S4 (MMSCFD).....	100
Tabel 4.33.	Biaya rata-rata transmisi atau proses gas bumi dengan memperhitungkan harga minyak bumi (USD/MMBTU).....	103
Tabel 4.34.	Harga gas bumi and BBM di tangan konsumen.....	104
Tabel 4.35.	Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga solar di sektor industri dan listrik.....	104
Tabel 4.36.	Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga premium di sektor transportasi.....	104
Tabel 4.37.	Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga solar di sektor transportasi.....	105
Tabel 4.38.	Perbandingan biaya transportasi gas bumi Indonesia dan A.S., Nilai Konstan tahun 2000 (USD/MMBTU).....	105
Tabel 4.39.	Perbandingan Harga Rata-rata BBM dan Gas Bumi Transportasi Bersubsidi.....	106

Tabel 4.40.	Investasi infrastruktur gas bumi dan jumlah substitusi BBM vs penghematan biaya operasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun).....	106
Tabel 4.41.	Substitusi 1 juta kL BBM vs investasi infrastruktur gas bumi serta penghematan biaya pperasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun).....	106
Tabel 4.42.	Investasi infrastruktur gas bumi sebesar IDR 1 trilun vs jumlah substitusi BBM serta penghematan biaya operasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun).....	107
Tabel 4.43.	Input biaya energi dan investasi untuk model ekonomi substitusi BBM dengan gas bumi Indonesia (tahunan rata-rata tahun 2015-2030, nilai tahun 2010).....	112
Tabel 4.44.	Output model ekonomi substitusi BBM dengan gas bumi Indonesia dan indikator ekonomi yang dihasilkan (tahunan rata-rata tahun 2015-2030, nilai konstan 2000).....	114



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Dampak penghapusan subsidi terhadap penurunan emisi CO ₂ global.....	18
Gambar 2.2.	Cadangan gas bumi Indonesia 2010 (dalam TSCF).....	23
Gambar 2.3.	Cadangan Coal Bed Methane Indonesia (dalam TCF).....	24
Gambar 2.4.	Perkiraan produksi CBM.....	25
Gambar 2.5.	Proyeksi pasokan energi (dalam Juta SBM).....	26
Gambar 2.6.	Ilustrasi biaya transportasi gas bumi dan minyak mentah (harga pada tahun 2002 dan kapasitas angkutan gas bumi dalam MMSCFD).....	29
Gambar 2.7.	Ilustrasi Prinsip GRG.....	32
Gambar 3.1.	Alur fisik gas bumi.....	44
Gambar 3.2.	Jalur transmisi gas bumi.....	46
Gambar 3.3.	Skema kerangka pikir permodelan.....	51
Gambar 3.4.	Skema optimasi biaya rantai suplai.....	52
Gambar 3.5.	Skema dampak substitusi terhadap kinerja ekonomi.....	53
Gambar 3.6.	Tahapan membangun model ekonometrik substitusi energi.....	65
Gambar 4.1.	Permintaan energi final (tidak termasuk biomassa and non-energi).....	69
Gambar 4.2.	Permintaan energi sektor industri dan proyeksinya.....	69
Gambar 4.3.	Permintaan energi sektor transportasi dan proyeksinya.....	70
Gambar 4.4.	Permintaan listrik dan proyeksinya.....	70
Gambar 4.5.	Permintaan energi premier dan proyeksinya.....	71
Gambar 4.6.	Hubungan antara kapasitas dan biaya rantai suplai pipa gas bumi.....	78
Gambar 4.7.	Hubungan antara kapasitas dan investasi unit <i>liquefaction</i>	78
Gambar 4.8.	Hubungan antara kapasitas dan biaya <i>liquefaction</i>	79
Gambar 4.9.	Hubungan antara kapasitas dan investasi unit regasifikasi.....	80
Gambar 4.10.	Hubungan antara kapasitas dan biaya regasifikasi.....	81
Gambar 4.11.	Permintaan gas bumi Indonesia.....	82
Gambar 4.12.	Permintaan gas bumi jawa minus pasokan lokal.....	82
Gambar 4.13.	Investasi Kumulatif Infrastruktur Gas Bumi.....	102
Gambar 4.14.	Perubahan PDB dibandingkan dengan Skenario Dasarnya.....	115
Gambar 4.15.	Perubahan Pertumbuhan PDB dibandingkan dengan Skenario Dasarnya.....	115
Gambar 4.16.	Perubahan Output Setiap Sektor dibandingkan dengan Skenario Dasarnya.....	116
Gambar 4.17.	Perubahan Inflasi dibandingkan dengan Skenario Dasarnya.....	116
Gambar 4.18.	Perubahan Pengangguran dibandingkan dengan Skenario Dasarnya.....	117

DAFTAR SINGKATAN



APBN	: Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
BBG	: Bahan Bakar Gas
BBM	: Bahan Bakar Minyak
BLT	: Bantuan Langsung Tunai
BOT	: <i>Balance of Trade</i>
CBM	: <i>Coal Bed Methane</i>
CGE	: <i>Computable General Equilibrium</i>
CNG	: <i>Compressed Natural Gas</i>
DMO	: <i>Domestic Market Obligation</i>
EIA	: <i>U.S. Energy Information Administration</i>
ESDM	: Energi dan Sumber Daya Mineral
GDP	: <i>Gross Domestic Product</i>
GRG	: <i>Generalized Reduced Gradient</i>
GSA	: <i>Gas Supply Agreement</i>
IANGV	: International Association for Natural Gas Vehicles
IEA	: International Energy Agency
KK	: Kontrak Karya
LNG	: <i>Liquefied Natural Gas</i>
MMBTU	: <i>Million Metric British Thermal Units</i>
MMSCFD	: Millions of Standard Cubic Feet <i>per Day</i>
NLP	: <i>Non-Linear Programming</i>
OECD	: <i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>
PDB	: Produk Domestik Bruto
PGN	: Perusahaan Gas Negara
PJBG	: Perjanjian Jual Beli Gas
PUSRI	: Pupuk Sriwijaya
SBM	: Setara Barel Minyak
SPBG	: Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas
TCF	: <i>Trillion Cubic Feet</i>
TSCF	: <i>Trillion Standard Cubic Feet</i>

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Natural Gas as Petroleum Fuel Substitution: Analysis of Supply Demand Projections Infrastructures, Investments and End-User Prices.....	129
Lampiran 2. Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and its Financial and Environmental Effects to Indonesia.....	130
Lampiran 3. Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Impact on Economic Performance in Indonesia.....	131



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Keterbatasan infrastruktur gas bumi domestik adalah hambatan utama dalam memaksimalkan penggunaan gas bumi di dalam negeri. Begitu pula dengan persepsi bahwa tingginya investasi infrastruktur akan membebani anggaran belanja pemerintah dan menjadikan harga gas bumi tinggi hingga kurang dapat bersaing dengan harga BBM.

Di beberapa negara pengekspor maupun pengimpor gas bumi, Pemerintah setempat memberikan subsidi harga jual gas bumi ke konsumen domestik (Birol and Keppler, 1999) untuk mendorong penggunaan energi gas bumi yang lebih murah, efisien dan ramah lingkungan dibandingkan bahan bakar minyak (BBM). Berbeda dengan Indonesia, Pemerintah memberikan subsidi kepada BBM dalam jumlah sedemikian besar yang membuat gas bumi menjadi sulit bersaing dengan BBM. Akibatnya, produsen gas bumi cenderung dan lebih suka mengekspor gas bumi untuk mendapatkan harga yang lebih baik dibanding harga gas bumi di pasar dalam negeri, sementara Pemerintah harus mengimpor BBM untuk memenuhi permintaan energi dalam negeri yang semakin meningkat. Dengan mengekspor bahan bakar murah, yaitu gas bumi, dan mengimpor bahan bakar mahal, yaitu BBM, diperkirakan negara kehilangan devisa sebesar rata-rata Rp102,6 triliun per tahun dan pemborosan biaya operasi sebesar rata-rata Rp 60,6 triliun per tahun sepanjang periode tahun 2006-2009 (Tjandranegara, 2010). Dampak lainnya adalah subsidi BBM pada periode 2006-2010 di sektor transportasi dan listrik yang masih banyak menggunakan BBM mencapai rata-rata Rp134,6 triliun per tahun yang membebani sekitar 15% dari anggaran belanja pemerintah (Kementerian Keuangan, 2011). Apabila Indonesia menggunakan energi yang lebih murah, maka biaya operasi perusahaan maupun perorangan, impor energi dan subsidi energi akan bisa dihemat, bahkan memungkinkan penghapusan subsidi. Selanjutnya jika penghematan-penghematan ini dialihkan ke sektor-sektor yang lebih produktif akan dapat meningkatkan kinerja perekonomian nasional.

Di sektor energi, Indonesia telah menerapkan subsidi BBM sejak tahun 1950-an. Kebijakan subsidi ini masih bisa diterima sepanjang kebutuhan BBM domestik masih di bawah jumlah produksi minyak bumi yang menjadi hak Pemerintah. Kenyataannya dengan ukuran ini, Indonesia telah menjadi *net oil importer* sejak tahun 1997. Oleh karena itu, kebijakan yang berfokus kepada subsidi BBM selayaknya ditinjau ulang (Tjandranegara dan Purwanto, 2009).

Beberapa penelitian menunjukkan bahwa subsidi energi yang berlebihan berdampak negatif terhadap negara-negara penghasil energi fosil, khususnya minyak bumi. Subsidi energi membebani anggaran belanja pemerintah, menurunkan pendapatan negara, menghambat pembangunan dan investasi energi alternatif, mendorong pemborosan pemakaian energi yang disubsidi, yang seterusnya meningkatkan dampak negatif terhadap lingkungan. Lebih lanjut, subsidi tidak kena sasaran, golongan menengah ke atas lebih banyak menikmatinya, karena mereka menggunakan lebih banyak energi. Namun, banyak pihak yang sepakat bahwa menurunkan subsidi bukanlah pekerjaan yang mudah (Kosmo, 1989; Birol et al., 1995; Birol and Keppler, 1999; Barnes and Halpern, 2000; Morgan, 2007; Beaton and Lontoh, 2010; Tumiwa et al., 2011).

Penelitian Tjandranegara, et. al. (2010), menunjukkan bahwa substitusi BBM dengan gas bumi sebanyak 39,24 juta kL per tahun periode tahun 2015-2030, menurunkan neraca perdagangan sebesar US\$10-US\$18 miliar per tahun dan mengurangi emisi CO₂ rata-rata 36,14 juta ton per tahun. Pengurangan ini setara dengan emisi CO₂ dari 20% emisi akibat penggunaan BBM atau 8% emisi akibat konsumsi energi saat ini. Di sisi suplai energi, Indonesia memiliki 334 TSCF sumber daya gas bumi dengan perkiraan cadangannya sebesar 157,14 TSCF, jika tingkat diproduksi sebesar 3,41 TSCF per tahun maka gas bumi baru akan habis dalam 46 tahun. Sementara itu ketersediaan sumber daya metana dari *Coal Bed Methane* (CBM) lebih besar lagi yakni 453 TSCF (Kementerian ESDM, 2009b).

Semakin besar jarak harga BBM dengan harga gas bumi di konsumen akhir pada nilai kalori yang sama, maka akan semakin besar dampak penghematan substitusi BBM ke gas bumi. Biaya transportasi BBM erat berkaitan dengan harga minyak mentah dunia (Nugroho, 2010), sementara biaya transportasi gas bumi bergantung pada besaran investasi infrastrukturnya (Tjandranegara, 20).

Dalam disertasi ini dilakukan optimasi untuk mendapatkan biaya rantai suplai minimum (biaya transmisi dan proses) yang merupakan persoalan non-linier programming yang diselesaikan menggunakan metode *Generalized Reduced Gradient* (GRG). Sebelum dilakukan optimasi ditentukan terlebih dahulu besaran pasokan maksimum setiap wilayah produksi gas bumi dan konfigurasi infrastruktur rantai suplai Nasional menggunakan *engineering judgment*.

Yeh (2007) berpendapat agar harga gas bumi maksimal 60 persen dari harga BBM untuk sektor transportasi di stasiun-stasiun pengisian bahan bakar, agar dapat mendorong konsumen beralih ke *Compressed Natural Gas* (CNG) secara sukarela mengingat beban pembelian konverter CNG yang relatif mahal. Rendahnya selisih harga gas bumi dengan harga BBM subsidi di sektor transportasi merupakan salah satu hambatan bagi konsumen untuk beralih ke bahan bakar gas bumi.

Pada periode tahun 2000-2008, industri domestik yang merupakan konsumen terbesar gas bumi tidak mengalami perubahan, yaitu sekitar 500 BCF per tahun (Kementerian ESDM, 2011b). Pada tahun 2008 konsumsi gas bumi untuk domestik hanya mencapai 13% dari *energy-mix* total.

Salah satu sebab rendahnya pemanfaatan gas bumi untuk domestik kemungkinan disebabkan oleh regulasi Pemerintah yang kurang berpihak pada produsen gas bumi di hulu. Kebijakan pemerintah menjadikan harga jual gas bumi untuk domestik rata-rata jauh di bawah harga gas bumi internasional atau harga gas bumi ekspor. Hal ini membuat produsen gas bumi di hulu tidak tertarik untuk menjual gas bumi di pasar domestik dan lebih suka untuk mengeksport gas bumi agar mendapatkan harga yang lebih baik (Braithwaite et al., 2010). Dengan kata lain gas bumi di Indonesia harganya murah, permintaannya tinggi, namun ketersediaannya terbatas, suatu anomali pasar yang umum terjadi dalam *heavily regulated market* seperti di negara-negara Blok Timur dahulu. Kenyataan di Indonesia menunjukkan hal yang sedikit berbeda, yaitu harga gas bumi domestik yang rendah disebabkan oleh terbatasnya pembeli yang dapat mengakses gas bumi. Keterbatasan akses ini disebabkan oleh terbatasnya infrastruktur transportasi gas bumi. Karena itu untuk membuka akses konsumen terhadap gas bumi, diperlukan penyediaan infrastruktur transportasi gas bumi (Tjandranegara, 2010).

Studi Caloghirou et al., (1996) di Yunani menggunakan analisa input-output, menemukan adanya kenaikan produk domestik bruto (PDB) hingga 3% selama delapan tahun, yang diakibatkan oleh substitusi BBM dengan gas bumi. Pembangunan infrastruktur distribusi gas bumi di Yunani ini memakan waktu 8 tahun dan menghabiskan dana US\$2 miliar pada harga konstan 1992. Lu et. al. (2010) menggunakan model *Computable General Equilibrium* (CGE) untuk menganalisa dampak pertumbuhan investasi di sektor energi di bagian barat Republik Rakyat Cina. Hasilnya menunjukkan bahwa PDB meningkat sampai dengan 8.92% ketika investasi energi meningkat sampai dengan 60%.

Konsumsi gas bumi Indonesia di tahun 2030 diperkirakan akan menjadi dua kali lipat atau lebih, sehingga investasi infrastruktur gas bumi suatu yang tidak bisa dihindari (Tjandranegara et al., 2011). Hal yang sama juga terjadi di Cina dan India dimana diperkirakan terjadi peningkatan konsumsi energi gas bumi beberapa kali lipat, meskipun di ketiga negara tersebut terdapat persaingan dengan energi batubara yang lebih murah walau lebih polutif (Huppmann et al., 2011).

Penelitian ini menunjukkan dengan tingkat pengembalian investasi infrastruktur gas bumi yang menarik bagi penanam modal swasta dan dengan bantuan optimasi, harga gas bumi bisa dibuat cukup jauh di bawah harga BBM, sehingga menarik bagi konsumen untuk pindah ke gas bumi. Kenaikan pasokan gas bumi akibat investasi dan selisih harga di atas memungkinkan penghematan subsidi energi, impor dan biaya operasi yang sangat besar. Selanjutnya penelitian ini menunjukkan dengan menggunakan ekonometrika substitusi BBM dengan gas bumi dan investasi infrastrukturnya akan menaikkan kinerja perekonomian Indonesia secara signifikan. Lebih jauh tambahan investasi ke sektor konstruksi terutama akibat pengalihan penghematan subsidi, menurunkan pengangguran secara sangat signifikan.

1.2. Rumusan Masalah

Sejalan dengan latar belakang yang telah diuraikan di atas, maka dapat dirumuskan permasalahan penelitian sebagai berikut:

1. Apakah investasi infrastruktur gas bumi yang dianggap mahal dengan tingkat pengembaliannya yang menarik bagi investor:
 - a. masih dapat membuat harga gas bumi cukup rendah dibandingkan dengan harga BBM, sehingga dapat mendorong konsumen untuk beralih ke gas bumi?
 - b. dapat menyelesaikan masalah subsidi energi, pemborosan devisa, dan biaya operasi yang tinggi akibat memakai BBM impor yang mahal dengan tidak memaksimalkan penggunaan gas bumi dalam negeri yang lebih murah?
2. Apa dampaknya bagi kinerja perekonomian Indonesia kalau banyak pengguna BBM domestik beralih menggunakan gas bumi?

1.3. Tujuan Penelitian

Sejalan dengan latar belakang dan permasalahan penelitian yang telah disebutkan lebih dahulu, maka dirumuskan tujuan penelitian sebagai berikut:

1. Memperoleh gambaran tingkat kemampuan gas bumi mensubstitusi BBM pada berbagai harga gas bumi yang dikaitkan dengan harga minyak bumi.
2. Memperoleh gambaran seberapa besar dampak investasi infrastruktur gas bumi terhadap substitusi BBM oleh gas bumi, serta penghematan biaya operasi, impor, dan subsidi yang ditimbulkan.
3. Memperoleh gambaran seberapa besar dampak substitusi bahan bakar minyak dengan gas bumi terhadap kinerja perekonomian Indonesia.

1.4. Hipotesa

- Substitusi BBM dengan gas bumi memungkinkan pengurangan subsidi, impor (penggunaan devisa) dan biaya operasi secara signifikan.
- Substitusi dan investasi infrastruktur gas bumi serta pengalihan penghematan subsidi ke investasi infrastruktur lainnya akan meningkatkan kinerja perekonomian nasional secara signifikan.

1.5. Batasan Penelitian

- Penelitian ini hanya mencakup substitusi BBM ke gas bumi, melalui infrastruktur transmisi gas melalui pipa dan gas dalam bentuk cair (LNG) sampai dengan tahun 2030.
- Infrastruktur distribusi yang dipertimbangkan hanya di sektor transportasi melalui CNG.
- Sumber gas bumi berasal dari dalam negeri termasuk CBM.
- Optimasi meminimumkan biaya rantai suplai gas bumi dari sumber gas bumi ke Jawa.
- Subsidi langsung hanya untuk sektor transportasi dan subsidi tidak langsung untuk sektor listrik. Pengurangan biaya operasi akibat substitusi BBM oleh gas bumi di sektor listrik diasumsikan sebagai penurunan subsidi.
- Model ekonomi hanya difokuskan kepada output/produksi sektor industri, listrik dan transportasi.
- Penurunan pengangguran tidak dihubungkan dengan jumlah tenaga kerja dalam model produksi.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA DAN ASPEK NOVELTY

2.1 Pasar Domestik BBM dan Gas Bumi

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumber daya minyak dan gas bumi yang cukup sehingga dapat memenuhi kebutuhan dalam negeri. Telah kita ketahui sejak lama, nilai komersial minyak mentah selalu lebih tinggi dibandingkan dengan nilai gas bumi. Hal ini disebabkan pemanfaatan minyak mentah yang lebih mudah dari segi pengelolaannya dibandingkan dengan gas bumi, terutama dari segi transportasinya. Walaupun secara teknis pemanfaatan gas bumi ini sama atau bahkan dapat lebih baik dibandingkan dengan minyak bumi.

Sebelum tahun 1973, harga gas bumi di pasar dalam negeri Indonesia berkisar 30%-50% dari nilai minyak mentah atau 15%-25% dari nilai BBM (Kementerian ESDM, 1973). Akan tetapi, kemajuan teknologi pengolahan gas bumi meningkat dengan adanya teknologi kriogenik yang disebut dengan *Liquefied Natural Gas* (LNG).

Pada tahun 1978, Indonesia melalui Pertamina mulai mengespor LNG dari Bontang dan Arun ke Jepang. Karena penjualan LNG ini, harga gas bumi kurang lebih 90-100% dari harga minyak bumi, meskipun biaya pengolahan dan transportasinya berbeda.

Pada saat yang sama, Indonesia mulai merencanakan pemanfaatan gas bumi sebagai bahan baku untuk pembuatan pupuk anorganik seperti pupuk urea. Seharusnya Indonesia tidak hanya memanfaatkan gas bumi untuk pembuatan pupuk dan petrokimia, tetapi juga untuk keperluan bahan bakar industri, pembangkit tenaga listrik, dan transportasi.

Sesuai dengan Pasal 33 Undang-Undang 1945, Indonesia telah menerapkan kebijakan harga BBM murah sejak berlakunya Kontrak Karya (KK) Migas 1964. Pada saat itu, harga minyak bumi sekitar US\$1.80 per barel dan kebutuhan BBM masih kurang dari 15% dari produksi minyak mentah Indonesia (Direktorat Jendral Migas dan estimasi British Petroleum, 2012).

Di samping itu, perusahaan minyak wajib menyerahkan kepada pemerintah *Domestic Market Obligation* (DMO) sebesar 25% dari pendapatannya dengan harga

biaya produksi, *at cost + fee* sebesar US\$0.20 per barel. Dari angka-angka di atas, dapat dilihat bahwa pemerintah pada saat itu tidak ada masalah dalam menjual BBM dengan harga murah serta tidak membebani Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN).

Setelah berjalan lebih dari 30 tahun, pada tahun 1997 harga minyak mencapai US\$20 per barel. Terjadinya krisis ekonomi menyebabkan nilai rupiah jatuh dari Rp2.500,00 per dolar Amerika Serikat menjadi Rp12.500,00 per dolar Amerika Serikat. Karena volume kebutuhan BBM pada saat itu sudah melebihi produksi minyak mentah milik Indonesia (*net oil importer*), subsidi BBM pada saat itu mulai terasa menjadi beban bagi APBN demikian juga dengan beban devisa yang terasa semakin berat untuk mengimpor BBM (Tjandranegara, 2010). Atas dasar ini, timbul gagasan untuk mengganti BBM dengan gas bumi yang memiliki harga lebih murah dan tersedia dalam jumlah yang memadai.

Pada pertengahan tahun 2008, harga minyak mentah mendekati US\$150 per barel. Selain itu, kebutuhan BBM sudah jauh lebih besar dibandingkan dengan produksi minyak mentah milik Indonesia. Pada saat krisis ekonomi dunia di akhir tahun 2008, harga minyak mentah jatuh bebas menjadi sampai dibawah US\$40 per barel, sehingga beban subsidi dan kebutuhan devisa pun jauh berkurang. Namun pada tahun 2011 harga minyak mentah sudah kembali di atas US\$100 per barel, yang berakibat pada besarnya beban subsidi dan peningkatan kebutuhan devisa. Hal ini mengakibatkan semakin kuatnya desakan dan kebutuhan untuk mensubstitusi BBM dengan gas bumi.

Pemanfaatan gas bumi untuk kepentingan pasar domestik melalui pipa transmisi telah dilaksanakan sejak tahun 1962 untuk pabrik Pupuk Sriwijaya (PUSRI) I; tahun 1967 untuk pabrik baja Cilegon dari Cilamaya; antara tahun 1970-1980 untuk pabrik PUSRI II, PUSRI III, PUSRI IV, Pupuk Kaltim I, Pupuk Kaltim II, Pupuk Kujang I, Pupuk Kujang II, LNG Arun, dan LNG Bontang; tahun 1987 Pagerungan – Grissik (Jatim).

Sejak tahun 1992, Indonesia melalui Perusahaan Gas Negara (PGN) mulai memikirkan pembangunan pipa transmisi tidak hanya untuk kepentingan bahan baku saja, tetapi juga untuk kepentingan bahan bakar bagi industri, pembangkit tenaga listrik dan transportasi. Pada tahun 1998, dilakukan pemasangan pipa transmisi

Grissik-Duri oleh PGN untuk *lifting* minyak bumi di Duri. Kemudian pada tahun 2000, dilakukan pemasangan pipa transmisi Natuna Barat-Singapore oleh Pertamina dan tahun 2003 untuk Grissik-Batam-Singapura oleh PGN.

Era baru bisnis gas bumi di dalam negeri terjadi pada tahun 2007, ketika pipa transmisi Grissik-Pagardewa-Cilegon dan Grissik-Pagardewa-Muara Tawar (2 jalur pipa) mulai beroperasi. Kedua pipa ini, yang membawa gas bumi dari Sumatera ke Jawa, diperuntukkan bagi bahan bakar industri, pembangkit tenaga listrik dan transportasi. Seiring dengan berjalannya waktu, pipa transmisi yang tadinya untuk kepentingan *captive market* (pipa gas hulu) menjadi pipa transmisi *non-captive market* (pipa gas hilir) seperti jalur Cilamaya-Cilegon dan Pagerungan-Gresik.

Penggunaan BBG atau *Compressed Natural Gas* (CNG) sebagai bahan bakar kendaraan di Jakarta telah dimulai sejak tahun 1984. Untuk mendukung program penggunaan BBG sebagai bahan bakar kendaraan, pada tahun 1990 telah dibangun 18 stasiun pengisian bahan bakar gas (SPBG). Akan tetapi, pada tahun 2006 hanya 9 SPBG yang beroperasi, bahkan pada tahun 2010 hanya 3 buah SPBG saja yang beroperasi.

Sudah banyak negara lain yang menggunakan gas bumi untuk bahan bakar kendaraan, diantaranya adalah India dan Pakistan. Sejak tahun 2000 sampai saat ini, India telah membangun sekitar 600 SPBG. Sedangkan, Pakistan yang baru memulai pembangunan SPBG pada tahun 2003, telah memiliki lebih dari 3285 SPBG pada akhir tahun 2010 dengan jumlah pengguna mencapai 2,7 juta kendaraan (IANGV, 2011).

Menurut literatur (Braithwaite et al., 2010) di tahun 2008 konsumsi gas bumi di Indonesia hanya 13% dari *energy-mix* total. Salah satu penyebab rendahnya proporsi ini adalah karena adanya regulasi pemerintah yang tidak menguntungkan pihak produsen gas bumi, terutama untuk pasokan domestik. Regulasi ini menjadikan harga jual gas bumi domestik jauh di bawah harga gas bumi internasional atau ekspor, sehingga tidak mendorong para penanam modal untuk meningkatkan ketersediaan gas bumi untuk dalam negeri. Lebih jauh dikatakan, gas bumi di Indonesia mendapatkan subsidi tidak langsung. Data Tabel 2.1 menunjukkan konsumsi gas bumi dari tahun 1986 – 2008 dan pada 9 tahun terakhir justru menurun. Penurunan konsumsi gas bumi kemungkinan besar disebabkan oleh rendahnya harga

BBM, kurangnya pasokan gas bumi di dalam negeri, keterbatasan infrastruktur gas bumi, dan yang mengakibatkan rendahnya permintaan konsumsi gas bumi. Hal ini yang seringkali disebut sebagai anomali pasar seperti di negara-negara Blok Timur dulu. Belakangan ini harga gas bumi sudah beranjak naik seperti yang dapat dilihat pada Tabel 2.2.

Tabel 2.1. Konsumsi BBM dan gas bumi (dalam Juta SBM)

Tahun	Transportasi			Industri		Listrik	
	Premium	Solar	Gas Bumi	Solar	Gas Bumi	Solar	Gas Bumi
1986	35,76	30,64	0,008	19,07	24,65	10,68	2,32
1987	35,92	30,87	0,009	19,21	24,63	10,79	2,32
1988	35,6	30,41	0,007	18,94	24,68	10,57	2,32
1989	36,23	31,33	0,011	19,47	24,57	11,02	2,32
1990	34,97	29,49	0,003	18,41	24,8	10,11	2,32
1991	37,5	33,16	0,018	20,54	24,33	11,93	2,32
1992	39,57	35,79	0,02	25	27,01	15,13	2,67
1993	40,33	38,27	0,04	28,87	28,95	19,84	8,55
1994	45,24	41,13	0,063	31,24	30,2	12,21	28,86
1995	49,7	43,46	0,074	32,54	33,26	11,79	39,52
1996	54,32	47,09	0,089	33,72	35,81	14,41	44,75
1997	58,5	48,50	0,103	34,38	41,62	19,35	41,00
1998	61,09	50,43	0,14	37,34	35,82	18,53	39,88
1999	64,35	55,21	0,147	42,99	56,01	21,1	42,50
2000	70,27	60,75	0,174	37,17	67,82	20,38	40,15
2001	74,04	64,49	0,139	39,46	62,85	23,19	45,66
2002	77,64	63,46	0,118	38,83	60,51	30,01	35,26
2003	80,11	61,13	0,108	37,4	49,32	32,59	33,62
2004	89,38	70,26	0,085	42,99	57,28	40,87	30,43
2005	96,86	65,26	0,043	39,93	58,48	49,47	31,47
2006	92,9	57,25	0,042	35,03	55,05	49,22	30,40
2007	98,85	55,22	0,049	33,79	53,11	51,08	32,93
2008	102,82	57,45	0,051	35,37	55,08	54,19	34,93

Sumber: Direktorat Jendral Migas Kementerian ESDM dan Nugroho, 2010.(telah diolah kembali)

Tabel 2.2. Harga solar dan gas bumi di sektor industri dan listrik (dalam rupiah per SBM)

Tahun	Nilai Tukar (IDR/USD)	Harga Minyak (USD)	Perkiraan Harga Solar Internasional	Harga Solar Industri	Harga Solar Listrik	Harga Gas Bumi Industri	Harga Gas Bumi Listrik	Ratio Harga GB/Solar Industri (%)	Ratio Harga GB/Solar Listrik (%)
1986	1283	14,43	25589	34068	34068	32874	32874	96	96
1987	1644	18,44	41900	30830	30830	32972	32972	107	107
1988	1686	14,92	34783	30830	30830	32776	32776	106	106
1989	1770	18,23	44607	30830	30830	33167	33167	108	108
1990	1843	23,73	60451	34299	34299	32385	32385	94	94
1991	1950	20,00	53940	42006	42006	33949	33949	81	81
1992	2030	19,32	54226	46246	55581	34034	35594	74	64
1993	2087	16,97	48975	58578	59285	35870	27572	61	47
1994	2161	15,82	47256	58578	59655	37536	31060	64	52
1995	2249	17,02	52905	58578	61948	39236	35012	67	57
1996	2347	20,67	67070	58578	61544	40511	38301	69	62
1997	2909	19,09	76802	58578	59822	79050	38278	135	64
1998	10014	12,72	176051	71681	66387	136425	147076	190	222
1999	7855	17,97	195169	84784	85337	120700	117291	142	137
2000	8396	28,50	330805	86711	91466	163115	121312	188	133
2001	10247	24,44	346331	117669	135426	176800	145177	150	107
2002	9314	25,02	322259	138737	216860	151980	130829	110	60
2003	8575	28,83	341806	303166	268365	143905	119991	47	45
2004	8933	38,27	472612	323719	281961	157930	118363	49	42
2005	9705	40,4	542113	613782	434578	167110	141001	27	32
2006	9266	64,27	823428	858102	867754	153340	134664	18	16
2007	9302	72,31	929947	916123	824654	510244	130740	56	16
2008	9424	96,13	1252613	1329122	1329122	784790	784790	59	59
2009	9331	61,60	794701	887072	887072	557973	557973	63	63

Sumber: Direktorat Jendral Migas Kementerian ESDM, PLN dan Nugroho, 2010. (telah diolah kembali)

Kenyataan di Indonesia menunjukkan hal yang sedikit berbeda, yaitu harga gas bumi domestik yang rendah disebabkan oleh terbatasnya pembeli yang dapat mengakses gas bumi. Keterbatasan akses ini disebabkan oleh terbatasnya infrastruktur distribusi gas bumi. Karena itu untuk membuka akses konsumen terhadap gas bumi, diperlukan penyediaan infrastruktur distribusi gas bumi (Tjandranegara, 2010). Selain keterbatasan infrastruktur, rendahnya harga gas bumi domestik juga disebabkan oleh kecilnya beberapa lapangan gas bumi yang tidak layak secara ekonomi untuk kontrak ekspor jangka panjang. Produsen kemudian menjual gas bumi di dalam negeri dengan harga yang relatif murah.

Konsumsi BBM seperti solar di sektor transportasi dan industri terlihat tidak beranjak naik sejak tahun 2000, sebaliknya premium untuk transportasi dan solar untuk listrik konsumsinya terus meningkat.

Untuk membandingkan harga BBM dan gas bumi digunakan harga solar dan gas bumi di sektor industri dan listrik dalam rupiah per setara barel minyak (SBM). Data tersebut diperoleh dari laporan Kementerian ESDM dan Perusahaan Listrik Negara (PLN). Harga solar dan gas bumi di pasar internasional didekati dengan harga minyak bumi ditambah ongkos proses dan transpor serta dikalikan dengan nilai tukar rupiah.

Harga solar internasional pada Tabel 2.2 tidak selamanya lebih tinggi dari harga solar domestik yang dikatakan selalu disubsidi. Setelah tahun 2005, harga solar internasional sudah mirip dengan harga solar domestik karena memang sejak tahun itu sudah tidak ada lagi subsidi solar untuk sektor listrik dan industri.

2.2 Substitusi BBM dengan Gas Bumi, Peluang dan Permasalahannya

Pengertian substitusi disini adalah mengganti jenis energi yang selama ini digunakan dengan energi alternatif lain yang relatif lebih baik. Energi yang dimaksud adalah BBM yang disubstitusi dengan gas bumi. Ditinjau dari berbagai segi, seperti harga, efisiensi, dan dampak lingkungan, gas bumi jauh lebih baik dibandingkan dengan BBM.

Gas bumi telah dimanfaatkan oleh berbagai negara sebagai energi alternatif kurang lebih selama 50 tahun. Akan tetapi, pengembangan gas bumi secara efektif,

baik yang dilakukan oleh negara pengimpor maupun pengekspor gas bumi di sektor transportasi, baru digalakkan sejak 10-15 tahun yang lalu. Hal ini dapat dilihat dari jumlah SPBG yang dibangun di beberapa negara (IANGV, 2011). Salah satu penyebabnya adalah semakin timbul kesadaran akan kecilnya dampak negatif gas bumi dibandingkan dengan BBM, apalagi kalau dibandingkan dengan batubara.

Permasalahan yang terdapat pada substitusi BBM dengan gas bumi adalah ketersediaan pasokan dan infrastruktur. Masalah pasokan gas menyangkut masalah harga gas bumi domestik yang dianggap terlalu rendah dibandingkan dengan harga di pasar internasional. Rendahnya harga gas bumi domestik menyebabkan bisnis pasokan gas bumi dalam negeri menjadi kurang menarik bagi para investor. Ketersediaan infrastruktur gas menentukan kelancaran penyaluran gas bumi yang seyogyanya terintegrasi dengan *supply-demand* serta dengan memperhitungkan keekonomiannya baik itu sumber gas bumi dari dalam negeri maupun luar negeri (impor).

Menurut literatur (Yeh, 2007) perbandingan harga gas bumi dan BBM di stasiun pengisian konsumen akhir harus di bawah 60% agar dapat mendorong konsumen sektor transportasi pindah ke bahan bakar gas bumi secara sukarela. Tabel 2.2 memperlihatkan bahwa persentase ini kurang terpenuhi di sektor transportasi yang disubsidi. Saat ini harga BBG Rp3.100,00 per liter ekuivalen, sedangkan harga BBM subsidi Rp4.500,00 per liter. Hal ini menjawab mengapa jumlah SPBG di Jakarta terus menurun yang selaras dengan penurunan permintaan gas bumi di sektor transportasi (Tabel 2.1). Apalagi harga jual BBG di atas bagi pengusaha gas bumi dianggap terlalu rendah, mengingat harga BBM tanpa subsidi sekitar Rp8.800,00 per liter dengan harga minyak bumi US\$110 per barel dan kurs Rp8.900,00 per USD.

Data Kementerian ESDM yang terlihat pada Tabel 2.1 menunjukkan pemakaian solar di sektor listrik terus meningkat. Di tahun 2008, seandainya 10 juta SBM solar diganti oleh gas bumi maka pemerintah dapat menghemat subsidi di sektor listrik sebesar Rp5,44 triliun yang berasal dari selisih harga solar non subsidi dan gas bumi dikalikan dengan volume pemakaian.

Namun, yang menjadi kendala utama bagi pengusaha pembangkit listrik untuk melakukan substitusi adalah keterbatasan pasokan gas bumi. Begitu pula bagi pengusaha di sektor industri. Indonesia melakukan pemborosan biaya operasi akibat

tidak menggunakan gas bumi, namun memakai BBM yang lebih mahal seperti yang terlihat pada Tabel 2.3. Pemborosan ini dihitung menggunakan volume yang digunakan dikalikan dengan selisih harga BBM domestik (non-subsidi) dan gas bumi ekspor.

Tabel 2.3. Pemborosan Biaya Operasi Akibat Menggunakan BBM yang mahal tidak menggunakan gas bumi yang lebih murah *)

Tahun	Pemborosan Biaya Operasi (triliun rupiah)
2006	59,0
2007	56,2
2008	53,8
2009	73,4
Total	242,4

*) keterangan: diperoleh dari hasil kali volume konsumsi BBM nasional dengan selisih harga BBM dan gas bumi ekspor, dimana volume maksimal BBM yang disubstitusi dengan gas bumi adalah sebesar volume gas bumi yang diekspor.

Sumber: Tjandranegara, 2010

Selanjutnya, penurunan pemakaian BBM bisa dikaitkan dengan penurunan impor atau penghematan cadangan devisa atau peningkatan *balance of trade* (BOT). Rendahnya kemampuan negara untuk mendapatkan devisa atau terjadinya defisit neraca perdagangan merupakan salah satu gejala terjadinya gejolak perekonomian, yang saat ini merupakan gejala di banyak negara di Eropa yang berdampak pada ketidakmampuan membayar hutang. Indonesia mengalami penurunan BOT atau kehilangan devisa seperti yang terlihat pada Tabel 2.4, yang dihitung dari volume yang digunakan dikalikan dengan selisih harga BBM dan gas bumi pasar (ekspor).

Tabel 2.4. Kehilangan devisa akibat mengekspor energi murah (gas bumi) dan mengimpor atau menggunakan energi mahal (BBM)

Tahun	Kehilangan Devisa (dalam Triliun Rupiah)	PDB Nominal (dalam Triliun Rupiah)
2006	91,9	3.339,2
2007	101,2	3.950,9
2008	140,0	4.951,4
2009	77,3	5.613,4
Total	410,4	17.854,9

Sumber: Tjandranegara, 2010 dan Kementerian Keuangan, 2011

Energi fosil yang tersedia di Indonesia selain gas bumi adalah batubara. Batubara merupakan sumber energi termurah di antara energi fosil lainnya, namun yang paling polutif. Peningkatan emisi gas buang CO₂ batubara di Indonesia tertinggi dibandingkan dengan emisi dari BBM atau gas bumi. Dalam kurun waktu 10 tahun rata-rata peningkatan emisi CO₂ akibat konsumsi batubara sebesar 11,6 juta ton per tahun, sedangkan untuk BBM dan gas bumi peningkatan masing-masing hanya sebesar 2,7 dan 2,2 juta ton per tahun seperti yang terlihat pada Tabel 2.5.

Tabel 2.5. Emisi CO₂ akibat konsumsi energi di Indonesia (dalam juta ton CO₂)

Tahun	Batubara	BBM	Gas Bumi (& Flare)	Total menurut EIA ¹⁾	Total menurut BP ²⁾	Total menurut ESDM ³⁾
2000	48,1	154	64,1	266,3	284,6	
2001	63,9	157,3	51,1	272,3	301,9	
2002	68,8	165,8	54,1	288,6	317,1	
2003	72,4	166,5	55,5	294,3	349,1	
2004	85,4	175,1	47,4	307,9	346,2	
2005	97,1	183,6	49,9	330,6	358,9	
2006	121,6	175,3	63,5	360,3	368,3	300,5
2007	141,5	172,8	76	390,2	398,5	324,1
2008	153	176,8	75,5	405,4	370,9	365,4
2009	152,1	178,5	84,3	414,9	397,8	403,5

Sumber: (1) U.S. Energy Information Administration, 2012; (2) British Petroleum, 2012; (3) Kementerian ESDM, 2011a

2.3 Subsidi Energi dan Permasalahannya

Walaupun dapat meningkatkan perekonomian suatu negara dalam jangka pendek, pada dasarnya subsidi energi mempunyai dampak yang negatif terhadap perekonomian dan keuangan negara. Berikut ini pengaruh negatif tersebut (Kosmo, 1989; Birol et al., 1995; Birol & Kepler, 1999; Barnes dan Halpern, 2000; Morgan, 2007; Beaton dan Lontoh, 2010; Tumiwa et al., 2011):

- Subsidi menyebabkan distorsi ekonomi baik nasional maupun internasional.
- Subsidi mempengaruhi ekonomi makro negara dan membebani anggaran negara apalagi di tengah krisis ekonomi dunia serta menurunkan pendapatan negara.

- Menghambat investasi infrastruktur energi alternatif karena rendahnya harga BBM bersubsidi.
- Rendahnya harga BBM menghambat pemakaian energi alternatif dan mendorong pemborosan pemakaian energi serta meningkatkan pencemaran lingkungan.
- Negara-negara pengekspor minyak memberikan subsidi sedemikian besarnya, sehingga mendorong turunnya cadangan minyak dengan cepat. Akibatnya, produksi minyak turun dan pendapatan devisa pun ikut turun.
- Subsidi umumnya tidak tepat sasaran, lebih menguntungkan strata sosial menengah ke atas. Namun para ahli memiliki pendapat yang sama, bahwa menurunkan subsidi energi bukanlah pekerjaan yang mudah.

Para pemuka masyarakat banyak yang memandang penghentian subsidi energi sebagai langkah yang menjauh dari kebijakan sosial yang pro-rakyat (Birol and Keppler, 1999). Tekanan politis untuk tidak menghapus subsidi sangat kuat. Reformasi subsidi energi mendapat halangan atau tantangan terbesar dari kelompok yang menikmati subsidi dan para politisi pendukung mereka, sementara kelompok yang merupakan target utama subsidi yakni kaum yang kurang mampu dan/atau terpencil tidak selalu menolak subsidi (Morgan, 2007). Menurut Barnes dan Halpern (2000), walaupun perlu ada subsidi, maka sebaiknya yang disubsidi adalah biaya transportasi energi, bukan harga energinya itu sendiri.

Di negara-negara berkembang yang kaya gas bumi, tidak ada kebijakan harga yang koheren, sehingga 50% produksi gas dibakar begitu saja. Padahal, energi ini bisa dimanfaatkan untuk menggantikan energi lain seperti minyak dan batubara jika ada infrastrukturnya serta harga yang menarik (Kosmo, 1989). Seperti yang terlihat pada Tabel 2.6 total subsidi energi di Indonesia pada tahun 2008 (subsidi BBM dan listrik) mencapai Rp223 triliun dari total belanja negara sebesar Rp985,7 triliun, dibandingkan dengan subsidi nonenergi yang hanya mencapai Rp52 triliun. Rata-rata subsidi energi antara tahun 2006-2010 di Indonesia mencapai 15% dari anggaran belanja negara (Kementerian Keuangan, 2011).

Tabel 2.6. Beban subsidi BBM dan listrik Indonesia

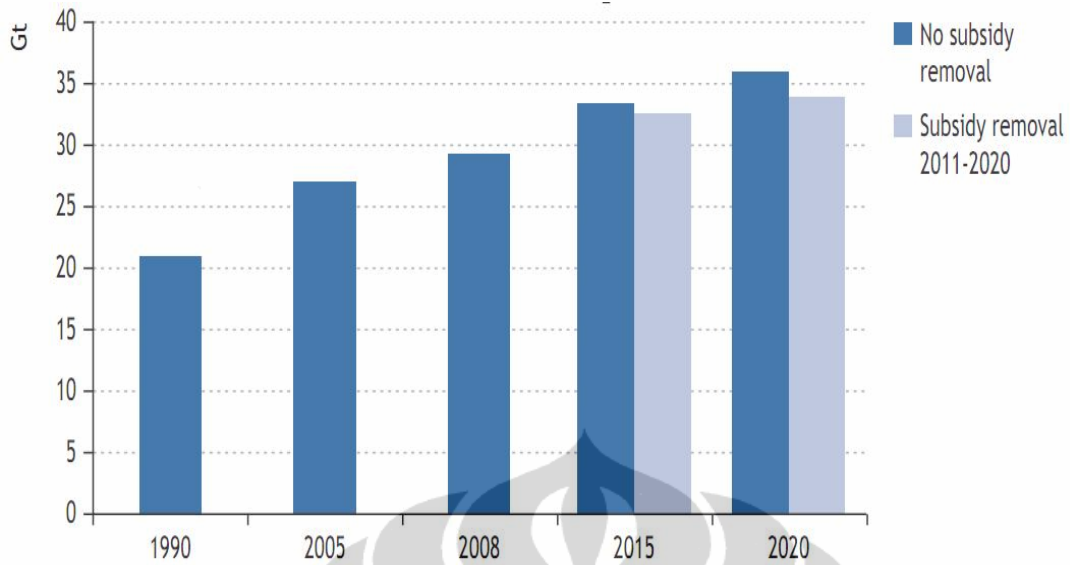
Tahun	Harga Minyak (USD/barel)	Nilai Tukar (IDR/USD)	Subsidi BBM (triliun IDR)	Subsidi Listrik (triliun IDR)	Belanja Negara (triliun IDR)
2006	63,8	9164	64,2	30,4	667,1
2007	69,7	9140	83,8	33,1	757,6
2008	97,0	9691	139,1	83,9	985,7
2009	61,6	10408	45,0	49,5	937,4
2010	79,4	9087	82,4	57,6	1042,1
Total			414,5	254,5	4389,9

Sumber: Kementerian Keuangan, 2011

Tumiwa et al. (2011) mengatakan: “Hingga 2010, pemerintah Indonesia mengeluarkan dana lebih besar untuk subsidi energi daripada jumlah yang dikeluarkan untuk belanja pertahanan, pendidikan, kesehatan dan jaminan sosial. Sebelum 2009, pengeluaran pemerintah untuk subsidi energi lebih besar daripada pengeluaran modal (*capital investment*) untuk infrastruktur publik, sistem transportasi, serta fasilitas air bersih dan sanitasi. Baru-baru ini, pemerintah telah meningkatkan pengeluarannya di bidang lain, namun porsi subsidi energi masih dapat dikatakan tinggi”. Selanjutnya dikatakan: “keuntungan subsidi energi biasanya dinikmati oleh golongan atas, karena mereka menggunakan lebih banyak energi”.

Beaton dan Lontoh (2010) menyimpulkan bahwa program bantuan langsung tunai (BLT) dan substitusi BBM dengan energi yang lebih murah dapat menjadikan kebijakan yang efektif mendukung reformasi subsidi bahan bakar fosil. Namun harus dengan persiapan yang matang (ketersediaan akan data lapangan yang terkini dan akurat agar dapat meminimalkan konflik), implementasi yang disertai dengan monitoring yang baik serta memungkinkan adaptasi yang cepat dan aman.

IEA (2010) memperlihatkan rencana penghapusan subsidi energi fosil bertahap di dunia yang berlangsung antara 2011 dan 2020 akan mengurangi emisi CO₂ sebanyak 5,8% di tahun 2020 dibanding dengan emisi tanpa pengurangan subsidi (Gambar 2.1). Pengurangan emisi CO₂ sebesar 2 giga ton (Gt) ini kira-kira setara dengan emisi gabungan negara Jerman, Perancis, Inggris dan Itali tahun 2010. Hal ini terjadi karena tiadanya subsidi akan mengurangi permintaan energi yang selanjut mengurangi emisi CO₂ dan unsur-unsur polutif lainnya.



Gambar 2.1. Dampak penghapusan subsidi terhadap penurunan emisi CO₂ global
Sumber : IEA, 2010

Tjandranegara et. al. (2010) menganalisa dampak substitusi BBM dengan gas bumi sampai tahun 2030. Jika dilakukan substitusi BBM sebesar 39,24 juta kL per tahun, emisi CO₂ dapat dikurangi rata-rata 36,14 juta ton per tahun. Pengurangan ini setara dengan 20% emisi CO₂ akibat penggunaan BBM atau 8% emisi CO₂ akibat konsumsi energi saat ini. Selanjutnya dengan menggunakan energi dari sumber domestik menaikkan neraca perdagangan sebesar US\$10-18 miliar per tahun.

2.4 Permintaan Energi

Tabel 2.7 memperlihatkan gambaran konsumsi energi, tidak termasuk biomassa, tahun 2000-2010 untuk setiap sektor. Sektor “Lain-lain” mencakup subsektor perikanan, kehutanan, konstruksi dan pertambangan. Sektor listrik dibuat sebagai sektor tersendiri, dimana nilai-nilainya merupakan jumlah dari konsumsi listrik dari semua sektor.

Tabel 2.7. Konsumsi energi final Indonesia per sektor tanpa biomassa (dalam juta SBM)

Sektor	Tahun										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Industri	192,9	197,0	192,8	225,1	216,4	218,8	233,5	258,6	255,3	253,1	312,5
Rumah-Tangga	88,0	89,0	86,6	88,7	90,7	89,1	84,5	87,7	84,6	81,5	81,7
Komersial	19,2	20,0	20,3	21,0	24,0	24,8	24,8	26,5	27,9	29,0	31,3
Transportasi	139,2	148,3	151,5	156,2	178,4	178,5	170,1	179,1	196,9	225,8	255,8
Lain-lain	29,2	30,6	30,0	28,4	31,7	29,1	25,9	24,9	25,9	27,2	28,7
Total Energi Final	468,5	484,8	481,2	519,5	541,1	540,2	538,9	576,8	590,5	616,6	710,1
Non-Energi (Industri)	40,4	48,5	48,5	48,3	62,4	54,4	65,0	64,8	38,4	54,4	82,9
Total Konsumsi (berikut Non-Energi)	508,9	533,4	529,7	567,8	603,5	594,6	603,9	641,6	629,0	670,9	793,0
Konsumsi Biomassa	269,0	269,0	270,2	272,0	271,8	270,0	276,3	275,1	277,9	279,1	288,4

Sumber: Kementerian ESDM, 2011b

Kementerian ESDM (2009c) menggunakan simulasi model *System Dynamics* untuk menyusun proyeksi konsumsi energi hingga tahun 2030 (Tabel 2.8). Dalam pemodelan ini, penggerak pertumbuhan permintaan energi adalah pertumbuhan ekonomi, dengan mempertimbangkan rata-rata pertumbuhan penduduk 1,02% per tahun, kenaikan pertumbuhan PDB secara bertahap dari 5,5% sampai dengan 7% pada periode 2009–2014 dan menjadi 7,2% hingga 2030 serta harga minyak mentah US\$80 per barel. Skenario Dasar adalah skenario prakiraan energi yang merupakan kelanjutan dari perkembangan historis atau tanpa ada intervensi kebijakan Pemerintah yang dapat merubah perilaku historis. Skenario Iklim 1 adalah skenario prakiraan dengan intervensi kebijakan konservasi energi dan pengembangan energi terbarukan yang mempertimbangkan pengurangan emisi gas-gas rumah kaca dari sektor energi. Sedangkan Skenario Iklim 2 adalah upaya-upaya konservasi dan pengembangan energi terbarukan yang lebih agresif dibandingkan dengan Skenario Iklim 1.

Tabel 2.8. Proyeksi permintaan energi premier tahun 2030

Skenario	Miliar SBM	Energi Fosil
Dasar	4,66	93%
Iklim 1	3,94	89%
Iklim 2	3,54	87%

Sumber: Kementerian ESDM, 2009c. (telah diolah kembali)

Produksi energi fosil pada Tabel 2.8 termasuk termasuk produksi CBM di masa mendatang. Proyeksi permintaan energi di atas tidak mempunyai permintaan per wilayah dan per sektor yang rinci, sehingga tidak memungkinkan dipakai misalnya untuk menentukan besaran masing-masing pipa atau LNG *Receiving Terminal* (LNGRT) di wilayah timur, tengah dan barat Pulau Jawa.

Khusus untuk proyeksi permintaan gas bumi, Kementerian ESDM secara berkala mengeluarkan Neraca Gas Indonesia yang rangkumannya terlihat pada Tabel 2.9 dan 2.10. Data ini dikeluarkan per sektor dan dibagi dalam 12 wilayah secara rinci. Proyeksi dalam Tabel 2.10 adalah jumlah dari *Contracted*, *Committed* maupun *Potential Demand*, dengan definisi sebagai berikut (Kementerian ESDM, 2009a):

1. *Contracted Demand* sebagai kebutuhan gas bumi yang dipasok berdasarkan Perjanjian Jual Beli Gas atau *Gas Supply Agreement* (PJBG/GSA) pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi.
2. *Committed Demand* sebagai volume kebutuhan gas bumi berdasarkan HoA, MoU MoA, dan Negosiasi, serta yang disampaikan oleh calon pelanggan baru melalui surat permintaan resmi.
3. *Potential Demand* sebagai perkiraan volume kebutuhan gas bumi berdasarkan asumsi yang mengacu pada pertumbuhan kebutuhan energi nasional.

Tabel 2.9. Proyeksi permintaan gas bumi berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2009 per sektor (dalam MMSCFD)

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
A. CONTRACTED:						
Ekspor	4903	3156	2700	2293	1861	1567
Pupuk	833	803	596	566	312	95
Listrik	1479	1470	1045	750	559	239
Industri	1473	1537	1164	1074	698	578
Subtotal	8687	6966	5507	4683	3967	2479
B. COMMITTED:						
Ekspor	0	465	485	330	330	330
Pupuk	145	179	383	415	647	864
Listrik	831	915	1309	1560	1798	2052
Industri	600	1397	1851	1818	1949	2141
Subtotal	1576	2956	4027	4123	4724	5387
C. POTENTIAL:	912	1298	1645	1816	2001	2274
Total (A+B+C)	11935	12028	11960	11391	10690	10527

Sumber: Kementerian ESDM, 2009a. (telah diolah kembali)

Tabel 2.10. Proyeksi permintaan gas bumi domestik berdasarkan Neraca Gas Indonesia 2009 per wilayah (dalam MMSCFD)

Wilayah	Tahun					
	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Sumbagut	137	153	153	154	154	155
Sumbagut	223	228	233	239	246	254
Sumbateng & sel	2216	2482	2552	2427	2212	2228
Jabagbar	2450	2685	2738	2737	2623	2681
Jabagteng	229	234	238	243	245	250
Jabagtim	854	1029	1031	1155	1206	1271
Kalbagtim	586	1360	1382	1209	1187	1187
Sulbagteng	47	347	347	347	347	347
Sulbagsel	125	141	143	144	146	148
Papua	25	27	247	247	247	247
Maluku bag sel	0	0	0	0	0	0
Kep Riau / Natuna	140	186	196	196	216	192
Total Indonesia	7032	8872	9260	9098	8829	8960

Sumber: Kementerian ESDM, 2009a. (telah diolah kembali)

2.5 Pasokan Energi

Pasokan energi premier Indonesia untuk 2000-2010 berdasarkan sumber energinya terlihat pada Tabel 2.11 dibawah ini.

Tabel 2.11. Pasokan energi premier berdasarkan sumber energi (dalam juta SBM)

Sumber Energi	Tahun										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Batubara	93,8	119,1	122,9	165,0	151,5	173,7	205,8	258,2	224,6	236,4	281,4
Produk Minyak Bumi	433,4	441,7	452,8	456,6	498,1	493,6	461,3	474,0	480,9	489,9	550,5
Produk Gas Bumi	164,6	172,1	188,8	204,1	187,6	191,2	196,6	183,6	236,0	253,2	285,9
Tenaga Air	25,2	29,4	25,0	22,9	24,4	27,0	24,3	28,5	29,1	28,7	44,6
Panas Bumi	9,6	10,0	10,2	10,4	11,1	10,9	11,2	11,4	13,4	15,0	14,7
Biomassa	269,1	269,0	270,2	272,0	271,8	270,0	276,3	275,2	278,0	279,3	288,5
Total	995,7	1041,3	1070,0	1131,1	1144,5	1166,5	1175,5	1230,9	1262,0	1302,4	1465,5

Sumber: Kementerian ESDM, 2011b.

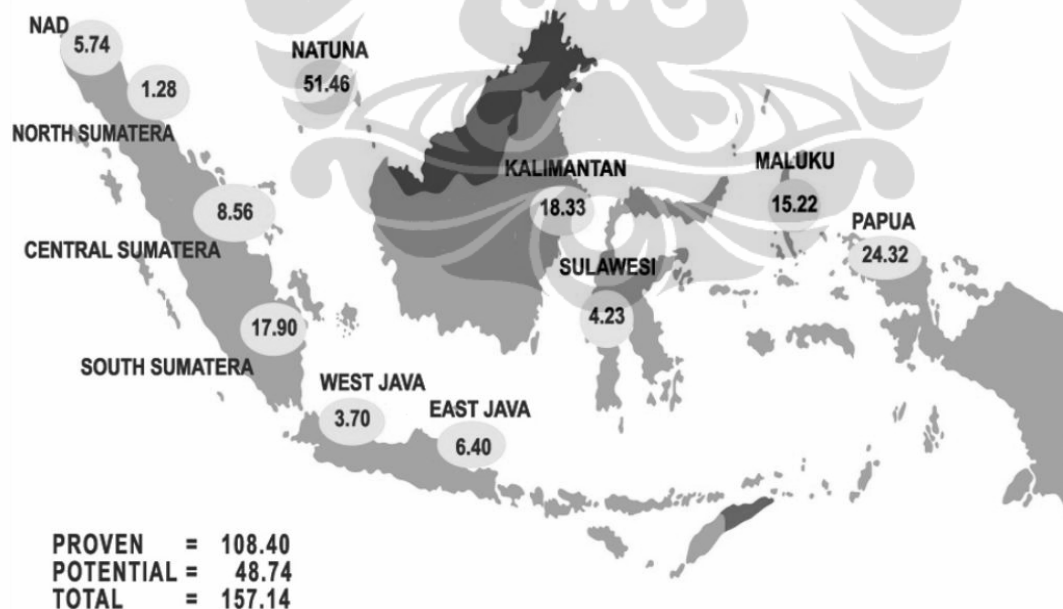
Seperti halnya di negara-negara lain, Indonesia menggunakan energi fosil sebagai energi utama non-biomassa. Dari tahun ke tahun peran minyak bumi menurun sebagai pasokan energi utama, bahkan sebagian besar harus diimpor. Sebaliknya, peran batubara dan gas bumi domestik semakin membesar. Kebutuhan akan gas bumi atau gas metana (CH_4) bisa pula dipenuhi oleh *coal bed methane* atau lazim disingkat CBM yang memiliki potensi besar, namun pada saat ini produksinya masih dalam tingkat percobaan.

Cadangan energi fosil Indonesia tahun 2010 terlihat pada Tabel 2.12. Adapun distribusi cadangan gas bumi dan CBM di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 2.2 dan Gambar 2.3. Diperkirakan sumber daya CBM sebesar 453 TSCF jauh di atas sumber daya gas bumi sebesar 334 TSCF. Lebih jauh cadangan CBM di Indonesia sebagian besar, kurang lebih 417,5 TSCF, mempunyai prospek tinggi terletak di daerah Sumatera bagian tengah dan selatan serta Kalimantan bagian timur, seperti yang terlihat pada Tabel 2.13. (Kementerian ESDM, 2009b dan 2011b).

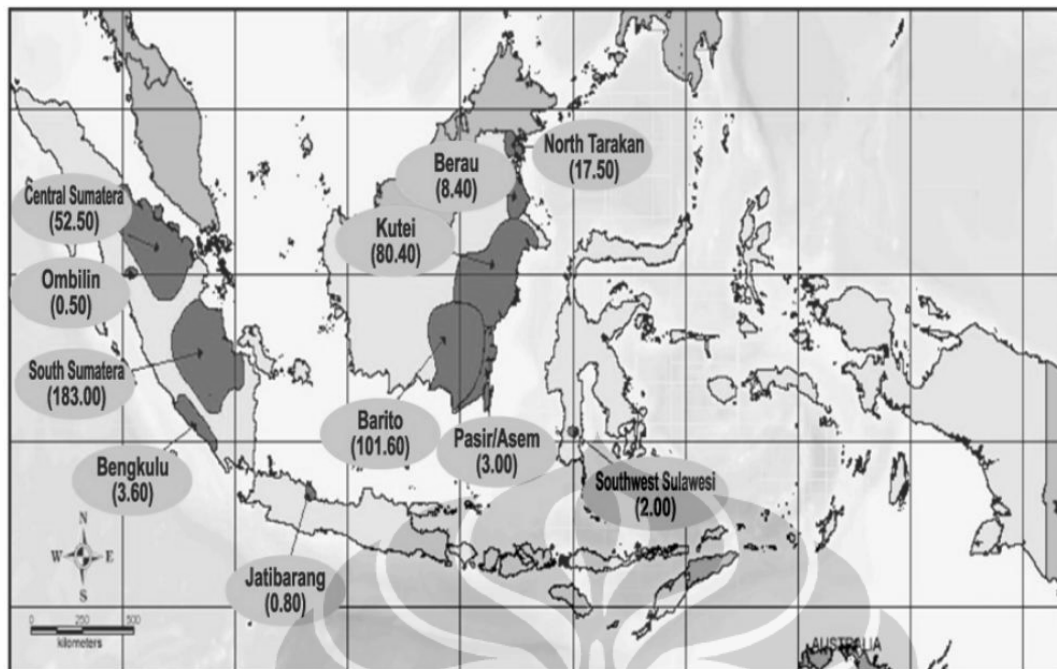
Tabel 2.12. Cadangan energi fosil di Indonesia tahun 2010

Jenis Energi	Sumber Daya	Cadangan	Produksi/tahun	Lama Prod
Minyak Bumi (miliar barel)	-	7,76	0,345	22 thn
Gas Bumi (TCF)	334	157,14	3,408	46 thn
Batubara (miliar ton)	105	21,13	0,275	77 thn
Coal Bed Methane (TCF)	453	-	-	-

Sumber: Kementerian ESDM, 2009b dan 2011b. (telah diolah kembali)

**Gambar 2.2.** Cadangan gas bumi Indonesia 2010 (dalam TSCF)

Sumber: Kementerian ESDM (2011b)



TOTAL RESOURCES = 453,30

Gambar 2.3. Cadangan Coal Bed Methane Indonesia (dalam TCF)
Sumber: Kementerian ESDM (2011b)

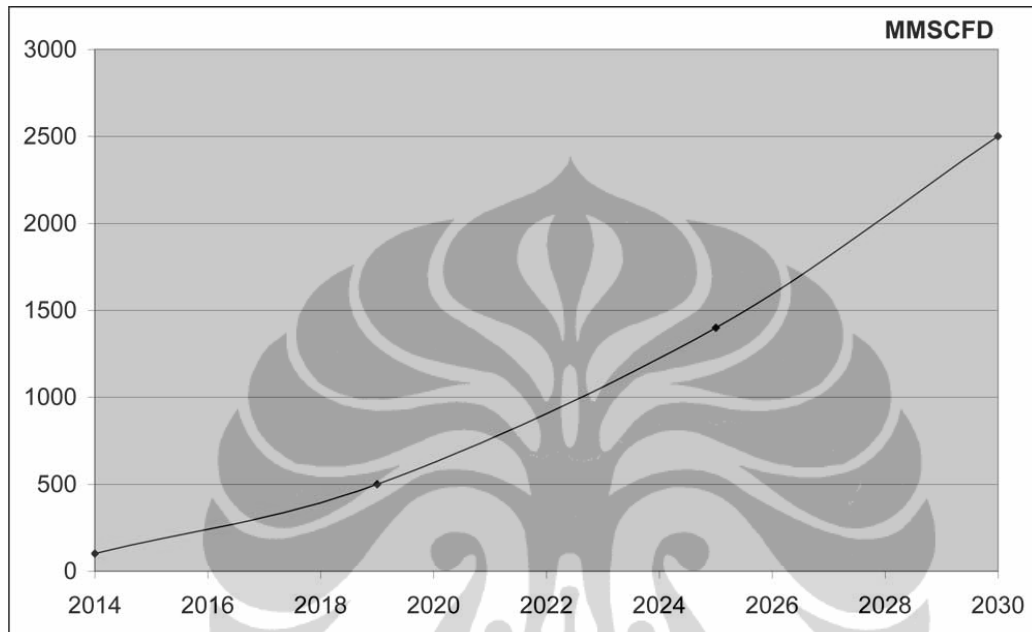
Tabel 2.13. Cadangan CBM Indonesia dengan prospek tinggi

Basin	Cadangan
Sumatera	235,5
Bagian selatan	183,0
Bagian tengah	52,5
Kalimantan	182,0
Barito	101,6
Kutei	80,4
Total	417,5

Sumber: Kementerian ESDM, 2009b.

Lebih jauh menurut Direktorat Jendral Migas (Kementerian ESDM, 2009b), CBM sudah bisa diproduksi sebesar 100 mmscfd mulai tahun 2014 dan terus naik

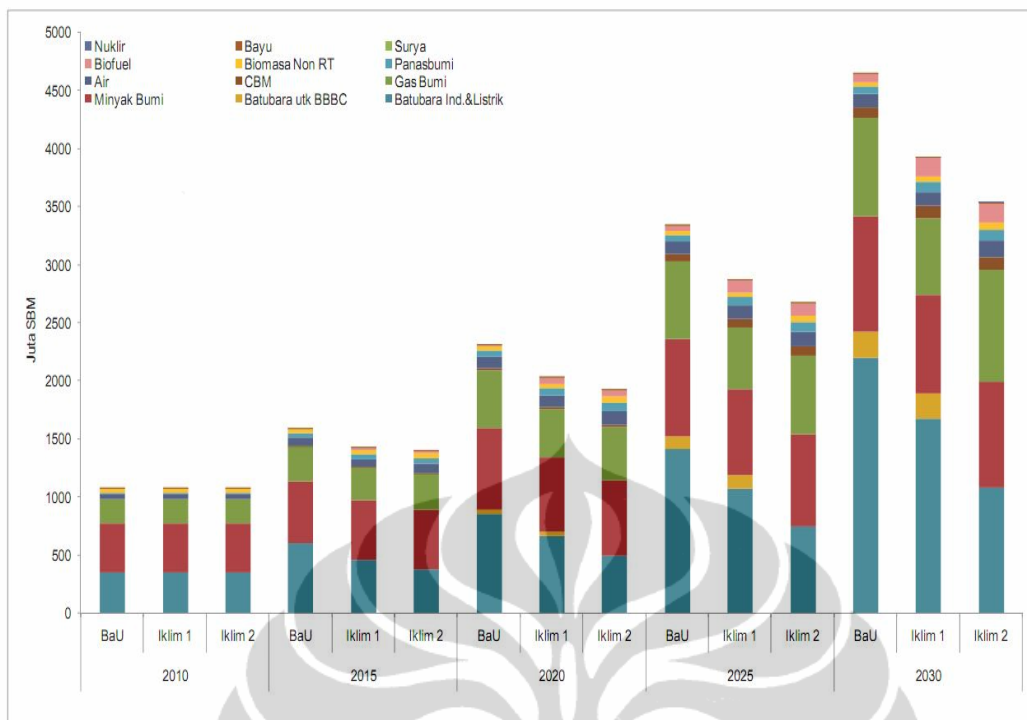
menjadi 500 mmscfd di tahun 2019. Diperkirakan produksi akan mencapai 1000 s.d. 1500 mmscfd di tahun 2025. Proyeksi produksinya sampai dengan tahun 2030 terlihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4. Perkiraan produksi CBM

Sumber: Kementerian ESDM, 2009b (telah diolah kembali)

Adapun proyeksi pasokan energi menurut Kementerian ESDM terlihat pada Gambar 2.5. Bauran pasokan energi final pada tahun 2030 untuk Skenario Dasar terdiri dari batubara 52%, minyak bumi 21,4%, gas bumi 20,2%, air 2,4%, BBN 1,8%, panas bumi 1,4%, biomassa non rumah tangga 0,7%, surya 0,01% dan angin 0,003%. Pada Skenario Iklim 1 dan 2, pangsa batubara masih dominan namun lebih rendah dibandingkan Skenario Dasar. Salah satunya disebabkan karena naiknya pangsa gas bumi termasuk dari CBM (Kementerian ESDM, 2009c).



Gambar 2.5. Proyeksi pasokan energi (dalam Juta SBM)

Sumber: Kementerian ESDM, 2009c.

Sedangkan dari Neraca Gas Indonesia tahun 2009 didapat proyeksi produksi gas bumi per wilayah seperti yang terlihat pada Tabel 2.14. Besaran-besaran pasokan ini adalah jumlah dari:

1. *Existing Supply*, perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan diallirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang sedang/siap berproduksi.
2. *Project Supply*, perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan diallirkan dari lapangan minyak dan gas bumi yang rencana pengembangan lapangannya (*Plan of Development-POD*) sudah disetujui atau sedang dalam proses persetujuan dan fasilitas-konstruksinya sedang/akan dibangun.
3. *Potential Supply*, perkiraan volume gas bumi yang mampu dipasok dan diallirkan dari cadangan minyak dan gas bumi yang ditemukan dari hasil pemboran sumur eksplorasi di wilayah kerja eksplorasi atau wilayah kerja eksploitasi yang pada saat itu belum dapat dikembangkan berdasarkan aspek teknis dan ekonomi.

Tabel 2.14. Perkiraan pasokan gas bumi berdasarkan Neraca Gas Indonesia tahun 2009 per wilayah (dalam MMSCFD)

Wilayah	Tahun					
	2010	2012	2014	2016	2018	2020
NAD	357	290	334	264	155	111
Sumbagut	59	97	102	75	44	32
Sumbateng & sel	1883	1842	1728	1731	1503	1200
Jabagbar	663	578	510	382	174	61
Jabagteng	2	166	166	166	130	86
Jabagtim	614	781	631	598	492	379
Kalbagtim	3117	2400	1855	2170	1925	1447
Sulbagteng	0	300	300	300	300	300
Sulbagsel	53	76	76	76	76	76
Papua	966	1017	1245	1245	1245	1220
Maluku bag sel	0	0	0	600	600	600
Kep Riau / Natuna	516	639	578	531	1517	1376
Total Indonesia	8230	8186	7525	8138	8161	6888

Sumber: Kementerian ESDM, 2009a. (telah diolah kembali)

2.6 Infrastruktur Gas Bumi: Jaringan Pipa, LNG dan CNG

Zawier (2010a) menggunakan data biaya proyek-proyek pipa gas PGN sebagai basis, dengan perkiraan biaya konstruksi pipa transmisi gas *offshore* US\$50.000 per km-inci, *onshore* US\$35.000 per km-inci dan kompresor US\$ 2.300 per tenaga kuda (*horse power*). Kalau dikonversi perhitungan Zawier untuk pipa 42 inci dan menggunakan nilai uang tahun 2000, hasilnya berkisar antara US\$2,353 - US\$2,667 juta per mil. Sedangkan, Parker (2004) memperkirakan nilai rata-rata biaya total untuk pipa diameter 42 inci: US\$2,301 juta per mil nilai uang tahun 2000 untuk pipa *onshore*, mendekati dengan perkiraan Zawier.

Selanjutnya Zawier (2010a) memperkirakan biaya investasi pipa gas bumi beserta kompresornya seperti yang terlihat pada Tabel 2.15 di bawah ini.

Tabel 2.15. Perkiraan investasi infrastruktur pipa gas bumi di Indonesia

Jalur Pipa	Kapasitas Pipa (mmscfd)	Panjang Pipa			Diam	Kompresor	Biaya Konstruksi		
		Off	On	Total	Pipa	Booster	Pipa	Komp. (Juta USD)	Total (Juta USD)
		(km)			(inci)	(hp)			
Natuna-Semarang	1200	750	750	1500	42	152153	2678	350	3027
Natuna-Cirebon	1200	840	560	1400	42	149693	2587	344	2931
Kaltim-Semarang	800	600	900	1500	40	95016	2460	219	2679
Kaltim-Surabaya	900	550	550	1100	42	30000	1964	69	2033
Semarang-Surabaya	1050	0	300	300	42	53774	441	124	565
Semarang-Cirebon	1050	0	250	250	42	50392	368	116	483
Semarang-Surabaya	400	0	300	300	32		336		336
Semarang-Cirebon	400	0	250	250	32		280		280

Sumber: Zawier, 2010a.

Untuk memperkirakan biaya investasi kilang pencairan dan regasifikasi LNG digunakan metode kurva-biaya (*cost-curve method*) atau disebut pula sebagai metode exponential (*exponential method*) yang persamaanya sebagai berikut (Gary dan Handwerk, 2001; Perry dan Green, 1997):

$$\frac{\text{Biaya Kilang A}}{\text{Biaya Kilang B}} = \left[\frac{\text{Kapasitas Kilang A}}{\text{Kapasitas Kilang B}} \right]^x \quad (2.1)$$

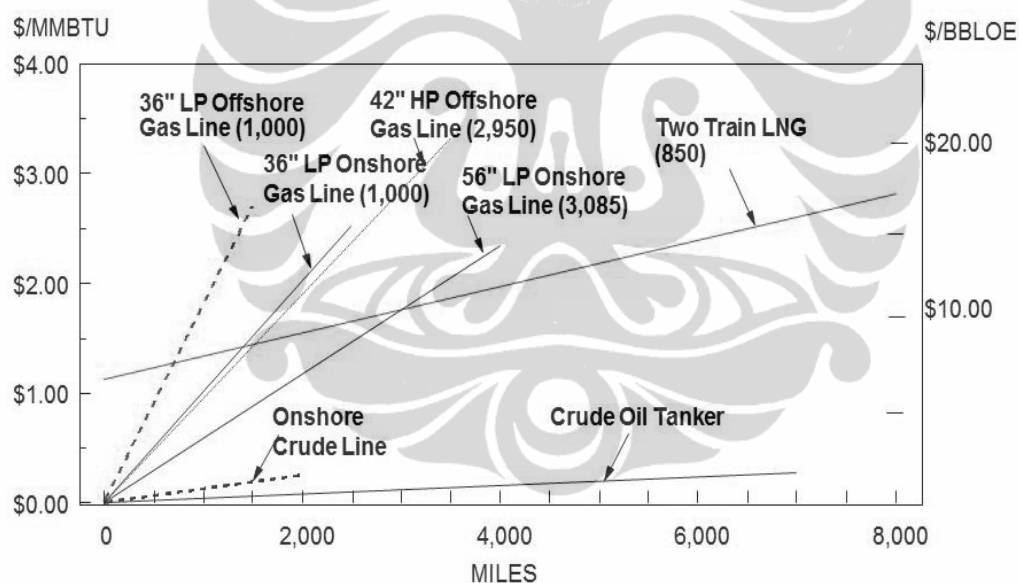
Dimana besaran exponen X sekitar 0,6. Metode ini kalau digunakan dengan tepat dapat memperkiraan biaya dengan tingkat kesalahan kurang dari 25% (Gary dan Handwerk, 2001). Maane (2009) mengambil investasi dasar US\$420 juta per mtpa untuk kilang *liquefaction* dengan kapasitas 3,34 mtpa, sedangkan untuk terminal *regasification* US\$93 juta per mtpa dengan kapasitas 3,75 mtpa.

Menurut Zawier (2010b) sebuah *mother station* CNG dengan kapasitas produksi 3 mmscfd memerlukan investasi sekitar USD 4 juta; dapat melayani 9 *daughter stations* (SPBG) dengan investasi sekitar USD 2,10 juta; memerlukan 18 Truk CNG dengan investasi sekitar US\$2,52 juta. Jadi sistem pengangkutan CNG ini membutuhkan sekitar US\$2,87 juta per mmscfd (belum termasuk nilai lahan). Untuk kapasitas truk, *mother* dan *daughter station* yang berbeda tentunya akan didapat jumlah unit masing-masing yang berbeda pula. Selain itu jumlah kebutuhan

truk CNG misalnya, sangat bergantung dengan jarak dan kepadatan lalu lintas antara *motherstation* dan *daughterstation* yang dilayani.

2.7 Biaya Transportasi Gas Bumi

Jensen (2011) memberikan ilustrasi perbandingan biaya transportasi gas pipa dan LNG (termasuk untuk minyak bumi) seperti yang terlihat pada Gambar 2.6. Karena gas bumi mempunyai densitas energi yang lebih rendah serta memerlukan proses dan penanganan khusus, maka ongkos angkutnya jauh lebih tinggi dibanding minyak bumi. Ongkos angkut gas bumi melalui pipa terlihat naik drastis secara linier (curam) dengan meningkatnya jarak, sedangkan ongkos angkut LNG kenaikannya jauh lebih perlahan (landai).



Gambar 2.6. Ilustrasi biaya transportasi gas bumi dan minyak mentah (harga pada tahun 2002 dan kapasitas angkutan gas bumi dalam MMSCFD)

Sumber: Jensen, 2011.

Tingginya ongkos angkut LNG untuk jarak dekat disebabkan besarnya biaya *liquefaction* yang jumlah bahan bakarnya saja sekitar 11% dari gas bumi yang dicairkan. Jadi, untuk jarak dekat transportasi gas lebih ekonomis menggunakan pipa,

sedangkan untuk jarak jauh transportasi gas bumi dalam bentuk LNG lebih menguntungkan.

Menurut Zawier (2010b), biaya distribusi CNG di Indonesia berkisar antara US\$1,79 sampai US\$2,09 per MMBTU nilai tahun 2010, tergantung dari asumsi skema investasi infrastruktur seperti IRR, tingkat suku bunga, inflasi, besarnya biaya operasi dan lain lain.

Dari data U.S. Energy Information Administration (2011) yang diolah rata-rata biaya distribusi CNG di Amerika Serikat sekitar US\$0,77 per MMBTU dan biaya rantai suplainya sebesar 1,36 USD per MMBTU. Sedangkan biaya rantai suplai di sektor industri dan listrik masing-masing sebesar US\$1,10 dan US\$0,79 per MMBTU (semua dalam nilai konstan ditahun 2000).

Besarnya biaya transportasi gas bumi melalui suatu infrastruktur sangat bergantung kepada skema pembiayaan proyek dan pengoperasian infrastruktur tersebut. Zawier (2010a, 2010b) berdasarkan data dari PGN tbk (2008), Shively and Ferrare (2005) dan Chandra (2006), menggunakan skema (dan asumsi) pembiayaan proyek seperti yang terlihat pada Tabel 2.16 dibawah ini.

Tabel 2.16. Skema pembiayaan proyek dan pengoperasian infrastruktur

	Jenis Infrastruktur			
	Pipa Transmisi	<i>Liquefaction</i>	Regasifikasi	CNG-mother-daughter-station
Perbandingan Modal Sendiri/Pinjaman	30/70	30/70	30/70	30/70
IRR (%)	12	14	14	14
Lama pengembalian pinjaman (tahun)	8	6½	6½	6½
Biaya Operasi per tahun, presentase dari <i>capex</i> (%)	2	4	1	2
Biaya Bunga (%)	8	8	8	8
Lama pinjaman (tahun)	8	8	8	8
Lama depresiasi (tahun)	10	8	8	10
Pajak perusahaan (%)	30	30	30	30
Inflasi (%)	5	5	5	5
Bahan bakar untuk keperluan sendiri (% input)	1	11	1	1

Sumber: PGN tbk, 2008; Zawier, 2010a,2010b; Shively and Ferrare (2005); Chandra (2006), telah diolah.

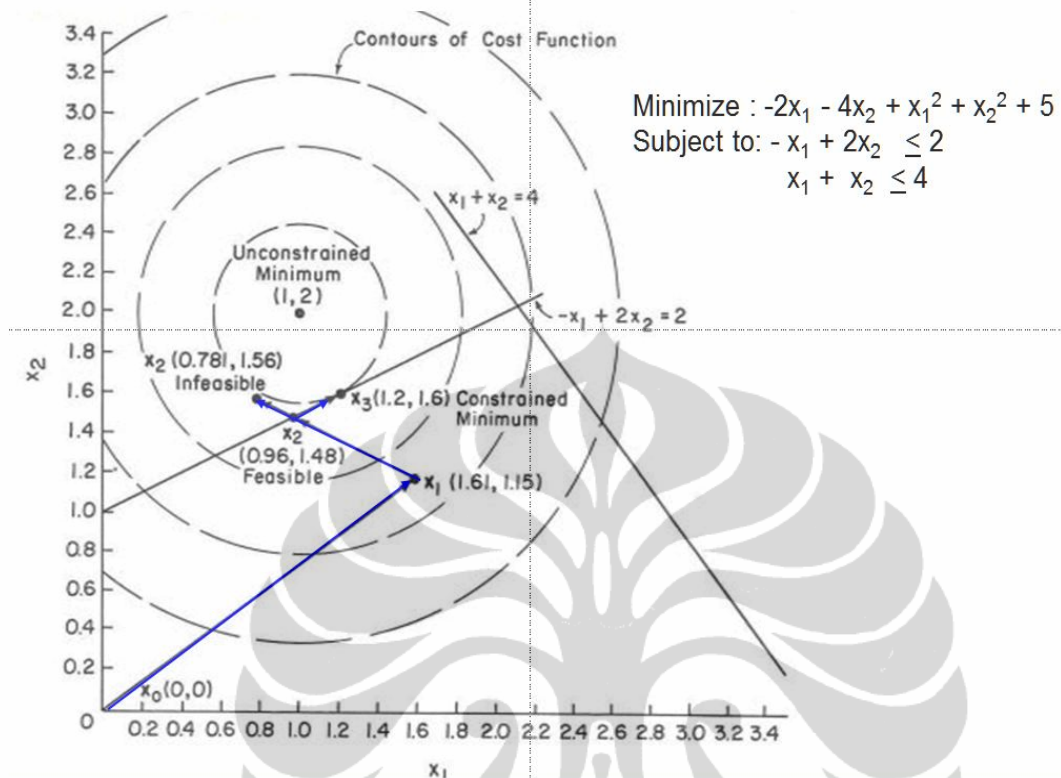
2.8 Optimasi Infrastruktur Gas Bumi

Optimasi infrastruktur gas bumi bisa mempunyai beberapa tujuan dan syarat batas yang beragam, misalnya untuk mencapai biaya investasi termurah, biaya operasi termurah atau gabungan keduanya. Optimasi jaringan pipa gas yang dilakukan Stoffregen et al. (2005) dan Romø et al. (2009) mempunyai syarat batas yang lengkap seperti *mass balance* dan tekanan, namun fungsi objektifnya terbatas pada memaksimalkan aliran gas atau minimisasi bahan bakar yang berhubungan dengan biaya operasi saja. Bukan minimisasi biaya transportasi yang lebih berhubungan dengan biaya investasi dan operasi seperti yang dilakukan Tjandranegara et al. (2011). Optimasi yang dilakukan Midthun (2009) mempunyai fungsi objektif ekonomi dan sosial yang lebih lengkap namun tidak mencakup kombinasi dengan jaringan transportasi LNG. Penelitian yang dilakukan Li et al. (2010) juga mempunyai fungsi objektif finansial yang lengkap, namun penerapannya lebih untuk jaringan pipa gas bumi di hulu dimana faktor ketidakpastian kualitas gasnya tinggi.

Beberapa metode penyelesaian optimasi jaringan pipa gas bumi disebutkan Kelling et al. (2000) dan Sekirnjak (1996), antara lain *Linear*, *Mix Integer*, *Non-Linear*, *Dynamic* dan *Genetic Programming*. Sekirnjak (1996) mengingatkan metode *Generalized Reduced Gradient* (GRG) untuk menyelesaikan optimasi *Non-Linear Programming* (NLP) prosesnya cepat, bisa diandalkan mendapatkan hasil yang memadai, namun tidak dijamin mendapatkan titik optimum global, tergantung dari penetapan nilai-nilai awal. Selanjutnya dikatakan untuk keperluan perencanaan hasil optimum tidak menjadi masalah karena nilai-nilai awal umumnya bisa didapat dari jaringan yang ada atau dari seorang perencana yang berpengalaman (*engineering judgement*).

Metode GRG pada dasarnya suatu algoritma untuk menentukan arah pencarian titik optimum. Besar dan arah pencarian ditentukan pada setiap iterasi optimasi sedemikian rupa sehingga selalu di area yang fisibel, berada di fungsi objektif dan tidak melanggar kendala-kendala yang ditentukan seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.7.

Generalized Reduced Gradient Trajectory



Gambar 2. 7. Ilustrasi Prinsip GRG

Sumber: Pike (2001)

Secara umum, permasalahan NLP ini ditulis dengan (Pike, 2001; Hong Tau Lee et al., 2004):

Fungsi Objektif : $\text{Min } y(\mathbf{x})$

Syarat batas/Kendala: $f_i(\mathbf{x}) = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (2.2)$

$xl_q \leq x_q \leq xu_q \quad q = 1, \dots, n$

dimana

m = Jumlah kendala

n = Jumlah variabel bebas

xl_q = Batas bawah besaran variabel bebas

xu_q = Batas atas besaran variabel bebas

Fungsi $y(x)$ dan $f_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, m$ diasumsikan *continuous* dan *differentiable* serta dalam rentang domain $xl_q \leq x_q \leq xu_q \quad q = 1, \dots, n$.

2.9 Model Ekonomi

Di Yunani, pemanfaatan gas bumi dimulai tahun 1996. Pemanfaatan utamanya untuk menggantikan BBM untuk keperluan industri dan keperluan rumah tangga sebagai pemanas bangunan. Hal ini menyebabkan impor BBM turun sehingga defisit neraca perdagangannya akan turun secara signifikan dalam jangka yang panjang. Demikian pula emisi rumah kacanya akan turun secara drastis. Dan yang lebih berarti lagi diperkirakan substitusi BBM ke gas bumi dapat merubah kenaikan Produk Domestik Bruto (PDB) secara signifikan sebesar 2% dalam delapan tahun bahkan bisa mencapai 3% jika semua efek gandanya diperhitungkan. Studi ini menggunakan analisa Input-Output memperkirakan kenaikan PDB. Proyek pipa transmisi dan distribusi gas bumi ini bernilai US\$2 miliar, harga konstan 1992 (Caloghirou et al., 1996). Penelitian ini mirip dengan studi yang dilakukan Tjandranegara et al. (2012) tapi menggunakan ekonometrika dengan rentang waktu proyeksi sampai tahun 2030.

Lu et al. (2010) menggunakan model *computable general equilibrium* (CGE) untuk melihat dampak pertumbuhan investasi di sektor energi terhadap perekonomian wilayah Cina bagian barat. Model ini menunjukkan peningkatan pertumbuhan PDB: 0–8,92% ketika terjadi peningkatan pertumbuhan investasi: 0–60%.

Suatu penelitian masalah hubungan timbal-balik (*casuality*) antara konsumsi gas bumi dan pertumbuhan ekonomi di Korea menggunakan metode *time-series*, menunjukkan adanya hubungan timbal-balik dua arah antara konsumsi gas bumi dan pertumbuhan ekonomi. Ini berarti naiknya konsumsi gas bumi berdampak langsung terhadap pertumbuhan ekonomi dan selanjutnya pertumbuhan ekonomi berdampak balik kepada kenaikan permintaan akan gas bumi (Lim and Yoo, 2012).

Suatu studi substitusi antar bahan bakar menggunakan ekonometrika mendapatkan bahwa secara rata-rata, di sektor industri dan rumah-tangga lebih mempunyai potensi substitusi antar bahan bakar (misalnya antara batubara, BBM, dan gas bumi) dibandingkan dengan sektor listrik dan transportasi di semua negara, kecuali Amerika Serikat. Selain itu, di negara-negara maju memperlihatkan potensi substitusi yang lebih tinggi di sektor industri dan transportasi dibanding negara-negara sedang berkembang. Singkatnya, studi ini memperlihatkan kemampuan substitusi antar bahan bakar tidak tergantung kepada tingkat kemajuan ekonomi suatu negara, tapi lebih kepada struktur ekonomi negara tersebut (Serletis et al., 2010).

Valadkhani (2004) meneliti penggunaan model makro-ekonometrika yang unik ini secara historis. Diungkapkan sejak awal dekade 1970-an ada pihak-pihak yang mempertanyakan keabsahan model ini. Intriligator et al. (1996) menekankan bahwa model makro-ekonometrika dapat digunakan untuk analisa struktural dan kebijakan (serta non kebijakan) maupun peramalan, sepanjang digunakan teknik estimasi yang tepat dan dilakukan validasi model yang lengkap (Bab 2.9.2 - Bab 2.9.4).

Model ekonometrika merupakan suatu pola khusus dari model aljabar, yakni suatu unsur yang bersifat *stochastic* yang mencakup satu atau lebih variabel pengganggu (Intriligator, 1996). Koutsoyiannis, (1977) mengemukakan bahwa model ekonometrika merupakan gambaran dari hubungan masing-masing variabel penjelas (*explanatory variables*) terhadap variabel endogen (*dependent variables*) khususnya yang menyangkut besaran dan tanda (*magnitude and sign*) dari parameter penduga sesuai dengan harapan teoritis secara apriori ekonomi (*theoretically meaningful*).

2.9.1 Fungsi Produksi Cobb-Douglas

Salah satu cara untuk menghitung output sektoral adalah dengan menggunakan fungsi produksi. Fungsi produksi Cobb-Douglas dapat dituliskan secara umum sebagai berikut (Pike, 2001):

$$Y = AL^a K^b T^c \quad (2.3)$$

dimana

Y = Output riil

A = Faktor produktivitas total

L = Jumlah input tenaga kerja

K = Jumlah input kapital/modal

T = Jumlah input energi atau lahan atau input lainnya.

a , b dan c = Koefisien jumlah tenaga kerja, kapital dan energi, dimana $a+b+c$ sama dengan 1.

Fungsi produksi Cobb-Douglas mempunyai properti yang disebut *constant return to scale* (CRS), output akan naik secara proporsional oleh naiknya jumlah input. Misalnya jika L , K atau T naik 10% maka output PDB pun akan naik 10%. Hal ini disebabkan jumlah ketiga koefisien di atas harus berjumlah satu. Untuk fungsi produksi yang berlaku secara umum, jumlah ketiga koefisien di atas bisa <1 yang mengindikasikan *decreasing returns to scale* yakni peningkatan output relatif lebih kecil dibandingkan dengan penambahan input atau bisa >1 yang mengindikasikan *increasing returns to scale* yakni peningkatan output relatif lebih besar dibandingkan dengan penambahan input.

Transformasi logaritma dari fungsi produksi di atas akan memberikan bentuk linier logaritma natural yang biasa dipakai dalam ekonometrika untuk estimasi persamaan di atas menggunakan regresi dalam bentuk berikut:

$$\ln Y = \ln A + a \ln L + b \ln K + c \ln T \quad (2.4)$$

2.9.2 Identifikasi Model dan Teknik Estimasi

Identifikasi model ditentukan atas dasar “*order condition*” sebagai syarat keharusan dan “*rank condition*” sebagai syarat kecukupan. Menurut Koutsoyiannis (1977), rumusan identifikasi model persamaan struktural berdasarkan *order condition* ditentukan oleh:

$$(K - M) > (G - I) \quad (2.5)$$

dimana

- K = Total variabel dalam model, yaitu variabel endogen dan variabel predetermined.
- M = Jumlah variabel endogen dan eksogen yang termasuk dalam satu persamaan tertentu dalam model, dan
- G = Total persamaan dalam model, yaitu jumlah variabel endogen dalam model.

Jika dalam suatu persamaan dalam model menunjukkan kondisi sebagai berikut:

- $(K - M) > (G - I)$ maka persamaan dinyatakan teridentifikasi secara berlebih (*overidentified*)
- $(K - M) = (G - I)$ maka persamaan tersebut dinyatakan teridentifikasi secara tepat (*exactly identified*)
- $(K - M) < (G - I)$ maka persamaan tersebut dinyatakan tidak teridentifikasi (*unidentified*)

Hasil identifikasi untuk setiap persamaan struktural haruslah *exactly identified* atau *overidentified* untuk dapat menduga parameter-parameternya. Kendati suatu persamaan memenuhi *order condition*, mungkin saja persamaan itu tidak teridentifikasi. Karena itu, dalam proses identifikasi diperlukan suatu syarat perlu sekaligus cukup. Hal itu dituangkan dalam rank condition untuk identifikasi yang menyatakan, bahwa dalam suatu persamaan teridentifikasi jika dan hanya jika dimungkinkan untuk membentuk minimal satu determinan bukan nol pada order $(G-I)$ dari parameter struktural peubah yang tidak termasuk dalam persamaan tersebut. Atau dengan kata lain kondisi rank ditentukan oleh determinan turunan persamaan struktural yang nilainya tidak sama dengan nol (Koutsoyiannis, 1977).

2.9.3 Metode Pendugaan Model

Jika dari hasil identifikasi model dinyatakan *overidentified*, dalam hal ini untuk pendugaan model dapat dilakukan dengan 2SLS (*Two Stage Least Squares*), 3SLS (*Three Stage Least Squares*), LIML (*Limited Information Maximum Likelihood*) atau FIML (*Full Information Maximum Likelihood*).

Metode 2SLS dapat dipakai dengan beberapa pertimbangan, yaitu penerapan 2SLS menghasilkan taksiran yang konsisten, lebih sederhana dan lebih mudah, sedangkan metode 3SLS dan FIML menggunakan informasi yang lebih banyak dan lebih sensitif terhadap kesalahan pengukuran maupun kesalahan spesifikasi model (Gujarati, 1999). Untuk mengetahui dan menguji apakah variabel penjelas secara

bersama-sama berpengaruh nyata atau tidak terhadap variabel endogen, maka pada setiap persamaan digunakan uji statistik F , dan untuk menguji apakah masing-masing variabel penjelas berpengaruh nyata atau tidak terhadap variabel endogen, maka pada setiap persamaan digunakan uji statistik t .

2.9.4 Validasi Model

Untuk mengetahui apakah model cukup valid untuk membuat suatu simulasi alternatif kebijakan atau non kebijakan dan peramalan, maka perlu dilakukan suatu validasi model, dengan tujuan untuk menganalisis sejauh mana model tersebut dapat mewakili dunia nyata. Kriteria statistik untuk validasi nilai pendugaan model ekonometrika yang biasa digunakan adalah: *Root Means Square Error* (RMSE), *Root Means Percent Square Error* (RMSPE) dan *Theil's Inequality Coefficient* (U) (Pindyck and Rubinfeld, 1991). Kriteria-kriteria dirumuskan sebagai berikut:

$$RMSPE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left(\frac{Y_t^s - Y_t^a}{Y_t^a} \right)^2} \quad (2.6)$$

$$U = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (Y_t^s - Y_t^a)^2}}{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (Y_t^s)^2 + \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (Y_t^a)^2}} \quad (2.7)$$

dimana

Y_t^s = nilai hasil simulasi dasar dari variabel observasi

Y_t^a = nilai aktual variabel observasi

n = jumlah periode observasi

Statistik RMSPE digunakan untuk mengukur seberapa jauh nilai-nilai variabel endogen hasil pendugaan menyimpang dari alur nilai-nilai aktualnya dalam ukuran relatif (persen), atau seberapa dekat nilai dugaan itu mengikuti perkembangan nilai aktualnya. Sedangkan nilai statistik U bermanfaat untuk mengetahui kemampuan model untuk analisis simulasi peramalan. Nilai koefisien Theil (U) berkisar antara 1 dan 0. Jika $U = 0$ maka pendugaan model sempurna, jika $U = 1$ maka pendugaan model naif, setidaknya besaran ini harus lebih kecil dari 0,2. Pada

dasarnya makin kecil nilai RMSPE dan U-Theil's dan makin besar nilai R^2 , maka pendugaan model semakin baik.

2.10 Aspek Novelty

Aspek *Novelty* di sini menggambarkan posisi disertasi ini terhadap penelitian-penelitian lainnya yang serupa. Baik sisi kelebihan, kekurangan dan terutama yang khas dari disertasi ini dibanding studi-studi lainnya. Tabel 2.17 menunjukkan studi yang dilakukan peneliti lain yang membahas optimasi infrastruktur gas bumi, sedangkan Tabel 2.18 menunjukkan studi yang membahas hubungan antara substitusi/pemakaian energi dan dampak perekonomian

Tabel 2.17. Studi yang membahas optimasi infrastruktur gas bumi

Peneliti	Judul	Keterangan
Stoffregen, J., et al. (2005)	<i>Pipeline Network Optimization – Application of Genetic Algorithm Methodologies</i>	Mengevaluasi aplikasi optimasi menggunakan metode <i>algoritma genetic</i> dengan fungsi objektif biaya bahan bakar minimum, kapasitas aliran gas maksimum dan <i>linepack</i> optimum, di mana jaringan pipa dijadikan “tangki timbun”. Serta dengan syarat batas antara lain seperti kemampuan kompresor, tekanan pipa dan <i>mass balance</i> .

Tabel 2.17. Studi yang membahas optimasi infrastruktur gas bumi (sambungan)

Peneliti	Judul	Keterangan
Rømo, F., et al. (2009)	<i>Optimizing the Norwegian Natural Gas Production and Transport</i>	Dengan linierisasi hubungan antara kapasitas aliran gas dan tekanannya, dilakukan optimasi menggunakan metode linier programming (LP) dan mix interger programming (MIP) dengan fungsi objektif kapasitas aliran gas maksimum serta syarat batas seperti permintaan gas, kapasitas produksi lapangan, tekanan dan <i>mass balance</i> .
Midthun, K. T., et al. (2009)	<i>Modeling Optimal Economic Dispatch and System Effects in Natural Gas networks</i>	Fungsi objektif optimasi ini termasuk memaksimalkan sisi surplus bagi konsumen, produsen dan sosial secara luas, serta kapasitas aliran gas maksimum. Syarat batasnya meliputi <i>mass balance</i> , tekanan dan syarat batas umum lainnya. Jadi optimasi ini lengkap, namun hanya untuk infrastruktur pipa gas bumi.
Li et al. (2010)	<i>Stochastics Pooling Problem for Natural gas Production Network Design and Operation Under Uncertainty</i>	Metode penyelesaiannya menggunakan Mix-Integer NLP dengan fungsi objektif sisi finansial yang lengkap dan syarat batas yang lengkap pula. Hanya saja penerapannya lebih untuk jaringan pipa gas bumi di hulu dimana factor ketidakpastian kualitas gasnya tinggi.

Tabel 2.18. Studi yang membahas hubungan antara substitusi/pemakaian energi dan dampak perekonomian

Peneliti	Judul	Keterangan
Caloghirou, Y., et al. (1996)	<i>Macroeconomic Impacts of Natural Gas Introduction in Greece</i>	Memperkirakan dampak makro-ekonomi Yunani tahun 1993-2000 akibat investasi infrastruktur gas bumi di negara ini. Menggunakan matrik input-output 12x12 untuk menghitung perubahan relatif dari PDB, produksi dan nilai tambah sektoral, penyerapan tenaga kerja dan tingkat upah. Analisa ini digunakan terbatas untuk jangka pendek, dengan asumsi matrik teknologinya tidak terlalu banyak berubah selama lima tahun.
Lu, C., et al. (2010)	<i>A CGE analysis to study the impacts of energy investment on economic growth and carbon dioxide emission: A case of Shaanxi Province in western China</i>	Menganalisa dampak dari pertumbuhan investasi di sektor energi di China bagian barat terhadap pertumbuhan PDB perekonomian lokal dan emisi CO ₂ . Analisa ini adalah snapshot / potret dari kondisi perekonomian saat itu (jangka sangat pendek) jika dilakukan suatu perubahan.
Serletis, A., et al. (2010)	<i>International evidence on sectoral interfuel substitution</i>	Mengestimasi elastisitas substitusi antar bahan bakar sektoral di beberapa negara berkembang dan sedang berkembang (negara OECD dan non-OECD) menggunakan ekonometrika.
Lim and Yoo (2012)	<i>Natural Gas Consumption and Economic Growth in Korea: A Causality Analysis</i>	Menjelaskan tentang hubungan timbal-balik antara konsumsi gas bumi dan pertumbuhan ekonomi Korea Selatan menggunakan metode time-series antara tahun 1991 dan 2008.

Optimasi yang dilakukan peneliti-peneliti lain hanya sebatas infrastruktur jaringan pipa gas bumi, sedangkan optimasi ini mencakup infrastruktur campuran pipa gas bumi dan LNG. Optimasi lain lebih ditujukan untuk pengendalian operasional jaringan pipa gas, sedangkan optimasi penelitian ini ditujukan untuk pengembangan infrastruktur gas bumi.

Untuk aspek keekonomian, penelitian ini mengukur dampak substitusi energi terhadap perekonomian Indonesia yang akan berlangsung antara tahun 2015 dan tahun 2030, suatu jangka yang cukup panjang, menggunakan ekonometrika dengan

data time series yang panjang pula. Sedangkan studi–studi lain cakupannya hanya untuk jangka pendek-menengah menggunakan model I-O atau CGE dengan data potret ekonomi sesaat. Peneliti lain yang menggunakan ekonometrika hanya mencakup elastisitas substitusi antar bahan bakar sektoral. Sedangkan studi ini menganalisa indikator-indikator makro ekonomi Indonesia seperti tingkat pertumbuhan PDB, pengangguran dan inflasi.



BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

Proyeksi kebutuhan energi nasional secara keseluruhan sampai dengan tahun 2030 dihitung menggunakan elastisitas setiap sektor dengan asumsi pertumbuhan PDB nasional tertentu. Sektor listrik dianggap sebagai sektor terpisah yang memasok listrik ke sektor industri, rumah tangga, transportasi dan komersial. Energi biomassa tidak ikut diperhitungkan. Proyeksi kebutuhan wilayah dihitung dengan menggunakan elastisitas sektoral dan PDB wilayah yang terkait dengan asumsi PDB nasional. Bauran energi diasumsikan konstan sebagaimana yang terjadi di tahun 2007 (Tabel 3.4).

Dari proyeksi di atas, didapat proyeksi permintaan BBM, khususnya solar dan bensin premium, serta gas bumi untuk masing-masing wilayah dan sektor. Untuk setiap tingkat substitusi BBM ke gas bumi di dapat proyeksi permintaan gas bumi untuk setiap wilayah dan sektor masing-masing. Proporsi BBM wilayah didapat dari data Pertamina (Nugroho, 2010), sedangkan proporsi gas bumi berdasarkan Neraca Gas Indonesia yang dikeluarkan Kementerian ESDM (Kementerian ESDM, 2009a).

Dari kebutuhan gas wilayah per sektor per tahun dapat dihitung besarnya pasokan dari wilayah-wilayah sumber gas metana melalui optimasi agar didapat biaya transportasi termurah; dengan syarat batas harus memenuhi permintaan gas bumi setiap wilayah dan tidak melampaui kapasitas infrastruktur produksi lapangan yang berkaitan dengan cadangannya serta tidak melampaui kapasitas dari setiap infrastruktur transportasi gas yang dilalui.

Sebelum dilakukan optimasi, pilihan-pilihan infrastruktur yang mungkin terpasang sudah dihitung sebelumnya baik opsi melalui jalur pipa gas maupun LNG. Penentuan pilihan-pilihan infrastruktur dan jalur pipa harus menggunakan *engineering judgment*. Untuk setiap opsi infrastruktur dihitung jumlah investasi yang dibutuhkan dengan skema pengembalian investasi yang menarik bagi investor dan dihitung pula biaya angkut/proses baik untuk volume dengan kapasitas penuh maupun di bawahnya. Diasumsikan biaya ini konstan selama 3 tahun.

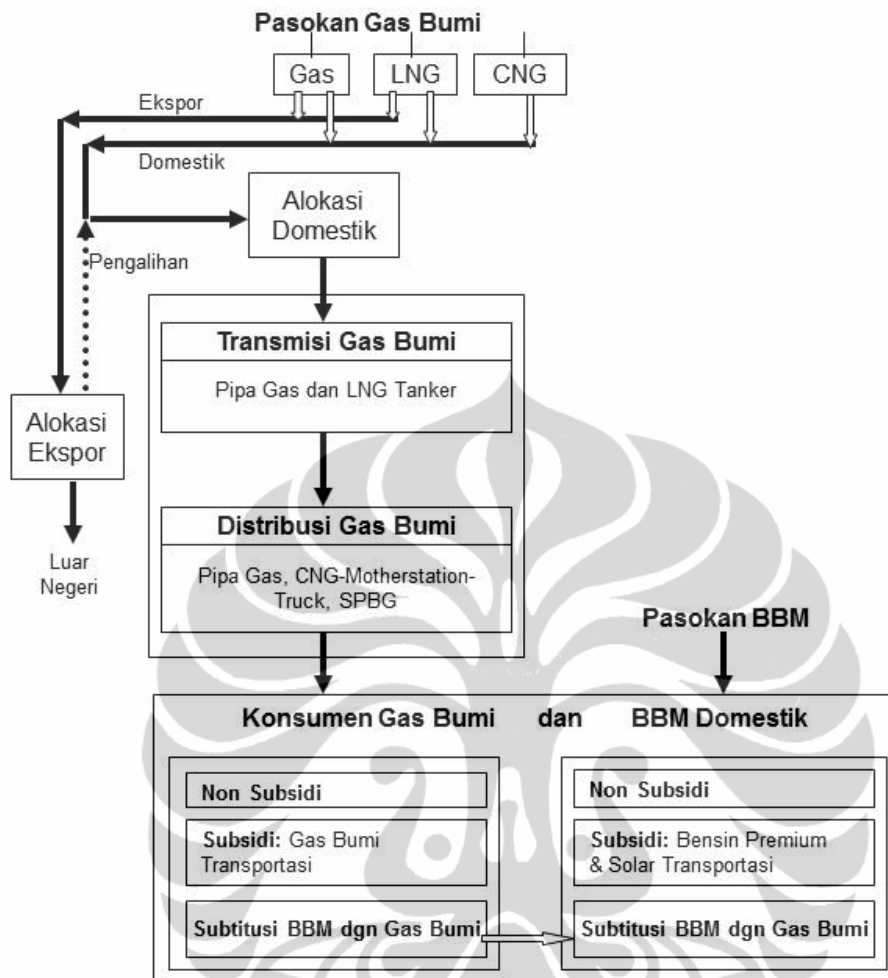
Setelah didapat biaya transportasi gas bumi ke konsumen, dihitung biaya total yang dikenakan ke konsumen. Lalu dibandingkan dengan harga BBM di tangan

konsumen, sehingga bisa dilihat seberapa rendah harga gas bumi ini dapat mendorong perpindahan pemakaian secara sukarela. Dari selisih harga ini dihitung penghematan impor, biaya operasi dan subsidi akibat substitusi dari BBM ke gas bumi untuk masing-masing sektor secara nasional. Penghematan ini dapat dihitung untuk setiap tingkat substitusi, beserta jumlah investasinya yang harus dikeluarkan setiap tahun sampai dengan tahun 2030.

Berdasarkan penghematan dan investasi di atas serta suatu skema reinvestasi atas penghematan di atas, menggunakan ekonometrika dihitung dampaknya terhadap makro-ekonomi Indonesia, seperti perubahan PDB, inflasi dan pengangguran. Dampak dari substitusi BBM ke gas bumi ini dihitung untuk setiap tingkat substitusi dan reinvestasi serta terhadap perubahan harga minyak bumi dan kurs rupiah Indonesia (IDR) terhadap dolar Amerika Serikat (USD).

3.1 Sistem Transportasi dan Pasokan Gas Bumi

Gas bumi ini umumnya melalui perjalanan yang panjang sebelum dapat digunakan oleh konsumen. Dimulai dari sumber gas bumi, lalu masuk ke transportasi transmisi kemudian ke jalur distribusi gas dan akhirnya di terima konsumen di satuan pengisian bahan bakar gas bumi (SPBG), melalui pipa gas diterima oleh konsumen rumah tangga, industri dan komersial. Dua konsumen terakhir bisa pula menerima dalam bentuk tabung CNG industri. Khusus konsumen besar industri dan pembangkit listrik bisa pula menerima langsung gas bumi dari jalur transmisi. Gambar 3.1 menggambarkan jalur transportasi gas bumi secara umum mulai dari sumber pasokannya sampai ke konsumen.



Gambar 3.1. Alur fisik gas bumi

3.1.1 Pasokan Gas Bumi

Dalam studi ini, pasokan gas bumi berasal dari berbagai lokasi yang tersebar di seluruh Nusantara. Gambar 2.2 memperlihatkan cadangan terbesar berasal dari Pulau Natuna, Sumatera bagian tengah dan selatan, Papua (Tangguh), Kalimantan Timur dan Maluku Selatan. Termasuk dari Sulawesi Selatan dan Jawa yang lebih memenuhi kebutuhan lokal. Sedangkan, untuk CBM diharapkan bisa dipasok dari daerah Sumatera bagian tengah dan selatan serta Kalimantan bagian timur (Gambar 2.3 dan Tabel 2.13).

Secara umum Indonesia harus dapat mempertahankan swasembada energi selama mungkin. Penambahan (atau pengurangan) produksi gas bumi per wilayah untuk memenuhi permintaan pasar harus disesuaikan dengan kebijakan umur cadangan yang dikehendaki. Di Jawa misalnya, karena sempitnya lahan dan cadangan gas buminya yang terbatas maka jangka produksinya lebih pendek. Demikian pula halnya di Sulawesi dengan cadangan yang tidak tinggi (dibandingkan Maluku misalnya). Tabel 3.1 berikut menggambarkan perkiraan tingkat produksi rata-rata gas bumi nasional dan wilayah untuk jangka waktu produksi tertentu hasil dari *engineering judgement*. Cadangan 2010 dari Gambar 2.2 dan penurunan cadangan berdasarkan perkiraan pasokan gas bumi Neraca Gas Indonesia 2009 dari Tabel 2.14.

Tabel 3.1. Perkiraan produksi harian lapangan gas bumi dan lama produksi

Lokasi	Wilayah Pemasaran	Cadangan 2010 (TSCF)	Cadangan 2015 (TSCF)	Produksi Harian (MMSCFD)	Lama Produksi (Tahun)
Kep, Riau / Natuna	Wil1	51,46	50,37	3450	40
NAD	Wil1	5,74	5,12	702	20
Sumbagut	Wil1	1,28	1,12	153	20
Sumbagtengsel	Wil2	26,46	23,13	1584	40
Jabagbar	Wil3	3,70	2,63	480	15
Jabagteng	Wil4				
Jabagtim	Wil5	6,40	5,07	926	15
Kalbagtim	Wil6	18,33	13,92	1271	30
Sulawesi	Wil7	4,23	3,78	690	15
Papua	Wil8	24,32	22,39	2045	30
Maluku	Wil8	15,22	15,22	1390	30
Indonesia		157,14	142,75	12692	

Kalau produksi gas bumi di atas belum mencukupi, diharapkan dapat dipenuhi oleh gas metana dari CBM yang mencapai 1000 s.d. 1500 MMSCFD di tahun 2025 (Kem ESDM, 2009b), bahkan diharapkan terus menanjak mencapai 2500 MMSCFD di tahun 2030 (Gambar 2.4). Keempat lokasi CBM terbesar dan paling prospektif, 92% dari jumlah perkiraan sumber CBM atau 417,5 TSCF (Tabel 2.13), berada di jalur pipa gas utama (yang ada atau rencana), maka diharapkan tidak akan

banyak kesulitan transportasi dikala nanti gas CBM diproduksi secara besaran-besaran.

3.1.2 Transmisi Gas Bumi (*Midstream*)

Transportasi gas bumi dari tempat pasokan terdiri dari pipa gas untuk bentuk gas dan tanker LNG untuk bentuk cair. Dari data permintaan pada Tabel 2.10 dan cadangan (Gambar 2.2 dan Gambar 2.3 serta Tabel 2.14) ditetapkan Natuna Timur memasok konsumen gas bumi terbesar di Indonesia yakni, Jawa bagian barat. Sedangkan, Kalimantan Timur memasok permintaan gas bumi terbesar ketiga yakni, Jawa bagian timur. Keduanya menggunakan pipa mengingat jarak terpanjang kurang dari 1.600 km, sehingga biayanya akan jauh di bawah biaya transportasi LNG, seperti yang terlihat pada Gambar 2.6 (Jensen, 2011). Permintaan gas bumi kedua tertinggi berada di Sumatera bagian selatan, di mana infrastrukturnya telah tersedia. Kalaupun ditingkatkan kapasitasnya, lebih ditujukan untuk konsumen di Jawa (bagian barat) seperti sekarang.

LNG dari Kaltim, Papua, Maluku dan Sulawesi bisa memasok Jawa bagian barat dan timur serta Sumatera bagian utara. Penggunaan pipa gas dari tiga wilayah terakhir lebih dihalangi oleh adanya palung-palung yang dalam daripada jaraknya yang jauh. Harga LNG dari Kaltim akan cukup bersaing dengan harga gas pipa mengingat biaya investasi infrastruktur *liquefaction*-nya sudah dianggap kembali.



Gambar 3.2. Jalur transmisi gas bumi

Optimasi infrastruktur gas bumi untuk mendapatkan biaya rantai suplai (biaya transmisi dan proses) terendah hanya dilakukan untuk infrastruktur-infrastruktur yang memasok kebutuhan pulau Jawa, lokasi yang merupakan mayoritas konsumen domestik (dapat dilihat pada Tabel 2.10).

3.1.3 Distribusi Gas Bumi

Optimasi tidak mencakup jaringan distribusi gas bumi. Untuk sektor transportasi diasumsikan semua gas bumi diangkut melalui jaringan distribusi CNG. Dari pipa transmisi ke jaringan distribusi lalu ke *compressor/mother station* dan sampai ke *daughter station* atau SPBG. Diasumsikan letak *compressor station* berada dekat dengan jaringan pipa transmisi atau distribusi sehingga tidak memerlukan investasi yang besar.

Demikian pula dengan sektor industri dan listrik diasumsikan berada didekat jalur transmisi sehingga investasi jaringan distribusinya juga tidak memerlukan investasi yang besar.

3.1.4 Lokasi Konsumen dan Produsen Gas Bumi

Lokasi konsumen tersebar di seluruh Indonesia, mengikuti wilayah pemasaran Pertamina yang meliputi (Pertamina, 2012):

- Wilayah 1, Aceh, Sumatera Utara dan Barat, Riau dan Riau Kepulauan.
- Wilayah 2, Jambi, Sumatera Selatan, Bengkulu, Lampung, Bangka dan Belitung.
- Wilayah 3, Banten, DKI Jakarta dan Jawa Barat.
- Wilayah 4, Jawa Tengah dan DI Yogyakarta.
- Wilayah 5, Jawa Timur, Bali, NTB dan NTT
- Wilayah 6, Kalimantan.
- Wilayah 7, Sulawesi.
- Wilayah 8, Maluku dan Papua.

Lokasi wilayah produsen gas bumi dengan cadangan besar (Gambar 2.2) dan penghasil CBM potensi tinggi (Tabel 2.13) tidak selalu mengikuti wilayah konsumen di atas:

- Wilayah 1, Kepulauan Riau, Natuna Barat dan Timur (gas bumi).

- Wilayah 2, Sumatera bagian tengah dan selatan (gas bumi dan CBM).
- Wilayah 3, Jawa bagian barat (gas bumi).
- Wilayah 4, Jawa bagian tengah (gas bumi).
- Wilayah 5, Jawa bagian timur (gas bumi).
- Wilayah 6, Kalimantan bagian timur (gas bumi dan CBM).
- Wilayah 7, Sulawesi bagian tengah dan selatan (gas bumi).
- Wilayah 8, Maluku bagian selatan dan Papua-Tanggah (gas bumi).

3.2 Kerangka Pikir Permodelan

Alur pikir permodelan dapat dilihat pada Gambar 3.3 secara keseluruhan, Gambar 3.4 untuk optimasi rantai suplai dan Gambar 3.5 untuk dampak substitusi terhadap kinerja ekonomi. Kerangka pikir pemodelannya adalah sebagai berikut:

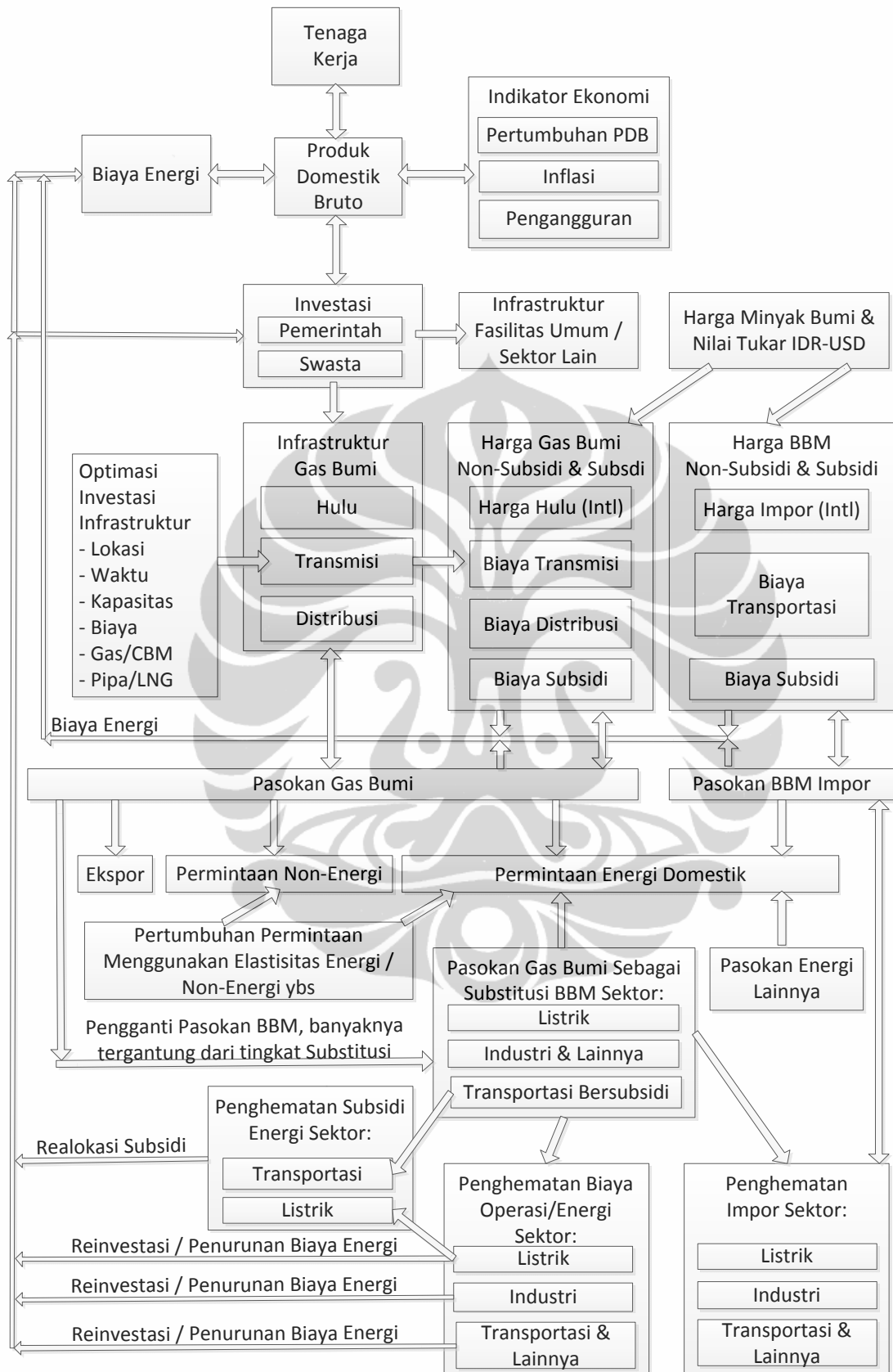
1. Meningkatkan pasokan gas bumi dengan menciptakan iklim yang menarik bagi investor infrastruktur. Investasi pembangunan infrastruktur gas bumi diharapkan akan meningkatkan ketersediaan gas bumi yang lebih murah dari BBM. Sebagaimana harga BBM, di tahun 2015 harga gas bumi di lapangan Indonesia diperkirakan sudah berpatokan kepada harga minyak mentah pasar, sehingga menarik bagi investor. Tentunya kedua harga bahan bakar ini dipengaruhi oleh nilai tukar IDR-USD. Komponen subsidi menurunkan secara keseluruhan harga/biaya energi pemakai, tapi membebani anggaran belanja Pemerintah dan mengurangi porsi lainnya yang lebih penting seperti investasi infrastruktur fasilitas umum.
2. Optimasi investasi infrastruktur gas bumi dilakukan agar mendapatkan biaya rantai suplai termurah. Optimasi dilakukan untuk mencari berapa besar volume dan biaya suatu rantai suplai (disederhanakan menjadi biaya transmisi pada Gambar 3.3, diperjelas maksudnya sebagai c_1 s/d c_{10} pada Gambar 3.4), sehingga total biaya seluruh rantai suplai nilainya minimum (hanya untuk gas bumi ke Jawa) dan hal ini dilakukan untuk setiap tiga tahun dari 2015-2030. Dengan syarat volume gas bumi harus memenuhi jumlah proyeksi permintaannya untuk beberapa tingkat substitusi BBM ke gas bumi, tapi tidak melebihi kapasitas proyeksi pasokan-pasokan lapangan gas bumi dan CBM domestik. Selain itu volume yang melewati setiap infrastruktur tidak boleh melewati kapasitasnya.

Penentuan kapasitas dan jenis infrastruktur (gas pipa atau LNG) harus menggunakan *engineering judgement*. Dengan mengingat bahwa penggunaan volume di bawah kapasitas produksi, biaya angkut/prosesnya akan lebih tinggi untuk mencapai tingkat pengembalian investasi yang sama (IRR yang sama). Jika hasil optimasi menunjukkan tidak ada volume gas yang melewati suatu infrastruktur, berarti infrastruktur tersebut tidak terpilih. Jika volumenya mendekati kapasitasnya berarti pilihan efisien, sedangkan kalau terlalu jauh di bawah kapasitas berarti pilihan tidak efisien. Namun kalau terlalu cepat melampaui kapasitas dengan meningkatnya permintaan berarti pilihan awal kapasitas terlalu kecil, begitu pula kalau sebaliknya. *Trial and error* tidak bisa dihindari. Untuk membandingkan suatu konfigurasi jalur-jalur rantai suplai secara keseluruhan dengan konfigurasi lainnya dilihat nilai total biaya rantai suplai (fungsi objektif) seluruh tahun. Namun perlu diperhatikan konsisten secara engineering dan finansial, misalnya jika Jawa bagian tengah dipasok oleh pipa gas bumi dari arah timur, kemudian tahun berikutnya dipasok hanya dari arah barat. Maka harus diberikan syarat batas tambahan agar hal tersebut tidak terjadi (misalnya dengan memberikan syarat volume minimum untuk pipa yang digunakan pertama).

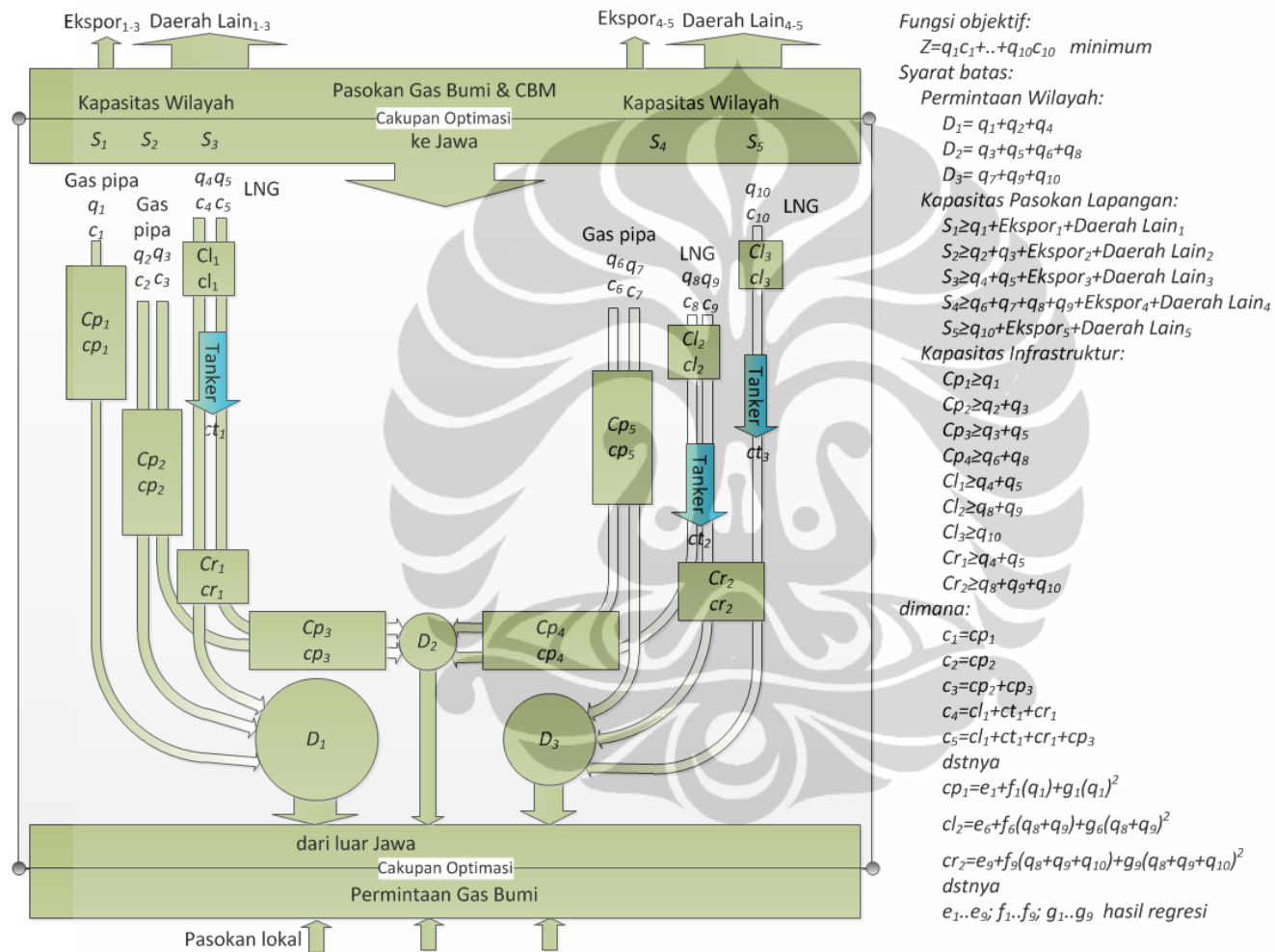
3. Ketersediaan gas bumi dengan harga yang lebih rendah dari BBM diharapkan meningkatkan penghematan subsidi, biaya operasi/energi dan impor. Harga gas bumi ekuivalen per liter BBM jauh lebih murah sehingga lebih sedikit jumlah subsidi yang dibutuhkan untuk mencapai target harga yang lebih rendah dibandingkan menggunakan BBM. Pembangkit listrik dengan gas bumi membutuhkan subsidi yang lebih kecil karena biaya energinya lebih murah dari BBM. Apalagi pembangkit listrik gas bumi umumnya lebih efisien daripada pembangkit yang menggunakan BBM. Net-Ekspor akan naik karena gas bumi yang tidak diekspor dapat menghemat devisa untuk impor BBM, sekali lagi karena harga gas bumi lebih murah dari BBM untuk satuan energi yang sama. Jumlah penghematan tergantung dari jumlah BBM yang disubstitusi gas bumi, sedangkan tingkat substitusi tergantung dari tambahan investasi infrastruktur gas bumi dari posisi investasi *business as usual* (BAU) nya dalam memenuhi permintaan gas bumi. Tingginya permintaan BAU tergantung dari asumsi

pertumbuhan PDB dan pertumbuhan permintaan gas bumi historis (elastisitas energi).

4. Biaya energi yang lebih murah diharapkan akan meningkatkan performa ekonomi Indonesia. PDB dihitung menggunakan fungsi produksi, yakni fungsi dari kapital/investasi, Tenaga Kerja dan Energi. Biaya energi dijadikan proksi dari jumlah energi, semakin rendah biaya energi semakin banyak jumlah energi yang bisa didapat semakin tinggi PDB. Penggunaan lebih banyak gas bumi sebagai substitusi BBM yang lebih mahal akan menurunkan biaya energi dan selanjutnya akan menaikkan PDB dan performa ekonomi Indonesia.
5. Selanjutnya penghematan subsidi dan biaya operasi/energi dapat dialihkan untuk reinvestasi yang dapat pula meningkatkan performa ekonomi Indonesia. Reinvestasi bisa di sektor yang sama maupun di sektor lainnya. Kebijakan reinvestasi dari realokasi subsidi energi tentunya ada ditangan Pemerintah, selebihnya lebih banyak ditangan swasta. Penghematan impor tidak secara langsung diperhitungkan dalam menghitung PDB yang menggunakan fungsi produksi, lain halnya jika menggunakan fungsi konsumsi.

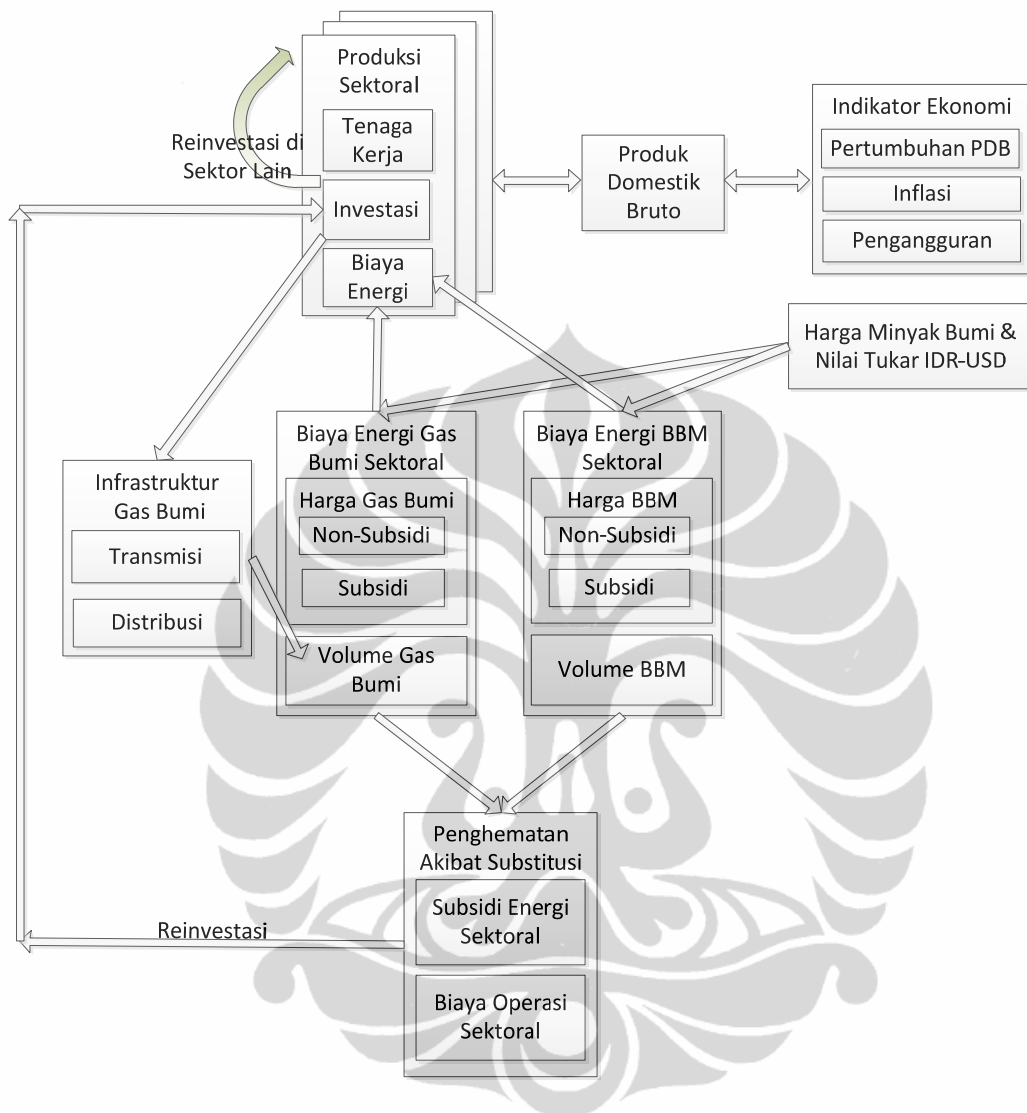


Gambar 3.3. Skema kerangka pikir permodelan



Keterangan: q=volume; c=biaya; D=permintaan; S=kapasitas pasokan wilayah; C=kapasitas infrastruktur; p=pipa; l=liquefaction; r=regasifikasi; t=tanker

Gambar 3.4. Skema optimasi biaya rantai suplai



Gambar 3.5. Skema dampak substitusi terhadap kinerja ekonomi

3.3 Skenario Kebijakan Subsidi Pemerintah

Kebijakan subsidi BBM transportasi diasumsikan tetap berjalan, namun sebagian digantikan dengan gas bumi subsidi bentuk CNG. Skema subsidi bahan bakar sektor transportasi terlihat pada Tabel 3.2. Semakin tinggi harga minyak bumi maka, semakin tinggi pula jumlah subsidi untuk menjaga kestabilan harga.

Dalam studi ini, tidak dibahas lebih jauh mengenai skema subsidi di sektor listrik, penghematan subsidi diasumsikan sebagai pengurangan biaya operasi akibat substitusi BBM ke bahan bakar gas bumi.

Tabel 3.2. Skema subsidi bahan bakar sektor transportasi

	BBM			Gas Bumi		
	60	80	100	60	80	100
Harga Minyak Bumi (USD/BBL)	60	80	100	60	80	100
Harga Gas Bumi di hulu (USD/MMBTU)	6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53
Besar Subsidi (%)	15%	32,5%	45%	5,0%	15,0%	25,0%

Besaran-besaran dalam Tabel 3.2 di atas digunakan dalam menghitung Penghematan subsidi, impor dan biaya operasi sektor transportasi di Bab 3.6.5.

3.4 Skenario Substitusi BBM dengan Gas Bumi dan Definisi Volume Substitusi

Semakin tinggi jumlah BBM yang disubstitusi gas bumi maka, semakin besar penghematan-penghematan yang bisa dilakukan, mengingat harga gas bumi yang lebih rendah dari BBM untuk jumlah kalori yang sama. Namun, tentunya semakin besar pula investasi infrastruktur gas bumi yang diperlukan. Pada setiap skenario substitusi ini dilakukan optimasi yang menghasilkan infrastruktur dengan sasaran biaya rantai suplai termurah. Berikut ini adalah empat skenario substitusi BBM dengan gas bumi dengan ringkasan proyeksi proporsi gas bumi sektoral di Tabel 3.3.

- **Skenario-S1, merupakan skenario dasar**, segalanya berjalan seperti biasa (*business as usual*). Seperti halnya saat ini tidak ada pemakaian gas bumi untuk transportasi dengan jumlah yang signifikan. Ekspor gas berlangsung seperti sekarang, namun menurun sejalan dengan berkurangnya jumlah cadangan. Pipa Sumatera-Jawa sudah terbangun tentunya, diasumsikan secara konstan mengalirkan sekitar 650 MMSCFD. *LNG Receiving Terminal* (LNGRT) di Jawa-Barat dianggap telah dibangun sebelum tahun 2015.
- **Skenario-S2, adalah Skenario-S1 ditambah kenaikan proporsi gas bumi untuk sektor industri dan listrik.** Ada peningkatan porsi pemakaian gas bumi untuk sektor industri dan pembangkit listrik (terutama di Jawa) agar dapat mengimbangi peningkatan pemakaian batu bara yang relatif lebih murah tapi lebih polutif. Kenaikan proporsinya 5% untuk sektor industri dan 15% untuk sektor listrik mulai tahun 2015, dibanding proporsi 2007 (Tabel 3.4). Selaras dengan *contracted demand* di Indonesia *Gas Balance 2009-2020* (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2009a). Kebutuhan infrastruktur gas bumi di

tingkat ini tentunya lebih tinggi dari Skenario-S1, demikian pula kebutuhan nilai investasinya.

- **Skenario-S3, adalah Skenario-S2 ditambah substitusi Premium dan Solar Transportasi dengan gas bumi mencapai porsi 25% secara bertahap.** Mulai dari porsi 6% ditahun 2015 lalu menanjak mencapai 25% di tahun 2024, lalu konstan pada porsi tersebut sampai dengan tahun 2030. Dalam skenario ini bisa menggunakan pasokan CBM.
- **Skenario-S4, adalah Skenario-S2 ditambah substitusi Premium dan Solar Transportasi dengan gas bumi mencapai porsi 45% secara bertahap.** Mulai dari porsi 6% ditahun 2015 lalu menanjak mencapai 42% di tahun 2024, lalu mencapai 45% di 2027, kemudian dengan porsi konstan sampai dengan tahun 2030. Kebutuhan infrastruktur gas bumi di tingkat ini tentunya lebih tinggi dari tingkat-tingkat sebelumnya, demikian pula kebutuhan nilai investasinya. Dalam skenario ini bisa menggunakan pasokan CBM.

Tabel 3.3. Proyeksi proporsi gas bumi sektoral

Tingkat	Tahun	Listrik	Industri	Transp.
1	2015	15,6%	23,7%	0%
	2030	15,6%	23,7%	0%
2	2015	30,6%	28,7%	0%
	2030	30,6%	28,7%	0%
3	2015	30,6%	28,7%	6,0%
	2030	30,6%	28,7%	25,0%
4	2015	30,6%	28,7%	6,0%
	2030	30,6%	28,7%	45,0%

Alasan kenaikan di sektor listrik mencapai 15% sedangkan di sektor industri hanya 5%, yang paling utama karena listrik masih disubsidi Pemerintah maka dengan porsi yang lebih tinggi diharapkan penghematan subsidi juga tinggi, selain itu porsi gas bumi di sektor listrik masih lebih rendah dibanding porsinya di sektor industri seperti dapat dilihat pada Tabel 3.4. Alasan ditambahkan pasokan gas bumi di sektor transportasi mencapai 25% di Skenario-S3 dan 45% di Skenario-S4 untuk melihat dampak substitusi di sektor transportasi terhadap pengurangan subsidi dan dampak

lainnya, serta melihat batas atas kemampuan pasokan/cadangan gas bumi dalam negeri seperti yang ditetapkan di Bab 3.1.1.

Hal yang penting tertangkap dari skema di atas adalah akan didapatnya hubungan volume substitusi sektoral (misalnya per 1 juta kL BBM transportasi) dengan jumlah investasi yang dibutuhkan serta penghematan-penghematan yang disebabkan. Sehingga, bisa diperkirakan dengan lebih mudah dampak dari tingkat substitusi yang berbeda dari masing-masing sektor akibat asumsi PDB yang lebih optimis misalnya.

Tabel 3.4. Proporsi bauran energi tahun 2007

Sektor		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
Industri	%Gas Bumi	22,6%	9,3%	33,8%	6,2%	30,8%	18,8%		5,4%	23,7%
	%Batubara	46,9%	81,1%	49,0%	8,4%	51,4%	25,4%			54,4%
	%BBM	30,5%	9,6%	17,2%	85,4%	17,8%	55,8%	100,0%	94,6%	21,9%
Listrik	%Gas Bumi	11,2%	20,4%	15,3%	15,3%	15,3%	9,4%	35,3%		15,6%
	%Batubara	8,9%	39,1%	51,8%	51,8%	51,8%	18,8%			44,8%
	%BBM	65,9%	14,0%	21,5%	21,5%	21,5%	64,5%	29,8%	98,2%	26,5%
	%non-fosil	14,0%	26,4%	11,4%	11,4%	11,4%	7,3%	34,9%	1,8%	13,1%
Transportasi	100% BBM untuk semua wilayah mengingat kecilnya pemakaian selain BBM,									

Sumber: Kementerian ESDM, 2008 dan PLN, 2008. (telah diolah kembali)

Dalam disertasi ini yang disebut sebagai volume substitusi BBM dengan gas bumi adalah selisih volume gas bumi yang dikonsumsi di dalam negeri di Skenario-S1 dengan volume di Skenario-S2, Skenario-S3 atau Skenario-S4.

3.5 Skenario Dampak Substitusi BBM dengan Gas Bumi terhadap Makro-Ekonomi Indonesia

Untuk dapat melihat dampak substitusi BBM dengan gas bumi terhadap makroekonomi Indonesia dibuat 7 skenario seperti yang dilihat pada Tabel 3.5. Skenario-Dasar atau *business as usual* (BAU) diasumsikan mempunyai harga minyak dan nilai tukar Rupiah yang konstan dari tahun 2011 sampai dengan tahun 2030 serta digunakan Skenario-S1. Dibandingkan dengan Skenario-Dasar:

- Skenario-1 dan 2 untuk melihat sensitivitas perekonomian Indonesia terhadap perubahan nilai tukar mata uang Rupiah dan harga minyak mentah. Tanpa ada peran substitusi energi.

- Skenario-3 untuk melihat dampak substitusi BBM dengan gas bumi di sektor industri dan listrik beserta pengaruh investasi infrastrukturnya dan realokasi investasi akibat penurunan biaya energi dan subsidi.
- Skenario-4 seperti Skenario-3 tapi ditambah pengaruh substitusi BBM dengan gas bumi di sektor transportasi.
- Skenario-5 seperti Skenario-4 tapi tanpa realokasi investasi dari penghematan yang terjadi.
- Skenario-6 seperti Skenario-4 tapi dengan harga minyak yang lebih tinggi dan Skenario-6 ini dibandingkan dengan Skenario-2 yang mempunyai tingkat harga minyak bumi yang sama.

Analisa dampak realokasi investasi yang serupa ini pernah dilakukan oleh Nugroho (2010).

Tabel 3.5. Skenario model ekonomi

Skenario	Tingkat Substitusi (dan Investasi)	Skema Realokasi Penurunan Biaya Operasi dan Subsidi *)	Harga Minyak Mentah (USD per barel)	Nilai Tukar uang (IDR per USD)
Dasar	1	-	80	9000
1	1	-	80	10000
2	1	-	100	9000
3	2	A	80	9000
4	4	A	80	9000
5	4	B	80	9000
6	4	A	100	9000

*) Skema realokasi pengurangan biaya operasi dan subsidi akibat penurunan biaya energi:

A. Penurunan Biaya Operasi di Sektor Industri: 10% direinvestasi; Sektor Listrik: 10% direinvestasi di sektor yang sama dan 90% direinvestasi di Sektor Konstruksi; Sektor Transportasi (plus Konstruksi & Perdagangan): 10% direinvestasi. Penurunan Subsidi sektor transportasi di realokasi sebagai investasi di sektor konstruksi.

B. Tidak ada investasi dari penghematan biaya operasi dan subsidi.

3.6 Model Matematik

Model matematik dalam studi ini terdiri dari: model permintaan energi, biaya transportasi dan optimasinya, harga BBM dan gas bumi, serta makroekonomi dampak substitusi. Model makroekonomi menggunakan ekonometrika yang bersifat stokastik, sedangkan model-model selebihnya bersifat deterministik.

3.6.1 Model Permintaan BBM / Gas Bumi / Suatu Jenis Energi

Proyeksi pertumbuhan / permintaan suatu energi adalah fungsi dari kebutuhan energi tersebut dan kenaikan PDB (Hirshleifer, 2005):

$$D_{ENERGI} = f(D_{ENERGI}, PDB)$$

Rumus umum proyeksi permintaan suatu energi:

$$D_n = D_{n-1}(1 + \alpha_n) \quad (3.1)$$

$$\text{Elastisitas } (\varepsilon) = \frac{\% \text{ Perubahan Permintaan Energi}}{\% \text{ Perubahan PDB}}$$

$$\alpha = \varepsilon_{HISTORIS} \alpha_{PDB} \quad (3.2)$$

$$\varepsilon_{HISTORIS} = \frac{\alpha_{HISTORIS}}{\alpha_{PDB.HISTORIS}} \quad (3.3)$$

dimana

D_n = Permintaan energi di tahun n

α_n = Pertumbuhan energi di tahun n

$\varepsilon_{HISTORIS}$ = Elastisitas

α_{PDB} = Pertumbuhan PDB (proyeksi)

$\alpha_{HISTORIS}$ = Pertumbuhan historis suatu energi

$\alpha_{PDB.HISTORIS}$ = Pertumbuhan PDB historis

Permintaan energi wilayah dihitung menggunakan pertumbuhan PDB wilayah. Namun menggunakan elastisitas energi sektoral nasional, mengingat terbatasnya data di wilayah-wilayah. Data produksi, konsumsi dan PDB di ambil dari sumber-sumber resmi di Indonesia (BPS, 2009, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2008, 2009a, 2009b dan PLN, 2008).

Asumsi pertumbuhan PDB Indonesia sebagai berikut: 2008-2012: 4,5%; 2013-2017: 5,5% dan 2018-2030: 6,5%. Mendekati asumsi pertumbuhan BPPT/Permana et al. (2010) sebesar 5,5% konstan sampai dengan 2030. Di bawah asumsi Kementerian ESDM (2009c) dengan pertumbuhan 7,0%-7,2% untuk kurun waktu yang sama.

3.6.2 Biaya Transportasi dan Proses Gas Bumi

Biaya transportasi dan proses gas bumi tergantung dari jenis, kapasitas, jumlah dan skema investasi dan pengoperasian infrastrukturnya (Tabel 2.16). Semakin tinggi volume gas yang dipindahkan atau diproses semakin rendah biayanya, mengikuti persamaan polynomial tingkat dua:

$$c_k = e + f(v_k / n) + g(v_k / n)^2 \quad (3.4)$$

dimana

c_k = Biaya angkut/proses (*toll fee*) infrastruktur k (USD/MMBTU)

v_k = Total volume yang melalui infrastruktur k (MMSCFD)

n = Jumlah unit infratraktur yang sama kapasitasnya.

e, f, g = Konstanta infrastruktur hasil regresi (tanpa satuan)

Perkiraan biaya investasi infrastruktur gas bumi terdapat di Bab 2.6. Dalam menghitung e , f dan g digunakan regresi, kilang *liquefaction* dan *regasification* dihitung menggunakan Pers. 2.1. Jika terdapat beberapa kelompok unit yang berbeda, volume yang dialokasikan masing-masing kelompok sebanding dengan kapasitas masing-masing kelompok.

Biaya distribusi CNG berkisar antara 1,79-2,09 USD per MMBTU seperti yang disebutkan dalam Bab 2.7. Asumsinya BBM yang disubstitusi gas bumi di

sektor transportasi semua didistribusikan menggunakan truk CNG. Sedangkan sektor industri dan listrik yang (banyak) menggunakan gas bumi diasumsikan dekat dengan jalur transmisi dan distribusi pipa gas, sehingga tidak banyak perlu investasi.

Biaya transportasi tanker LNG dihitung dengan formula Lee (2005):

$$c_{TANKER} = 7 \times 10^{-5} \times L + 0,102 \quad (3.5)$$

dimana

c_{TANKER} = Biaya transportasi tanker LNG (USD/MMBTU)

L = Jarak pulang-pergi (Kilometer)

3.6.3 Optimasi Biaya Rantai Suplai Gas Bumi

Minimisasi biaya rantai suplai (biaya transmisi dan proses) gas bumi didasarkan atas Pers. 2.2, khususnya ke Jawa mengingat sebagian besar permintaan gas bumi berasal dari pulau ini.

Fungsi Objektif:

$$Z = \min \sum_{i=1}^m q_i c_i \quad (3.6)$$

Dengan syarat batas:

Konsumsi setiap wilayah:

$$\sum q_{i.vol.menju.ke.j} = D_j \quad j = 1, \dots, n \quad (3.7)$$

Kapasitas setiap infrastruktur:

$$\sum q_{i.vol.melalui.k} \leq C_k \quad k = 1, \dots, o \quad (3.8)$$

Kapasitas produksi setiap lapangan:

$$\sum q_{i.vol.berasal.dari.p} \leq S_p \quad p = 1, \dots, s \quad (3.9)$$

dimana

Z = Biaya total rantai suplai gas bumi (ribu USD per hari)

q_i = Volume rantai suplai i dari suatu lapangan S ke suatu wilayah permintaan D yang melalui sebuah atau beberapa infrastruktur (MMSCFD)

c_i = Biaya rantai suplai yang merupakan jumlah dari biaya transmisi dan proses infrastruktur yang dilalui (USD/MMBTU)

m = Jumlah rantai suplai yang melalui sebuah atau beberapa infrastruktur dari lapangan S_1 s.d. S_s ke wilayah permintaan D_1 s.d. D_o (unit)

n = Jumlah wilayah permintaan (unit)

o = Jumlah infrastruktur (unit)

D_j = Permintaan eksternal Wilayah j (MMSCFD)

C_k = Kapasitas Infrastruktur k (MMSCFD)

S_p = Kapasitas produksi Lapangan p ke Jawa (MMSCFD)

s = Jumlah lapangan gas bumi (unit)

Mengingat persamaan rantai suplai (c) di Pers. 3.4 non linier, optimasi di atas diselesaikan menggunakan SOLVER, suatu program tambahan untuk optimasi dalam Microsoft Excel. Pada dasarnya SOLVER menggunakan NLP dengan metode *Generalized Reduced Gradient* (GRG) seperti yang dijelaskan di Bab 2.8. Algoritma SOLVER menggunakan modifikasi dari metode GRG yang dikembangkan oleh Leon Lasdon dari University of Texas di Austin, dan Allan Waren dari Cleveland State University (Microsoft, 2010). Optimasi mengalokasikan volume produksi (q) dari setiap lapangan memenuhi setiap permintaan wilayah melalui rangkaian-rangkaian infrastruktur (pipa transmisi, kilang-kilang dan tanker LNG) dengan biaya rantai suplai tertentu (c) yang bergantung pula kepada jumlah volumenya, sedemikian rupa sehingga menghasilkan biaya total rantai suplai terendah (Z). Serta memenuhi syarat-syarat batas konsumsi setiap wilayah (D), kapasitas setiap infrastruktur (C) dan

kapasitas produksi setiap lapangan (S). Syarat batas untuk masing-masing permintaan wilayah dan begitu pula dengan kapasitas lapangan telah dikurangi oleh produksi wilayah dan permintaan wilayah lapangan.

Sebelum dilakukan optimasi dengan menggunakan *engineering judgement* diperkirakan terlebih dahulu infrastruktur yang mungkin terpasang dalam jaringan transmisi gas bumi Indonesia seperti pada Gambar 3.2, lalu dihitung biaya investasi dan rantai suplainya. Biaya rantai suplainya dihitung untuk beberapa tingkat kapasitas infrastruktur (100%, 80% dan 60%) menggunakan analisa finansial dengan skema pembiayaan proyek dan pengoperasian infrastruktur pada Tabel 2.16. Pilihan pipa gas bumi diambil dari rekomendasi yang ada pada Tabel 2.15 (Zawier, 2010a, 2010b).

Untuk menghitung rantai suplai untuk kapasitas lainnya, digunakan Pers. 3.4 dan dilakukan regresi untuk mencari konstanta e , f dan g dari beberapa titik biaya-rantai suplai dengan kapasitas yang berbeda. Persamaan-persamaan ini digunakan dalam menghitung fungsi objektif: Pers. 3.6. Biaya transportasi tanker LNG dihitung menggunakan Pers. 3.5.

3.6.4 Harga BBM dan Gas Bumi

Perkiraan harga BBM dan gas bumi dihitung menggunakan rumus-rumus berikut:

$$P_{P_{Intl}} = P_{CO} \times F_{PT} / 159 \quad (3.10)$$

$$P_{G_{Intl}} = (P_{CO} / F_{OG} + P_{GT}) / H_{val} \quad (3.11)$$

Dimana $P_{P_{Intl}}$ adalah harga international BBM dan $P_{G_{Intl}}$ adalah harga gas bumi *equivalent international* (keduanya termasuk sudah termasuk biaya transportasinya dalam USD/L). P_{CO} adalah harga minyak dunia (ICP) dalam (USD/BBL). F_{PT} adalah *processing and transportation factor* (1.341 untuk Premium and 1.427 untuk Solar di korelasi dengan harga ICP dan harga eceran PERTAMINA). F_{OG} adalah factor konversi harga Oil-Gas antara ICP dan harga ekspor gas pipa Indonesia (8.674 MMBTU/BBL, rata-rata 2006-2008). P_{GT} adalah biaya transportasi gas bumi

(USD/MMBTU). H_{val} adalah nilai kalori BBM (30.28 untuk Premium dan 27.29 untuk Solar dalam L/MMBTU).

3.6.5 Penghematan Subsidi, Impor dan Biaya Operasi

Penghematan Subsidi, Impor dan Biaya Operasi dihitung menggunakan persamaan-persamaan berikut:

$$Sr = Q_{subp} \times (Pp_{Intl} - Pp_{Local}) - Q_{subg} \times (Pg_{Intl} - Pg_{Local}) \quad (3.12)$$

$$Ir = Q_{subp} \times Pp_{Intl} - Q_{subg} \times Pg_{Intl} \quad (3.13)$$

$$Or = Q_{subp} \times Pp_{Local} - Q_{subg} \times Pg_{Local} \quad (3.14)$$

Dimana Sr adalah pengurangan subsidi, Ir is adalah pengurangan impor, dan Or adalah pengurangan biaya operasi (semua dalam miliar USD), Q_{subp} adalah jumlah BBM yang disubstitusi (juta kL), Q_{subg} adalah jumlah gas bumi yang diperlukan untuk menggantikan BBM (juta kL equivalen) dan selebihnya adalah harga BBM dan gas bumi lokal/subsidi dan internasional (USD/L). Besarnya subsidi di Tabel 3.2 digunakan untuk menghitung harga BBM dan gas bumi subsidi/lokal di sektor transportasi.

Semakin tinggi efisiensi mesin/pembangkit listrik berbahan bakar gas bumi dibandingkan yang menggunakan BBM semakin besar pula selisih volume Q_{subp} dan Q_{subg} . Pembangkit listrik baru diasumsikan membangkitkan 43,23 Gwh per MMSCFD dalam setahun yang mengacu kepada kinerja PT Indonesia Power dan PTPJB (PLN, 2008).

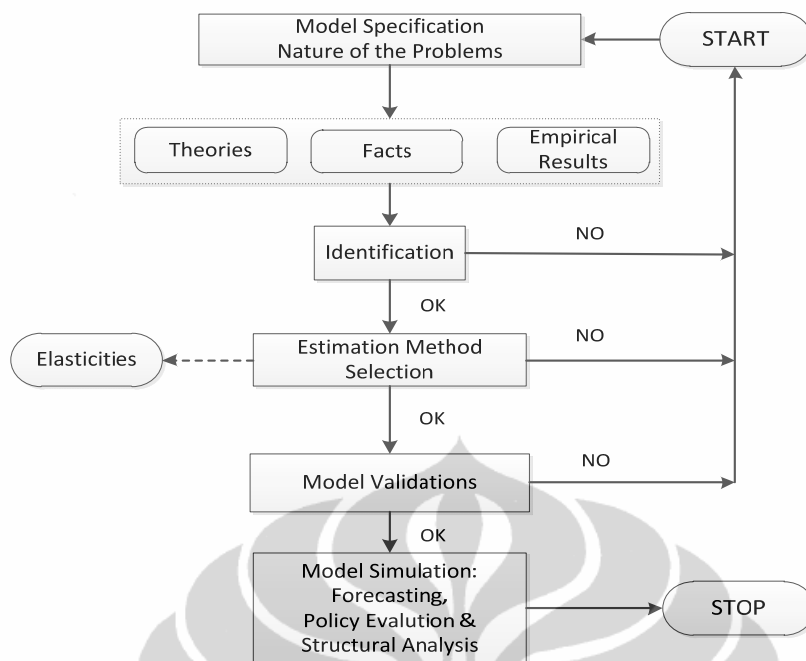
3.6.6 Dampak Substitusi terhadap Makro-Ekonomi Indonesia

PDB dihitung seperti yang dijelaskan sepintas di Bab 3.2 di atas, menggunakan fungsi produksi (Pers. 2.15). Di mana biaya energi sektoral, yakni harga energi dikalikan volumenya, dijadikan proxi dari besarnya energi sektoral dalam persamaan tersebut. Kapital sektoral yang dibutuhkan diwakili oleh investasi sektoral.

Produksi sektoral, indikator ekonomi seperti tingkat inflasi dan pengangguran merupakan variabel endogen (indikator pertumbuhan PDB dihitung dari total produksi sektoral), dihitung dengan ekonometrika yang bersifat stokastik. Selebihnya seperti tenaga kerja, volume permintaan dan harga energi, penghematan subsidi dan biaya operasi, investasi dan reinvestasi infrastruktur, dan volume substitusi sektoral merupakan variabel exogen yang dihitung secara deterministik.

Semakin rendah biaya energi semakin tinggi nilai tambah atau produksi yang dihasilkan. Prinsip ini yang dijadikan dasar untuk mengukur dampak substitusi BBM ke bahan bakar gas bumi yang lebih murah terhadap makro-ekonomi Indonesia. Lebih jauh diukur pula dampak lanjutan jika penghematan subsidi dan biaya operasi akibat substitusi di reinvestasi baik di sektor yang sama maupun sektor lainnya seperti untuk pembangunan jalan dan jembatan. Skema alur dampak substitusi terhadap kinerja ekonomi dapat dilihat pada Gambar 3.5.

Tahapan membangun model diawali dengan suatu pemahaman fenomena perekonomian yang dihipotesiskan terjadi sebagai akibat dari hubungan antara variabel yang akan berpengaruh terhadap kinerja perekonomian Indonesia. Spesifikasi model (*model specification*) dilakukan dengan memformulasikan model yang paling sesuai dengan sistem atau fenomena aktual yang diabstraksikan. Setelah model dispesifikasikan atau diformulasikan, selanjutnya model diestimasi dengan menggunakan teknik estimasi yang paling sesuai, sehingga memberikan hasil estimasi yang terbaik, mengikuti Bab 2.9.2 dan Bab 2.9.3. Tahap berikutnya adalah evaluasi untuk mengetahui apakah model tersebut secara teoritis bermakna dan secara kuantitatif memuaskan disamping dilakukan validasi terhadap model, mengikuti Bab 2.9.4. Tahap terakhir adalah melakukan simulasi yang terdiri atas dua bentuk yaitu simulasi kebijakan dan faktor-faktor eksternal seperti yang terlihat pada Gambar 3.6.



Gambar 3.6. Tahapan membangun model ekonometrik substitusi energi

Spesifikasi model yang dirumuskan dalam penelitian ini adalah sangat terkait dengan tujuan penelitian yaitu untuk mengetahui dampak keberadaan substitusi energi dari BBM ke gas bumi terhadap kinerja perekonomian Indonesia secara keseluruhan. Model yang dibangun adalah sistem persamaan simultan dinamis. Model simulasi makro dibangun berdasarkan kerangka teori ekonomi dan kajian empiris yang relevan, yang diharapkan mampu menunjukkan kinerja perekonomian Indonesia secara sederhana dan jelas.

Konsumsi sektor transportasi yang disebutkan oleh Kementerian ESDM, dari data Tabel I-O 2005 BPS terindikasikan masuk juga ke sektor konstruksi dan perdagangan. Data “PDB Atas Dasar Harga Berlaku” dibagi oleh BPS menjadi 9 sektor lapangan usaha (BPS, 2011). Sektor atau subsektor yang dominan menggunakan BBM dan gas bumi adalah sektor industri, listrik dan transportasi (plus konstruksi dan perdagangan), sehingga rumus PDB nasional dituliskan dalam bentuk:

$$GDP = Y_3 + Y_4 + Y_7 + Y_L \quad (3.15)$$

dimana

Y_3 = Produksi sektor industri (Sektor ke-3 di BPS)

Y_4 = Produksi sektor listrik (Sektor ke-4 di BPS)

Y_7 = Produksi sektor transportasi, konstruksi dan perdagangan (sektor ke-7, ke-5 dan ke-6)

Y_L = Produksi sektor-sektor lainnya yang ditetapkan sebagai variabel eksogen

Estimasi produksi sektoral dasarnya menggunakan persamaan regresi seperti pada Pers. 2.4 dengan menambahkan unsur keterkaitan dengan produksi tahun sebelumnya, *dummy crisis* dan *stochastic error term*:

$$\text{Ln}(\hat{Y}_{S_t}) = a_0 + a_1 \text{Ln}(C_{S_t}) + a_2 \text{Ln}(L_{S_t}) + a_3 \text{Ln}(I_{S_{t-1}}) + a_4 \text{Ln}(\hat{Y}_{S_{t-1}}) + a_5 d_{S_t} + \varepsilon_t \quad (3.16)$$

dimana

$Y_{S_t}, C_{S_t}, L_{S_t}, I_{S_t}$ = masing-masing adalah Produksi/Output (PDB sektoral), Biaya Energi, Tenaga Kerja dan Investasi sektoral pada tahun t .

d_{S_t} = adalah variabel *dummy* untuk *smoothing* kondisi krisis sektoral pada tahun t .

ε_t = unsur kesalahan / ketidakpastian stokastik (*stochastic error term*), yang mengisi kekurangan variabel-variabel dependent (C , L dan I) dalam menerangkan variabel endogen Y .

$a_0, a_1 - a_5$ = a_0 adalah perpotongan (intercept) dan $a_1 - a_5$ biasa disebut sebagai elastisitas yang dihitung dengan regresi (konstanta-konstanta ini diterangkan pula di Pers. 2.3).

Indikator ekonomi pertumbuhan PDB dapat dihitung dari PDB total tahun bersangkutan dan tahun sebelumnya. Tingkat inflasi diwakili oleh Indeks Harga Konsumen yang merupakan fungsi dari pertumbuhan PDB. Sedangkan, tingkat pengangguran merupakan fungsi dari pertumbuhan PDB, inflasi dan/atau investasi. Tepatnya harus dilakukan *trial and error* seperti prosedur pada Gambar 3.5.

Data historis PDB, tenaga kerja dan volume dan harga energi (khususnya bensin, solar dan gas bumi) sektoral serta data pengangguran dan Indeks Harga

Konsumen (indikator inflasi) periode 1986 – 2010 diambil dari berbagai sumber seperti IMF, BPS, Kementerian ESDM, PLN dan peneliti energi lainnya (IMF, 2010; BPS, 2005, 2009 dan 2010; Kementerian ESDM 2008 and 2011b; PLN, 2008 dan 2011). Selain dari penerbitan buku-buku BPS, data juga diambil langsung dari database di kantor pusat BPS, terutama data lama yang tidak atau belum tersedia di website BPS.



BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Proyeksi Permintaan Energi Nasional

Menggunakan Pers. 3.3 dan data periode 2000 – 2007 dari Tabel 2.7 didapat elastisitas historis sektoral rata-rata, lalu berdasarkan asumsi pertumbuhan PDB nasional dan Pers. 3.2 didapat proyeksi pertumbuhan sektoral seperti terlihat pada Tabel 4.1 sektor listrik mempunyai pertumbuhan 1,35 kali terhadap pertumbuhan PDB nasional, sedangkan sektor industri dan transportasi tumbuh di bawah angka pertumbuhan PDB nasional.

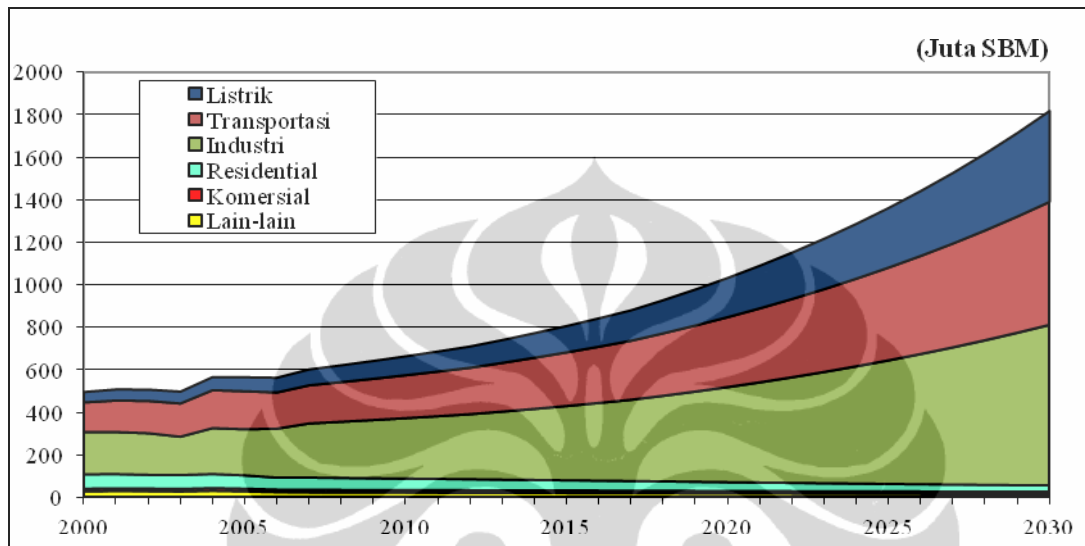
Tabel 4.1. Elastisitas historis dan proyeksi pertumbuhan sektoral

Tahun	Elastisitas Rata-rata 2000-2007	Industri	Transp	R, Tangga	Komersial	Lainnya	Listrik
	Asumsi-Pertumbuhan PDB Nasional	Pertumbuhan Sektoral					
		0,83	0,89	-0,46	-0,17	-0,28	1,35
2008-2012	4,50%	3,72%	4,02%	-2,06%	-0,74%	-1,25%	6,08%
2013-2017	5,50%	4,55%	4,92%	-2,51%	-0,91%	-1,52%	7,43%
2018-2030	6,50%	5,37%	5,81%	-2,97%	-1,08%	-1,80%	8,78%

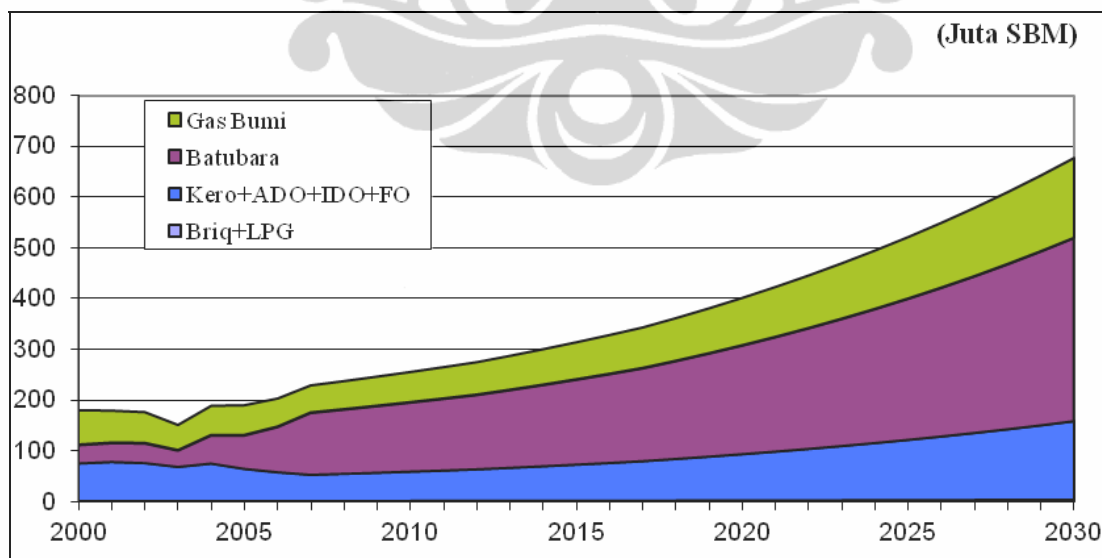
Berdasarkan elastisitas sektoral di atas dibuat proyeksi energi sampai tahun 2030. Terlihat pada Gambar 4.1 dalam tiga dekade permintan akan energi melonjak sekitar 3 kali lipat. Permintaan energi sektor komersial, rumah tangga dan lainnya yang terlihat menurun, seperti yang ditunjukkan oleh nilai-nilai negatif di Tabel 4.1. Hal ini tidak terjadi kalau porsi permintaan listrik tidak dikeluarkan dari sektor-sektor tersebut. Terlihat pula hanya ada tiga sektor yang dominan mengkonsumsi energi yakni sektor industri, transportasi dan listrik (kebutuhan listrik di semua sektor disatukan di sini). Selanjutnya studi ini hanya mengkonsentrasikan kepada ketiga sektor yang dominan ini.

Gambar 4.2, Gambar 4.3 dan Gambar 4.4 menunjukkan proyeksi permintaan energi di sektor industri, transportasi dan listrik. Permintaan akan listrik dalam tiga dekade melonjak lebih dari 3 kali lipat, lebih besar dari besaran rata-rata sektoral. Sejalan dengan elastisitas sektor listrik yang >1 , sehingga pertumbuhannya lebih

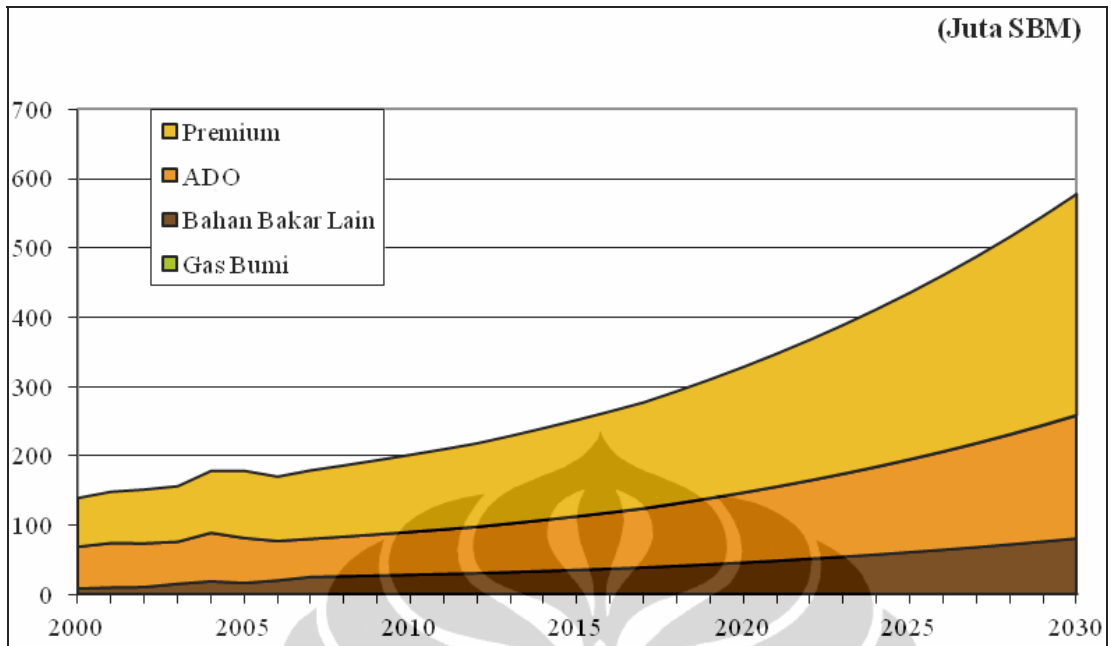
besar dari pertumbuhan PDB nasional. Sebaliknya, elastisitas sektor industri dan transportasi <1 sehingga, pertumbuhannya masing-masing lebih kecil dari pertumbuhan PDB nasional.



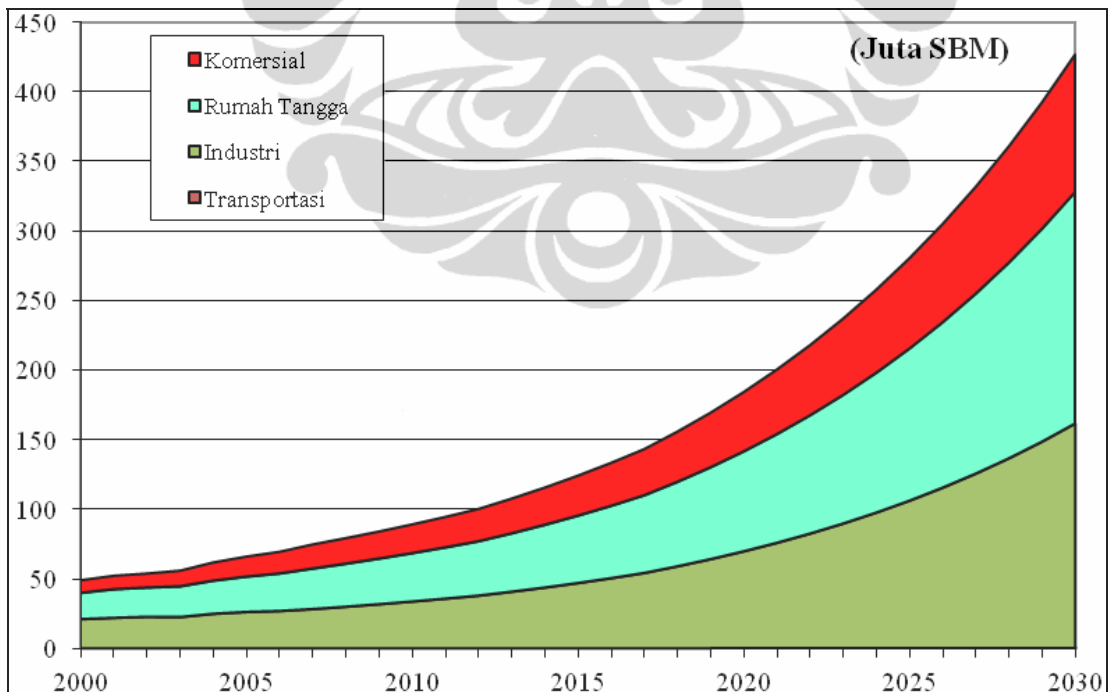
Gambar 4.1. Permintaan energi final (tidak termasuk biomassa and non-energy)



Gambar 4.2. Permintaan energi sektor industri dan proyeksinya

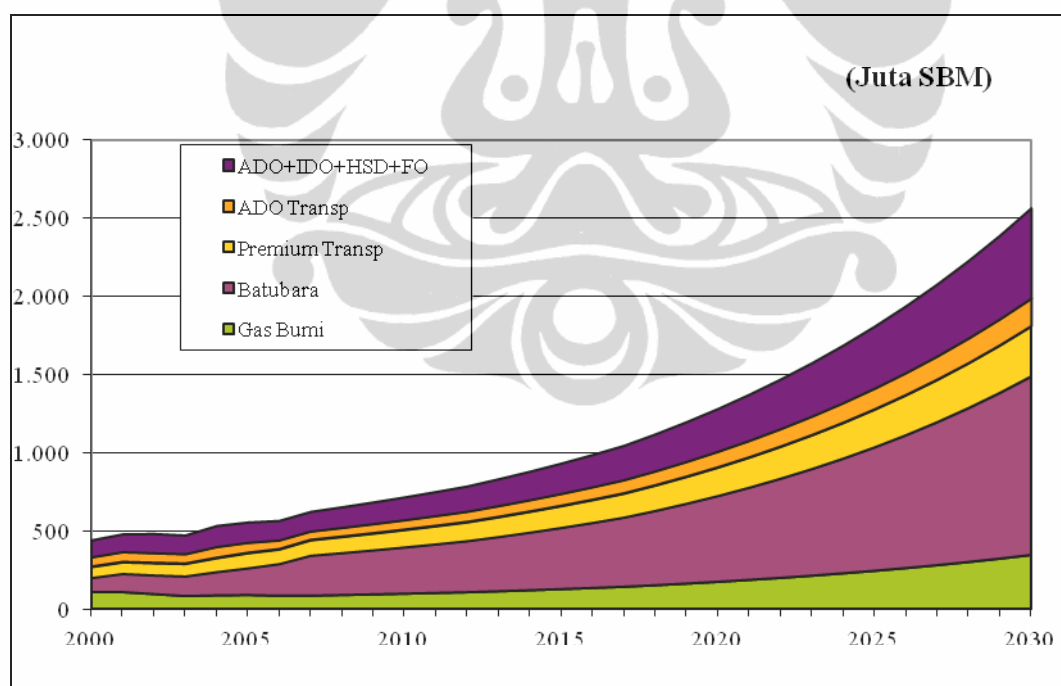


Gambar 4.3. Permintaan energi sektor transportasi dan proyeksinya



Gambar 4.4. Permintaan listrik dan proyeksinya

Permintaan energi premier total dapat dilihat pada Gambar 4.5. Sebagai perbandingan proyeksi permintaan energi premier dasar pada tahun 2030 menurut Kementerian ESDM mencapai 4,66 miliar SBM, sedangkan studi ini hanya mencapai 2,77 setelah ditambahkan energi terbarukan sebesar 0,21 miliar SBM. Perbedaan ini terutama disebabkan oleh perkiraan pertumbuhan PDB nasional yang berbeda; Kementerian ESDM (2009c) dengan pertumbuhan 7,0%-7,2%, sedangkan studi ini menggunakan pertumbuhan 4,5%-6,5%. Dibandingkan dengan proyeksi Kementerian ESDM, asumsi perkembangan ekonomi penelitian ini untuk menghitung sisi permintaan energi jauh lebih konservatif. Dalam penelitian lain, proyeksi permintaan energi final tahun 2030 menurut BPPT/Permana et al. (2010) dengan asumsi pertumbuhan PDB 5,5% mencapai 1,83 miliar SBM setelah dikurangi unsur biomassa sebesar 0,37miliar SBM (17% dari total). Sangat mendekati proyeksi permintaan energi final studi ini yang mencapai 1,82 juta SBM (Gambar 4.1).



Gambar 4.5. Permintaan energi premier dan proyeksinya

4.2 Proyeksi Permintaan Energi Wilayah

Indonesia dibagi menjadi 8 wilayah, mengikuti pembagian wilayah pemasaran BBM Pertamina (Tabel 4.2). Proyeksi pertumbuhan PDB wilayah dan Indonesia diasumsikan berbanding lurus dengan PDB rata-rata masing-masing seperti yang terlihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2. Pertumbuhan wilayah historis dan proyeksinya

Lokasi	Avg 03-07	2008-2012	2013-2017	2018-2030	Cakupan
Wilayah 1	3,96%	3,54%	4,33%	5,12%	NAD-Sumut-Sumbar-Riau-Kep, Riau
Wilayah 2	5,35%	4,79%	5,85%	6,92%	Jambi-Sumsel-Bengkulu-Lampung-Bangka Belitung
Wilayah 3	5,63%	5,04%	6,16%	7,28%	DKI-Banten-Jabar
Wilayah 4	5,19%	4,65%	5,68%	6,71%	Jateng-DIY
Wilayah 5	5,50%	4,93%	6,02%	7,12%	Jatim-Bali-NTB-NTT
Wilayah 6	3,59%	3,21%	3,92%	4,64%	Kalimantan
Wilayah 7	6,19%	5,54%	6,77%	8,00%	Sulawesi
Wilayah 8	1,64%	1,47%	1,80%	2,13%	Maluku dan Papua
Indonesia	5,03%	4,50%	5,50%	6,50%	

Sumber: BPS, 2009 dan Pertamina, 2012. (telah diolah kembali)

Proyeksi permintaan sektoral wilayah dihitung menggunakan Pers. 3.2 dengan data pertumbuhan wilayah dari Tabel 4.2 dan elastisitas sektoral nasional dari Tabel 4.1. Hasil perhitungan setiap wilayah di "*weighted adjusted*" dengan besaran pertumbuhan nasional masing-masing sektor.

Tabel 4.3 sampai dengan Tabel 4.8 berikut adalah proyeksi permintaan sektoral wilayah yang berhubungan dengan substitusi BBM dengan gas bumi. Khususnya BBM yang berupa bensin premium dan solar serta gas bumi di sektor industri, listrik dan transportasi.

Tabel 4.3. Proyeksi permintaan solar per wilayah untuk sektor industri

Konsumsi ADO+IDO										Juta Kilo Liter
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	5,42	5,83	6,51	7,44	8,57	10,02	11,73	13,72	16,06	2,9 X
Wil 1	0,83	0,89	0,98	1,09	1,23	1,41	1,61	1,83	2,08	2,4 X
Wil 2	0,71	0,77	0,87	1,02	1,19	1,42	1,69	2,01	2,38	3,2 X
Wil 3	1,23	1,34	1,53	1,79	2,11	2,53	3,04	3,64	4,36	3,4 X
Wil 4	0,25	0,27	0,30	0,35	0,41	0,49	0,57	0,68	0,80	3,1 X
Wil 5	0,49	0,53	0,60	0,70	0,82	0,99	1,18	1,41	1,68	3,3 X
Wil 6	1,33	1,41	1,53	1,70	1,90	2,14	2,42	2,72	3,06	2,2 X
Wil 7	0,32	0,35	0,41	0,49	0,58	0,71	0,87	1,06	1,29	3,8 X
Wil 8	0,27	0,27	0,29	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	1,5 X

Tabel 4.4. Proyeksi permintaan gas bumi wilayah sektor industri

Konsumsi Gas Bumi										MMSCFD
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	502,3	565,2	674,7	836,6	1050,4	1352,1	1740,6	2240,7	2884,4	5,4 X
Wil 1	40,1	43,7	49,7	58,0	68,4	82,0	98,3	117,7	140,9	3,4 X
Wil 2	57,3	64,4	76,8	95,0	119,0	152,7	195,8	251,0	321,5	5,3 X
Wil 3	238,3	269,7	324,6	406,4	515,1	669,9	870,6	1131,0	1468,5	5,8 X
Wil 4	53,1	59,5	70,6	86,8	107,9	137,4	174,9	222,5	282,8	5,0 X
Wil 5	89,4	100,9	120,9	150,6	189,8	245,3	316,9	409,2	528,0	5,6 X
Wil 6	8,0	8,7	9,7	11,2	13,0	15,3	18,0	21,2	24,9	3,0 X
Wil 7	15,9	18,2	22,3	28,6	37,1	49,6	66,2	88,3	117,7	6,9 X
Wil 8										

Tabel 4.5. Proyeksi permintaan gas bumi per wilayah untuk sektor listrik

Konsumsi Gas Bumi										MMSCFD
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	810	872	972	1111	1280	1497	1752	2050	2398	2,9 X
Wil 1	82	88	95	105	117	131	147	165	185	2,2 X
Wil 2	84	90	101	116	133	156	183	214	250	2,9 X
Wil 3	461	495	557	642	746	880	1039	1227	1447	3,0 X
Wil 4	3	3	4	4	5	5	6	7	9	2,8 X
Wil 5	134	144	162	186	215	253	298	350	411	3,0 X
Wil 6	45	48	52	57	62	69	77	85	94	2,0 X
Wil 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Wil 8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1,4 X

Tabel 4.6. Proyeksi permintaan solar wilayah sektor listrik

Konsumsi HSD+IDO										Juta Kilo Liter
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	8,003	9,006	10,750	13,330	16,736	21,544	27,733	35,701	45,958	5,4 X
Wil 1	1,851	2,040	2,358	2,809	3,374	4,126	5,036	6,135	7,460	3,8 X
Wil 2	0,281	0,319	0,387	0,489	0,624	0,817	1,066	1,390	1,808	6,0 X
Wil 3	2,700	3,093	3,787	4,834	6,248	8,287	10,968	14,489	19,104	6,6 X
Wil 4	0,602	0,683	0,823	1,032	1,309	1,700	2,203	2,850	3,679	5,7 X
Wil 5	1,013	1,157	1,411	1,791	2,302	3,035	3,992	5,242	6,869	6,3 X
Wil 6	0,852	0,932	1,063	1,247	1,473	1,769	2,120	2,536	3,027	3,4 X
Wil 7	0,409	0,474	0,591	0,772	1,022	1,392	1,892	2,567	3,475	7,9 X
Wil 8	0,295	0,309	0,329	0,355	0,384	0,419	0,455	0,494	0,535	1,8 X

Tabel 4.7. Proyeksi permintaan premium wilayah sektor transportasi

Konsumsi Premium										Juta Kilo Liter
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	17,92	19,40	21,83	25,22	29,37	34,79	41,22	48,83	57,85	3,1 X
Wil 1	2,55	2,71	2,97	3,31	3,72	4,23	4,81	5,46	6,20	2,4 X
Wil 2	1,42	1,54	1,74	2,02	2,36	2,81	3,35	3,98	4,73	3,2 X
Wil 3	5,72	6,24	7,10	8,30	9,80	11,78	14,14	16,96	20,34	3,4 X
Wil 4	2,36	2,55	2,88	3,33	3,88	4,59	5,43	6,43	7,59	3,1 X
Wil 5	3,33	3,62	4,11	4,79	5,64	6,74	8,06	9,63	11,50	3,3 X
Wil 6	1,12	1,18	1,28	1,42	1,58	1,77	1,99	2,23	2,50	2,2 X
Wil 7	1,13	1,24	1,43	1,70	2,04	2,50	3,06	3,74	4,56	3,8 X
Wil 8	0,30	0,31	0,32	0,33	0,35	0,37	0,39	0,41	0,43	1,4 X

Tabel 4.8. Proyeksi permintaan solar per wilayah untuk sektor transportasi

Konsumsi Solar										Juta Kilo Liter
Wilayah	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	Kenaikan 08-30
Indonesia	10,89	11,79	13,27	15,32	17,84	21,14	25,04	29,67	35,15	3,1X
Wil 1	2,11	2,25	2,47	2,77	3,12	3,56	4,07	4,64	5,28	2,4X
Wil 2	1,19	1,30	1,47	1,71	2,02	2,41	2,88	3,44	4,10	3,3X
Wil 3	2,63	2,88	3,29	3,86	4,58	5,52	6,66	8,02	9,66	3,5X
Wil 4	1,26	1,37	1,55	1,80	2,11	2,51	2,98	3,54	4,20	3,2X
Wil 5	1,87	2,04	2,33	2,72	3,21	3,86	4,64	5,56	6,67	3,4X
Wil 6	0,91	0,96	1,05	1,16	1,29	1,46	1,64	1,85	2,08	2,2X
Wil 7	0,68	0,75	0,87	1,03	1,25	1,53	1,88	2,31	2,83	4,0X
Wil 8	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,29	0,30	0,32	0,34	1,4X

Kenaikan permintaan bahan bakar di atas selaras dengan pertumbuhan masing-masing sektor, dimana sektor listrik selalu mempunyai kenaikan terbesar. Selaras juga dengan pertumbuhan masing-masing wilayah, dimana Wilayah 7 – Sulawesi selalu mempunyai kenaikan tertinggi (kecuali untuk permintaan gas bumi sektor industri).

4.3 Proyeksi Permintaan Gas Bumi untuk Non-Energi, Ekspor dan Kebutuhan Khusus

Agar didapat proyeksi permintaan gas bumi yang menyeluruh, harus di ikut sertakan proyeksi permintaan gas bumi untuk non-energi/pupuk dan ekspor. Keduanya di ambil berdasarkan data dari Neraca Gas Indonesia 2009-2020 (Kementerian ESDM, 2009a). Hanya saja proyeksi permintaan nonenergi (*contracted + committed demand*) bukannya tetap tapi meningkat berdasarkan elastisitas rata-rata konsumsinya beberapa tahun ke belakang. Untuk ekspor gas bumi diambil bagian *contracted demand*-nya. Untuk proyeksi ekspor gas bumi tidak selamanya dipenuhi 100%, mengingat terbatasnya pasokan, terutama di tahun-tahun mendekati 2030 pada tingkat substitusi tinggi. Permintaan gas bumi untuk *secondary-recovery* di lapangan minyak Duri masuk kategori kebutuhan khusus. Kebutuhannya menurun sesuai dengan menurunnya cadangan minyak di lapangan tersebut. Anomali proyeksi permintaan gas bumi akan terjadi jika besaran ini dimasukkan ke dalam sektor industri dan diproyeksikan kebutuhannya ke depan menggunakan elastisitas sektor industri. Ketiga proyeksi ini dapat dilihat di Tabel 4.23 sampai dengan Tabel 4.26.

4.4 Pilihan-pilihan Infrastruktur beserta Biaya Investasi dan Transmisi atau Prosesnya

Pilihan pipa gas bumi terlihat pada Tabel 4.9. Pilihan-pilihan ini dianggap yang paling ekonomis menurut Zawier (2010a) dibanding misalnya menggunakan dua pipa dengan ukuran yang lebih kecil untuk jalur Natuna–Cirebon dengan kapasitas desain 1200 MMSCFD. Dengan menggunakan Pers. 3.4 dan konstanta pada Tabel 4.10 dapat diperlihatkan hubungan antara kapasitas dan biaya rantai suplai masing-masing pipa gas bumi seperti yang terlihat di Gambar 4.6.

Gambar 4.7 memperlihatkan hubungan antara kapasitas kilang *liquefaction* dan besarnya investasi yang diperlukan. Dengan menggunakan Pers. 3.4 dan konstanta pada Tabel 4.11 dapat diperlihatkan hubungan antara kapasitas dan biaya *liquefaction* untuk berbagai ukuran kilang seperti yang terlihat di Gambar 4.8.

Gambar 4.9 memperlihatkan hubungan antara kapasitas kilang regasifikasi dan besarnya investasi yang diperlukan dan sekali lagi dengan menggunakan Pers.

3.4 dan konstanta pada Tabel 4.12 dapat diperlihatkan hubungan antara kapasitas dan biaya regasifikasi untuk dua ukuran kilang seperti yang terlihat di Gambar 4.10.

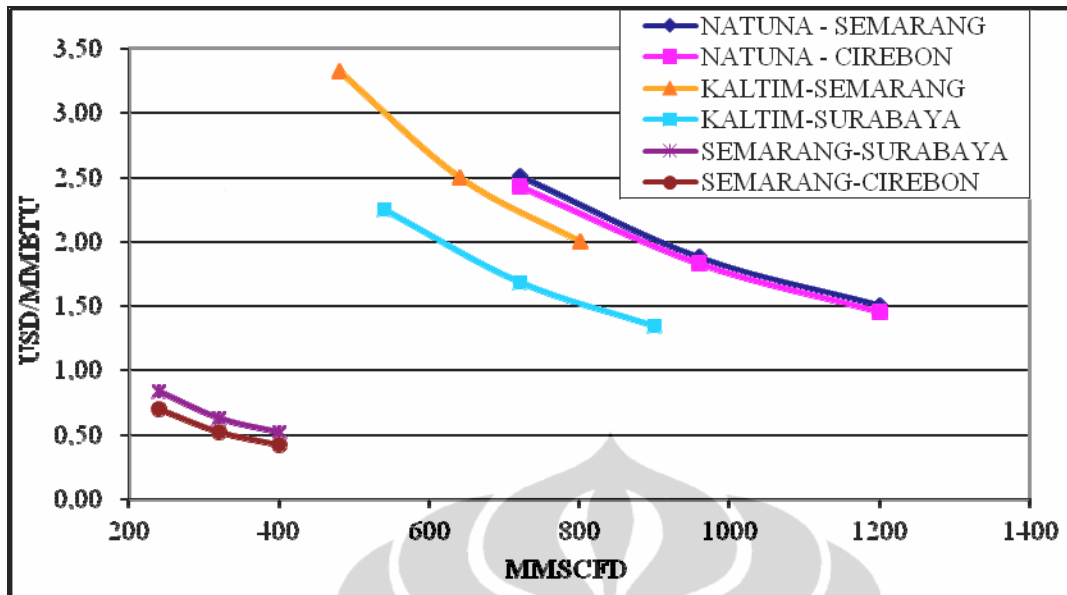
Tabel 4.9. Pilihan pipa gas bumi, biaya investasi dan biaya rantai suplai

Pipa Gas Bumi	Diameter	Panjang	Design Flow Rate	Jumlah Investasi	Flow Rate		Biaya Rantai Suplai	IRR	Lama Pengembalian Pinjaman
	inci	kM	MMSCFD	juta USD	%	MMSCFD	USD/MMBTU	%	tahun
Natuna – Semarang	42	1500	1200	3027	100%	1200	1,51	12,10%	8,04
					80%	960	1,88	11,90%	8,16
					60%	720	2,51	11,97%	8,12
Natuna – Cirebon	42	1400	1200	2931	100%	1200	1,46	12,03%	8,08
					80%	960	1,83	12,17%	8,00
					60%	720	2,43	11,96%	8,12
Kaltim – Semarang	40	1500	800	2679	100%	800	2,00	12,00%	8,10
					80%	640	2,50	12,00%	8,10
					60%	480	3,33	11,95%	8,13
Kaltim – Surabaya	42	1100	900	2033	100%	900	1,35	12,04%	8,07
					80%	720	1,69	12,11%	8,03
					60%	540	2,25	12,04%	8,07
Semarang – Surabaya	32	300	400	336	100%	400	0,52	11,82%	8,20
					80%	320	0,63	12,23%	7,96
					60%	240	0,84	12,23%	7,96
Semarang – Cirebon	32	250	400	280	100%	400	0,42	12,23%	7,96
					80%	320	0,52	11,74%	8,25
					60%	240	0,70	12,23%	7,96

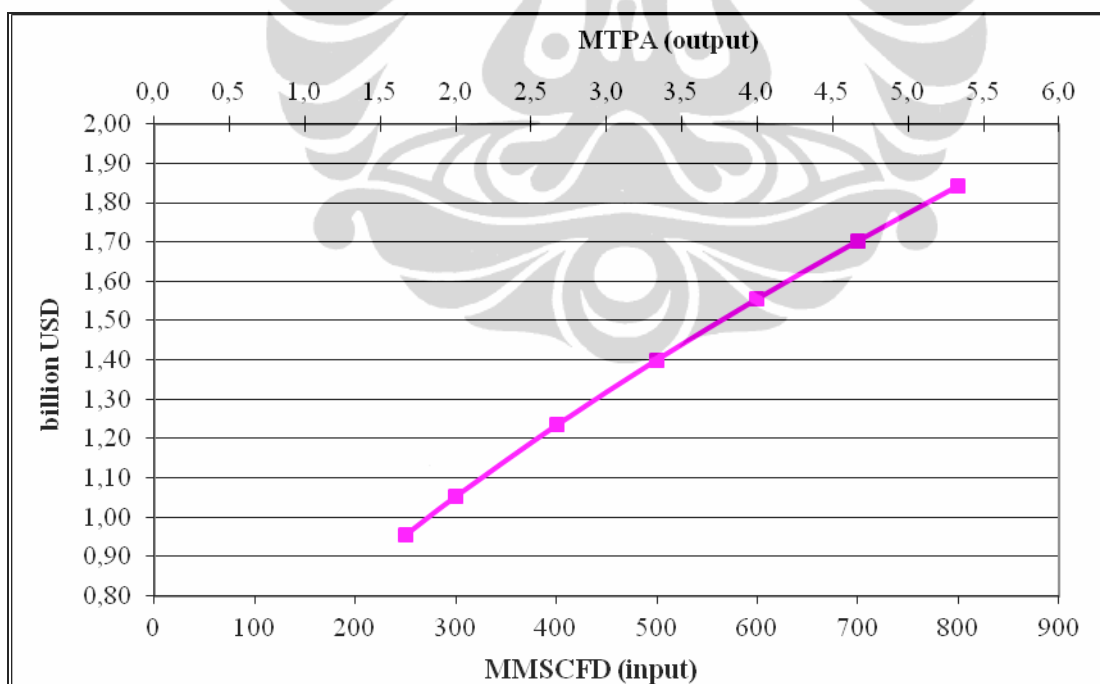
Sumber: Zawier, 2010a.

Tabel 4.10. Konstanta Persamaan 3.4 untuk biaya rantai suplai pipa gas bumi

Pers.	Kapasitas Max Jalur Pipa Gas Bumi (MMSCFD)					
	1200	1200	800	900	400	400
	Natuna–Semarang	Natuna – Cirebon	Kaltim – Semarang	Kaltim – Surabaya	Semarang – Surabaya	Semarang – Cirebon
	$c=e+fv+gv^2$					
<i>e</i>	5,96000	5,61000	7,80000	5,25000	2,07000	1,72000
<i>f</i>	-6,41667E-03	-5,85417E-03	-1,24063E-02	-7,38889E-03	-7,00000E-03	-5,75000E-03
<i>g</i>	2,25694E-06	1,99653E-06	6,44531E-06	3,39506E-06	7,81250E-06	6,25000E-06



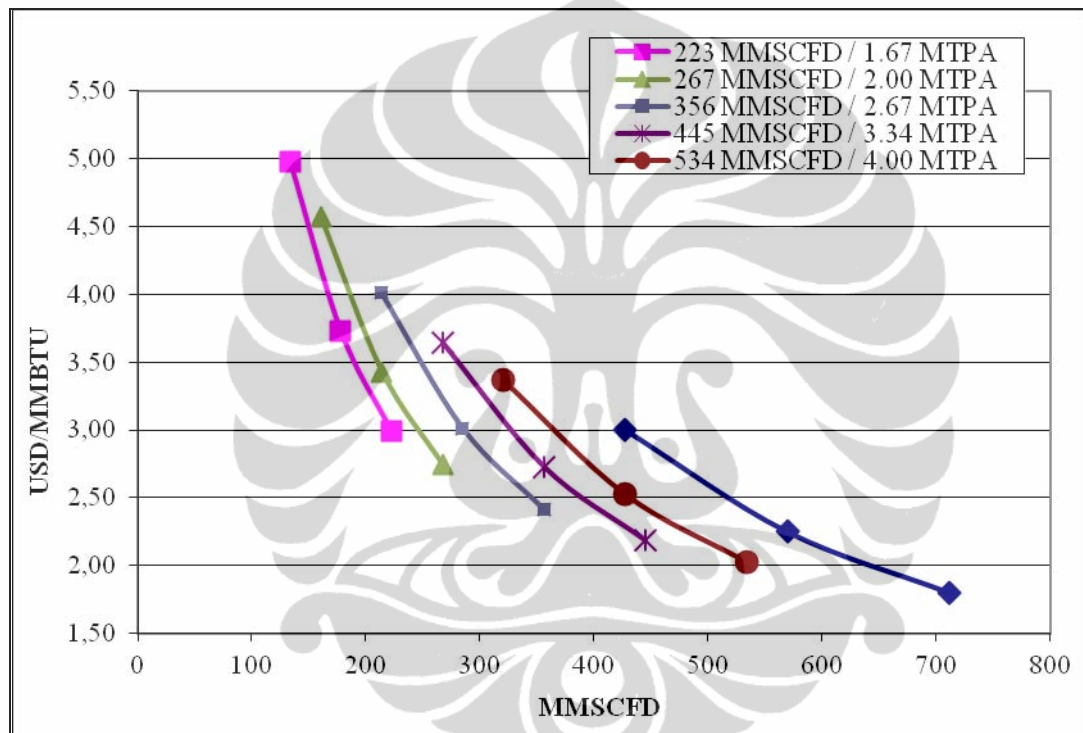
Gambar 4.6. Hubungan antara kapasitas dan biaya rantai suplai pipa gas bumi

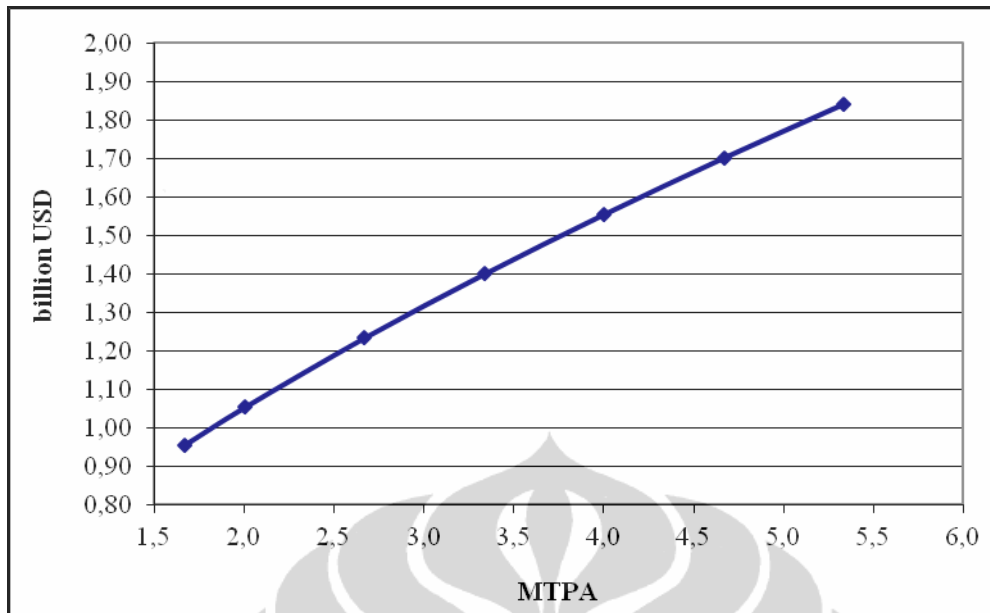


Gambar 4.7. Hubungan antara kapasitas dan investasi unit *liquefaction*

Tabel 4.11. Konstanta Pers. 3.4 untuk biaya rantai suplai/*liquefaction*

	Kapasitas Max Unit <i>Liquefaction</i> (MTPA)						
	1,67	2,00	2,67	3,34	4,00	4,67	5,34
Pers.	$c=e+fv+gv^2$						
<i>e</i>	11,79001	10,69000	9,41000	8,59000	7,93000	7,34087	7,05037
<i>f</i>	-6,82024E-02	-5,08427E-02	-3,37079E-02	-2,47753E-02	-1,90075E-02	-1,48436E-02	-1,26401E-02
<i>g</i>	1,28772E-04	7,89042E-05	3,94521E-05	2,33556E-05	1,49041E-05	9,77946E-06	7,39561E-06

**Gambar 4.8.** Hubungan antara kapasitas dan biaya *liquefaction*

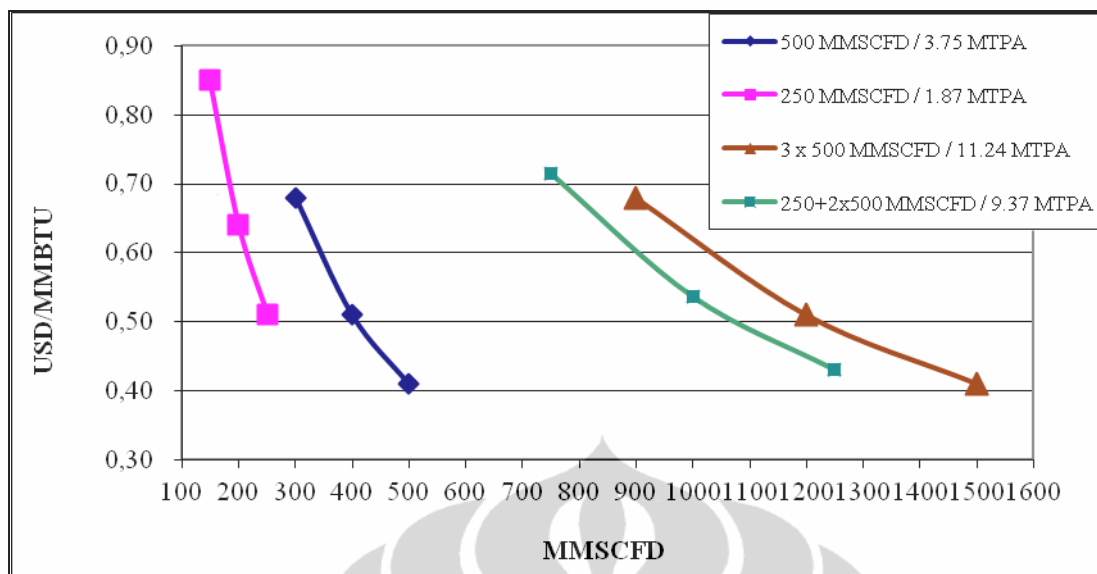


Gambar 4.9. Hubungan antara kapasitas dan investasi unit regasifikasi

Tabel 4.12. Konstanta Persamaan 3.4 untuk biaya rantai suplai/regasifikasi

	Kapasitas Max Unit Regasifikasi (MTPA)				
	1,87	3,75	$1,87 + 2 * 3,75$ ¹⁾	$3 * 3,75$	
Pers,	$c=e+fv+gv^2$	$c=e+fv+gv^2$	$c_1=e+fv_1+gv_1^2$	$c_2=e+f(v_2/2)+g(v_2/2)^2$	$c=e+f(v/3)+g(v/3)^2$
<i>e</i>	1,96000	1,61087	1,96000	1,61087	1,61087
<i>f</i>	-9,80000E-03	-4,15452E-03	-9,80000E-03	-4,15452E-03	-4,15452E-03
<i>g</i>	1,60000E-05	3,50561E-06	1,60000E-05	3,50561E-06	3,50561E-06

1) $v=v_1+v_2$; $v_1/v_2=1,87/(2*3,75)$; $c=(c_1*v_1+c_2*v_2)/v$

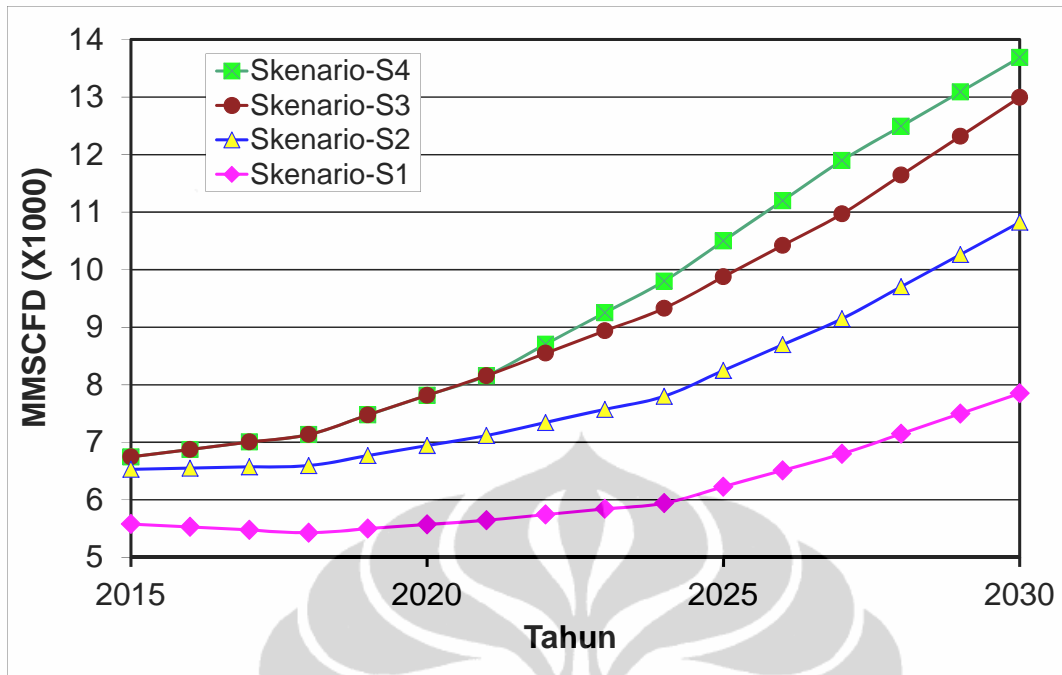


Gambar 4.10. Hubungan antara kapasitas dan biaya regasifikasi

Dari Gambar 4.8 dan 4.10 terlihat makin kecil kapasitas kilang *liquefaction* dan regasifikasi, makin sensitif biaya prosesnya terhadap perubahan kapasitas terpakainya (untuk mencapai target pengembalian investasi yang sama). Semakin kecil kapasitas maka, semakin curam kemiringan persamaan biaya vs kapasitas-terpakainya, sehingga turun sedikit saja kapasitas-terpakainya naik drastis biaya prosesnya. Lain halnya dengan infrastruktur pipa gas bumi, seperti terlihat pada Gambar 4.6. dimana kemiringan persamaan-persamaannya serupa.

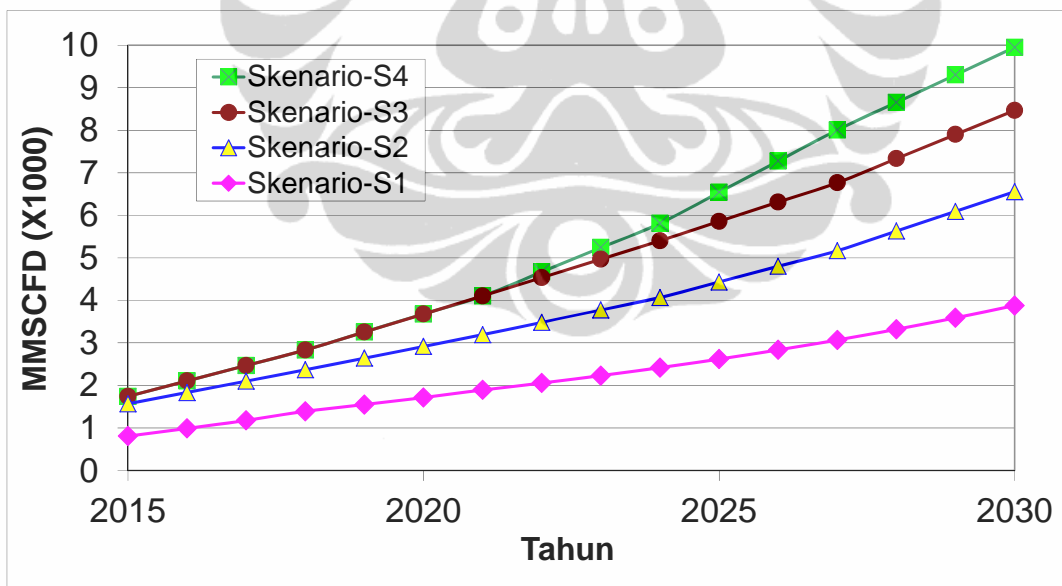
4.5 Proyeksi Permintaan Total Gas Bumi Indonesia dan Pulau Jawa

Proyeksi permintaan gas bumi terlihat menurun untuk Skenario-S1 di tahun-tahun awal karena berkurangnya gas bumi ekspor yang diprediksi Neraca Gas Indonesia (Kementerian ESDM, 2009a) seperti yang terlihat di Gambar 4.11. Permintaan gas bumi dari luar Jawa ke Jawa, yakni permintaan Pulau Jawa dikurangi produksi lokalnya, terlihat terus menanjak tanpa dipengaruhi sisi permintaan ekspor yang menurun seperti yang terlihat pada Gambar 4.12. Besaran-besaran permintaan ke Jawa ini dijadikan sebagai syarat batas dalam optimasi ini. Jumlah substitusi BBM dengan gas bumi adalah selisih permintaan Skenario-S1 dengan tingkat-tingkat skenario substitusi di atasnya seperti yang sudah dijelaskan pada Bab 3.4.



Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Gambar 4.11. Permintaan gas bumi Indonesia



Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Gambar 4.12. Permintaan gas bumi Jawa minus pasokan lokal

4.6 Hasil Optimasi: Biaya dan Volume setiap jalur transmisi ke Jawa dan Nilai Fungsi Objektif untuk setiap tingkat substitusi

Rantai-rantai suplai yang ada pada Gambar 3.4 dapat melewati sebuah atau beberapa jenis infrastruktur. Misalnya gas bumi dari lapangan Papua masuk ke LNG Plant — Tanker — LNG Recv. Terminal di Jawa bagian barat — Pipa Cirebon-Semarang lalu distribusikan di Jawa bagian tengah. Optimasi ini menggunakan 21 rantai suplai, dengan demikian nilai $m=21$ pada Pers. 3.6.

Jumlah rantai suplai berkurang 6 jalur karena diasumsikan LNG dari Sulawesi hanya mencapai Jawa bagian barat dan timur tidak mencapai Jawa bagian tengah; gas dari Sumatera diasumsikan tidak bisa mencapai Jawa bagian tengah; hanya dari pipa Natuna yang pertama yang dapat memasok Jawa bagian tengah, tidak demikian untuk pipa kedua dan ketiga; dan kedua pipa dari Kaltim dihitung sebagai satu kesatuan. Berikut adalah ke-21 rantai suplai gas bumi yang digunakan dalam disertasi ini:

Jawa bagian barat

Rantai suplai gas pipa:

- Sumatera-Jawa bagian barat (Sum JB Gas)
- 3 jalur pipa untuk Natuna-Jawa bagian barat (Nat JB1 Gas, Nat JB2 Gas, Nat JB3 Gas)

Rantai suplai LNG:

- Kaltim-Tanker-Jawa bagian barat (Kal JB LNG)
- Sulawesi-Tanker-Jawa bagian barat (Sul JB LNG)
- Maluku-Tanker-Jawa bagian barat (Mal JB LNG)
- Papua-Tanker-Jawa bagian barat (Pap JB LNG)

Jawa bagian tengah

Rantai suplai gas pipa:

- Natuna-Jawa bagian barat-Cirebon-Semarang (Nat CS Gas)
- Kaltim-Jawa bagian timur-Surabaya-Semarang (Kal SS Gas)

Rantai suplai LNG:

- Kaltim-Tanker-Jawa bagian barat-Pipa Cirebon-Semarang (Kal CS LNG)
- Maluku-Tanker-Jawa bagian barat-Pipa Cirebon-Semarang (Mal CS LNG)
- Papua-Tanker-Jawa bagian barat-Pipa Cirebon-Semarang (Pap CS LNG)

- Kaltim-Tanker-Jawa bagian timur-Pipa Surabaya-Semarang (Kal SS LNG)
- Maluku-Tanker-Jawa bagian timur-Pipa Surabaya-Semarang (Mal SSLNG)
- Papua-Tanker-Jawa bagian timur-Pipa Surabaya-Semarang (Pap SS LNG)

Jawa bagian timur

2 jalur transmisi gas pipa yang dijadikan 1 rantai suplai:

- Kaltim-Jawa bagian timur (Kal JT Gas)

Rantai suplai LNG:

- Kaltim-Jawa bagian timur (Kal JT LNG)
- Sulawesi-Jawa bagian timur (Sul JT LNG)
- Maluku-Jawa bagian timur (Mal JT LNG)
- Papua-Jawa bagian timur (Pap JT LNG)

Hasil optimasi besarnya volume dan biaya rantai suplai untuk masing-masing jalur yang melewati sebuah atau beberapa infrastruktur gas bumi ke Jawa 2015-2030 dapat dilihat pada Tabel 4.13 sampai dengan Tabel 4.16. Demikian pula dengan nilai total fungsi objektif yang merupakan biaya total rantai suplai harian ke Jawa.

Tabel 4.13. Hasil Optimasi Skenario-S1

Tahun	Jawa bagian barat								Jawa bagian tengah							Jawa bagian timur						Fungsi Objektif		
	Sum	Nat	Nat	Kal	Sul	Mal	Pap	Total	Nat	Kal	Kal	Pap	Mal	Kal	Pap	Mal	Total	Kal	Kal	Sul	Mal		Pap	Total
	JB	JB1	JB2	JB	JB	JB	JB		CS	SS	CS	CS	CS	SS	SS	SS		JT	JT	JT	JT		JT	
	Gas	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG		Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG		Gas	LNG	LNG	LNG	LNG		
2015	c	1.47	5.96	5.96	2.50	10.66	8.61	9.92	1.67	7.68	7.32	4.22	11.64	10.33	5.62	13.02	11.71	5.25	3.55	11.69	9.64	10.95	3.55	
	q	650	0	0	156	0	0	0	806	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1349
2018	c	1.47	3.07	5.96	3.63	11.80	9.75	11.05	2.21	4.78	7.32	5.35	12.77	11.46	4.39	11.79	10.48	4.78	2.32	10.46	8.41	9.72	2.32	
	q	650	561	0	0	0	0	0	1211	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	180	0	0	180	3096
2021	c	1.47	1.87	5.96	3.63	11.80	9.75	11.05	1.71	3.58	7.32	5.35	12.77	11.46	4.14	11.55	10.24	3.58	2.07	10.22	8.17	9.48	2.07	
	q	650	966	0	0	0	0	0	1616	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	277	0	0	277	3335
2024	c	1.47	1.51	5.96	2.43	10.59	8.54	9.85	1.57	3.01	4.92	3.93	11.35	10.04	5.63	13.04	11.73	3.26	2.85	3.56	11.71	9.66	10.97	2.85
	q	650	1171	0	160	0	0	0	1982	29	0	10	0	0	0	0	0	39	397	0	0	0	397	4373
2027	c	1.47	2.66	1.51	3.63	11.80	9.75	11.05	1.78	3.92	4.30	4.90	12.32	11.01	5.63	13.04	11.73	3.92	2.23	3.56	11.71	9.66	10.97	2.23
	q	650	586	1200	0	0	0	0	2436	88	0	0	0	0	0	0	0	88	545	0	0	0	545	5888
2030	c	1.47	1.51	1.51	2.81	10.98	8.93	10.23	1.52	2.51	3.74	3.81	11.23	9.93	5.63	13.03	11.73	2.95	1.67	3.56	11.71	9.66	10.97	1.67
	q	650	1101	1200	50	0	0	0	3001	99	0	50	0	0	0	0	0	149	730	0	0	0	730	6226

Keterangan: c= biaya rantai suplai (USD/MMBTU); q= volume rantai suplai (MMSCFD); Fungsi Objektif (Z) = Biaya total rantai suplai (ribu USD/hari); CS= Melalui pipa Cirebon-Semarang; SS= Melalui pipa Surabaya-Semarang.

Tabel 4.14. Hasil Optimasi Skenario-S2

Tahun		Jawa bagian barat								Jawa bagian tengah								Jawa bagian timur						Fungsi Objektif		
		Sum	Nat	Nat	Nat	Kal	Sul	Mal	Pap	Nat	Kal	Kal	Pap	Mal	Kal	Pap	Mal	Kal	Kal	Sul	Mal	Pap	Total			
		JB	JB1	JB2	JB3	JB	JB	JB	JB	CS	SS	CS	CS	CS	SS	SS	SS	JT	JT	JT	JT	JT	Total			
Gas	Gas	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG						
2015	c	1.47	2.86	5.96	5.96	3.03	11.19	9.73	8.91	2.15	4.14	5.80	4.30	10.18	11.01	5.63	11.50	12.32	4.14	3.73	3.56	11.71	10.25	9.43	3.73	
	q	650	532	0	0	70	0	0	0	1252	85	0	0	0	0	0	0	0	85	230	0	0	0	0	230	3900
2018	c	1.47	1.52	5.96	5.96	3.06	11.23	9.77	8.94	1.56	2.55	4.61	4.09	9.97	10.79	5.28	11.15	11.97	2.55	2.54	3.21	11.36	9.90	9.08	2.54	
	q	650	1043	0	0	65	0	0	0	1758	144	0	0	0	0	0	0	0	144	466	0	0	0	0	466	4295
2021	c	1.47	1.51	2.81	5.96	3.06	11.23	9.77	7.09	1.89	2.22	3.96	3.78	7.80	10.48	5.28	9.29	11.97	2.33	1.89	3.21	11.36	9.90	7.22	1.89	
	q	650	980	630	0	49	0	0	0	2309	220	0	16	0	0	0	0	0	236	647	0	0	0	0	647	6130
2024	c	1.47	1.51	1.51	5.96	3.06	11.23	9.77	6.86	1.54	2.01	3.45	3.56	7.36	10.27	5.28	9.06	11.97	2.01	1.38	3.21	11.36	9.90	6.99	1.38	
	q	728	868	1200	0	65	0	0	0	2861	332	0	0	0	0	0	0	0	332	875	0	0	0	0	875	6270
2027	c	1.47	1.47	1.47	5.96	2.18	10.35	8.89	2.77	1.39	1.89	3.08	2.60	3.19	9.31	3.98	4.55	10.67	2.09	1.35	2.25	10.40	8.94	2.82	1.73	
	q	1203	864	1250	0	27	0	0	209	3553	386	38	14	0	0	0	13	0	451	862	0	0	0	301	1164	8460
2030	c	1.47	1.63	1.63	1.63	2.14	3.31	2.95	2.99	1.27	2.35	1.90	2.87	3.72	3.67	2.56	3.39	3.35	2.87	1.35	2.01	3.16	2.80	2.84	2.07	
	q	1069	871	1102	1102	0	0	0	280	4425	231	40	0	0	0	0	0	330	601	860	0	356	204	110	1531	12314

Keterangan: c= biaya rantai suplai (USD/MMBTU); q= volume rantai suplai (MMSCFD); Fungsi Objektif (Z) = Biaya total rantai suplai (ribu USD/hari); CS= Melalui pipa Cirebon-Semarang; SS= Melalui pipa Surabaya-Semarang.

Tabel 4.15. Hasil Optimasi Skenario-S3

Tahun		Jawa bagian barat									Jawa bagian tengah								Jawa bagian timur						Fungsi Objektif	
		Sum	Nat	Nat	Nat	Kal	Sul	Mal	Pap	Total	Nat	Kal	Kal	Pap	Mal	Kal	Pap	Mal	Total	Kal	Kal	Sul	Mal	Pap		Total
		JB	JB1	JB2	JB3	JB	JB	JB	JB		CS	SS	CS	CS	CS	SS	SS	SS		JT	JT	JT	JT	JT		
Gas	Gas	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG		Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG		Gas	LNG	LNG	LNG	LNG				
2015	c	1.47	2.45	5.96	5.96	3.03	11.19	9.73	8.91	2.00	3.56	5.50	4.14	10.02	10.84	5.63	11.50	12.32	3.56	3.43	3.56	11.71	10.25	9.43	3.43	
	q	650	618	0	0	70	0	0	0	1338	121	0	0	0	0	0	0	0	121	283	0	0	0	0	283	
2018	c	1.47	1.51	5.96	5.96	3.03	11.19	9.73	9.79	1.53	2.21	4.09	3.73	10.49	10.43	5.28	12.03	11.97	2.29	2.02	3.21	11.36	9.90	9.96	2.02	
	q	956	973	0	0	58	0	0	0	1987	227	0	12	0	0	0	0	0	239	607	0	0	0	0	607	
2021	c	1.47	2.24	1.51	5.96	3.03	11.19	9.73	6.18	1.59	2.65	3.39	3.43	6.59	10.14	5.28	8.42	11.97	2.97	1.32	3.21	11.36	9.90	6.35	1.32	
	q	1100	426	1200	0	0	0	0	35	2761	385	0	0	35	0	0	0	0	420	922	0	0	0	0	922	
2024	c	1.47	1.51	1.51	5.96	3.03	11.19	9.73	5.91	1.49	1.92	2.67	3.44	6.32	10.14	4.23	7.09	10.91	2.17	1.65	3.21	11.36	9.90	6.08	1.65	
	q	1462	794	1200	0	0	0	0	68	3456	406	192	0	2	0	0	0	0	600	1279	0	0	0	0	1279	
2027	c	1.47	1.58	1.58	1.51	3.03	11.19	9.73	4.28	1.52	2.02	2.33	3.47	4.73	10.18	3.54	4.78	10.23	2.63	1.42	2.63	10.78	9.32	3.87	1.42	
	q	1347	592	1142	1200	0	0	0	70	4280	550	56	0	0	0	0	162	0	769	1648	0	0	0	0	1648	
2030	c	1.47	1.54	1.55	1.54	3.17	4.34	9.88	3.91	1.19	1.94	1.87	3.57	4.31	10.28	2.63	3.35	9.31	1.93	1.35	2.10	3.25	8.79	2.82	1.94	
	q	2300	695	1167	1171	49	0	0	0	5381	475	488	2	0	0	0	12	0	977	1312	106	356	0	335	2110	

Keterangan: c= biaya rantai suplai (USD/MMBTU); q= volume rantai suplai (MMSCFD); Fungsi Objektif (Z) = Biaya total rantai suplai (ribu USD/hari); CS= Melalui pipa Cirebon-Semarang; SS= Melalui pipa Surabaya-Semarang.

Tabel 4.16. Hasil Optimasi Skenario-S4

Tahun	Jawa bagian barat									Jawa bagian tengah								Jawa bagian timur						Fungsi Objektif	
	Sum	Nat	Nat	Nat	Kal	Sul	Mal	Pap	Total	Nat	Kal	Kal	Pap	Mal	Kal	Pap	Mal	Total	Kal	Kal	Sul	Mal	Pap		Total
	JB	JB1	JB2	JB3	JB	JB	JB	JB	JB	CS	SS	CS	CS	CS	SS	SS	SS	SS	JT	JT	JT	JT	JT		JT
	Gas	Gas	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG		
2015	c	1.47	2.45	5.96	5.96	3.03	11.19	9.73	8.91	2.00	3.56	5.50	4.14	10.02	10.84	5.63	11.50	12.32	3.56	3.43	3.56	11.71	10.25	9.43	3.43
	q	650	618	0	0	70	0	0	0	1338	121	0	0	0	0	0	0	0	121	283	0	0	0	0	283
2018	c	1.47	1.51	5.96	5.96	3.03	11.19	9.73	9.79	1.53	2.21	4.09	3.73	10.49	10.43	5.28	12.03	11.97	2.29	2.02	3.21	11.36	9.90	9.96	2.02
	q	956	973	0	0	58	0	0	0	1987	227	0	12	0	0	0	0	0	239	607	0	0	0	0	607
2021	c	1.47	2.24	1.51	5.96	3.03	11.19	9.73	6.18	1.59	2.65	3.39	3.43	6.59	10.14	5.28	8.42	11.97	2.97	1.32	3.21	11.36	9.90	6.35	1.32
	q	1100	426	1200	0	0	0	0	35	2761	385	0	0	35	0	0	0	0	420	922	0	0	0	0	922
2024	c	1.47	1.51	1.51	5.96	3.03	11.19	9.73	3.91	1.46	1.98	2.29	3.49	4.37	10.20	2.96	3.82	9.64	2.47	1.67	2.34	10.49	9.03	3.20	1.80
	q	1612	845	1200	0	0	0	0	70	3728	355	175	0	0	0	0	152	0	681	1281	0	0	0	121	1402
2027	c	1.47	1.54	1.54	1.54	2.34	10.51	3.14	3.22	1.53	1.95	1.99	2.75	3.63	3.55	2.60	3.47	3.39	3.26	1.45	2.07	10.21	2.85	2.93	1.76
	q	1464	1071	1169	1169	0	0	61	36	4970	98	75	0	260	142	0	314	126	1015	1587	0	0	205	231	2023
2030	c	1.47	1.54	1.54	1.54	2.16	3.32	2.96	3.02	1.39	1.98	1.87	2.59	3.45	3.40	2.61	3.46	3.39	2.95	1.35	2.09	3.23	2.87	2.93	1.86
	q	2286	763	1169	1169	82	0	0	656	6125	406	0	27	335	0	0	185	315	1268	1800	0	356	219	183	2558

Keterangan: c= biaya rantai suplai (USD/MMBTU); q= volume rantai suplai (MMSCFD); Fungsi Objektif(Z) = Biaya total rantai suplai (ribu USD/hari); CS= Melalui pipa Cirebon-Semarang; SS= Melalui pipa Surabaya-Semarang.

Untuk menilai kinerja rantai suplai secara keseluruhan bisa dibandingkan nilai total fungsi objektifnya untuk semua tahun antara pilihan konfigurasi yang satu dengan lainnya. Untuk melihat efisien atau tidak pilhan infrastrukturnya satu per satu adalah dengan melihat kapasitas terpakainya dari tahun ke tahun seperti pada Tabel 4.17. Contohnya, kapasitas pipa Natuna – Jabagbar yang besarnya 3x 1200 MMSCFD cepat memenuhi kapasitas maksimumnya. Sedangkan pipa Kaltim-Jabagtim yang besarnya 2x 900 MMSCFD lambat memenuhi kapasitas maksimumnya di awal tapi cukup cepat di akhir, berarti jadwal pemasangan kompresornya bisa diperlambat.

Tabel 4.17. Kapasitas Terpakai Pipa Transmisi Utama Skenario-S4

Tahun	Nat JB1 Gas	Nat JB2 Gas	Nat JB3 Gas	Kal JT Gas
2015	739	0	0	283
2018	1200	0	0	607
2021	811	1200	0	922
2024	1200	1200	0	1456
2027	1169	1169	1169	1662
2030	1169	1169	1169	1800

Jika misalnya diasumsikan LNG tidak dapat mencapai Jawa bagian tengah selain gas dari Natuna dan Kaltim maka jumlah rantai suplai akan banyak berkurang ke daerah tersebut dan biaya rantai suplai akan turun. Sebaliknya, biaya rantai suplai di Jawa bagian barat dan timur akan naik seiring dengan naiknya porsi pemakaian LNG. Jadi ada pilihan-pilihan jalur rantai suplai yang dapat merubah hasil optimasi, walau nilai Z bisa saja tetap sama. Contoh lain misalnya opsi memasang pipa dari Kaltim ke Jawa bagian tengah di saat daerah ini sudah tinggi jumlah permintaan gas buminya. Apakah jumlah fungsi objektifnya akan lebih rendah? Lalu apakah dengan menggunakan pipa dari Natuna dengan kapasitas yang lebih besar lagi akan lebih ekonomis? Pilihan-pilihan skenario kebijakan seperti ini tidak dibahas lebih lanjut, tapi dapat menjadi kajian lanjutan untuk mendapatkan hasil optimal yang lebih baik (*true global optimum*). Studi ini lebih mementingkan untuk melihat apakah harga gas bumi ditangan konsumen cukup bersaing dibanding harga BBM dengan pilihan infrastruktur di bawah. Kalau harga gas bumi sudah cukup rendah dari hasil optimasi

ini, berarti optimasi lanjutan bisa lebih jauh menekan harga gas bumi yang menguatkan fisibilitas substitusi BBM ke gas bumi.

Seperti yang diingatkan Sekirnjak (1996) dan peneliti-peneliti lain, optimasi dengan metode GRG ini tidak dijamin mendapatkan nilai optimum global. Namun, optimasi ini dapat menjadi alat yang sangat membantu bagi perencana yang berpengalaman untuk mendapatkan nilai optimum tersebut (setidaknya mendekati), dengan *engineering judgement* yang dimilikinya. Misalnya dengan kemampuan menentukan nilai-nilai awal optimasi dan menetapkan syarat-syarat batas tambahan seperti kapasitas minimum infrasturtur yang tepat yang dapat mengarahkan ke titik optimum global.

4.7 Hasil Optimasi Infrastruktur Transmisi Gas Bumi

Optimasi hanya dilakukan untuk infrastruktur transmisi gas bumi yang menuju dan berada di Pulau Jawa (LNG receiving terminal di Sumatera bagian utara dihitung tersendiri). Dari hasil optimasi di atas didapat jadwal investasi infrastruktur untuk Skenario-S1 – Skenario-S4 pada Tabel 4.18 – Tabel 4.21. Tabel 4.22 menunjukkan rincian dari spesifikasi masing-masing infrastruktur. Selanjutnya didapat proyeksi pasokan gas bumi dan BBM yang bisa dilihat pada Tabel 4.23 – Tabel 4.26 untuk Skenario-S1 – Skenario-S4. Selanjutnya, sebagai rangkuman Tabel 4.27 menunjukkan biaya rantai suplai atau proses rata-rata nasional, sedangkan Tabel 4.28 menunjukkan biaya rantai suplai atau proses untuk masing-masing wilayah.

Tabel 4.18. Hasil Optimasi Skenario-S1: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD)

Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West-Java pipeline	2X1200				0.88	1.47	0.59							0.88	1.47	0.59				
East-Kal - East-Java pipeline	900										0.61	1.02	0.41							
Cirebon - Semarang pipeline	400										0.08	0.14	0.06							
LNG Recv Term West-Java	250	0.22																		
LNG Recv Term East-Java	250				0.04	0.11	0.07													
TOTAL CUMULATIVE		0.22	0.22	0.22	1.14	2.72	3.37	3.37	3.37	3.37	4.07	5.22	5.68	6.56	8.03	8.62	8.62	8.62	8.62	8.62

Tabel 4.19. Hasil Optimasi Skenario-S2: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD)

Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West-Java pipeline	3X1200	0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59							0.88	1.47	0.59	
East-Kal - East-Java pipeline	900	0.61	1.02	0.41																
Cirebon - Semarang pipeline	400	0.08	0.14	0.06																
Semarang - Surabaya pipeline	400														0.10	0.17	0.07			
SSWJ I&II compresor exp	650→1100										0.05	0.08	0.03							
LNG Plant Papua expansion	534													0.41	0.68	0.27				
LNG Plant Maluku-south	534																0.47	0.78	0.31	
LNG Plant Sulawesi	356																0.37	0.62	0.25	
LNG Recv Term North-Sumatra	250	0.04	0.11	0.07																
LNG Recv Term West-Java	250	0.22																		
LNG Recv Term East-Java	2X500													0.07	0.18	0.11	0.07	0.18	0.11	
TOTAL CUMULATIVE		1.84	4.57	5.68	5.68	5.68	5.68	6.56	8.03	8.62	8.66	8.74	8.77	9.24	10.20	10.74	12.59	15.63	16.88	16.88

Tabel 4.20. Hasil Optimasi Skenario-S3: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD)

Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West-Java pipeline	3X1200	0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				
East-Kal - East-Java pipeline	2X900	0.61	1.02	0.41					0.61	1.02	0.41									
Cirebon - Semarang pipeline	400	0.08	0.14	0.06																
Semarang - Surabaya pipeline	400										0.10	0.17	0.07							
SSWJ I&II compresor exp	650→1100				0.05	0.08	0.03													
Pipa SSWJ III	1200								0.28	0.47	0.19									
LNG Plant Papua expansion	534							0.41	0.68	0.27										
LNG Plant Maluku-south																				
LNG Plant Sulawesi	356																0.37	0.62	0.25	
LNG Recv Term North-Sumatra	250	0.04	0.11	0.07																
LNG Recv Term West-Java	250	0.22																		
LNG Recv Term East-Java	2X500													0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	
TOTAL CUMULATIVE		1.84	4.57	5.68	5.73	5.80	5.83	7.12	10.15	12.50	13.19	13.36	13.43	14.41	16.05	16.71	17.18	17.98	18.29	18.29

Tabel 4.21. Hasil Optimasi Skenario-S4: Jadwal Investasi Infrastruktur Gas Bumi (dalam miliar USD)

Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West-Java pipeline	3X1200	0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				
East-Kal - East-Java pipeline	2X900	0.61	1.02	0.41					0.61	1.02	0.41									
Cirebon - Semarang pipeline		0.08	0.14	0.06																
Semarang - Surabaya pipeline											0.10	0.17	0.07							
SSWJ I&II compresor exp	650→1100				0.05	0.08	0.03													
Pipa SSWJ III	1200								0.28	0.47	0.19									
LNG Plant Papua expansion	534							0.41	0.68	0.27										
LNG Plant Maluku-south	534													0.47	0.78	0.31				
LNG Plant Sulawesi	356																0.37	0.62	0.25	
LNG Recv Term North-Sumatra		0.04	0.11	0.07																
LNG Recv Term West-Java	250+2X500	0.22												0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	
LNG Recv Term East-Java	3X500										0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	
TOTAL CUMULATIVE		1.84	4.57	5.68	5.73	5.80	5.83	7.12	10.15	12.50	13.30	13.64	13.78	15.33	17.93	18.96	19.54	20.51	20.90	20.90

Tabel 4.22. Rincian Infrastruktur Gas Bumi

Infrastruktur	Kapasitas		Panjang (km)	Diameter (inch)	Tekanan (hp)	Investasi (mil, USD)
	(mmscfd)	(mtpa)				
Natuna - West-Java pipeline	1200		1400	42	149.693	2931
East-Kal - East-Java pipeline	900		1100	42	30.000	2033
Cirebon - Semarang pipeline	400		250	32		280
Semarang - Surabaya pipeline	400		300	32		336
SSWJ I&II compressor expansion	650→1100 mmscfd				65.217	150
SSWJ III pipeline	1200		466	42	65.217	788
LNG Plant Papua expansion	534	4,00				1355
LNG Plant Maluku-south	534	4,00				1555
LNG Plant Sulawesi	356	2,67				1234
LNG Recv Terminal	250	1,87				220
LNG Recv Terminal	500	3,75				350

Tabel 4.23. Skenario-S1: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD)

Lokasi	2015	2018	2021	2024	2027	2030
Wil 1, Kep Riau / Natuna	551	487	701	1189	1884	2593
Wil 1, NAD	128	137	145	153	162	171
Wil 1, Sumbagut	87	98	113	130	149	172
Wil 2, Sumbagteng & sel	1714	1712	1733	1428	1544	1683
Wil 3, Jabagbar	362	179	68	68	68	68
Wil 4, Jabagteng	91	112	142	142	142	142
Wil 5, Jabagtim	407	302	302	302	302	302
Wil 6, Kalbagtim	1177	1117	1070	1043	1038	1581
Wil 7, Sulbagteng	16	16	21	32	44	64
Wil 7, Sulbagsel	13	21	29	34	44	54
Wil 8, Papua	1034	1246	1321	1421	1421	1021
Wil 8, Maluku bag sel	0	0	0	0	0	0
W2 W6, CBM Sum & Kal	0	0	0	0	0	0
Total	5580	5427	5645	5942	6798	7851

Catatan: Pasokan di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Tabel 4.24. Skenario-S2: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD)

Wilayah	2015	2018	2021	2024	2027	2030
Wil 1, Kep Riau / Natuna	1083	1530	1787	2593	2693	3500
Wil 1, NAD	162	177	192	208	227	248
Wil 1, Sumbagut	51	65	85	108	134	166
Wil 2, Sumbagtengsel	1708	1705	1726	1496	2084	2087
Wil 3, Jabagbar	362	181	68	68	68	68
Wil 4, Jabagteng	158	158	142	142	142	142
Wil 5, Jabagtim	407	302	302	302	302	302
Wil 6, Kalbagtim	1536	1419	1583	1611	1651	1651
Wil 7, Sulbagteng	16	16	21	32	44	64
Wil 7, Sulbagsel	13	21	29	34	44	410
Wil 8, Papua	1034	1021	1183	1206	1757	1652
Wil 8, Maluku bag sel	0	0	0	0	0	534
Wil 2, CBM Sumbagtengsel	0	0	0	0	0	0
Wil 6, CBM Kaltim	0	0	0	0	0	0
Total	6530	6595	7118	7800	9146	10824

Catatan: Pasokan di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Tabel 4.25. Skenario-S3: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD)

Wilayah	2015	2018	2021	2024	2027	2030
Wil 1, Kep Riau / Natuna	1290	1687	2204	2593	3676	3700
Wil 1, NAD	166	183	201	222	243	266
Wil 1, Sumbagut	72	102	146	197	235	281
Wil 2, Sumbagtengsel	1725	2042	2092	1992	1817	2022
Wil 3, Jabagbar	362	181	67	68	68	68
Wil 4, Jabagteng	158	158	142	142	142	142
Wil 5, Jabagtim	407	302	302	302	302	302
Wil 6, Kalbagtim	1504	1422	1565	1661	1661	1661
Wil 7, Sulbagteng	16	16	21	32	82	384
Wil 7, Sulbagsel	13	21	29	34	6	90
Wil 8, Papua	1034	1021	1253	1276	1465	1610
Wil 8, Maluku bag sel	0	0	0	0	0	0
Wil 2, CBM Sumbagtengsel	0	0	136	319	508	1410
Wil 6, CBM Kaltim	0	0	0	490	763	1058
Total	6747	7135	8158	9328	10968	12994

Catatan: Pasokan di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Tabel 4.26. Skenario-S4: Proyeksi Pasokan Gas Bumi dan BBM (MMSCFD)

Wilayah	2015	2018	2021	2024	2027	2030
Wil 1, Kep Riau / Natuna	1290	1687	2204	2593	3700	3700
Wil 1, NAD	166	183	201	226	254	279
Wil 1, Sumbagut	72	102	146	221	310	365
Wil 2, Sumbagtengsel	1725	2042	2092	2092	1943	2092
Wil 3, Jabagbar	362	181	67	68	68	68
Wil 4, Jabagteng	158	158	142	142	142	142
Wil 5, Jabagtim	407	302	302	302	302	302
Wil 6, Kalbagtim	1504	1422	1565	1661	1661	1661
Wil 7, Sulbagteng	16	16	21	32	82	384
Wil 7, Sulbagsel	13	21	29	34	6	90
Wil 8, Papua	1034	1021	1253	1549	1565	1602
Wil 8, Maluku bag sel	0	0	0	0	534	534
Wil 2, CBM Sumbagtengsel	0	0	136	391	569	1410
Wil 6, CBM Kaltim	0	0	0	490	763	1058
Total	6747	7135	8158	9801	11899	13687

Catatan: Pasokan di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*.

Tabel 4.27. Hasil Optimasi: Biaya Rantai Suplai/Proses Gas Bumi Rata-rata Nasional untuk Setiap Tingkat Substitusi (dalam USD/MMBTU)

Tahun	Skenario-S1	Skenario-S2	Skenario-S3	Skenario-S4
2015	1,67	2,49	2,34	2,34
2018	2,23	1,81	1,70	1,70
2021	1,76	1,92	1,72	1,72
2024	1,81	1,54	1,66	1,71
2027	1,92	1,64	1,65	1,82
2030	1,60	1,88	1,68	1,93

Tabel 4.28. Hasil Optimasi Skenario-S4 Tahun 2030: Biaya Rantai Suplai/Proses Infrastruktur Gas Bumi

Infrastruktur	Biaya (USD/MMBTU)
Jaringan Pipa Natuna – Cirebon	1,54
Jaringan Pipa Natuna – Cirebon sampai Jawa Tengah	1,98

Tabel 4.28. Hasil Optimasi Skenario-S4 Tahun 2030: Biaya Rantai Suplai/Proses Infrastruktur Gas Bumi (sambungan)

Infrastruktur	Biaya (USD/MMBTU)
Jaringan Pipa Kalimantan Timur – Surabaya	1,35
Jaringan Pipa Kalimantan Timur –Surabaya sampai Jawa Tengah	1,87
Papua – Jawa Barat LNG	3,02
Papua – Jawa Barat LNG sampai Jawa Tengah	3,45
Papua – Jawa Timur LNG	2,93
Papua – Jawa Timur LNG sampai Jawa Tengah	3,46
Kalimantan Timur – Jawa Barat LNG	2,16
Kalimantan Timur – Jawa Barat LNG sampai Jawa Tengah	2,59
Kalimantan Timur – Jawa Timur LNG	2,09
Maluku – Jawa Timur LNG	2,87
Maluku – Jawa Timur LNG sampai Jawa Tengah	3,39

4.8 Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi

Tabel 4.29 – Tabel 4.32 menunjukkan keseimbangan permintaan-pasokan untuk Skenario-S1 s.d. Skenario-S4 untuk semua sektor dan wilayah, tidak hanya untuk Jawa. Wilayah 3, 4 dan 5 selalu minus pasokannya dan harus dipasok oleh wilayah-wilayah lainnya yang surplus. Di Skenario-S4 mendekati tahun 2030 dengan naiknya permintaan, pasokan domestik sudah tidak mencukupi sehingga porsi ekspor terpaksa harus dipotong. Pilihan lain adalah memperbesar pasokan, memperpendek umur cadangan (Bab 3.1.1), impor LNG atau menggunakan bahan bakar lain.

Tabel 4.29. Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S1 (MMSCFD)

2015		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		836	994	1168	91	408	1021	29	1034	5580
Domestic	%BBGB	285	639	1168	91	408	586	29	2	3207
Industri	24%	105	116	642	4	186	57	0	2	1111
Pembangkit Listrik	16%	58	95	406	87	151	11	29	0	837
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	111%	122	252	119	0	72	518	0	0	1083
Kebutuhan khusus		0	176	0	0	0	0	0	0	176
Export	100%	551	355	0	0	0	435	0	1032	2373
SUPPLY		766	1714	362	91	407	1177	29	1034	5580
BALANCE		(70)	720	(806)	0	(1)	156	0	0	0
2018		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		802	983	1390	113	482	600	37	1021	5427
Domestic	%BBGB	315	628	1390	113	482	600	37	2	3566
Industri	24%	117	133	746	5	215	62	0	2	1280
Pembangkit Listrik	16%	68	119	515	108	190	13	37	0	1050
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	118%	129	268	129	0	77	525	0	0	1129
Kebutuhan khusus		0	107	0	0	0	0	0	0	107
Export	100%	487	355	0	0	0	0	0	1019	1861
SUPPLY		722	1712	179	112	302	1117	37	1246	5427
BALANCE		(80)	729	(1211)	(1)	(180)	517	(0)	225	0
2021		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		542	992	1684	143	579	635	50	1021	5645
Domestic	%BBGB	349	637	1684	143	579	635	50	2	4078
Industri	24%	131	156	880	5	253	69	0	2	1497
Pembangkit Listrik	16%	82	153	670	137	245	15	50	0	1352
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	123%	136	282	133	0	80	551	0	0	1182
Kebutuhan khusus		0	47	0	0	0	0	0	0	47
Export	100%	193	355	0	0	0	0	0	1019	1567
SUPPLY		959	1733	68	142	302	1070	50	1321	5645
BALANCE		417	741	(1616)	(1)	(277)	435	0	300	(0)
2024		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		580	673	2050	181	699	671	66	1021	5942
Domestic	%BBGB	387	673	2050	181	699	671	66	2	4730
Industri	24%	147	183	1039	6	298	77	0	2	1752
Pembangkit Listrik	16%	98	196	871	175	317	18	66	0	1741
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	129%	142	295	140	0	84	577	0	0	1237
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		1472	1428	68	142	302	1043	66	1421	5942
BALANCE		892	755	(1982)	(39)	(397)	372	(0)	400	0
2027		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		624	773	2504	230	847	710	88	1021	6798
Domestic	%BBGB	431	773	2504	230	847	710	88	2	5586
Industri	24%	165	214	1227	7	350	85	0	2	2050
Pembangkit Listrik	16%	118	251	1131	222	409	21	88	0	2241
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	135%	149	309	146	0	88	604	0	0	1296
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		2195	1544	68	142	302	1038	88	1421	6798
BALANCE		1571	771	(2436)	(88)	(545)	328	(0)	400	0
2030		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		675	895	3069	291	1032	751	118	1021	7851
Domestic	%BBGB	482	895	3069	291	1032	751	118	2	6639
Industri	24%	185	250	1447	9	411	94	0	2	2398
Pembangkit Listrik	16%	141	322	1469	283	528	25	118	0	2884
Transportasi	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pupuk / Non Energi	142%	156	323	153	0	92	632	0	0	1356
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		2936	1683	68	142	302	1581	118	1021	7851
BALANCE		2261	788	(3001)	(149)	(730)	830	0	(0)	(0)

Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*. %BBGB adalah banyaknya presentasi bahan bakar gas bumi di setiap sektor, sedangkan besarnya presentase di Pupuk/Non-Energi dan Export adalah perbandingan dengan proyeksi Neraca Gas Indonesia.

Tabel 4.30. Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S2 (MMSCFD)

Year		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
2015	DEMAND	958	994	1614	243	637	1021	29	1034	6530
	Domestic	407	639	1614	243	637	586	29	2	4157
	Industri	29% 105	116	822	6	238	57	0	2	1345
	Pembangkit Listrik	31% 180	95	672	237	328	11	29	0	1552
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	111% 122	252	119	0	72	518	0	0	1083
	Kebutuhan khusus	0	176	0	0	0	0	0	0	176
	Export	100% 551	355	0	0	0	435	0	1032	2373
	SUPPLY	1296	1708	362	158	407	1536	29	1034	6530
	BALANCE	338	714	(1252)	(85)	(230)	515	0	0	0
2018	DEMAND	946	983	1939	302	768	600	37	1021	6595
	Domestic	459	628	1939	302	768	600	37	2	4734
	Industri	29% 117	133	953	7	275	62	0	2	1550
	Pembangkit Listrik	31% 212	119	856	294	417	13	37	0	1949
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	118% 129	268	129	0	77	525	0	0	1129
	Kebutuhan khusus	0	107	0	0	0	0	0	0	107
	Export	100% 487	355	0	0	0	0	0	1019	1861
	SUPPLY	1772	1705	181	158	302	1419	37	1021	6595
	BALANCE	826	722	(1758)	(144)	(466)	819	(0)	0	0
2021	DEMAND	715	992	2377	378	949	635	50	1021	7117
	Domestic	522	637	2377	378	949	635	50	2	5550
	Industri	29% 131	156	1124	9	323	69	0	2	1813
	Pembangkit Listrik	31% 255	153	1120	369	546	15	50	0	2508
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	123% 136	282	133	0	80	551	0	0	1182
	Kebutuhan khusus	0	47	0	0	0	0	0	0	47
	Export	100% 193	355	0	0	0	0	0	1019	1567
	SUPPLY	2064	1726	68	142	302	1583	50	1183	7118
	BALANCE	1349	734	(2309)	(236)	(647)	948	0	162	1
2024	DEMAND	789	673	2929	474	1177	671	66	1021	7800
	Domestic	596	673	2929	474	1177	671	66	2	6588
	Industri	29% 147	183	1324	10	379	77	0	2	2121
	Pembangkit Listrik	31% 307	196	1466	463	714	18	66	0	3229
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	129% 142	295	140	0	84	577	0	0	1237
	Kebutuhan khusus	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Export	100% 193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
	SUPPLY	2909	1496	68	142	302	1611	66	1206	7800
	BALANCE	2120	823	(2861)	(332)	(875)	940	(0)	185	0
2027	DEMAND	873	773	3621	593	1466	710	88	1021	9146
	Domestic	680	773	3621	593	1466	710	88	2	7934
	Industri	29% 165	214	1559	12	445	85	0	2	2482
	Pembangkit Listrik	31% 367	251	1916	581	932	21	88	0	4157
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	135% 149	309	146	0	88	604	0	0	1296
	Kebutuhan khusus	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Export	100% 193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
	SUPPLY	3054	2084	68	142	302	1651	88	1757	9146
	BALANCE	2181	1311	(3553)	(451)	(1164)	941	(0)	736	(0)
2030	DEMAND	971	895	4493	743	1833	751	118	1021	10823
	Domestic	778	895	4493	743	1833	751	118	2	9611
	Industri	29% 185	250	1836	14	523	94	0	2	2904
	Pembangkit Listrik	31% 437	322	2503	729	1218	25	118	0	5351
	Transportasi	0% 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pupuk / Non Energi	142% 156	323	153	0	92	632	0	0	1356
	Kebutuhan khusus	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Export	100% 193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
	SUPPLY	3914	2087	68	142	302	1651	474	2186	10824
	BALANCE	2943	1192	(4425)	(601)	(1531)	900	356	1165	1

Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*. %BBGB adalah banyaknya presentasi bahan bakar gas bumi di setiap sektor, sedangkan besarnya presentase di Pupuk/Non-Energi dan Export adalah perbandingan dengan proyeksi Neraca Gas Indonesia.

Tabel 4.31. Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S3 (MMSCFD)

2015		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		984	1010	1700	279	690	1021	29	1034	6746
Domestic	%BBGB	433	655	1700	279	690	586	29	2	4373
Industri	29%	105	116	822	6	238	57	0	2	1345
Pembangkit Listrik	31%	180	95	672	237	328	11	29	0	1552
Transportasi	6%	26	16	86	36	53	0	0	0	216
Pupuk / Non Energi	111%	122	252	119	0	72	518	0	0	1083
Kebutuhan khusus		0	176	0	0	0	0	0	0	176
Export	100%	551	355	0	0	0	435	0	1032	2373
SUPPLY		1528	1725	362	158	407	1504	29	1034	6747
BALANCE		544	715	(1338)	(121)	(283)	483	0	0	1
2018		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		991	1011	2168	397	909	600	37	1021	7134
Domestic	%BBGB	504	656	2168	397	909	600	37	2	5273
Industri	29%	117	133	953	7	275	62	0	2	1550
Pembangkit Listrik	31%	212	119	856	294	417	13	37	0	1949
Transportasi	12%	45	29	229	95	141	0	0	0	539
Pupuk / Non Energi	118%	129	268	129	0	77	525	0	0	1129
Kebutuhan khusus		0	107	0	0	0	0	0	0	107
Export	100%	487	355	0	0	0	0	0	1019	1861
SUPPLY		1972	2042	181	158	302	1422	37	1021	7135
BALANCE		981	1031	(1987)	(239)	(607)	822	(0)	0	1
2021		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		788	1041	2828	562	1224	643	50	1021	8157
Domestic	%BBGB	595	686	2828	562	1224	643	50	2	6590
Industri	29%	131	156	1124	9	323	69	0	2	1813
Pembangkit Listrik	31%	255	153	1120	369	546	15	50	0	2508
Transportasi	20%	73	49	451	184	275	8	0	0	1040
Pupuk / Non Energi	123%	136	282	133	0	80	551	0	0	1182
Kebutuhan khusus		0	47	0	0	0	0	0	0	47
Export	100%	193	355	0	0	0	0	0	1019	1567
SUPPLY		2551	2228	67	142	302	1565	50	1253	8158
BALANCE		1763	1187	(2761)	(420)	(922)	922	0	232	1
2024		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		897	749	3592	742	1581	680	66	1021	9329
Domestic	%BBGB	704	749	3592	742	1581	680	66	2	8117
Industri	29%	147	183	1324	10	379	77	0	2	2121
Pembangkit Listrik	31%	307	196	1466	463	714	18	66	0	3229
Transportasi	25%	108	76	663	268	405	9	0	0	1529
Pupuk / Non Energi	129%	142	295	140	0	84	577	0	0	1237
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		3012	2311	68	142	302	2151	66	1276	9328
BALANCE		2115	1562	(3524)	(600)	(1279)	1471	(0)	255	(1)
2027		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		997	864	4418	911	1950	720	88	1021	10968
Domestic	%BBGB	804	864	4418	911	1950	720	88	2	9756
Industri	29%	165	214	1559	12	445	85	0	2	2482
Pembangkit Listrik	31%	367	251	1916	581	932	21	88	0	4157
Transportasi	25%	123	90	797	318	484	10	0	0	1822
Pupuk / Non Energi	135%	149	309	146	0	88	604	0	0	1296
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		4154	2325	68	142	302	2424	88	1465	10968
BALANCE		3157	1461	(4350)	(769)	(1648)	1704	(0)	444	(0)
2030		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		1111	1002	5449	1119	2412	762	118	1021	12994
Domestic	%BBGB	918	1002	5449	1119	2412	762	118	2	11782
Industri	29%	185	250	1836	14	523	94	0	2	2904
Pembangkit Listrik	31%	437	322	2503	729	1218	25	118	0	5351
Transportasi	25%	140	108	957	376	579	11	0	0	2170
Pupuk / Non Energi	142%	156	323	153	0	92	632	0	0	1356
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		4247	3432	68	142	302	2719	474	1610	12994
BALANCE		3136	2430	(5381)	(977)	(2110)	1957	356	589	0

Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*. %BBGB adalah banyaknya presentasi bahan bakar gas bumi di setiap sektor, sedangkan besarnya presentase di Pupuk/Non-Energi dan Export adalah perbandingan dengan proyeksi Neraca Gas Indonesia.

Tabel 4.32. Keseimbangan Permintaan-Pasokan Gas Bumi Skenario-S4 (MMSCFD)

2015		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		984	1010	1700	279	690	1021	29	1034	6746
Domestic	%BBGB	433	655	1700	279	690	586	29	2	4373
Industri	29%	105	116	822	6	238	57	0	2	1345
Pembangkit Listrik	31%	180	95	672	237	328	11	29	0	1552
Transportasi	6%	26	16	86	36	53	0	0	0	216
Pupuk / Non Energi	111%	122	252	119	0	72	518	0	0	1083
Kebutuhan khusus		0	176	0	0	0	0	0	0	176
Export	100%	551	355	0	0	0	435	0	1032	2373
SUPPLY		1528	1725	362	158	407	1504	29	1034	6747
BALANCE		544	715	(1338)	(121)	(283)	483	0	0	1
2018		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		991	1011	2168	397	909	600	37	1021	7134
Domestic	%BBGB	504	656	2168	397	909	600	37	2	5273
Industri	29%	117	133	953	7	275	62	0	2	1550
Pembangkit Listrik	31%	212	119	856	294	417	13	37	0	1949
Transportasi	12%	45	29	229	95	141	0	0	0	539
Pupuk / Non Energi	118%	129	268	129	0	77	525	0	0	1129
Kebutuhan khusus		0	107	0	0	0	0	0	0	107
Export	100%	487	355	0	0	0	0	0	1019	1861
SUPPLY		1972	2042	181	158	302	1422	37	1021	7135
BALANCE		981	1031	(1987)	(239)	(607)	822	(0)	0	1
2021		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		788	1041	2828	562	1224	643	50	1021	8157
Domestic	%BBGB	595	686	2828	562	1224	643	50	2	6590
Industri	29%	131	156	1124	9	323	69	0	2	1813
Pembangkit Listrik	31%	255	153	1120	369	546	15	50	0	2508
Transportasi	20%	73	49	451	184	275	8	0	0	1040
Pupuk / Non Energi	123%	136	282	133	0	80	551	0	0	1182
Kebutuhan khusus		0	47	0	0	0	0	0	0	47
Export	100%	193	355	0	0	0	0	0	1019	1567
SUPPLY		2551	2228	67	142	302	1565	50	1253	8158
BALANCE		1763	1187	(2761)	(420)	(922)	922	0	232	1
2024		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		926	769	3796	823	1704	695	66	1021	9801
Domestic	%BBGB	733	769	3796	823	1704	695	66	2	8589
Industri	29%	147	183	1324	10	379	77	0	2	2121
Pembangkit Listrik	31%	307	196	1466	463	714	18	66	0	3229
Transportasi	33%	137	96	867	350	527	24	0	0	2001
Pupuk / Non Energi	129%	142	295	140	0	84	577	0	0	1237
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	100%	193	0	0	0	0	0	0	1019	1212
SUPPLY		3040	2483	68	142	302	2151	66	1549	9801
BALANCE		2114	1714	(3728)	(681)	(1402)	1456	(0)	528	(0)
2027		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		1087	930	5038	1157	2325	762	88	512	11898
Domestic	%BBGB	894	930	5038	1157	2325	762	88	2	11195
Industri	29%	165	214	1559	12	445	85	0	2	2482
Pembangkit Listrik	31%	367	251	1916	581	932	21	88	0	4157
Transportasi	45%	213	156	1417	564	859	52	0	0	3261
Pupuk / Non Energi	135%	149	309	146	0	88	604	0	0	1296
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	58%	193	0	0	0	0	0	0	510	703
SUPPLY		4264	2512	68	142	302	2424	88	2099	11899
BALANCE		3177	1582	(4970)	(1015)	(2023)	1662	(0)	1587	1
2030		Wil 1	Wil 2	Wil 3	Wil 4	Wil 5	Wil 6	Wil 7	Wil 8	Total
DEMAND		1213	1081	6193	1410	2860	809	118	2	13686
Domestic	%BBGB	1020	1081	6193	1410	2860	809	118	2	13493
Industri	29%	185	250	1836	14	523	94	0	2	2904
Pembangkit Listrik	31%	437	322	2503	729	1218	25	118	0	5351
Transportasi	45%	242	186	1701	667	1027	58	0	0	3882
Pupuk / Non Energi	142%	156	323	153	0	92	632	0	0	1356
Kebutuhan khusus		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export	16%	193	0	0	0	0	0	0	0	193
SUPPLY		4344	3502	68	142	302	2719	474	2136	13687
BALANCE		3131	2421	(6125)	(1268)	(2558)	1910	356	2134	1

Catatan: Besaran-besaran di atas belum termasuk pemakaian sendiri dan *losses*. %BBGB adalah banyaknya presentasi bahan bakar gas bumi di setiap sektor, sedangkan besarnya presentase di Pupuk/Non-Energi dan Export adalah perbandingan dengan proyeksi Neraca Gas Indonesia.

4.9 Analisa Infrastruktur-Investasi

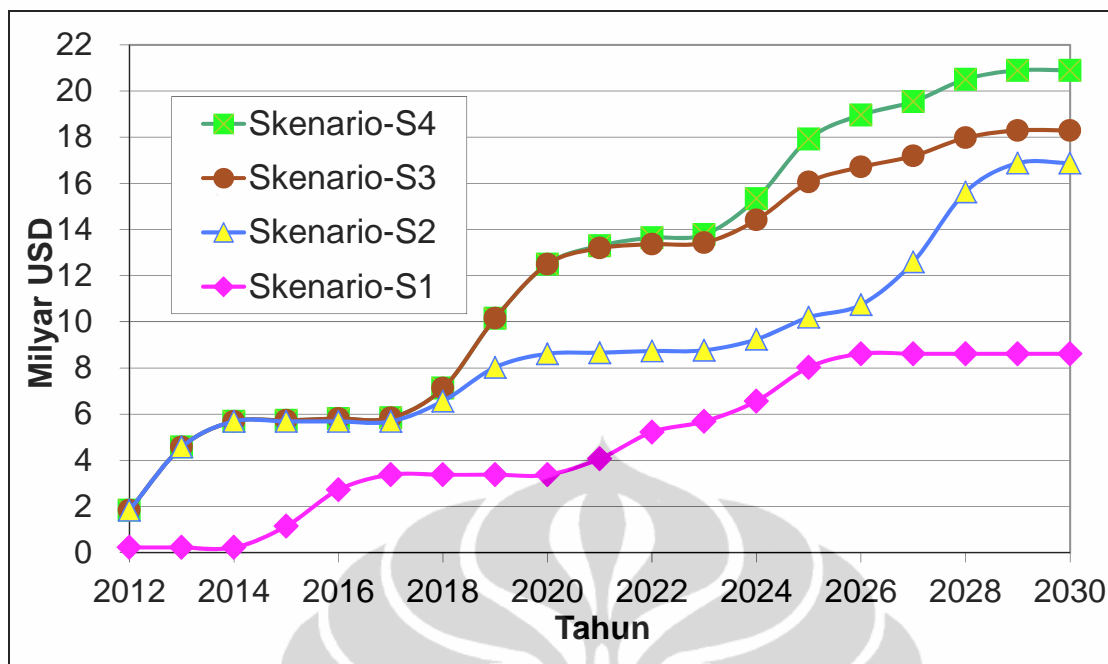
Hasil optimasi biaya rantai suplai pipa gas bumi di tahun 2030 dari Natuna ke Jawa bagian barat sebesar USD 1,54 per MMBTU (USD 1,46 per MMBTU untuk kapasitas maksimum), sedangkan biayanya kalau diangkut dalam bentuk LNG membutuhkan USD 2,03 per MMBTU untuk *liquifaction*, USD 0,22 per MMBTU untuk tanker dan USD 0,48 per MMBTU untuk regasifikasi dengan total USD 2,71 per MMBTU (asumsinya kapasitas infrastruktur dipakai dengan penuh). Jadi memperkuat perkiraan Jensen (2011) dalam memilih moda transportasi gas bumi seperti yang diperlihatkan pada Gambar 2.6.

Karena asumsinya pasokan CBM mulai masuk pada Skenario-S3, maka di Skenario-S2 pasokan LNG yang lebih mahal masuk ke Jawa lebih awal. Sedangkan di Skenario-S3 diprioritaskan gas CBM dari Kalimantan bagian timur serta Sumatera bagian tengah dan selatan.

Pembangunan terminal LNG di Jawa bagian timur akan menaikkan biaya transportasi gas bumi bila dibangun terlalu awal. Apalagi kalau dibangun bersamaan dengan pipa gas bumi dari Kaltim. Keduanya akan lebih lambat mencapai kapasitas penuh.

Untuk mempertahankan bauran energi gas bumi seperti di tahun 2007 (BAU/Skenario-S1), diperlukan investasi infrastruktur transmisi gas bumi sebesar USD 0,54 miliar per tahun. Dengan tambahan investasi USD 0,52 miliar per tahun, 21,95 juta kL BBM (premium dan solar) dapat disubstitusi dengan gas bumi di sektor industri dan listrik (Skenario-S2). Jika ditambahkan lagi USD 0,25 miliar per tahun, 17,29 juta kL BBM dapat disubstitusi di sektor transportasi. Hanya saja diperlukan USD 0,77 miliar per tahun untuk investasi jaringan distribusi CNG. Investasi akan berkurang kalau dibangun jaringan pipa distribusi gas bumi lebih luas. Sektor industri dan terutama listrik diasumsikan terletak dekat dengan jalur pipa transmisi. Dengan demikian diperlukan total USD 2,07 miliar per tahun investasi infrastruktur gas bumi untuk dapat mensubstitusi 39,24 juta kL BBM.

Hasil dari Skenario-S3 seterusnya tidak dibahas lagi mengingat jumlah investasinya yang tidak banyak berbeda dengan investasi Skenario-S4. Hal ini dapat dilihat dari investasi kumulatif infrastruktur gas bumi pada Gambar 4.13.



Gambar 4.13. Investasi Kumulatif Infrastruktur Gas Bumi

4.10 Perbandingan Harga BBM dan Gas Bumi di Tangan Konsumen

Biaya transportasi gas bumi sangat tergantung kepada investasi infrastrukturnya dibanding dengan harga minyak bumi seperti yang terlihat pada Tabel 4.33. Sedangkan biaya transpor BBM terkait kuat dengan harga minyak, setidaknya untuk Indonesia. Tabel 4.34 memperlihatkan harga ekspor gas bumi dengan beberapa tingkat harga minyak bumi serta harga tertinggi, terendah dan rata-rata gas bumi ditangan konsumen setelah ditambahkan biaya trasportasinya. Harga BBM dan gas bumi ekspor dihitung dengan Pers. 3.10 dan Pers. 3.11.

Di sektor industri dan listrik, seperti yang terlihat di Tabel 4.35, dengan harga gas bumi yang lebih rendah maka penghematan biaya bahan bakar bisa mencapai 36%-47%. Asumsinya lokasi sektor industri dan terutama listrik dekat dengan jalur transmisi gas bumi.

Biaya distribusi gas bumi sebesar USD 1,79 per MMBTU menggunakan truk CNG, serta *CNG mother and daughter station*, biayanya lebih mahal dibandingkan dengan biaya distribusi di A.S. (Tabel 4.38). Walaupun demikian biaya bahan bakar

menggunakan gas bumi bisa menghemat antara 25% dan 41% disektor transportasi (Tabel 4.36 dan 4.37).

Menurut Yeh (2007) nilai presentase di Tabel 4.36 dan 4.37 harus 60% atau lebih kecil untuk menarik konsumen secara sukarela pindah ke gas bumi, mengingat tingginya harga konverter kendaraan untuk bisa beralih ke CNG dan ekspektasi pengembalian investasi yang cepat. Oleh karena itu, diharapkan pemerintah memfokuskan upayanya untuk mensubsidi biaya konverter ini, sedangkan pihak swasta mengkonsentrasikan di sisi investasi infrastruktur gas bumi. Pemerintah bisa pula mensubsidi harga gas bumi transportasi seperti lazimnya dilakukan di banyak negara lain, baik pengeksport maupun pengimpor gas bumi. Dari skema subsidi di Tabel 3.2 dan hasilnya di Tabel 4.39 terlihat jelas subsidi gas bumi lebih biayanya murah dibanding subsidi BBM.

Oleh karena BBM yang disubstitusi gas bumi di sektor transportasi diasumsikan semuanya didistribusikan sebagai CNG, membuat biaya investasinya tinggi lalu mendorong harga CNG naik. Sebaliknya, pengguna gas bumi sektor industri dan listrik diasumsikan berada dekat dengan jalur pipa sehingga investasi/biaya distribusinya rendah menekan harga akhir ditangan konsumen. Dengan demikian, harga gas bumi sektor transportasi lebih cocok mengambil sisi harga rendah (59% – 71% harga BBM) sedangkan sektor industri dan listrik mengambil sisi harga tinggi (57% – 63% harga BBM).

Dari perhitungan di atas, dengan skema pengembalian investasi yang menarik bagi pemodal swasta (Tabel 2.16) harga gas bumi masih bisa dibuat jauh di bawah harga BBM yang memungkinkan penghematan biaya operasi, subsidi dan impor.

Tabel 4.33. Biaya rata-rata transmisi atau proses gas bumi dengan memperhitungkan harga minyak bumi (USD/MMBTU)

Tahun	Harga Minyak (USD/BBL)		
	60	80	100
2015	2,37	2,39	2,40
2018	1,72	1,73	1,73
2021	1,74	1,74	1,74
2024	1,76	1,77	1,79
2027	1,95	2,00	2,04
2030	2,11	2,17	2,23

Tabel 4.34. Harga gas bumi and BBM di tangan konsumen

	Harga Minyak (USD/BBL)		
	60	80	100
Gas Bumi	(USD/MMBTU)		
Harga Ekspor	6,92	9,22	11,53
+Transp Hi	9,29	11,61	13,92
+Transp Lo	8,64	10,95	13,26
+Transp Avg	8,86	11,19	13,52
BBM	(USD/Liter)		
Premium	0,5060	0,6747	0,8434
Solar	0,5385	0,7180	0,8975

Tabel 4.35. Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga solar di sektor industri dan listrik

	Harga Minyak (USD/BBL)		
	60	80	100
Gas Bumi Hi (USD/Leqv)	0,3405	0,4253	0,5102
Gas Bumi Lo (USD/Leqv)	0,3165	0,4012	0,4859
Gas Bumi Avg (USD/Leqv)	0,3246	0,4100	0,4953
Gas Bumi Hi / Solar	63%	59%	57%
Gas Bumi Lo / Solar	59%	56%	54%
Gas Bumi Avg / Solar	60%	57%	55%

Tabel 4.36. Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga premium di sektor transportasi

	Harga Minyak (USD/BBL)		
	60	80	100
Gas Bumi Hi(USD/Leqv)	0,3660	0,4425	0,5189
Gas Bumi Lo(USD/Leqv)	0,3444	0,4207	0,4971
Gas Bumi Avg(USD/Leqv)	0,3517	0,4286	0,5055
Gas Bumi Hi / Premium	72%	66%	62%
Gas Bumi Lo / Premium	68%	62%	59%
Gas Bumi Avg / Premium	69%	64%	60%

Tabel 4.37. Harga gas bumi dan perbandingannya dengan harga solar di sektor transportasi

	Harga Minyak (USD/BBL)		
	60	80	100
Gas Bumi Hi(USD/Leqv)	0,4061	0,4909	0,5758
Gas Bumi Lo(USD/Leqv)	0,3821	0,4668	0,5515
Gas Bumi Avg(USD/Leqv)	0,3902	0,4756	0,5609
Gas Bumi Hi / Solar	75%	68%	64%
Gas Bumi Lo / Solar	71%	65%	61%
Gas Bumi Avg / Solar	72%	66%	62%

Tabel 4.38. Perbandingan biaya transportasi gas bumi Indonesia dan A.S., Nilai Konstan tahun 2000 (USD/MMBTU)

	Indonesia	Amerika Serikat (historis)		
	(proyeksi)	Industri	Listrik	Transp.
Transmission	1,57	1,10	0,79	1,36
Distribution	1,54			0,77

Sumber: U.S. Energy Information Administration (2011), telah diolah

4.11 Hubungan antara Nilai Investasi dan Substitusi vs Penghematan Biaya Operasi, Impor dan Subsidi

Dengan menggunakan Pers. 3.12, Pers. 3.13 dan Pers. 3.14 dapat dihitung penghematan subsidi, impor dan biaya operasi untuk setiap sektor. Harga bahan bakar bersubsidi untuk sektor transportasi dihitung menggunakan skema subsidi di Tabel 3.2, hasilnya dapat dilihat pada Tabel 4.39. Tabel 4.40 menggambarkan hubungan antara jumlah investasi infrastruktur beserta jumlah substitusi BBM yang didapat dan besarnya penghematan biaya operasi, impor dan subsidi untuk beberapa tingkat harga minyak. Besarnya penghematan naik seiring dengan naiknya harga minyak bumi karena jumlah substitusinya tetap sedangkan semakin tinggi harga minyak bumi semakin besar selisih harga gas bumi dan BBM (Bab 4.10 dan Tabel 4.39). Sebaliknya untuk penghematan biaya operasi transportasi, selisih harga gas bumi subsidi dan BBM subsidi menurun pada harga saat minyak bumi naik (Tabel 4.39).

Tabel 4.39 Perbandingan Harga Rata-rata BBM dan Gas Bumi Transportasi Bersubsidi

	BBM			Gas Bumi		
	60	80	100	60	80	100
Harga Minyak Bumi (USD/BBL)	60	80	100	60	80	100
Harga Gas Bumi di hulu (USD/MMBTU)	6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53
Besar Subsidi (%)	15%	32,5%	45%	5,0%	15,0%	25,0%
	(USD/L)			(USD/Leqv)		
Harga bahan bakar sektor transportasi	0,5152	0,6869	0,8586	0,3773	0,4563	0,5353
Harga bahan bakar sektor transportasi bersubsidi	0,4379	0,4636	0,4722	0,3584	0,3879	0,4015

Tabel 4.40 Investasi infrastruktur gas bumi dan jumlah substitusi BBM vs penghematan biaya operasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun)

	BAU	Sektor listrik dan industri			Sektor transportasi			Total		
		60	80	100	60	80	100	60	80	100
Investasi Infrastruktur Gas Bumi	4,8	4,6 tambahan diatas BAU			7,9 tambahan diatas BAU			17,4		
Substitusi BBM (juta kL)	0,0	21,95			17,29			39,24		
Harga Minyak Mentah (USD/Barel)		60	80	100	60	80	100	60	80	100
Harga Gas Bumi Ekspor (USD/MMBTU)		6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53
Penghematan Biaya Operasi	0,0	52,2	74,1	96,0	16,1	15,8	15,1	68,3	89,9	111,2
Penghematan Impor	0,0	52,2	74,1	96,0	25,4	40,6	55,8	77,6	114,7	151,9
Penghematan Subsidi (Listrik & Transportasi)	0,0	46,0	65,0	83,9	9,3	24,8	40,7	55,3	89,8	124,6

Keterangan: USD 1 = IDR 9000; Perbandingan vol. substitusi: Industri/Listrik =16/84.

Tabel 4.41 Substitusi 1 juta kL BBM vs investasi infrastruktur gas bumi serta penghematan biaya operasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun)

	Sektor listrik dan industri			Sektor transportasi		
	60	80	100	60	80	100
Investasi Infrastruktur Gas Bumi	0,21 tambahan di atas BAU			0,46 tambahan di atas BAU		
Substitusi BBM (juta kL)	1,00			1,00		
Harga Minyak Mentah (USD/Barel)	60	80	100	60	80	100
Harga Gas Bumi Ekspor (USD/MMBTU)	6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53
Penghematan Biaya Operasi	2,38	3,38	4,38	0,93	0,91	0,88
Penghematan Impor	2,38	3,38	4,38	1,47	2,35	3,23
Penghematan Subsidi (Listrik & Transportasi)	2,10	2,96	3,82	0,54	1,43	2,35

Keterangan: USD 1 = IDR 9000; Perbandingan vol. substitusi: Industri/Listrik =16/84.

Tabel 4.42 Investasi infrastruktur gas bumi sebesar IDR 1 triliun vs jumlah substitusi BBM serta penghematan biaya operasi, impor dan subsidi tahun 2015-2030 (dalam triliun IDR nilai tahun 2010 rata-rata per tahun)

	Sektor listrik dan industri			Sektor transportasi		
Investasi Infrastruktur Gas Bumi	1,00 tambahan di atas BAU			1,00 tambahan di atas BAU		
Substitusi BBM (juta kL)	4,72			2,18		
Harga Minyak Mentah (USD/Barel)	60	80	100	60	80	100
Harga Gas Bumi Ekspor (USD/MMBTU)	6,92	9,22	11,53	6,92	9,22	11,53
Penghematan Biaya Operasi	11,24	15,95	20,66	2,03	1,99	1,91
Penghematan Impor	11,24	15,95	20,66	3,20	5,12	7,03
Penghematan Subsidi (Listrik & Transportasi)	9,90	13,98	18,05	1,17	3,12	5,12

Keterangan: USD 1 = IDR 9000; Perbandingan vol. substitusi: Industri/Listrik =16/84.

Untuk mempermudah perbandingan, Tabel 4.41 dan Tabel 4.42 dibuat berdasarkan Tabel 4.40 dengan jumlah substitusi dan investasi yang sama, yakni masing-masing 1 juta kL dan Rp1 triliun. Walau pada kenyataannya jumlah investasi (dan substitusi) selalu berfluktuasi seperti pada Gambar 4.13. Investasi infrastruktur gas bumi di sektor listrik dan industri sebesar Rp1 triliun per tahun di atas investasi *business as usual* mampu mensubstitusi 4,72 juta kL BBM per tahun, yang berdampak terhadap penghematan subsidi, impor (devisa) dan biaya operasi sebesar 9,9 - 20,7 kali lipat nilai investasinya. Dengan jumlah investasi yang sama di sektor transportasi, terjadi substitusi 2,18 juta kL BBM per tahun dengan penghematan 1,2 - 7,0 kali lipat nilai investasinya untuk harga minyak bumi antara US\$60 dan US\$100 per barel. Dari tabel-tabel ini terlihat jelas bahwa investasi infrastruktur gas bumi di sektor listrik dan industri jauh lebih rendah dibanding sektor transportasi untuk jumlah substitusi BBM yang sama. Apalagi dengan penghematan-penghematan yang ditimbulkan untuk jumlah investasi yang sama, sektor listrik dan industri jumlah penghematannya berkali lipat di atas sektor transportasi. Hal ini terjadi selain karena harga bahan bakar gas bumi sektor transportasi lebih tinggi seperti yang diterangkan sebelumnya, skema kebijakan subsidi di sektor transportasi (Tabel 3.2) memperkecil selisih harga CNG dan BBM ditangan konsumen lalu memperkecil penghematan khususnya untuk biaya operasi dan subsidi. Selisih penghematan ini diperlebar dengan peningkatan efisiensi di Sektor Listrik (84% dari volme substitusi). Pembangkit Listrik berbahan bakar gas bumi diasumsikan (mengacu kepada kinerja PT Indonesia Power dan PTPJB) kira-kira 1,31 kali lebih efisien dibanding rata-rata

pembangkit berbahan bakar solar (HSD) menurut data PLN (2008). Walaupun demikian nilai investasi infrastruktur gas bumi untuk sektor transportasi jauh lebih kecil dibandingkan dengan penghematan-penghematan yang dihasilkan. Untuk harga minyak US\$100 per barel penghematan impor dan subsidi sebesar 7,0 dan 5,1 kali lipat nilai investasinya di sektor transportasi, masih bisa dibilang signifikan. Perlu diingat, yang melakukan investasi adalah pihak swasta (agar cepat pembangunannya tanpa banyak dihambat birokrasi), jadi pemerintah sangat diharapkan mendukung dari sisi-sisi lain (seperti subsidi konverter, kemudahan perijinan, investasi dan pajak), menilik keuntungan bagi banyak pihak atas penghematan-penghematan di atas.

4.12 Dampak Makroekonomi Indonesia Akibat Substitusi

4.12.1 Estimasi Model Produksi Sektorial dan Indikator Ekonomi

Setelah dilakukan tahapan pembangunan model seperti diilustrasikan pada Gambar 3.6, didapat estimasi produksi sektorial dan indikator ekonomi yang dinyatakan oleh Pers. 4.1 sampai dengan Pers. 4.5. Indikator-indikator statistik menunjukkan besaran-besarnya masih dalam batas-batas yang diperkenankan. *RMSPE* antara 0,44% – 2,26% dibawah 5%; Besaran *U-Theil* antara 0.002 – 0.011 jauh di bawah 0.2; R^2 mendekati 1, dan dengan dua pengecualian, semua variabel penjelas secara statistik signifikan, dengan tingkat kepercayaan lebih dari 95% mempengaruhi variabel-variabel endogennya, seperti yang terlihat dari angka-angka absolut *t-stat* > 2 (angka-angka yang dalam tanda kurung di Pers. 4.1 – Pers. 4.5). Hal ini menunjukkan bahwa secara umum variabel-variabel penjelas (*exogenous variables*) yang ada di dalam persamaan perilaku mampu menjelaskan dengan baik perilaku variabel endogen. Hasil pendugaan model dalam kajian ini dapat dinyatakan cukup representatif dalam menggambarkan fenomena energi di Indonesia.

Berikut adalah hasil estimasi produksi sektorial dan indikator ekonominya. Dimana *Y* adalah jumlah produksi atau *output*, *C* adalah biaya energi, *L* adalah jumlah tenaga kerja dan *I* adalah jumlah investasi pada sektor masing-masing. Sedangkan untuk indikator ekonomi PDB dapat dihitung dengan Pers. 3.15, lalu pertumbuhannya dihitung dari presentase perbedaan PDB tahun sebelumnya. Inflasi diwakili oleh Indeks Harga Konsumen (*CPI*), dihitung dari presentase perbedaan *CPI*

tahun sebelumnya. G_{nom} adalah pertumbuhan PDB nominal dan UNE adalah jumlah pengangguran.

Model Produksi Sektor Industri: $R^2 = 0,9742$

$$\begin{aligned} \ln(\hat{Y}_3) &= -20,751 - 0,135 \ln(C_{3t}) + 3,957 \ln(L_{3t}) + 0,225 \ln(I_{3t-1}) - 0,208 d_{3t} & (4.1) \\ (t\text{-stat}) & \quad (-3,34) \quad (9,41) \quad (3,00) \quad (-3,44) \end{aligned}$$

Biaya energi dan krisis ekonomi (d_3) mempengaruhi secara negatif output sektor industri. Tenaga kerja dan investasi mempengaruhi secara positif hasil produksi sektor.

Model Produksi Sektor Listrik: $R^2 = 0,9404$

$$\begin{aligned} \ln(\hat{Y}_4) &= -0,112 \ln(C_{4t-1}) + 0,895 \ln(L_{4t}) + 0,125 \ln(I_{4t-1}) + 0,928 \ln(\hat{Y}_{4t-1}) & (4.2) \\ (t\text{-stat}) & \quad (-2,10) \quad (3,04) \quad (1,15) \quad (10,86) \end{aligned}$$

Seperti di sektor industri, biaya energi mempengaruhi secara negatif output sektor listrik. Semakin besar biaya energi semakin rendah nilai tambah atau output. Sedangkan, tenaga kerja dan investasi mempengaruhi secara positif hasil produksi sektor ini. Produksi sektor listrik dipengaruhi kuat oleh produksi tahun sebelumnya. Variabel penjelas investasi (I_4) secara statistik signifikan dengan tingkat kepercayaan lebih dari 75% mempengaruhi variabel endogennya (Y_4).

Model Produksi Sektor Transportasi (Konstruksi dan Perdagangan): $R^2 = 0,9598$

$$\begin{aligned} \ln(\hat{Y}_7) &= -13,89 - 0,07453 \ln(C_{7t}) + 2,7571 \ln(L_{7t}) + 0,2336 \ln(I_{7t-1}) - 0,2503 d_{7t} & (4.3) \\ (t\text{-stat}) & \quad (-2,09) \quad (6,75) \quad (1,79) \quad (-5,53) \end{aligned}$$

Dimasukkannya besaran-besaran sektor konstruksi dan perdagangan ke sektor transportasi didapat estimasi yang lebih baik (secara statistik) dibanding hanya menggunakan data dari sektor transportasi saja (menurut versi BPS). Karena

kenyataannya, BBM yang dialokasikan sebagai bahan bakar sektor transportasi banyak yang digunakan di sektor konstruksi dan perdagangan. Lebih jauh dengan kondisi ini, memungkinkan misalnya merealokasi investasi subsidi listrik ke sektor-sektor ini.

Biaya energi dan krisis ekonomi (d_7) mempengaruhi secara negatif output sektor ini. Sedangkan tenaga kerja dan investasi mempengaruhi secara positif hasil produksi sektor. Variabel penjelas investasi (I_7) secara statistik signifikan dengan tingkat kepercayaan lebih dari 90% mempengaruhi variabel endogennya (Y_7).

Model Indeks Harga Konsumen (CPI): $R^2 = 0,9958$

$$\begin{aligned} \ln(\widehat{CPI}_t) &= -0,039 + 0,008537 G_{Nom_t} + 0,9945 \ln(\widehat{CPI}_{t-1}) & (4.4) \\ (t\text{-stat}) & \qquad \qquad (6,40) \qquad \qquad (70,93) \end{aligned}$$

Estimasi di atas menunjukkan bahwa Indeks Harga Konsumen dipengaruhi oleh pertumbuhan nominal PDB (G_{Nom}) dan nilai indeks tahun sebelumnya. Indeks Harga Konsumen merefleksikan tingkat inflasi.

Model Jumlah Pengangguran (UNE): $R^2 = 0,9373$

$$\begin{aligned} \ln(\widehat{UNE}_t) &= 4,7303 + 0,9964 \ln(\widehat{CPI}_t) - 0,00487(I_{3_t} + I_{4_t} + I_{7_t}) & (4.5) \\ (t\text{-stat}) & \qquad \qquad (9,11) \qquad \qquad (-2,40) \end{aligned}$$

Indeks Harga Konsumen secara kuat mempengaruhi pengangguran, sebaliknya investasi berpengaruh negatif terhadap pengangguran. Semakin tinggi jumlah investasi semakin rendah jumlah pengangguran.

Model Input

Input utama dari model ini adalah biaya energi dan jumlah investasi (dan jumlah kerja tenaga yang diasumsikan sebagai variabel exogen yang peningkatannya sejalan dengan skema *business as usual*, diasumsikan tetap untuk semua skenario) didapat dari proyeksi permintaan, perhitungan harga BBM dan gas bumi serta jumlah

investasi untuk setiap tingkat substitusi yang telah dihitung sebelumnya mengikuti skenario model ekonomi di Bab 3.5. Input utama model ekonomi untuk disertasi ini dapat dilihat pada Tabel 4.43.



Tabel 4.43 Input biaya energi dan investasi untuk model ekonomi substitusi BBM dengan gas bumi Indonesia
(tahunan rata-rata tahun 2015-2030, nilai tahun 2010)

	Satuan	Skenario-0	Skenario-1		Skenario-2		Skenario-3		Skenario-4		Skenario-5		Skenario-6	
		Dasar	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ
Biaya energi sektor industri	Triliun IDR	85,6	95,1	11,11	105,4	23,10	78,9	-7,89	78,9	-7,89	78,9	-7,89	96,6	-8,34
Biaya energi sektor listrik	Triliun IDR	148,4	164,9	11,11	183,9	23,93	103,2	-30,44	103,2	-30,44	103,2	-30,44	126,1	-31,44
Biaya energi sektor transp.+konstruksi+perdagangan	Triliun IDR	144,7	160,8	11,11	147,4	1,85	144,7	0,00	135,6	-6,31	135,6	-6,31	138,9	-5,79
Investasi sektor industri	Triliun IDR	46,7	46,7	0,00	46,7	0,00	47,9	2,61	47,9	2,61	47,2	1,16	48,1	3,04
Investasi sektor listrik	Triliun IDR	56,6	56,6	0,00	56,6	0,00	63,3	11,83	63,3	11,83	58,8	3,84	64,6	14,06
Investasi sektor transp.+konstruksi+perdagangan	Triliun IDR	60,3	60,3	0,00	60,3	0,00	100,9	67,47	124,3	106,25	68,2	13,18	144,8	140,35

Keterangan: Untuk Skenario-1 s/d Skenario-5: $\% \Delta = 100 \times (\text{Skenario-X} - \text{Skenario-0}) / \text{Skenario-0}$

Khusus untuk Skenario-6: $\% \Delta = 100 \times (\text{Skenario-6} - \text{Skenario-2}) / \text{Skenario-2}$

(Harga minyak bumi di Skenario-2 dan Skenario-6 sama: US\$100/BBL, skenario-skenario lainnya: US\$80/BBL)

4.12.2 Analisa Dampak Substitusi

Semua besaran output/produksi dan PDB dalam IDR nilai konstan 2000. Ringkasan dampak substitusi BBM dengan gas bumi terhadap perekonomian Indonesia dapat dilihat pada Tabel 4.44 dan perubahan indikator-indikator ekonominya dapat dilihat pada Gambar 4.14 sampai dengan Gambar 4.18.

Skenario-1 menunjukkan, perubahan kurs naik 1000 rupiah terhadap dolar Amerika Serikat hanya mempengaruhi PDB sebesar -0,48%, sedangkan Indeks Harga Konsumen dan pengangguran sebesar -0,44% dibanding Skenario Dasar. Naiknya harga minyak bumi sebesar US\$20 per barel di Skenario-2, mempengaruhi PDB, Indeks Harga Konsumen dan pengangguran masing-masing sebesar -0,66%, -0,60% dan -0,60%. Inflasi praktis tidak berubah. Dengan demikian fluktuasi nilai tukar uang dan harga minyak bumi saja tidak berdampak secara signifikan terhadap ekonomi makro Indonesia dibanding dampak substitusi dalam skenario-skenario berikut.

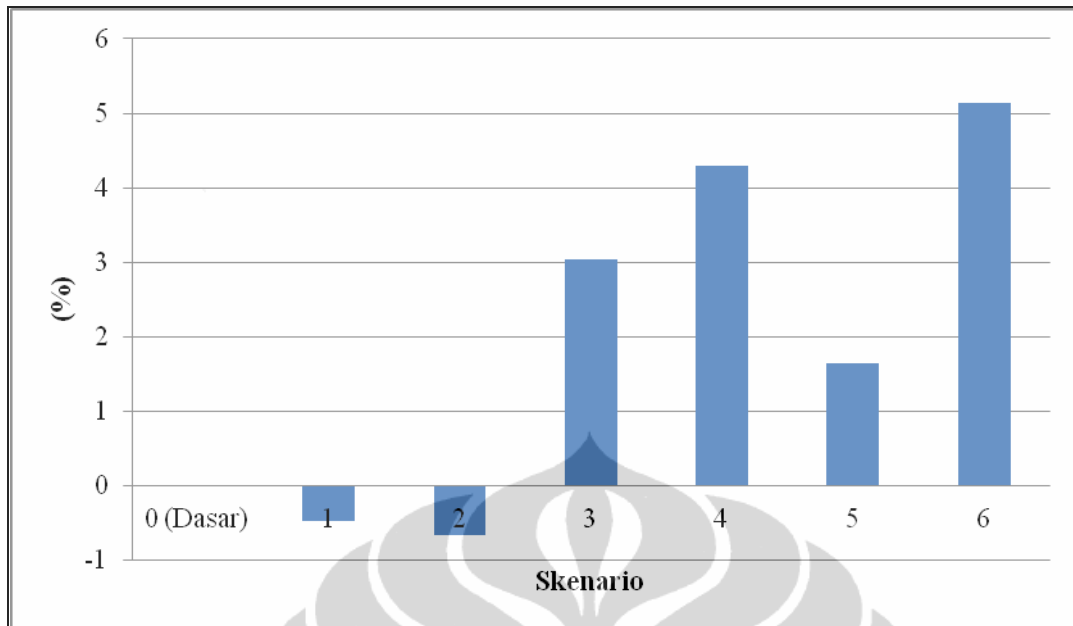
Di Skenario-3, dengan substitusi rata-rata sebesar 21,95 juta kL per tahun BBM dengan gas bumi di sektor industri dan listrik, meningkatkan PDB sebesar 3,04%, menurunkan pengangguran sebesar 26,78% tapi meningkatkan inflasi sebesar 1,00% dibanding Skenario Dasar. Peningkatan output sebesar 12,15% (Rp126,2 triliun) di sektor transportasi, konstruksi dan perdagangan adalah penyebab utama kenaikan PDB nasional. Kenaikan produksi di ketiga sektor ini disebabkan oleh kenaikan investasi sebesar 69,18% (Rp63,9 triliun), terutama hasil realokasi dari penurunan subsidi (biaya operasi) sektor listrik. Kenaikan investasi ini menurunkan pengangguran secara signifikan (lihat Pers. 4.5). Kenaikan output 45,58% di sektor listrik menunjukkan kenaikan produksi rata-rata Rp8,9 triliun per tahun, sedangkan kenaikan output 1,78% di sektor industri dengan substitusi rata-rata 3,51 juta kL per tahun menunjukkan kenaikan produksi rata-rata Rp18,7 triliun per tahun.

Tabel 4.44. Output model ekonomi substitusi BBM dengan gas bumi Indonesia dan indikator ekonomi yang dihasilkan (tahunan rata-rata tahun 2015-2030, nilai konstan 2000)

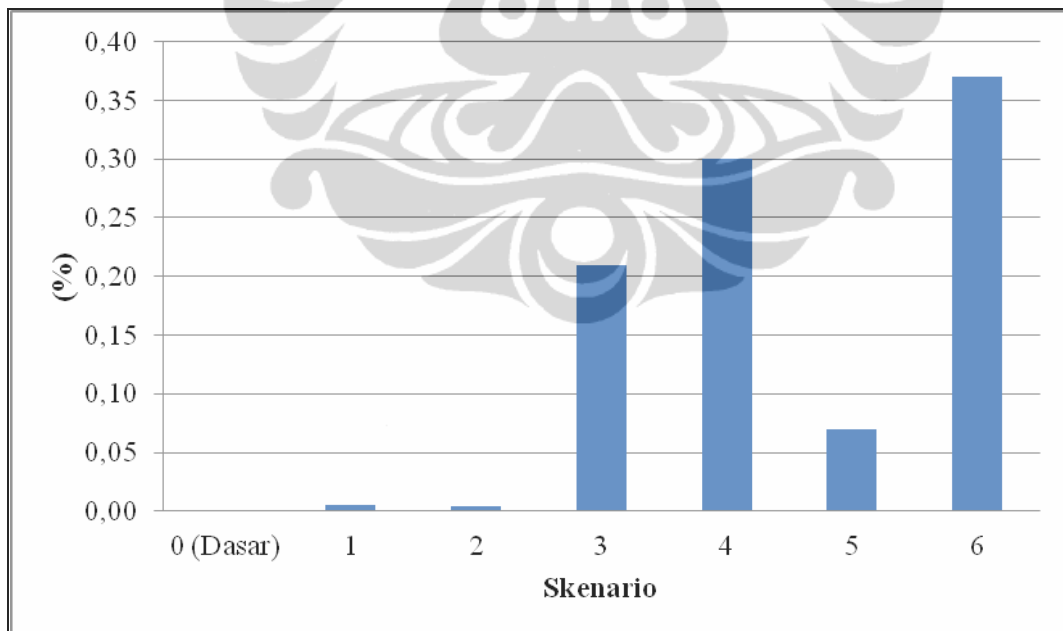
	Satuan	Skenario-0	Skenario-1		Skenario-2		Skenario-3		Skenario-4		Skenario-5		Skenario-6	
		Dasar	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ	Nilai	%Δ
Output sektor industri	Triliun IDR	1050,1	1035,3	-1,41	1021,1	-2,77	1068,8	1,78	1068,8	1,78	1065,5	1,47	1040,9	1,94
Output sektor listrik	Triliun IDR	19,6	17,8	-9,32	16,1	-18,04	28,6	45,58	28,6	45,58	26,9	37,24	23,9	48,52
Output sektor transp.+konstruksi+perdagangan	Triliun IDR	1039,6	1031,5	-0,78	1038,22	-0,14	1165,9	12,15	1227,5	18,07	1073,9	3,29	1267,2	22,06
PDB	Triliun IDR	5140,6	5115,8	-0,48	5106,6	-0,66	5296,8	3,04	5361,3	4,29	5225,2	1,64	5368,9	5,14
Pertumbuhan PDB	%	6,22	6,23	0,005	6,22	0,004	6,43	0,21	6,52	0,30	6,29	0,07	6,59	0,37
Indeks Harga Konsumen	Indeks	237,63	236,59	-0,44	236,21	-0,60	243,88	2,63	246,40	3,69	241,08	1,45	246,65	4,42
Inflasi	%	4,03	4,03	0,00	4,03	0,00	5,03	1,00	5,46	1,43	4,16	0,13	5,77	1,75
Pengangguran	Ribu	7886	7851	-0,44	7839	-0,60	5774	-26,78	5004	-36,54	7407	-6,08	4371	-44,23

Keterangan: Untuk Skenario-1 s/d Skenario-5: $\% \Delta = 100 \times (\text{Skenario-X} - \text{Skenario-0}) / \text{Skenario-0}$, kecuali untuk Pertumbuhan PDB dan Inflasi: $\% \Delta = \text{Skenario-X} - \text{Skenario-0}$;

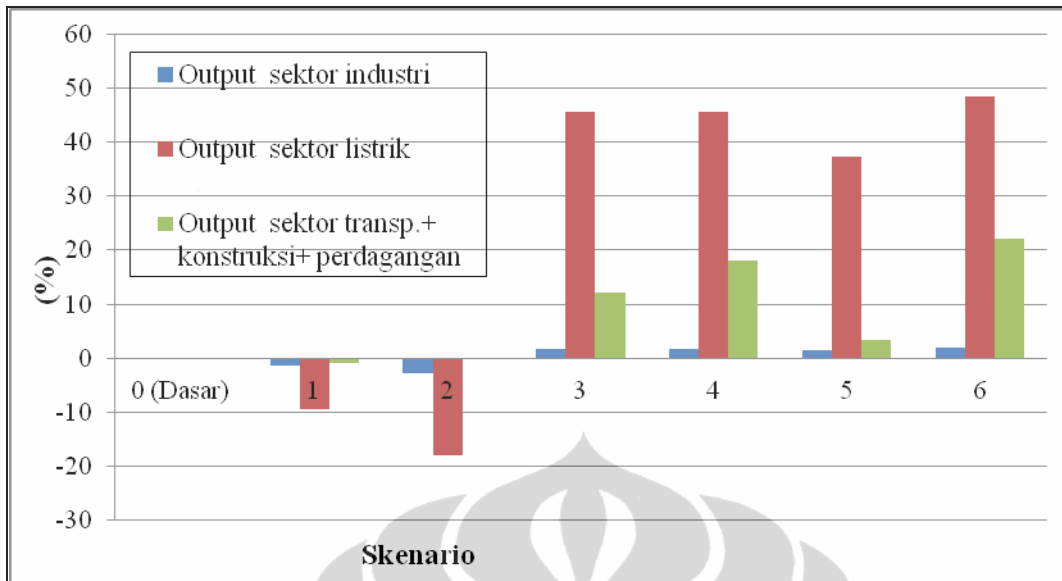
Khusus untuk Skenario-6: $\% \Delta = 100 \times (\text{Skenario-6} - \text{Skenario-2}) / \text{Skenario-2}$, kecuali untuk Pertumbuhan PDB dan Inflasi: $\% \Delta = \text{Skenario-6} - \text{Skenario-2}$ (Harga minyak bumi di Skenario-2 dan Skenario-6 sama: US\$100/BBL, skenario-skenario lainnya:US\$80/BBL);



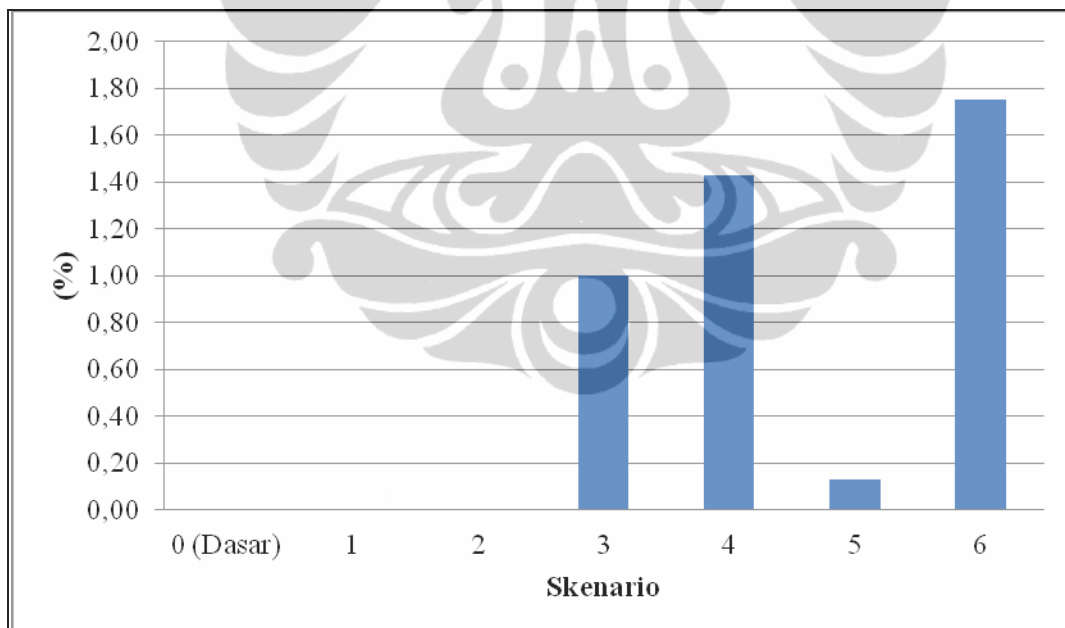
Gambar 4.14. Perubahan PDB dibandingkan dengan Skenario Dasarnya



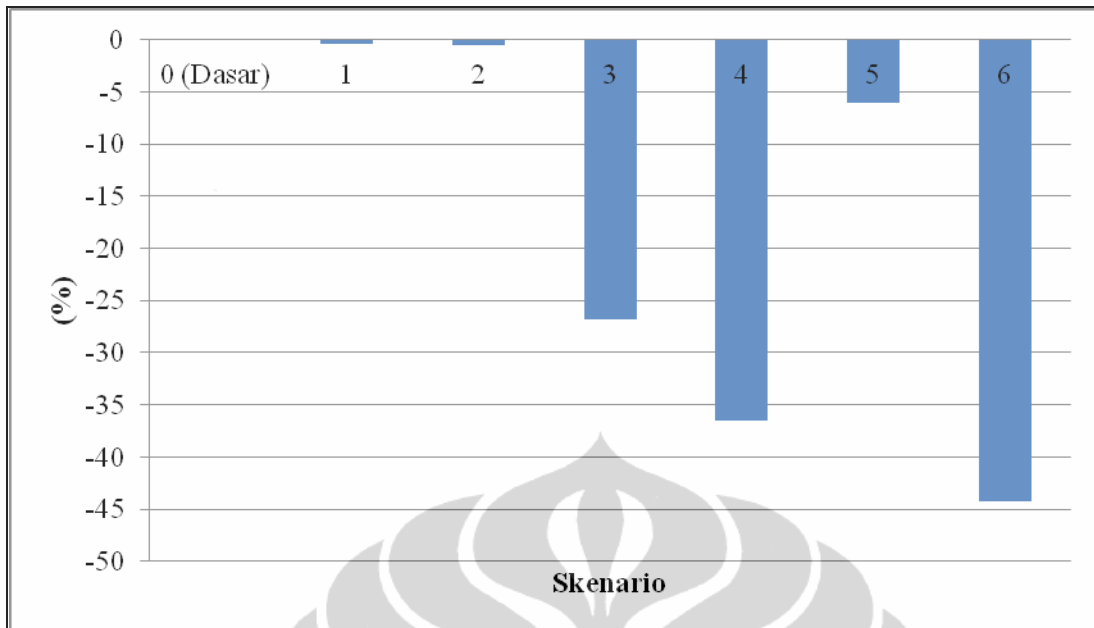
Gambar 4.15. Perubahan Pertumbuhan PDB dibandingkan dengan Skenario Dasarnya



Gambar 4.16. Perubahan Output Setiap Sektor dibandingkan dengan Skenario Dasarnya



Gambar 4.17. Perubahan Inflasi dibandingkan dengan Skenario Dasarnya



Gambar 4.18. Perubahan Pengangguran dibandingkan dengan Skenario Dasarnya

Di Skenario-4, dengan substitusi rata-rata 39,24 juta kL per tahun BBM dengan gas bumi (tambahan substitusi 17,29 miliar kL per tahun di sektor transportasi di atas Skenario-3), meningkatkan PDB sebesar 4,29%, menurunkan pengangguran sebesar 36,54% tapi meningkatkan inflasi sebesar 1,43% dibanding Skenario Dasar. Seperti di Skenario-3, peningkatan output sebesar 18,04% (Rp187,5 triliun) di sektor transportasi, konstruksi dan perdagangan adalah penyebab utama kenaikan PDB nasional. Kenaikan ini disebabkan kenaikan investasi di sektor-sektor tersebut sebesar 109,41% (Rp101,1 triliun), di realokasi dari penurunan subsidi di sektor listrik dan transportasi. Penurunan pengangguran yang signifikan disebabkan oleh kenaikan investasi yang besar.

Di Skenario-5, dengan jumlah substitusi yang sama dengan Skenario-4 tapi tanpa adanya reinvestasi dari penurunan biaya energi dan subsidi, meningkatkan PDB sebesar 1,64%, menurunkan pengangguran sebesar 6,08% dan meningkatkan inflasi sebesar 0,13% dibanding Skenario Dasar. Besaran-besaran ini jauh lebih rendah dari hasil Skenario-4 disebabkan menurunnya investasi terutama di sektor transportasi, konstruksi dan perdagangan (kenaikan investasi di Skenario-5: 12,95% dibanding Skenario-4: 109,41%). Jadi penyebab utama kenaikan di sini hanya akibat penurunan biaya energi dan kenaikan investasi infrastruktur gas bumi.

Di Skenario-6, dengan jumlah substitusi yang sama dengan Skenario-4 tapi dengan harga minyak bumi yang US\$20 per barel lebih tinggi, meningkatkan PDB sebesar 5,14%, menurunkan pengangguran sebesar 44,52% dan meningkatkan inflasi sebesar sebesar 1,75% dibanding Skenario-2 (skenario yang mempunyai harga minyak bumi yang sama, yakni US\$100 per barel). Harga minyak yang tinggi membutuhkan subsidi yang tinggi pula sehingga lebih besar dana yang bisa direalokasi untuk reinvestasi.

Pergerakan pertumbuhan PDB akibat perubahan kurs mata uang Rupiah dan harga minyak (Skenario-1 dan 2) sangat kecil, tidak lebih dari 0,005% dibanding Skenario Dasar. Sedangkan akibat substitusi dan investasi, kenaikannya berkisar antara 0,21% dan 0,30% untuk Skenario-3 dan Skenario-4, suatu peningkatan pertumbuhan PDB yang cukup signifikan. Apalagi dikala harga minyak bumi naik ke taraf US\$100 per barel, kenaikannya mencapai 0,37% (Skenario-6). Kalau penghematan-penghematan di Skenario-4 tidak diinvestasikan, maka kenaikan pertumbuhan PDB hanya 0,07% (Skenario-5).

Mengingat substitusi BBM dengan gas bumi untuk sektor industri dan listrik sudah sejalan dengan kebijakan Pemerintah, dan investasi yang diperlukan sangat rendah (Rp9,4 triliun per tahun nilai 2010) dibandingkan dengan subsidi energi yang sedang berjalan (di atas Rp100 triliun per tahun) serta investasi ini pun dilakukan oleh pihak swasta maka Skenario-3 ini direkomendasi untuk segera dilaksanakan.

Penting untuk diingat bahwa investasi infrastruktur gas bumi sebesar Rp12,6 triliun per tahun (nilai tahun 2010) di atas Skenario Dasar, memungkinkan penurunan subsidi yang sangat besar untuk di realokasi untuk investasi. Dana pemerintah yang sedemikian besar untuk belanja modal sangat bermanfaat bagi kepentingan umum dan swasta. Misalnya peningkatan sistem transportasi-jalan-jembatan, pengolahan air bersih dan kotor, serta fasilitas umum lainnya seperti yang disebutkan oleh Tumiwa et al. (2011) dan didambakan umumnya rakyat Indonesia.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari hasil penelitian ini adalah:

1. Makin rendah harga gas bumi makin tinggi kemampuannya mensubstitusi BBM yang lebih mahal, menggunakan optimasi didapat harga gas bumi:
 - a. antara 59-71% dari harga BBM di sektor transportasi;
 - b. antara 57-63% dari harga BBM di sektor industri dan listrik;kisaran presentase-presentase di atas untuk harga minyak bumi US\$100 per barel di batas bawah dan US\$60 per barel di batas atas. Makin tinggi harga minyak bumi makin besar kemampuan gas bumi untuk mensubstitusi BBM. Selisih-selisih harga di atas sudah cukup menarik bagi konsumen untuk pindah dari BBM ke bahan bakar gas bumi.

2. Investasi infrastruktur gas bumi di sektor listrik dan industri sebesar Rp1 triliun per tahun di atas investasi *business as usual* mampu mensubstitusi 4,72 juta kL BBM per tahun, yang berdampak terhadap penghematan subsidi, impor (devisa) dan biaya operasi sebesar 9,9-20,7 kali lipat nilai investasinya. Dengan jumlah investasi yang sama di sektor transportasi, terjadi substitusi 2,18 juta kL BBM per tahun dengan penghematan 1,2-7,0 kali lipat nilai investasinya. Kisaran penghematan-penghematan di atas untuk harga minyak bumi US\$60 per barel di batas bawah dan US\$100 per barel di batas atas. Dibanding sektor industri dan listrik, penghematan di sektor transportasi lebih kecil karena masih berlaku skenario kebijakan subsidi, biaya distribusi gas bumi di sektor ini lebih tinggi (yang dapat ditekan dengan mengurangi porsi CNG) dan kenaikan efisiensi di sektor pembangkitan listrik cukup signifikan. Walaupun demikian untuk harga minyak US\$100 per barel penghematan impor dan subsidi sebesar 7,0 dan 5,1 kali lipat nilai investasinya di sektor transportasi masih bisa dibilang signifikan.

3. Dari aspek makroekonomi, substitusi BBM oleh gas bumi disamping memberikan implikasi penghematan, juga akan:
 - a. menaikkan PDB antara 3,04-5,14%;
 - b. meningkatkan pertumbuhan PDB antara 0,21-0,37%;
 - c. menurunkan pengangguran antara 26,78- 44,23%;
 - d. menaikkan inflasi antara 1-1,75%

besarnya presentase-presentase di atas tergantung pada jumlah substitusi BBM (rata-rata 21,95-39,24 juta kL per tahun), pengurangan biaya energi dan subsidi yang dialokasikan kembali sebagai investasi dan harga minyak mentah (USD80-100 per barel). Apabila penghematan-penghematan yang terjadi sama sekali tidak di investasikan maka batas-batas bawah di atas akan menjadi jauh berkurang. Penurunan pengangguran dimungkinkan oleh peningkatan investasi yang sangat besar terutama akibat realokasi subsidi energi ke sektor konstruksi, seperti dengan meningkatkan atau membangun fasilitas-fasilitas kepentingan umum. Perubahan harga minyak mentah dan nilai mata uang saja tidak secara signifikan mempengaruhi ekonomi makro Indonesia. Secara keseluruhan penggunaan gas bumi sebagai substitusi BBM akan meningkatkan kinerja perekonomian Indonesia secara signifikan.

5.2 Saran

Pemerintah perlu mensubsidi CNG transportasi agar selisihnya dengan harga BBM lebih menarik bagi konsumen untuk pindah secara sukarela. Disamping itu mensubsidi gas bumi jauh lebih murah dari pada mensubsidi BBM. Alternatif lainnya yaitu mensubsidi konverter CNG.

Mengingat tingginya penghematan-penghematan di sektor industri dan listrik akibat substitusi, sektor-sektor ini seyogyanya mendapat prioritas pasokan gas bumi. Terutama sektor listrik, selain dapat menghemat subsidi, realokasi subsidinya berupa investasi di sektor konstruksi dapat meningkatkan PDB dan yang lebih penting dapat menurunkan pengangguran secara signifikan.

DAFTAR PUSTAKA

- Badan Pusat Statistik (BPS) 2005. Statistik 60 Tahun Indonesia Merdeka, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik (BPS) 2009. Tabel Statistik, Produk Domestik Regional Bruto, <http://www.bps.go.id/>, Jakarta.
- Badan Pusat Statistik (BPS) 2011. Produk Domestik Bruto atas Dasar Harga Berlaku Menurut Lapangan Usaha, <http://www.bps.go.id/>, Jakarta.
- Barnes, D. F. and Halpern, J., (2000) *The Role of Energy Subsidies*, Energy Services for the World's Poor, pp.60-68.
- Beaton, C. dan Lontoh, L. (2010) *Lessons Learned from Indonesia's Attempts to Reform Fossil-Fuel Subsidies*. International Institute for Sustainable Development. Winnipeg, ManitobaCanada.
- Birol, F., Aleagma, A.V. and Ferroukhi, R. (1995). *The Economic Impact of Subsidy Phase Out in Oil Exporting Developing Countries : A Case Study of Algeria, Iran and Nigeria*. Energy Policy, Vol. 23 No. 3, pp. 209-215.
- Birol, F., dan Keppler, J. H., (1999). *Looking at Energy Subsidies: Getting the Price Right Energy Prices and Taxes*, International Energy Agency, 3rd Quarter 1999, pp xi- xxiii
- Braithwaite, D., Soelaiman, S., Wiroyudo, G. K., Trimurdadi, H., Soeleman, S., Utomo, S. P. dan Rakhmanto, P. A. (2010). *Fossil Fuels – At what Cost? Government support for upstream oil and gas activities in Indonesia*. International Institute for Sustainable Development. Geneva, Switzerland.
- British Petroleum (2012), Statistical Review 2011, http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.xls, diakses terakhir 19 Mei 2012.
- Caloghirou, Y. D., Mourelatos, A. G. and Roboli, A. (1996) 'Macroeconomic Impacts of Natural Gas Introduction in Greece', *Energy* Vol. 21, No. 10, pp.899-909.
- Chandra, V. (2006) *Fundamentals of Natural Gas: An International Perspective*. Oklahoma: Penn Well.
- Gujarati, D. (1999) *Essentials of Econometrics*, McGraw Hill.

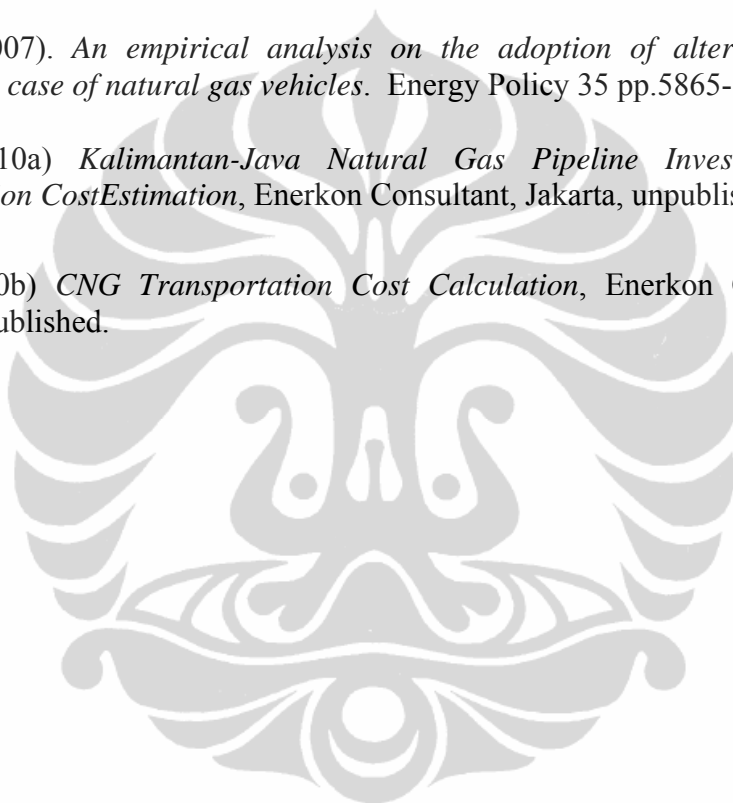
- Hirshleifer, J., Glazer, A., and Hirshleifer, D. (2005) *Price Theory and Applications 7Th Edition*, Cambridge University Press.
- Hong Tau Lee, Sheu Hua Chen, He Yau Kang, (2004). *A Study of Generalized Reduced Gradient Method with Different Search Directions*. Journal of Quantity Management, Vol. 1, No. 1, p25-38. Taiwan.
- Huppmann, D., Egging, R., Holz, F., Hirschhausen, C., and Ruster, S. (2011) *The world gas market in 2030 – development scenarios using the World Gas Model*. International Journal of Global Energy Issues 2011 - Vol. 35, No.1 pp.64 – 84. Inderscience Publisher.
- International Association for Natural Gas Vehicles (IANGV) (2011), *Natural Gas Vehicle Statistics*, <http://www.iangv.org/stats/>, accessed on: 01 Nov. 2011.
- International Energy Agency (IEA) (2010), *World Energy Outlook 2010, Part E: Focus on Energy Subsidies*.
- International Monetary Fund (IMF) 2010. World Economic Outlook data, IMF, Indonesia Section, <http://www.econstats.com/weo/CIDN.htm>, (accesses on 24 February 2011).
- Intriligator, M.D., Bodkin, R.G. and Hsiao, C. (1996), *Econometric Models, Techniques, and Applications, 2nd edition* Prentice Hall, Inc, New Jersey.
- Jensen, J. T. (2011) ‘Asian Natural Gas Markets: Supply, Infrastructure and Pricing Issues’, a background paper prepared for: “The National Bureau of Asian Research: 2011 Pacific Energy Summit”, Jakarta.
- Kelling, C., Reith, K. and Sekirnjak E. (2000) *A Practical Approach to Transient Optimization for Gas Network*, Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, October 28 – 30, 2000, Savannah, Georgia.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) (1973) *Kontrak Penjualan LNG antara Pertamina dan Jepang 1973*.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2008) *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2007*.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2009a) *Neraca Gas Indonesia 2009-2020*, 1 Jan. 2009.

- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2009b) *Coalbed Methane Development (opportunities in Indonesia)*, Directorate General of Oil and Gas.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2009c) *Indonesia Energy Outlook 2009*.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2010) *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2010*, Centre for Data and Information on Energy and Mineral Resources.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2011a) Inisiatif Energi Bersih, *Reducing Emission from Fossil Fuel Burning*, DirJen. Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi. Semi Loka Nasional *Clean Energy Development: REFF-Burn Depok*, 12 Januari 2011.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2011b) *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2011*, Centre for Data and Information on Energy and Mineral Resources.
- Kementerian Keuangan (2011) Data Pokok APBN 2006-2012 rev. 1
- Kosmo, M. (1989) 'Commercial Energy Subsidies in Developing Countries, Opportunity for reform', *Energy Policy*, June 1989, pp.244-253.
- Koutsoyiannis, A. (1977) *Theory of Econometrics*, 2nd. Ed, Macmillan.
- Lee, H. (2005) '*Dawning of a New Era: The LNG Story*', Discussion Paper 2005-07, Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, April 2005.
- Li, X., Armagan, E., Tomasgard, A., Barton, P. I. (2010) Stochastic Pooling Problem for Natural gas Production Network Design and Operation Under Uncertainty, *AIChE Journal* 2010.
- Lim H.-J. And Yoo S.-H. (2012). Natural Gas Consumption and Economic Growth in Korea: A Causality Analysis. *Energy Sources, Part B*. 7(2):169-176
- Lu, C., Zhang, X. and He, J. (2010). A CGE analysis to study the impacts of energy investment on economic growth and carbon dioxide emission: A case of Shaanxi Province in western China. *Energy* 35: 4319-4327.
- Maane, L.O.R. (2009) *Donggi-Senoro Natural Gas Study: Domestic Transportation option, LNG or CNG*, PT. IKPT, p.6.

- Microsoft (2010) About Solver – Excel – Microsoft Office Online, Microsoft Corp., <http://office.microsoft.com/en-us/excel/HP051983681033.aspx>, last accessed: 18 May 2010.
- Midthun, K. T., Bjørndal, M. and Tomasgard, A. (2009), *Modeling Optimal Economic Dispatch and System Effects in Natural Gas networks*, Energy Journal, Vol. 30, No. 4, p155.
- Morgan, T. (2007) *Energy Subsidies: Their Magnitude, How they Affect Energy Investment and Greenhouse Gas Emissions, and Prospects for Reform*, Menecon Consulting, Energy Subsidies – Final Report 10 June 2007
- Nugroho, H. T. (2010). The Impacts of Petroleum Fuels Price Subsidy on Economic Performance and Poverty in Indonesia. PhD Dissertation. The School of Post Graduate. Bogor Institute of Agriculture. Bogor. Indonesia. (Indonesian).
- Parker, N. (2004) *Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs*, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis.
- Pertamina (2012) Retail Fuel Marketing Region, Pemasaran BBM Retail Region I s/d VIII, http://www.pertamina.com/index.php/detail/read/office_address, diakses terakhir 20 Mei 2012.
- Permana, A. D., Sugiyono, A., Suharyono, H. and Boedoyo, M. S. (editors) (2010) *Outlook Energi 2010 Indonesia*, BPPT
- Perry, R. H., Green, D. H. (1997) *Perry's Chemical Engineers' Handbook 7th Edition*, McGraw-Hill, p. 9.
- PGN tbk (2008), Completion of South Sumatera West Java (SSWJ) Project, Jakarta.
- Pike, R. W. (2001) *Optimization for Engineering Systems*, Minerals Processing Research Institute, LouisianaStateUniversity, online textbook: <http://www.mpri.lsu.edu/bookindex.html>, diakses terakhir 27 Pebruari 2012.
- Pindyck, R. S. and Rubinfeld, D. L. (1991) *Econometric models and economic forecasts*. McGraw-Hill, Inc., 3rd edition.
- PLN, PT (2008) *Statistik PLN 2007*.
- PLN, PT (2011) *Statistik PLN 2010*.
- Rømo, F., Tomasgard, A., Hellemo, L., Fodstad, M., Eidesen, B. H. and Pedersen, B. (2009) Optimizing the Norwegian Natural Gas Production and Transport, *Interfaces*, Vol. 39, No. 1 pp.46-56.

- Sekirnjak, E. (1996) *Practical Experiences with Various Optimization Techniques for Gas Transmission and Distribution Systems*, Pipeline Simulation Interest Group Annual Meeting, October 23 -25, 1996, San Francisco, California.
- Serletis, A., Timilsina, G. R. and Vasetsky, O. (2010).International evidence on sectoral interfuel substitution. *The Energy Journal* 31 (4):1-29.
- Shively, B. and Ferrare J. (2005) *Understanding Today's Global LNG Business*. San Francisco: Enerdynamics LLC, 2005.
- Stoffregen, J., Botros, K. K., Sennhauser, D. J., Jungowski, K. and Golshan, H. (2005) 'Pipeline Network Optimization – Application of Genetic Algorithm Methodologies', *Pipeline Simulation Interest Group*, PSIG 0502.
- Tjandranegara, A. Q. dan Purwanto, S. W. (2009) The New Energy Subsidy Paradigm: Subsidy Substitution from Domestic Fuel to Natural Gas Base Energy, Proceedings Indonesia Petroleum Association, Thirty-Third Annual Convention & Exhibition, May 2009.
- Tjandranegara, A.Q. (2010) Paradigma Baru Subsidi Energi: Dari Subsidi BBM ke Subsidi Gas Bumi, paper yang presentasikan di Dialog Gas Nasional 2010, Jakarta, 13 Apr. 2010.
- Tjandranegara, A.Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2010) Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and its Financial and Environmental Effects to Indonesia, The First International Seminar on Fundamental & Application of Chemical Engineering (ISFACHE), November 3-4, 2010, Bali.
- Tjandranegara, A. Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2011) Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Analysis of Supply-Demand Projections, Infrastructures, Investments and End-User Prices. *Jurnal Makara, Seri Teknologi* 15(1): 45-54.
- Tjandranegara, A. Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2012) Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Impact on Economic Performance in Indonesia, Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, Taylor & Francis Group (with impact factor, in press).
- Tumiwa, F., Laan, T., Lang, K. dan Vis-Dunbar, D. (2011) *A Citizen's Guide to Energy Subsidies in Indonesia*. International Institute for Sustainable Development. Winnipeg, ManitobaCanada.

- U.S. Energy Information Administration (2011), Natural Gas Prices, http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_a.htm, accessed on: 13 April 2011.
- U.S. Energy Information Administration (2012), International Energy Statistics, <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm> last accessed May 9, 2012.
- Valadkhani, A. (2004) History of macroeconometric modelling: lessons from past experience, *Journal of Policy Modeling* 26:265–281
- Yeh, Sonia. (2007). *An empirical analysis on the adoption of alternative fuel vehicles: The case of natural gas vehicles*. *Energy Policy* 35 pp.5865-5875.
- Zawier, I. (2010a) *Kalimantan-Java Natural Gas Pipeline Investment and Transportation Cost Estimation*, Enerkon Consultant, Jakarta, unpublished.
- Zawier, I. (2010b) *CNG Transportation Cost Calculation*, Enerkon Consultant, Jakarta, unpublished.



CURRICULUM VITAE

Nama : Ir. Drs. A. Qoyum Tjandranegara, Ing.ec
TTL : Garut , 14 Januari 1939
Agama : Islam
Alamat : Jl. Patra Kuningan XIV/1, Jakarta Selatan



Pendidikan:

- 1964 Lulus dari Institut Teknologi Bandung (ITB) Jurusan Kimia Teknik (S1).
 1969 Lulus dari Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et Moteur, Jurusan Ekonomi Perminyakan di Rueil Malmaison, Perancis (S2).
 1985 Lulus dari Universitas Indonesia (UI) – Ekstension Jurusan Ekonomi Perusahaan (S1).
 Jan 2008–saat ini Program Doktor (S3) Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Publikasi Karya Ilmiah:

1. Tjandranegara, A.Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2010), Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and Its Financial and Environmental Effect to Indonesia, The First International Seminar on Fundamental & Application of Chemical Engineering (ISFACHE), November 3- 4, 2010, Bali.
2. Tjandranegara, A.Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2011), Natural Gas As Petroleum Fuels Substitution: Analysis Of Supply-Demand Projections, Infrastructures, Investments And End-User Prices. Jurnal Makara, Seri Teknologi 15 (1): 45-54.
3. Tjandranegara, A.Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. (2012), Natural Gas As Petroleum Fuels Substitution: Impact on Economic Performance in Indonesia, Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, Taylor & Francis Group (with impact factor, in press).

Riwayat Pekerjaan:

- 1984 – 1988 : Staf Ahli Menteri Negara (Mensesneg)
- 1988 – Jan 1992 : Staf Ahli Menteri Pertambangan dan Energi, merangkap Sekretaris Dewan Komisaris Pemerintah untuk Pertamina
- 1992 – 1997 dan
1997 – 1999 : Keanggotaan Legislatif MPR-RI
- 1992 – 2001 : Direktur Utama PT Perusahaan Gas Negara
- Feb 2002 – 2004 : Staf Khusus Wakil Presiden Republik Indonesia - Sektor Energi dan Industri
- 2004 – saat ini : Komisaris Independen PT Energi Mega Persada (EMP) Tbk., merangkap Ketua Komite Audit dan Ketua Komite Remunerasi Dan Nominasi PT EMP Tbk.
- Sep 2007 – Des 2008 : Penasehat/Staf Ahli Badan Pelaksana Hilir BPH MIGAS
- Feb 2010 – Des 2011 : Staf Ahli untuk Dirut PT Perusahaan Gas Negara
- Jan 2012 – saat ini : Anggota Komite BPH Migas

Organisasi:

- 1994 – 2006 : Bendahara dan Ketua PB. PELTI
- 1989 – 1999 : Bendahara, Ketua Bidang Keanggotaan dan Akreditasi Persatuan Insinyur Indonesia (PII)
- 1999 – 2001 : Ketua Umum Pusat Persatuan Insinyur Indonesia (PII)
- 2001 – 2003 : Ketua Dewan Pertimbangan Persatuan Insinyur Indonesia (PII)
- 1999 – 2003 : Wakil Ketua Dewan Pertimbangan KADIN Pusat
- 1999 – 2003 : Anggota Komite Pemulihan Ekonomi Nasional, KADIN

Tanda Penghargaan yang Diperoleh :

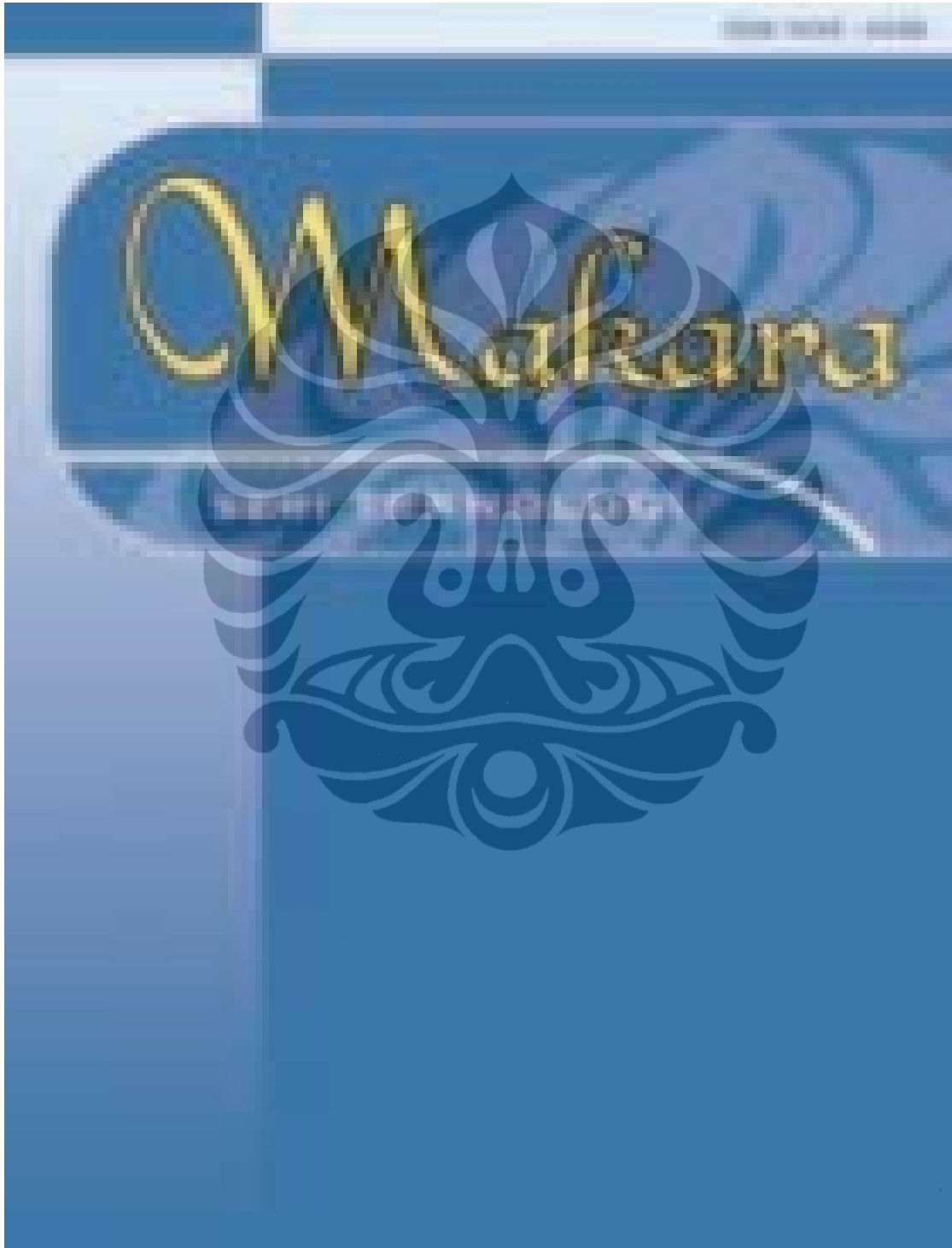
1. Satya Lencana Wirakarya (1986)
2. Satya Lencana Pembangunan (1991)
3. Satya Lencana Karya Satya Setia 30 Tahun (1994)
4. Bintang Jasa Utama (1998)
5. Surat Penghargaan dari World Bank mengenai Proyek Gas (1998)
6. Penghargaan Adicipta Rekayasa dari Persatuan Insinyur Indonesia/PII (2000)
7. Surat Penghargaan dari Asian Development Bank/ADB (2000) Fellowship Engineer Certificate dari Asean Engineering Association (2000)
8. Bintang Mahaputera Nararya (17 Agustus 2005)

Jakarta, 13 Juli 2012

A. Qoyum Tjandranegara

Universitas Indonesia

Lampiran 1: Natural Gas as Petroleum Fuel Substitution: Analysis of Supply-Demand Projections, Infrastructures, Investments and End-User Prices



NATURAL GAS AS PETROLEUM FUEL SUBSTITUTION: ANALYSIS OF SUPPLY-DEMAND PROJECTIONS, INFRASTRUCTURES, INVESTMENTS AND END-USER PRICES

Abdul Qoyum Tjandranegara¹, Arsegianto², and Widodo Wahyu Purwanto^{1*)}

1. Chemical Engineering Department, Faculty of Engineering, University of Indonesia, Depok 16424, Indonesia

2. Petroleum Study Program, Faculty of Mines and Petroleum Engineering, ITB, Bandung 40132, Indonesia

^{*)}E-mail: widodo@che.ui.ac.id

Abstract

The petroleum fuels (PF) subsidy has long burdens the government spending, and discourages less expensive energy usage such as natural gas (NG). Exporting NG and importing the more expensive PF products cause financial losses to Indonesia. The lack of NG infrastructure is the main hurdle in maximizing domestic NG usage and so does the perception of its high investment costs burdening government spending and pushing the NG transportation cost up. This study calculates the required NG infrastructure and its investments for several levels of PF substitutions up to 2030. To balance the NG demands, the supply from each field and its corresponding infrastructures needed was calculated and optimized using non-linear programming with generalized reduced gradient method to calculate the lowest transportation cost for the consumers. The study shows with a favorable return on investments attractive to private investors, the NG prices can still be put much lower than PF prices, allowing subsidy, import and production cost savings in many sectors. Furthermore, the highest level of substitution scenario needs only US\$ 2.07 billion a year investment, very low compare to the current US\$ 14.17 billion a year PF and electricity subsidy.

Keywords: alternative energy, gas supply-demand, infrastructure cost, oil substitution, optimization

1. Introduction

Unlike Indonesia, many countries both NG exporters and importers subsidized its NG price [1], to encourage the less expensive NG usage which has 50%-60% lower prices than that of PF. An estimated of US\$ 10.37 billion a year net-export losses occurred due to exporting NG and importing the more expensive PF [2]. From 2006 to 2010, the PF subsidy for transportation and electricity subsidy (mostly due to PF usage) have reached a total average of US\$ 14.17 billion a year or about 15% of Indonesian government spending [3], quite a significant amount.

In the energy sector, Indonesia has adhered to a PF subsidy policy, first adopted in the 1950s. Such a subsidy policy has been workable as long as Indonesian PF demand remained lower than the volume of oil actually produced and allocated for the Indonesia government. The economic reality is that Indonesia became a net oil importer in 1997; therefore the policy has to be reconsidered [2].

Studies show that excessive energy subsidy resulted negative impacts in many fossil fuels producer countries. The subsidy burdens the government

spending, lowers the country income, distorts the national economy, discourages alternative energy infrastructure investment/usage, encourages excessive subsidized energy usage (because its low price), and in turn increases the country environmental vulnerability. Furthermore the subsidy is off target. Although, many agree that reducing the energy subsidy is not an easy task [1,4-7].

A study in Greece estimated an increase up to a staggering 3% in its gross domestic products (GDP) due to PF substitution with NG. This eight year NG transmission pipeline and distribution networks project was budgeted for US\$ 2 billion in constant 1992 prices [8].

NG vehicles adoption dramatically increased in many countries, such in Pakistan, India and Bangladesh [9]. According to Yeh [10], there were three main reasons for a country to encourage such direction. *First*, lower air pollutions, especially in big and highly populated cities. *Second*, minimum investment required because the availability of the NG infrastructure, *Third*, to lower the dependency on expensive imported PF. Whereas, on the consumers side the less expensive NG fuel at the filling stations (40%-60% less expensive than PF) is the

main factor for the consumers to switch to NG fuel in compressed natural gas (CNG) state.

Except for Italy which already developed, Engerer and Horn suggested the market penetration of natural gas as vehicle fuel should be promoted in Europe. European governments have developed incentives (e.g. tax reductions) to foster natural gas vehicles. However, the focus is on hybrid technology and the electric car, which, however, need further technical improvement. In contrast, the use of natural gas in conventional engines is technically mature [11]. For example, Toyota Prius Hybrid (gasoline) and VW Passat TSI EcoFuel (CNG) have similar long mileage, about 21 km per litre of gasoline (litre equivalent for CNG engine), however the CNG vehicle fuel cost about half that of the more complex gasoline hybrid car [12-13]. Additional NG imports to Europe can be avoided by further improvements of energy efficiency that will also reduce PF consumption.

Other lower price alternative fuel to PF is coal (lowest price among fossil fuels, mainly for power generation), but it is not preferable because it has the highest CO₂ emissions compare to that of PF or NG. And its emissions becomes the highest of the three fossil fuels in Indonesia, surpassing that of PF in 2008 and climbing at a rate of 20 Mt CO₂ per year whereas the combined PF and NG rate climbs only at 8 Mt CO₂ per year [14].

Therefore, the Indonesian government should encourage less expensive alternative fuels, such as NG to replace PF to lower the amount of subsidies, imports and production costs, which can accelerate its economic growth. However, the lack of NG infrastructure in Indonesia is the main hurdle in maximizing domestic NG usage and so does the perception of its high investment costs burdening government spending and pushing the NG transportation cost up, diminishing its low price advantage over PF; considering Indonesia consist of thousands of islands and its energy demand centers are far away from its supply sources.

This study analyzes Indonesia NG supply and demand projections, the required infrastructure and its investments for several levels of PF substitutions up to 2030. With a favorable return on investments attractive to private investors, the study will show whether the NG still hold the price advantages over PF at several crude oil price levels. It is hoped, the study can be used for determining the national energy, subsidy, financial and economy policies.

2. Methods

To obtain the NG infrastructure investment amount, schedule and transportation costs up to 2030, a comprehensive energy demand projections is required to

see the overall picture. This includes energy demands such as coal and renewable energy in all sectors as well as NG for non-energy and export. Exclude the bio-mass energy demand. This study focuses in three dominant energy consuming sectors: industry, transportation and electricity. The electricity sector includes all electricity demand from other sectors. Using substitution scenarios the total yearly NG demands for each sector can be determined.

Unlike energy demand projections from Indonesia's Ministry of Energy and Mineral Resources [15] and Permana *et al.* [16], this study also projects Indonesia into eight regional energy demands, so both regional and national demands are taken into consideration in determining regional NG supply projections and its infrastructure requirements.

NG demands were balanced by certain amount of supply from every possible methane source fields in Indonesia through its corresponding infrastructures linking its end users (regions). The supply is mainly from current conventional NG and in the future from Coal Bed Methane (CBM) sources. An optimization using non-linear programming will determined the amount of production from each field and its corresponding infrastructures to ensure it provides the lowest mid-stream transportation costs to the consumers. Because majority of consumptions located in Java, optimization can be focused only on infrastructures delivering NG to and within Java.

Several pre-calculated infrastructures with several capacities have to be calculated first in order the optimization can be executed. It is a trial and error scheme with engineering judgment involved where the resulted infrastructure capacity should not be far from its pre-calculated capacity. The pre-calculated infrastructure has to be separately optimized, for instance whether to choose one large diameter size pipeline or two smaller size pipes for a certain flow rate and distance in combination of the needed compressors.

In comparison to most pipeline network optimizations such as Romø *et al.* [17] and Stoffregen *et al.* [18], they have more comprehensive constrains such as mass balance and pressure. Whereas this study is aim to minimize mid-stream transmission cost/toll fees while maintaining certain return on investment on NG infrastructures (pipelines, LNG plants and receiving terminals), their objectives were to minimize fuel consumption and maximize gas flow. Midthun *et al.* [19] optimization includes more comprehensive social and economic objectives such as maximizing social, consumer and producer surpluses. However, unlike this study the optimizations only apply to pipeline network systems.

Energy Supply and Demand Projections. Each fuel type demand projection is a function of energy demand in each sector (industry, transportation or electricity) and GDP [20] as shown in:

$$D_n = D_{n-1}(1 + \alpha) \quad (1)$$

$$\alpha = \varepsilon_{Historical} \alpha_{GDP} \quad (2)$$

$$\varepsilon_{Historical} = \frac{\alpha_{Historical}}{\alpha_{GDP, Historical}} \quad (3)$$

where D_n is the fuel demand in a sector in year n , α is its demand growth projection, α_{GDP} is its GDP growth projection and $\varepsilon_{Historical}$ is its fuel elasticity demand in a sector. $\varepsilon_{Historical}$ is calculated from the average 2000-2007 elasticity. Regional energy demand is calculated using its regional GDP, but using the national elasticity demand for each sector due to the lack of regional data.

Historical production, consumption and GDP data were taken from official Indonesian sources [21-24]. The Indonesia GDP growth assumptions are as follows: 2008-2012: 4.5%; 2013-2017: 5.5% and 2018-2030: 6.5%.

NG field supply projection is related to its demand projection and its predicted reserve lifetime. CBM supply projection is taken from CBM Prospect [24].

Substitution Scenarios. NG demand is also dependent on the amount of switching/substitution from other fuel, in this case PF. The following are four PF substitutions to NG scenarios. *Scenario-1* or base scenario, assumed to be no switching between fuels, constant in fuels proportion usage up to 2030 as in 2007 proportions. In *Scenario-2* referring to the *contracted demand* in the Indonesian Gas Balance 2009-2020 [25], a 15% increase compare to 2007 NG usage proportion in the electricity sectors, applied between 2015 and 2030, lowering the PF demand. Whereas only a 5% increase is applied to the industry sector. *Scenario-3* is Scenario-2 plus a gradual 25% substitution increase of PF (subsidize gasoline and diesel fuel) to NG in the transportation sector. A 6% substitution in 2015, gradually increase to 25% in 2024 and stays in this level up to 2030. *Scenario-4* is Scenario-2 plus a gradual 45% substitution increase of PF to NG in the transportation sector. A 6% substitution in 2015, gradually increase to 42% in 2024 and stays at 45% between 2027-2030. Only in Scenario-3 and 4 additional supply of CBM were added, due to their higher demands.

In the electricity sector, in replacing diesel fuel with NG, the replacement power plants predicted to consume 23.13 MMSCFD to generate 1000 Mwh electricity in a year. PT Indonesia Power and PTPJB power plants consumption in 2007 is made as a reference [23].

Natural Gas Transportation Cost. NG transportation cost depends on its infrastructure type, capacity, investment amount and repayment scheme. The lower its capacity the higher its transportation cost, as describe in the following second order polynomial equation:

$$c = e + f v + g v^2 \quad (4)$$

Where c is the transportation cost (USD/MMBTU) for an infrastructure, v is the total volume (MMSCFD) of NG that went through the infrastructure. e , f , and g (constant, no unit) are regression results of the infrastructure.

Pipeline investment estimates were taken from the current PGN Tbk projects [26]. Cost US\$ 35,000 per km-inch for onshore pipelines and US\$ 50,000 per km-inch for offshore pipelines. An estimated of US\$ 2,300 per horsepower for the compressor cost.

In calculating e , f , and g using regressions, the LNG plant and receiving terminal investment estimate is calculated using the *exponential method* [27], with the base investment of US\$ 756 million for an *LNG plant* with 3.34 mtpa capacity and US\$ 200 million for its tanker harbor. Cost US\$ 360 million for the regasification/receiving terminal with 3.75 mtpa capacity [28].

LNG tanker transportation cost is calculated using Henry Lee formula [29]:

$$c_{tanker} = 7 \times 10^{-5} \times L + 0.102 \quad (5)$$

Where c_{tanker} is the transportation cost (USD/MMBTU) and L is a round trip distance (Kilometer)

CNG transportation cost is estimated at US\$ 1.79 per MMBTU [30]. Assumptions in calculating infrastructure investments is shown in Table 1 [26].

Optimizing Transportation Cost. To minimize NG mid-stream transportation cost to Java, the following objective function is applied:

$$Z = \min \sum_{i=1}^m q_{ij} c_{ij} \quad j = 1, \dots, n_i \quad (6)$$

With the following constraints:

Regional demand:

$$\sum_{i=1}^m q_{ij} = D_i \quad j = 1, \dots, n_i \quad (7)$$

Infrastructure capacity:

$$\sum q_{ij.vol.through.k} \leq C_k \quad k = 1, \dots, o \quad (8)$$

Table 1. Infrastructure Investment Assumptions

	Infrastructure Type		
	Pipeline	Liquefaction	Regasification/CNG
Equity/Loan Ratio	30/70	30/70	30/70
IRR (%)	12	14	14
Payback duration (year)	8	6½	6½
Operation cost as percentage of fix asset (%)	2	4	1
Cost of money per year (%)	8	8	8
Loan duration (year)	8	8	8
Depreciation of fix asset (year)	10	8	8
Corporate tax (%)	30	30	30
Inflation per year (%)	5	5	5
Own use (%)	1	11	1
Construction duration and cost distribution	3 years, Year-1: 30%, Year-2: 50%, Year-3: 20%		

Production capacity:

$$\sum q_{ij, \text{vol. originated from } p} \leq S_p \quad p = 1, \dots, s \quad (9)$$

Where:

Z = Total transportation cost (USD per day)

q_{ij} = Demand volume region i supplied by a series of infrastructures j (MMSCFD)

c_{ij} = Transportation cost region i supplied by a series of infrastructures j (USD/MMBTU)

m = Number of regions (unit)

n_i = Number of infrastructure series linking region i (unit)

o = Number of infrastructure linking Java (unit)

D_i = Region i external demand (MMSCFD)

C_k = Infrastructure k supply capacity to Java (MMSCFD)

S_p = Field p supply capacity to Java (MMSCFD)

s = Number of gas fields (unit)

These non-linear programming equations are solved using Microsoft Excel with optimization add-on called SOLVER. It uses the *generalized reduced gradient* (GRG) method to reach the optimum solution [31].

The optimization allocates the production volumes from each field, fulfilling each region demands through a certain series of infrastructures (pipelines, LNG receiving terminal, tankers and LNG plants) in such a way that the total yearly NG transportation reached the minimum cost.

Because the optimization is only within a year, a synchronized infrastructure across multi-years has to be performed using the planner/engineering judgments. If for instance in a year Center Java was supplied by the pipeline from East Java and the next year the program choose the opposite pipeline from West Java, an additional or modified constrain(s) have to be imposed in such a way that resulted a technical and economical sensible decision.

Like most non-linear programming methods, it is easy to be trapped in local optimum solutions. To be able to reach a global optimum solution, several initial q_{ij} values have to be tried into the optimization program. An engineering judgment has to be applied as well. The same judgment has to be use in determining the infrastructure configuration.

It is predetermined that the largest demand in Java (west region) is supplied by pipelines from Sumatra and East Natuna. The second largest demand (east region) is supplied by pipelines from East Kalimantan. LNG from East Kalimantan, Papua, Maluku and Sulawesi can supply east or west part of Java as well as the north part of Sumatra (excluded from optimization). Central part of Java has the lowest demand and supplied from the east or/and west regions of Java through pipelines (Figure 1).

Estimated Petroleum Fuel and Natural Gas Prices.
The equations are calculated as follows:

$$P_{P_{intl}} = P_{CO} \times F_{PT} / 159 \quad (10)$$

$$P_{G_{intl}} = (P_{CO} / F_{OG} + P_{GT}) / H_{Val} \quad (11)$$

Where $P_{P_{intl}}$ is the average international petroleum fuel price and $P_{G_{intl}}$ is the equivalent international NG price (both inclusive their average transportation cost in USD/L). P_{CO} is the ICP crude oil price (USD/BBL). F_{PT} is the processing and transportation factor (1.341 for gasoline and 1.427 for diesel fuel correlated from current ICP and PERTAMINA retail prices). F_{OG} is the Oil-Gas Price conversion factor between ICP and Indonesian exported piped natural gas price (8.674 MMBTU/BBL on average between 2006-2008). P_{GT} is the natural gas transportation cost (USD/MMBTU). H_{Val} is the heating value of petroleum fuel (30.28 for gasoline and 27.29 for diesel fuel in L/MMBTU).

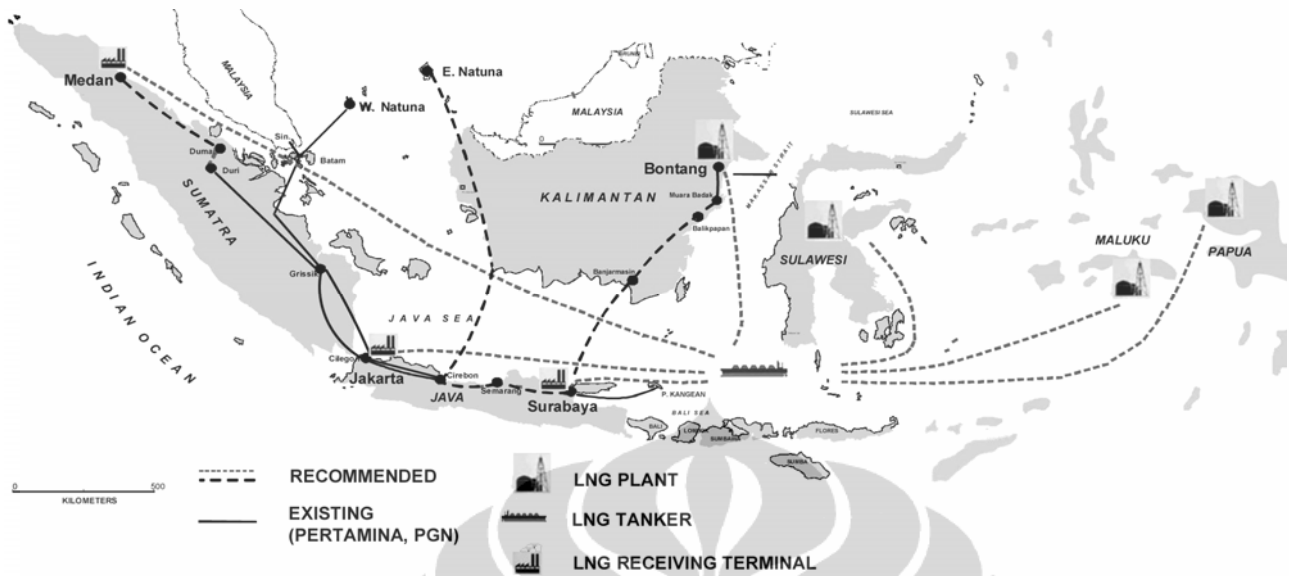


Figure 1. Natural Gas Pipelines/Main Transportation Route

3. Results and Discussion

Supply-Demand Projections. As less NG export is predicted [25], the projected Scenario-1 national NG demand looks decreasing at first, as shown in Fig. 2. The external Java NG demand shown in Fig. 3, Java demand projections minus local productions, looks constantly increasing without the influence of the decreasing NG export. These demand figures are used as constrains in the optimization.

The base scenario of Ministry of Energy and Mineral Resources demand projection [15] was much higher as the GDP growth assumptions were 7.2% between 2015 and 2030. Whereas Permana *et al.* [16] base demand projection was similar despite a lower GDP growth assumption (5.5% between 2008 and 2030), but with different projection methodology.

The differences will not affect the end results of this study, which is the NG affordability compares to PF. Furthermore, the additional investment cause by the differences can be drawn from the relation between NG demand and the required investment in this study.

Even though the optimization applied only to Java, the supply-demand balance is performed nationally. Table 2 shows the supply side, the production of each NG field in Indonesia supplying all demands including NG for export. In Scenario-4 due to the large demand increase, all Papua NG production is allocated for domestic usage in 2030.

Supply volumes from each field to each demand region in Java with the associated infrastructures used can be seen in Table 3 (Scenario-4 as an example).

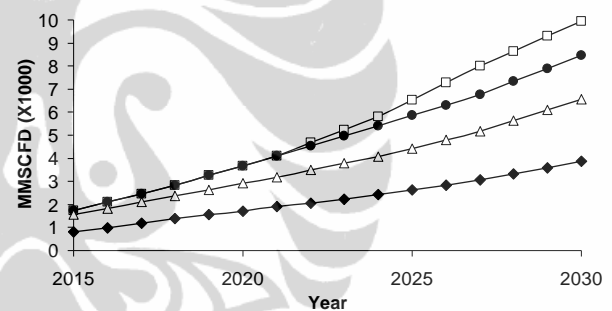


Figure 2. National Natural Gas Demand Projections, Scenario 1 (♦), 2 (Δ), 3 (●) and 4 (◻)

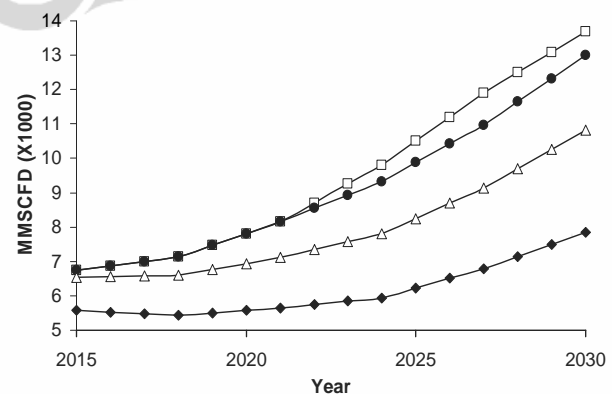


Figure 3. External Java Natural Gas Demand Projections, Scenario 1 (♦), 2 (Δ), 3 (●) and 4 (◻)

LNG imports can fill domestic supply deficiencies; it can even reduce the investment cost (see further discussion below).

Infrastructures. From figures in Table 3 the infrastructures capacity, cost and construction schedule can be derived as shown in Table 4 (next page). The infrastructure details can be seen in Table 5.

LNG receiving terminal in East Java will result a higher transportation cost, if built in the early years. And even higher if the East Kalimantan pipeline is built at the same time, which will cause both infrastructures slow in reaching their full capacity. Except if the LNG is planned to fuel a large fleet of vehicles or other similar schemes.

Due to the assumption that no CBM is supplied in Scenario-2, the more expensive LNG sources from East Indonesia came sooner to Java. While in Scenario-3 it gives higher priority to the less expensive CBM sources from Middle and South Sumatra as well as East Kalimantan (Table 4, Scenario-2 & 3 are not shown).

As seen in Fig. 4, Scenario-2 is a stepping stone to the higher scenarios. The Indonesian government policy seems to follow Scenario-2 as can be seen in the 2009-2020 Indonesia Gas Balance [25]. However, the current actual NG infrastructure construction progression is more towards Scenario-1. This means Java could encounter shortage of NG for its power plants in the future. If the less expensive coal continuously increased with larger proportion, greater environmental damages would be expected.

Investments. A US\$ 0.54 billion a year natural gas mid-stream infrastructure investment is still required to maintain the current mix/proportion of energy usage (Scenario-1). With an additional of US\$ 0.52 billion a year investment, 21.95 million kL per year diesel fuel can be substituted in the electricity and industry sectors (Scenario-2). Another US\$ 0.25 billion a year investment, enable additional 17.29 million kL per year

Table 2. National Natural Gas Supply Projections (MMSCFD)

Field Production	Scenario-1		Scenario-2		Scenario-3		Scenario-4	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030	2015	2030
Reg 1, Riau & Natuna Island	551	2593	1083	3500	1290	3700	1290	3700
Reg 1, NAD/Aceh	128	171	162	248	166	266	166	279
Reg 1, Sumatra-north	87	172	51	166	72	281	72	365
Reg 2, Sumatra-mid-south	1714	1683	1708	2087	1725	2022	1725	2092
Reg 3, Java-west	362	68	362	68	362	68	362	68
Reg 4, Java-central	91	142	158	142	158	142	158	142
Reg 5, Java-east	407	302	407	302	407	302	407	302
Reg 6, Kalimantan-east	1177	1581	1536	1651	1504	1661	1504	1661
Reg 7, Sulawesi-central	16	64	16	64	16	384	16	384
Reg 7, Sulawesi-south	13	54	13	410	13	90	13	90
Reg 8, Papua	1034	1021	1034	1652	1034	1610	1034	1602
Reg 8, Maluku-south				534				534
Reg 2, CBM Sumatra-mid-south						1410		1410
Reg 6, CBM Kalimantan-east						1058		1058
Total	5580	7851	6530	10824	6747	12994	6747	13687

Table 3. Optimization Results: Supply Volumes from Each Field with the Associated Infrastructures

Scenario-4	Java-west-region							Java-central-region							Java-east-region							MMSCFD	
	1) Sum	Nat	Kal	Sul	Mal	Pap	Total West	Nat	Kal	Kal	Pap	Mal	Kal	Pap	Mal	Total Central	Kal	Kal	Sul	Mal	Pap		Total East
Year	2) Btn	Cb	JW	JW	JW	JW	Total West	Cb-Sm	Sb-Sm	Cb-Sm	Cb-Sm	Cb-Sm	Sm-Sb	Sm-Sb	Sm-Sb	Total Central	Sby	JE	JE	JE	JE	JE	Total East
	3) Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	Total West	Gas	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	Total Central	Gas	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG	Total East
2015	650	618	70	0	0	0	1338	121	0	0	0	0	0	0	0	121	283	0	0	0	0	0	283
2018	956	973	58	0	0	0	1987	227	0	12	0	0	0	0	0	239	607	0	0	0	0	0	607
2021	1100	1626	0	0	0	35	2761	385	0	0	35	0	0	0	0	420	922	0	0	0	0	0	922
2024	1612	2045	0	0	0	70	3728	355	175	0	0	0	0	152	0	681	1281	0	0	0	121	231	1402
2027	1464	3409	0	0	61	36	4970	98	75	0	260	142	0	314	126	1015	1587	0	0	205	231	2023	2023
2030	2286	3101	82	0	0	656	6125	406	0	27	335	0	0	185	315	1268	1800	0	356	219	183	2558	2558

Notes: 1) Sources: Sum = Sumatra, Nat = East Natuna, Kal = East Kalimantan, Sul = Sentral Sulawesi, Mal = South Maluku, Pap = Papua

2) Destination: Btn = Banten + West Java, Cb = Cirebon, JW = West Java, JE = East Java, Sby = Surabaya, Cb-Sm = Cirebon-Semarang PL, Sb-Sm = Surabaya-Semarang PL

3) Gas state at Java landing point

Table 4. Natural Gas Mid-Stream Infrastructures Capacity, Cost and Construction Schedule

Scenario-1		billion USD																		
Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West Java pipeline	2 X 1200				0.88	1.47	0.59							0.88	1.47	0.59				
East-Kal - East Java pipeline	900									0.61	1.02	0.41								
Cirebon - Semarang pipeline	400									0.08	0.14	0.06								
LNG Recv Term West-Java	250	0.22																		
LNG Recv Term East-Java	250				0.04	0.11	0.07													
Total Cumulative		0.22	0.22	0.22	1.14	2.72	3.37	3.37	3.37	3.37	4.07	5.22	5.68	6.56	8.03	8.62	8.62	8.62	8.62	8.62

Scenario-4		billion USD																		
Infrastructure	Capacity (mmscfd)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Natuna - West Java pipeline	3 X 1200	0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				0.88	1.47	0.59				
East-Kal - East Java pipeline	2 X 900	0.61	1.02	0.41					0.61	1.02	0.41									
Cirebon - Semarang pipeline	400	0.08	0.14	0.06																
Semarang - Surabaya pipeline	400									0.10	0.17	0.07								
SSWJ I & II compressor exp	650→1100				0.05	0.08	0.03													
Pipa SSWJ III	1200								0.28	0.47	0.19									
LNG Plant Papua expansion	534							0.41	0.68	0.27										
LNG Plant Maluku-south	534																			
LNG Plant Sulawesi	356												0.47	0.78	0.31					
LNG Recv Term North-Sumatra	250																0.37	0.62	0.25	
LNG Recv Term West-Java	250+2X500	0.04	0.11	0.07										0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	
LNG Recv Term East-Java	3 X 500	0.22								0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07	0.11	0.18	0.07		
Total Cumulative		1.84	4.57	5.68	5.73	5.80	5.83	7.12	10.15	12.50	13.30	13.64	13.78	15.33	17.93	18.96	19.54	20.51	20.90	20.90

Table 5. Natural Gas Infrastructure Details

Infrastructure	Capacity		Length (km)	Diameter (inch)	Compr. (hp)	Investment (mil. USD)
	(mmscfd)	(mtpa)				
Natuna - West-Java pipeline	1200		1400	42	149,693	2931
East-Kal - East-Java pipeline	900		1100	42	30,000	2033
Cirebon - Semarang pipeline	400		250	32		280
Semarang - Surabaya pipeline	400		300	32		336
SSWJ I&II compressor expansion	650→1100 mmscfd				65,217	150
SSWJ III pipeline	1200		466	42	65,217	788
LNG Plant Papua expansion	534	4.00				1355
LNG Plant Maluku-south	534	4.00				1555
LNG Plant Sulawesi	356	2.67				1234
LNG Recv Terminal	250	1.87				220
LNG Recv Terminal	500	3.75				350

of petroleum fuel in the transportation sector can be substituted (Scenario-4, Scenario-3 is not analyze further because it's insignificant difference to Scenario-4). However, about US\$ 0.77 billion a year additional investment has to be invested if the downstream distribution network is mainly consist of CNG. Less investment needed if more pipeline distribution network will be built. Therefore for a total of US\$ 2.07 billion a year investment, 39.24 million kL per year of petroleum fuel can be substituted.

The above investment is small compare to the current energy subsidy; US\$ 8.90 billion a year in PF (subsidizing around 38 million kL per year PF) and US\$ 5.27 billion a year in electricity. Since private investor is aimed to fund the investment, the government can put its resources to support the substitution in other areas, such as subsidizing CNG converters for public transport vehicles, lower taxes on NG vehicles/engines and other supporting policies.

As mentioned above, importing LNG will lower investment cost, only 9% to 13% of total project capital expenditure according to Jensen [32], about 18% in this study, without the LNG tanker investment taken into account. Although, importing LNG will lower net-export as well which negatively impact GDP. Nonetheless it is still financially and environmentally more beneficial than importing the more expensive PF.

The study shows that to bring 1000 MMSCFD to Java through pipelines cost US\$ 2.38 billion, whereas through LNG receiving terminals cost only US\$ 0.66 billion, but at the expense of higher transmission cost as seen in Table 6.

End-User Prices. The projected NG prices are linked to crude oil prices, just as in most part of the world. Brown and Yücel [33] even saw that there was evidence linking NG price movements in Europe and North America, at least in the long-term.

Due to the current recession the NG price in U.S. is lower in 2010 despite the oil price averaging US\$76/BBL. The wellhead, electric power and industrial NG prices were more like that of year 2001-2003 where the oil price between US\$20 and US\$30/BBL, and much lower if inflation is taken into account. However commercial and vehicle NG prices were about twice as high. The prices are even much higher for residential usage. Indicating the NG prices in these sectors were linked to oil prices [34].

The NG transportation cost strongly tied to its capital expenditures, less to crude oil prices (Table 7), whereas PF processing and transportation cost mainly linked to (certain percentage of) crude oil prices. Table 8 shows NG export prices using Eq. 11 plus the highest, lowest and average transmission cost from Table 7; and PF prices using Eq. 10.

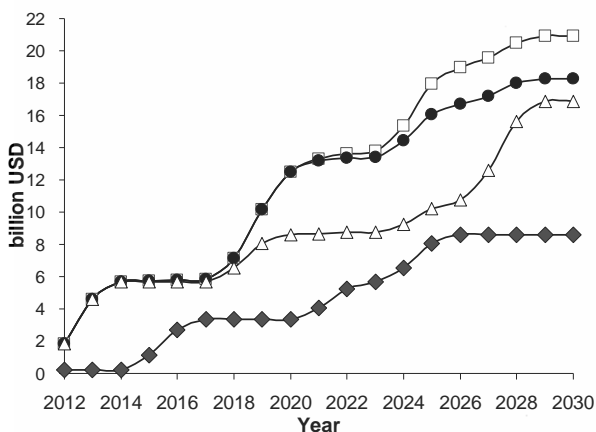


Figure 4. Cumulative Infrastructure Investment, Scenario 1 (◆), 2 (△), 3 (●) and 4 (◻)

Table 6. Mid-Stream Transmission Cost (USD/MMBTU)

Infrastructure	Cost
Natuna-Cirebon Pipeline	1.54
East Kal-Surabaya Pipeline	1.35
Papua-West Java LNG	3.02
Papua-East Java LNG	2.93
East Kal-West Java LNG	2.16
East Kal-East Java LNG	2.09

Table 7. NG Scenario-4 Mid-Stream Transmission Cost (USD/MMBTU)

Year	Crude Oil Price (USD/BBL)		
	60	80	100
2015	2.37	2.39	2.40
2018	1.72	1.73	1.73
2021	1.74	1.74	1.74
2024	1.76	1.77	1.79
2027	1.95	2.00	2.04
2030	2.11	2.17	2.23

Table 8. NG Prices plus Transmission Costs and PF Prices

	Crude Oil Price (USD/BBL)		
	60	80	100
	(USD/MMBTU)		
Export	6.92	9.22	11.53
Ex+Hi_Trans	9.29	11.61	13.92
Ex+Lo_Trans	8.64	10.95	13.26
Ex+Av_Trans	8.86	11.19	13.52
	(USD/Litre)		
Gasoline	0.5060	0.6747	0.8434
Diesel Fuel	0.5385	0.7180	0.8975

In the industry and electricity sectors, as seen in Table 9, with lower transportation cost the potential savings are significant (37% to 46%). It is assumed; only mid-stream transportation costs were applied in these sectors.

The downstream distribution cost of US\$ 1.79 per MMBTU, using CNG trucks, mother and daughter stations, is expensive compare to that of U.S. (Table 12). However, applying this figure the potential savings in the transportation sector still between 25% and 41% (Table 10 and 11).

If the industry and electricity sectors apply the distribution cost(using CNG), the savings become between 25% and 39%, the same Table 11 figures as in the transportation sector.

According to Yeh [10], the percentage price figures in Table 10 and 11 should be 60% or less to attract voluntary switching, considering the high CNG

converter cost and short return on investment expectation. As mentioned earlier, the converter subsidy would help break such barrier to entry, more significantly at the lower crude oil price points. Or apply some NG subsidy which is common in many countries [1].

The above savings have not taken the efficiency factor into account.

Therefore, with a favorable return on investments attractive to private investors as shown in Table 1, the NG prices can still be put much lower than PF prices, allowing subsidy, import and production cost savings in many sectors.

Table 9. NG USD per Liter Equivalent Price and Its Percentage to Diesel Fuel Price in the Industry and Electricity Sectors

	Crude Oil Price (USD/BBL)		
	60	80	100
NG End User Hi	0.3405	0.4253	0.5102
NG End User Lo	0.3165	0.4012	0.4859
NG End User Av	0.3246	0.4100	0.4953
NG_Hi / Diesel Fuel	63%	59%	57%
NG_Lo / Diesel Fuel	59%	56%	54%
NG_Av / Diesel Fuel	60%	57%	55%

Table 10. NG USD per Liter Equivalent Price and Its Percentage to Gasoline Price in the Transportation Sector

	Crude Oil Price (USD/BBL)		
	60	80	100
NG End User Hi	0.3660	0.4425	0.5189
NG End User Lo	0.3444	0.4207	0.4971
NG End User Av	0.3517	0.4286	0.5055
NG_Hi / Gasoline	72%	66%	62%
NG_Lo / Gasoline	68%	62%	59%
NG_Av / Gasoline	69%	64%	60%

Table 11. NG USD per Liter Equivalent Price and Its Percentage to Diesel Fuel Price in the Transportation Sector

	Crude Oil Price (USD/BBL)		
	60	80	100
Total Price-Hi	0.4061	0.4909	0.5758
Total Price-Lo	0.3821	0.4668	0.5515
Total Price-Avg	0.3902	0.4756	0.5609
NG_Hi / Diesel Fuel	75%	68%	64%
NG_Lo / Diesel Fuel	71%	65%	61%
NG_Av / Diesel Fuel	72%	66%	62%

Table 12. NG Transportation Cost Comparison, Average Constant Price 2000 (USD/MMBTU)

	Indonesia (future)	United States (historical)	
		Industry	Electric Transp.
Transmission	1.57	1.10	0.79
Distribution	1.54		0.77

Table 12 shows comparison to U.S. NG average transmission and distribution cost [34] calibrated using U.S. Consumer Price Index at year 2000 constant price. The city gate price is the point between the transmission and distribution segment in the transportation sector. More pipeline network is required to lower the distribution cost.

4. Conclusion

The optimization results are highly dependent on the projections / assumptions of the supply source locations and their reserve / production capacities. The optimization will prioritize the less expensive supply sources first which usually can be reached by pipelines.

It is important for Indonesia to follow the Scenario-2 first; in order the electricity and industry sectors can as much as possible use the less expensive NG replacing PF. Increasing the NG proportion in electricity sector is a must, in order to avoid blackouts in Java and to compensate for the increasing less environmental friendly coal fuel for power plants.

The highest level of substitution scenario needs only US\$ 2.07 billion a year investment, very low compare to the current US\$ 14.17 billion a year PF and electricity subsidy. Since private investor is aimed to fund the investment, the government can put its resources to support the substitution in other areas, such as subsidizing CNG converters and other supporting policies. Further study is needed to lower and optimized the downstream transportation cost.

With a favorable return on investments attractive to private investors, the NG prices can still be put much lower than PF prices, allowing subsidy, import and production cost savings (25% to 46%) in many sectors. Further study is needed to calculate the savings and its impact to Indonesian macro economy.

References

- [1] F. Biro, J.H. Keppler, Looking at Energy Subsidies: Getting the Price Right, International Energy Agency, Energy Prices and Taxes, 3rd Quarter, 1999, p.11.
- [2] A.Q. Tjandranegara, The New Energy Subsidy Paradigm: From Petroleum Fuel Subsidy to

- Natural Gas Subsidy, a paper presented in National Gas Dialogue 2010, Jakarta, Indonesian, 2010, p.1.
- [3] Anon., Government Budget and Spending Summary (APBN) 2005-2011, Ministry of Finance, Indonesian, 2010.
- [4] F. Birol, A.V. Aleagha, R. Ferroukhi, Energy Policy 23 (1995) 209.
- [5] M. Kosmo, Energy Policy 17 (1989) 244.
- [6] D.F. Barnes, J. Halpern, The Role of Energy Subsidies, Chapter 7, in: World Bank's "Energy Services for the World's Poor", 2000, p.60.
- [7] T. Morgan, Energy Subsidies: Their Magnitude, How they Affect Energy Investment and Greenhouse Gas Emissions, and Prospects for Reform, Menecon Consulting, Energy Subsidies – Final Report, Bonn, Germany, 2007.
- [8] Y.D. Caloghirou, A.G. Mourelatos, A. Roboli, J Energy 21 (1996) 899.
- [9] Anon., Natural Gas Vehicle Statistics, International Association for Natural Gas Vehicles, http://www.iangv.org/stats/NGV_Statistics09.html, 2010.
- [10] S. Yeh, Energy Policy 35 (2007) 5865.
- [11] H. Engerer, M. Horn, Energy Policy 38 (2010) 1017.
- [12] Anon., 2011 Most and Least Efficient Cars, U.S. Environmental Protection Agency, <http://www.fueleconomy.gov/feg/best/bestworstNF.shtml>, 2011.
- [13] Anon., NG Vehicle Catalogue, Natural & bio Gas Vehicle Association, <http://www.ngvaeurope.eu/cars>, 2011.
- [14] Anon., Energy-related Emissions Data & Environmental Analyses, U.S. EIA, <http://www.eia.doe.gov/environment.html>, 2010.
- [15] Anon., Indonesia Energy Outlook 2009, Indonesia Min. of Energy and Mineral Resources, 2009 (in Indonesian).
- [16] A. D. Permana, A. Sugiyono, H. Suharyono and M. S. Boedoyo (eds.), Outlook Energi 2010 Indonesia, The Agency for The Assessment and Application of Technology (BPPT), 2010 (in Indonesian).
- [17] F. Rømo, A. Tomasgard, L. Hellemo, M. Fodstad, B. H. Eidesen, B. Pedersen, Interfaces 39 (2009) 46.
- [18] J. Stoffregen, K.K. Botros, D.J. Sennhauser, K. Jungowski, H. Golshan, Pipeline Network Optimization–Application of Genetic Algorithm Methodologies, Pipeline Simulation Interest Group, PSIG 0502, 2005.
- [19] K.T. Midthun, M. Bjørndal, A. Tomasgard, J. Energy 30 (2009) 155.
- [20] J. Hirshleifer, A. Glazer, D. Hirshleifer, Price Theory and Applications 7th Edition, Cambridge University Press, Cambridge, 2005, p.603.
- [21] Anon., Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2007, Dep. ESDM, 2008.
- [22] Anon., Data Statistik Indonesia, BPS, <http://www.bps.go.id/>, 2009 (in Indonesian).
- [23] Anon., Statistik PLN 2007, PT PLN, 2008 (in Indonesian).
- [24] Anon., Coalbed Methane Development (opportunities in Indonesia), Min. of Energy and Mineral Resources, Directorate General of Oil and Gas, 2009 (in Indonesian).
- [25] Anon., Indonesia Gas Balance 2009-2020, Min. of Energy and Mineral Resources, 2009 (in Indonesian).
- [26] Anon., Completion of SSWJ Project, PGN Tbk, 2008.
- [27] R.H. Perry, D.H. Green, Perry's Chemical Engineers' Handbook 7th Edition, McGraw-Hill, New York, 1997, p.9.
- [28] L.O.R. Maane, Donggi-Senoro Natural Gas Study: Domestic Transportation option, LNG or CNG, PT. IKPT, 2009, p.6, (in Indonesian).
- [29] H. Lee, Dawning of a New Era: The LNG Story, Discussion Paper 2005-07, Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, April, 2005.
- [30] I. Zawier, CNG Transportation Cost Calculation, Enerkon Consultant, Jakarta, 2010, unpublished.
- [31] Anon., About Solver – Excel – Microsoft Office Online, Microsoft Corp., <http://office.microsoft.com/en-us/excel/HP051983681033.aspx>, 2010.
- [32] J.T. Jensen, the LNG Revolution, J. Energy 24 (2003) 1.
- [33] S.P.A. Brown, M.K. Yücel, J. Energy; Special Issue, 30 (2009) 167.
- [34] Anon., Natural Gas Prices, U.S. EIA, http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcunusa.html, 2011.

Lampiran 2: Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and
its Financial and Environmental Effects to Indonesia



Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and its Financial and Environmental Effects to Indonesia

A. Qoyum Tjandranegara^{a1}, Arsegianto^b and Widodo Wahyu Purwanto^{a*}

^aChemical Engineering Department, Faculty of Engineering, University of Indonesia.

^bPetroleum Study Program, Faculty of Mines and Petroleum Engineering,
Bandung Institute of Technology.

^{*}E-mail: *widodo@che.ui.ac.id*

Keywords: financial and environmental effects of fuel substitution; optimization; infrastructure cost.

Abstract

The petroleum fuels subsidy has long burdens the Government Spending, and discourages less expensive and more environmental friendly energy usage such as natural gas. Exporting natural gas and importing the more expensive and less environmental friendly petroleum products cause financial losses and higher environmental damages to Indonesia. The lack of natural gas infrastructure is the main hurdle in maximizing domestic natural gas usage and so does the perception of its high investment costs.

This study calculates the energy supply and demand projections, several level of petroleum fuels to natural gas substitutions, natural gas transportation cost, natural gas midstream infrastructure investment cost up to 2030, so that the investment figures can be compared to the projected subsidy savings and financial surpluses as well as the reduced environmental damages cause by the substitution. A comprehensive energy demand projection was performed so that all type of energy conversion to natural gas can be calculated. To balance the natural gas demands, the supply from each field and its corresponding infrastructures needed was calculated and optimized using non-linear programming with *Generalized Reduced Gradient* method to search the lowest transportation cost for the consumers.

The study shows that by substituting on average of 17.29 million kL per year subsidized transportation sector petroleum fuel and 21.95 million kL per year electricity and industrial sector petroleum fuel with natural gas between 2015 to 2030 resulted in US\$ 9.60 to 17.89 billion per year in import savings; US\$ 8.52 to 13.12 billion per year in operation cost savings; as well as the US\$ 1.08 to 4.77 billion per year subsidy savings (excluding electricity subsidy savings) for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel. With only the US\$ 12.28 billion or US\$ 0.77 billion per year additional mid-stream infrastructure investment on top of US\$ 8.62 billion or US\$ 0.54 billion a year base investment (which resulted no savings) between 2012-2030. More importantly private companies can bear all the investment without burdening government spending, as long as an attractive return on investment is provided.

Furthermore, the lower subsidized natural gas prices will directly affect most people favorably. The natural gas can be put as low as US\$ 0.30 to US\$ 0.36 per liter compare to US\$ 0.44 to US\$ 0.47 per liter subsidized petroleum fuel for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel. And still the natural gas needs fewer subsidies. The subsidy will be less of a burden when the high crude oil price reoccurred again.

The study shows that 36.17 million tons per year reductions of greenhouse gas emissions from 2015 to 2030 cause by the substitution. The reduction is about 21% of current petroleum product emissions or 8% of the current energy consumption emissions. Escalating the usage of the more environmental friendly natural gas energy is very important, especially to reduce the negative impact of the increasing usage of less expensive but less environmental friendly coal energy in Indonesia.

¹ This paper is part of the author dissertation findings as a post graduate student from University of Indonesia.

1. Introduction

The petroleum fuels subsidy has long burdens the Government Spending, and discourages less expensive and more environmental friendly energy usage such as natural gas. Exporting natural gas and importing the more expensive and less environmental friendly petroleum products cause financial losses and higher environmental damages to Indonesia. The lack of natural gas infrastructure is the main hurdle in maximizing domestic natural gas usage and so does the perception of its high investment costs [Tjandranegara, 2010].

This study calculates the energy supply and demand projections, several level of petroleum fuels to natural gas substitutions, natural gas transportation cost, natural gas midstream infrastructure investment cost up to 2030, so that the investment figures can be compared to the projected subsidy savings and financial surpluses as well as the reduced environmental damages cause by the substitution. A comprehensive energy demand projection was performed so that all type of energy conversion to natural gas can be calculated. To balance the natural gas demands, the supply from each field and its corresponding infrastructures needed was calculated and optimized using non-linear programming with *Generalized Reduced Gradient* method to search the lowest transportation cost for the consumers.

There are three financial savings caused by the substitution: Subsidy, Import and Operation Cost Savings. *Subsidy savings* depends on the difference between the amount of subsidy of petroleum fuel and natural gas. *Import savings* depends on the international/export price difference between petroleum fuel and natural gas; there will be no savings if both have the same price. *Operation cost savings* depends on the local/subsidized price difference between petroleum fuel and natural gas. All savings depends on the quantity of petroleum fuel substituted by natural gas (all prices are for the same amount of calories).

The CO₂ gas emission reductions are expected because natural gas has lower greenhouse gas emissions than that of petroleum fuel. The reductions are escalated as natural gas has higher efficiency than that of petroleum fuel as well. The reduction amount highly dependent on the amount of petroleum fuel substituted.

This study provides several financial view points on the substitution impacts to Indonesia as well as its environmental effect. This study is the authors' humble attempt to help decision makers in determining the national energy, subsidy, financial and economics policies.

2. Theory

To calculate the financial savings and the reduced environmental damages cause by the substitution, the energy demand projections have to be determined first. The projections depend on the past energy demand elasticity, past GDP growth and its future growth projections as shown in the following equations:

$$D_n = D_{n-1}(1 + \alpha) \quad (1)$$

where D_n is the fuel demand in a sector in year n , α is its demand growth projection which depends on its fuel elasticity demand in a sector and GDP growth projections. Fuel elasticity demand is calculated from the average 2000-2007 elasticity. Regional energy demand is calculated using its regional GDP, but using the national elasticity demand for each sector due to the lack of regional data. Historical production, consumption and GDP data were taken from official Indonesian sources [Dep. ESDM, 2008; BPS, 2009; PLN, 2008]. The Indonesia GDP growth assumptions are as follows: 2008-2012: 4.5%; 2013-2017: 5.5% and 2018-2030: 6.5%.

From the above comprehensive energy demand projections, several natural gas demand scenarios with different level amount of fuel switching can be determined. The following are four petroleum fuel substitutions to natural gas scenarios. *Scenario-1* or base scenario, assumed to be no switching between fuels, constant in fuels proportion usage up to 2030 as in 2007 proportions. In *Scenario-2* referring to the *contracted demand* in the Indonesian Gas Balance 2009-2020 [Dep. ESDM, 2009], a 15% increase compare to 2007 natural gas usage proportion in the electricity sector, applied between 2015-2030, lowering the petroleum fuel demand; And a 5% increase is applied to the industry sector. *Scenario-3* is Scenario-2 plus a gradual 25% substitution increase of petroleum fuel

(subsidize gasoline and diesel fuel) to natural gas in the transportation sector. *Scenario-4* is Scenario-2 plus a gradual 45% substitution increase of petroleum fuel to natural gas in the transportation sector. Only in Scenario-3 and 4 additional supply of CBM were added.

The optimization allocates the production volumes from each natural gas field within Indonesia, fulfilling each region demands through a certain series of infrastructures (pipelines, LNG receiving terminal, tankers and LNG plants) in such a way that the total yearly natural gas transportation reached the minimum cost. This non-linear programming equation is solved using Microsoft Excel with optimization add-on called SOLVER. It uses the *Generalized Reduced Gradient* (GRG) method to reach the optimum solution [Microsoft, 2010].

The narrowest definition of energy subsidies is a direct payment by a government to a producer or consumer. Broader definitions attempt to capture other types of government interventions that affect prices or cost either directly or indirectly. Energy subsidies, especially fossil fuel subsidies not only raise financial issues but also environmental concerns [Morgan, 2007].

Indonesia's *subsidy savings* depends on the difference between the amount of subsidy of petroleum fuel and natural gas. *Import savings* depends on the international/export price difference between petroleum fuel and natural gas; there will be no savings if both have the same price. *Operation cost savings* depends on the local/subsidized price difference between petroleum fuel and natural gas. All savings depends on the quantity of petroleum fuel substituted by natural gas and all prices are for the same amount of calories. The formulas are as follows:

$$Ssav = Qsubp \times (Pp_{Intl} - Pp_{Local}) - Qsubg \times (Pg_{Intl} - Pg_{Local}) \quad (2)$$

$$Isav = Qsubp \times Pp_{Intl} - Qsubg \times Pg_{Intl} \quad (3)$$

$$Osav = Qsubp \times Pp_{Local} - Qsubg \times Pg_{Local} \quad (4)$$

Where *Ssav* is the subsidy savings, *Isav* is the import savings, and *Osav* is the operation cost savings (all in billion USD), *Qsubp* is the quantity of petroleum fuel substituted (million kL), *Qsubg* is the quantity of natural gas used to replace petroleum fuel (million kL equivalent) and the rest are petroleum fuel and natural gas, both international and local/subsidized prices (USD/L). Subsidy savings is directly related to government spending, whereas import savings impacted the GDP from macro economics perspective. Operation cost savings directly impacted individuals and companies financial bottom lines from micro economics view point.

The estimated petroleum fuel and natural gas prices are calculated as follows:

$$Pp_{Intl} = P_{CO} \times F_{PT} / 159 \quad (5)$$

$$Pg_{Intl} = (P_{CO} / F_{OG} + P_{GT}) / H_{val} \quad (6)$$

Where Pp_{Intl} is the average international petroleum fuel price and Pg_{Intl} is the equivalent international natural gas price (both inclusive their average transportation cost in USD/L). P_{CO} is the ICP crude oil price (USD/BBL). F_{PT} is the processing and transportation factor (1.341 for gasoline and 1.427 for diesel fuel). F_{OG} is the Oil-Gas Price conversion factor between ICP and Indonesian exported piped natural gas price (8.674 MMBTU/BBL on average between 2006-2008). P_{GT} is the natural gas transportation cost (USD/MMBTU). H_{val} is the heating value of petroleum fuel (30.28 for gasoline and 27.29 for diesel fuel in L/MMBTU).

The petroleum fuel subsidy assumed to be 45% when crude oil price reach US\$ 100/BBL, 32,5% when it reach US\$ 80/BBL, and 15% when it reach US\$ 60/BBL. The natural gas subsidy is assumed to be at 25%, 15% and 5% respectively.

The CO₂ gas emission reductions were calculated using the following equation and IPCC emission factors:

$$Esav = Qsubp \times EFp - Qsubg \times EFg \quad (7)$$

Where *Esav* is the CO₂ gas emission reduction (kg), *Qsubp* is the quantity of petroleum fuel substituted (MMBTU), *Qsubg* is the quantity of natural gas used to replace petroleum fuel (MMBTU), *EFp* (73.09 for gasoline and 78.15 for diesel fuel in kg/MMBTU) and *EFg* (59.17 for natural gas in kg/MMBTU) are the IPCC CO₂ emission factors [Garg *et al*, 2007].

Natural gas vehicles are assumed to have no efficiency gain from 2015 to 2020 as mostly are bi-fuels vehicles [French, 1990; ngvglobal.com, 2010]. 5% efficiency gain from 2021 to 2025; 10% efficiency gain from 2026 to 2030 compare to petroleum fuel vehicles as technology progressed and more / majority are dedicated CNG/LNG vehicles. Diesel fuel power plant consumes 0.3016 million kL per Twh, whereas a multi stage natural gas power plant consumes 0.2304 equivalent million kL per Twh or 23.13 MMSCFD/Twh [PLN, 2008]. No efficiency gain assumed in the industry sector.

3. Results and Discussion

In Scenario-2 on average of 21.95 million kL per year electricity and industrial sector petroleum fuel was substituted from 2015 to 2030, in Scenario-4 an additional 17.29 million kL per year subsidized transportation sector petroleum fuel was substituted with natural gas. Scenario-3 results will not be discussed due to insignificant investment difference compare to that of Scenario-4 which has better substitution results.

The mid-stream infrastructure investment amount for each scenario can be seen in Fig. 1. In Scenario-1 or base case where no fuel switching occurred, no financial saving resulted and the cumulative investment in 2030 would reach US\$ 8.62 billion or US\$ 0.54 billion a year. In Scenario-2 with US\$ 8.26 billion or US\$ 0.52 billion per year additional investment, will resulted between US\$ 5.80 to 10.71 billion per year financial savings in the electricity and industry sector for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel (Fig. 2). Both import and operation cost savings have the same figures due to no subsidy (local = international prices). Lower electricity production cost would translate to lower energy cost to all and lower government electricity subsidy. Lower production cost will make the industry sector internationally more competitive.

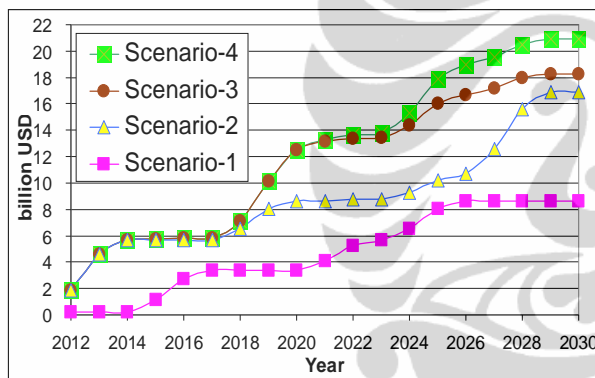


Figure 1: Cumulative Mid-Stream Infrastructure Investments

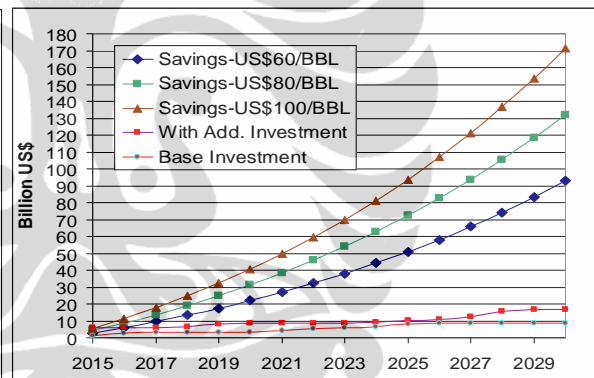


Figure 2: Cumulative Electricity & Industry Sectors Import and Operation Cost Savings

In Scenario-4 with US\$ 4.02 billion or US\$ 0.25 billion a year additional investment on top of Scenario-2 investment will resulted between US\$ 3.80 to 7.18 billion per year additional import savings (Fig. 3); US\$ 2.42 to 2.72 billion per year additional operation cost savings (Fig. 4); and US\$ 1.08 to 4.77 billion per year additional subsidy savings (Fig. 5) for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel.

Therefore the additional US\$ 12.28 billion or US\$ 0.77 billion per year investment in Scenario-4 on top of Scenerio-1 investment will resulted between US\$ 9.60 to 17.89 billion per year in import savings; US\$ 8.52 to 13.12 billion per year in operation cost savings; as well as the above mentioned subsidy savings for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel.

If the costly CNG (mother and daughter stations) and pipeline distribution would cost another US\$ 0.77 billion per year investment, then the total investment will only reached US\$ 2.05 billion per year, still much lower than the overall financial savings. More importantly, private entities can bear all the investments without burdening government spending, as long as an attractive return on investment is provided.

Although the subsidy savings are lower than other financial savings cause by very gradual increase of natural gas substitution in transportation sector assumptions, the lower subsidized natural gas energy prices will directly affect most people favorably.

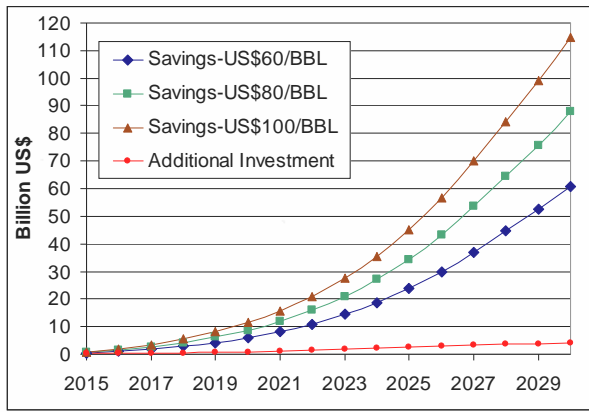


Figure 3: Cumulative Additional Import Savings in Transportation Sector

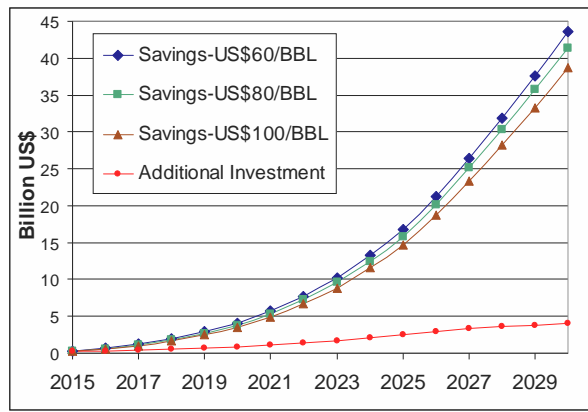


Figure 4: Cumulative Additional Operation Cost Savings in Transportation Sector

On the government spending side, the subsidy will be less a burden if the high crude oil price reoccurred again (Fig.5 and Table 1). With vast benefits to stakeholders mentioned above, it is expected less resistance from the general public of the substitution project. Lower project risk makes a better investment funding scheme.

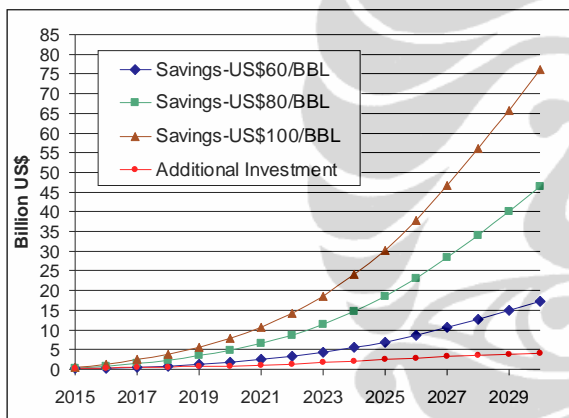


Figure 5: Cumulative Subsidy Savings in Transportation Sector

Table 1: Petroleum and Natural Gas Prices

	Petroleum Fuel (US\$/L)			Natural Gas (US\$/L)		
Without subsidy	0.5152	0.6869	0.8586	0.3165	0.3955	0.4746
With subsidy	0.4379	0.4636	0.4722	0.3007	0.3362	0.3559
%Subsidy	15%	32.5%	45%	5.0%	15.0%	25.0%
US\$/BBL of oil	60	80	100	60	80	100

CO₂ gas emission reductions caused by Scenario-4 substitution can be seen in Fig. 6, the reduction is equal to an average of 36.17 million tons per year CO₂ gas emissions; 21% of the current petroleum product emissions or 8% of the current energy consumption emissions [EIA, 2010] as

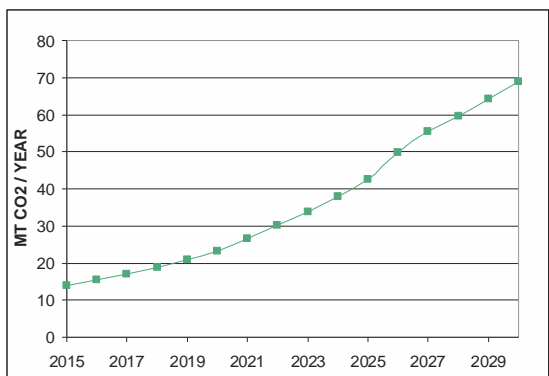


Figure 6: Scenario-4 CO₂ Gas Emission Reductions

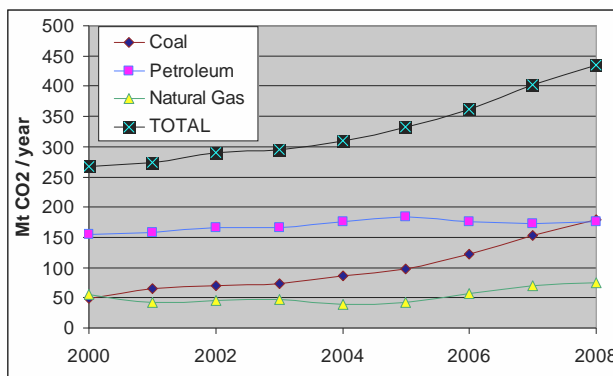


Figure 7: Current Indonesia CO₂ Emissions from the Consumption of Energy

shown in Fig. 7. Obviously the emissions will be much higher in 2015-2030. Unlike petroleum products and natural gas, coal emissions increase dramatically. Therefore escalating the usage of the more environmental friendly natural gas energy becomes very important to compensate the negative impact of the less expensive but less environmental friendly coal energy.

If domestic natural gas is not enough, imported natural gas will still be less expensive than petroleum fuels and certainly more environmental friendly. However further study is needed to see its overall impacts. Investments will always positively impact the GDP, however further study is needed to calculate the overall substitution financial savings and infrastructure investment impacts to GDP.

4. Conclusion

The highest substitution level, 39.24 million kL per year petroleum fuel substituted by natural gas, resulted US\$ 9.60 to 17.89 billion per year in import savings; US\$ 8.52 to 13.12 billion per year in operation cost savings; as well as the US\$ 1.08 to 4.77 billion per year subsidy savings (excluding electricity subsidy savings) for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel. Very small compare to US\$ 12.28 billion or US\$ 0.77 billion per year additional investment on top of the US\$ 8.62 billion or US\$ 0.54 billion a year base (Scenario-1 which resulted no savings) midstream-infrastructure investment. More importantly private companies can bear all the investment without burdening government spending, as long as an attractive return on investment is provided.

The lower subsidized natural gas energy prices will directly affect most people favorably. As low as US\$ 0.30 to US\$ 0.36 per liter compare to US\$ 0.44 to US\$ 0.47 per liter petroleum fuel for the crude oil price between US\$ 60 to US\$ 100 per barrel. On the government spending side, the subsidy will be less a burden when the high crude oil price reoccurred again.

The substitution will resulted on average of 36.17 million tons per year reduction of greenhouse gas emissions from 2015 to 2030. The reduction is about 21% of current petroleum product emissions or 8% of the current energy consumption emissions. Escalating the usage of the more environmental friendly natural gas energy is very important to compensate the negative impact of the increasing usage of the less expensive but less environmental friendly coal energy.

If more natural gas is needed, importing it is a viable option as it is less expensive than petroleum fuel and more environmental friendly. However further study is needed to see its overall impacts as well as the financial savings and infrastructure investment impacts to GDP.

References

1. BPS, Data Statistik Indonesia, BPS, <http://www.bps.go.id/>, 2009. (Indonesian).
2. Dep. ESDM, *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2007*, Dep. ESDM, 2008.
3. Dep. ESDM, *Indonesia Gas Balance 2009-2020*, Dep. ESDM, 1 Jan. 2009. (Indonesian).
4. EIA, Energy-related Emissions Data & Environmental Analyses, U.S. Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/environment.html> last accessed July 9, 2010.
5. French, T.M., *Compressed Natural Vehicles*, Louisiana Department of Natural Resources, http://dnr.louisiana.gov/sec/execdiv/tehasmt/alternative_fuels/cng.htm, March 2, 1990.
6. Garg, A., et. al., *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol. 2*, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Publication, 2007.
7. Microsoft, *About Solver – Excel – Microsoft Office Online*, Microsoft Corp., <http://office.microsoft.com/en-us/excel/HP051983681033.aspx>, last accessed: May 18, 2010.
8. Morgan, T., *Energy Subsidies: Their Magnitude, How they Affect Energy Investment and Greenhouse Gas Emissions, and Prospects for Reform*, Menecon Consulting, Energy Subsidies – Final Report June 10, 2007.
9. ngvglobal.com, *Passat Achieves Best Fuel Consumption in ADAC-CO2-Marathon*, NGV Global News, <http://www.ngvglobal.com/passat-achieves-best-fuel-consumption-in-adac-co2-marathon-0527>, May 27, 2010.
10. PLN, *2007 PLN Statistics*, PT PLN, 2008. (Indonesian).
11. Tjandranegara, A.Q., *The New Energy Subsidy Paradigm: From Petroleum Fuel Subsidy to Natural Gas Subsidy*, a paper presented in National Gas Dialogue 2010, Jakarta, April 13, 2010. (Indonesian).

Lampiran 3: Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Impact on Economic
Performance in Indonesia



Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Impact on Economic Performance in Indonesia

Qoyum Tjandranegara¹, Widodo Wahyu Purwanto^{1*}, Arsegianto²

¹Chemical Engineering Department, Faculty of Engineering, Universitas Indonesia, Depok, Indonesia

²Petroleum Study Program, Faculty of Mines and Petroleum Engineering, Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia

Abstract *The lack of natural gas infrastructure is the main hurdle in maximizing natural gas usage in Indonesia. This study analyzes the substitution of natural gas for petroleum fuels and its investment impacts on Indonesian economic performances using econometrics. Five econometric models have been proposed which capable of describing of economic behavior. The policy simulations show that fuel substitution have a significant impact on the Indonesian economic performance particularly that related to reducing unemployment.*

Keywords: natural gas, fuel substitution, econometric, economic performance, Indonesia

**)* Address correspondence to Widodo Wahyu Purwanto, Chemical Engineering Department, Faculty of Engineering, Universitas Indonesia, Depok, Indonesia.

Phone:62-21-7863516, Fax: 62-21-7863515, Email:widodo@che.ui.ac.id

1. Introduction

Unlike Indonesia, many countries that import and export natural gas subsidized its price (Birol and Keppler, 1999), to encourage the use of less expensive natural gas, which is priced 40%-50% lower than petroleum fuels. Indonesia experiences net-export losses of an estimated 10.4 billion USD a year due to exporting natural gas and importing the more expensive petroleum fuels (Tjandranegara, 2010). From 2006 to 2010, the petroleum fuels subsidy for the transportation and electricity sector (mostly due to petroleum fuels usage) had reached a total average of 14.1 billion USD a year, about 15% of Indonesian budget (Ministry of Finance Republic of Indonesia, 2011). In the energy sector, Indonesia has adhered to a petroleum fuels subsidy policy, which was first adopted in the 1950s. Such a subsidy policy has been workable as long as Indonesian petroleum fuels consumption remains lower than the domestic oil lifting. The economic reality is that Indonesia became a net oil importer in 1997, therefore the policy must be reconsidered.

Studies show that excessive energy subsidies have negatively affected many petroleum producer countries. The subsidy burdens government spending, lowers a country's income, distorts the national economy, discourages alternative energy infrastructure investment, encourages excessive subsidized energy usage, and in turn increases a country's environmental vulnerability. Furthermore, the subsidy is usually off target, benefited more towards the middle and upper class citizens, although many agree that reducing the energy subsidy is not an easy task (Kosmo, 1989; Birol et al., 1995; Birol & Keppler, 1999; Barnes and Halpern, 2000; Morgan, 2007; Beaton and Lontoh, 2010; Tumiwa et al., 2011).

A study in Greece using input-output analysis estimated an increase up to 3% in eight years in its gross domestic products (GDP) due to petroleum fuels substitution with natural gas. This eight-year natural gas transmission and distribution networks project is budgeted for 2 billion USD based on constant 1992 prices (Caloghirou et al., 1996). Lu et al. (2010) built a computable general equilibrium (CGE) model to analyze the effects of investment

growth in the energy sectors of western areas of China on the local economy. The results show that the GDP growth was 0–8.92% when the investment growth was 0–60%.

An investigation of the causality issues between natural gas consumption and economic growth in Korea by using time-series method is studied. The results show that there is bidirectional causality between natural gas consumption and economic growth, this means that an increase in natural gas consumption directly affect economic growth and that economic growth also stimulate further natural gas demand (Lim and Yoo, 2012).

Macroeconometric modelling is a unique tool, widely used for both policy analysis and forecasting, was extensively reviewed by Valadkhani (2004). Serletis et al. (2010) using an econometric approach finds that interfuel substitution depends on the structure of the economy, not the level of economic development.

Using econometrics, this study analyzes the impact of natural gas infrastructure investment and fuel substitution on Indonesian economics as well as the subsequent investment impacts caused by energy cost reductions and subsidies reallocation.

2. Methods

Macroeconomic impact caused by infrastructure investment and energy substitution was calculated using the econometric model which is stochastic in nature. The exogenous variables, such as petroleum fuels to natural gas substitution volumes, natural gas infrastructure investments, energy subsidy, and operation cost reductions, as well as petroleum fuels and natural gas consumption projections up to 2030, were calculated in a deterministic manner.

The natural gas investment level influences its supply in the market, which in turn influences the substitution level and the natural gas demand. International crude oil price and currency exchange rate also influence the substitution level and natural gas supply and demand. Substitution affects economic performance as indicated by GDP growth, unemployment, and inflation.

2.1 Econometric model

The model represents relationships between each of the explanatory variables and their endogenous variables (dependent variables); the magnitudes and signs of the estimated parameters must be in line with the economic theory (Koutsoyiannis, 1977).

The first step in building a model is to understand the economy phenomena, hypothesized in related equations and variables that make up Indonesian economy behaviour. Model specifications for this study were drawn using the best estimation techniques to fit results to actual historical data. The model was examined to assess whether the results were theoretically meaningful and quantitatively satisfactory. Only then was the model approved for use in simulations for forecasting, policy evaluation, and structural analysis.

Data series were from 1986 to 2010. Macroeconomics data was taken from International Monetary Fund (2010) and various publications from The Indonesian Central Agency of Statistic (Badan Pusat Statistik or BPS, 2005, 2011). Energy data was obtained from Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia (2007-2011).

The structural equations in the model were overidentified, therefore the estimation method used was Two Stage Least Squares (2SLS). The model was estimated using a software package called Statistical Analysis System/Econometric Time Series (SAS/ETS)¹.

To check the validity of the model, the Root Mean Square Percentage Errors (*RMSPE*) and Theil's inequality coefficient (*U-Theil*) statistic criteria were used (Pindyck and Rubinfeld, 1991). The statistic-*t* value was used to validate the explanatory variable's influence on its endogenous variable. A value greater than 2.0 (absolute) showed that the influence was statistically significant, with more than 95% confidence.

2.2 Exogenous variables and model scenarios

The main exogenous variables for the base scenario or business as usual (BAU) are shown in Table 1. Investment growths from 2011 to 2030 are averages of their corresponding

investment growths from 2001 to 2010. Growth values for petroleum fuels and natural gas consumption were taken from findings by Tjandranegara et al. (2011). The currency exchange rate and crude oil prices were assumed constant.

Table 1

Furthermore, Tjandranegara et al. (2010, 2011) suggest that an increase above the BAU natural gas infrastructure investment will enable petroleum fuels to be substituted which in turn reduce energy subsidy, import and cost. The findings are summarized in Table 2.

Table 2

Operation cost reduction in the electricity sector can be seen as subsidy reduction. The subsidy reductions are assumed to be reallocated, mostly as investments in the construction sector. A similar scheme was also applied by Nugroho (2010).

The economic model scenarios are shown in Table 3. The natural gas infrastructure investment and petroleum fuel substitution amounts are taken from Table 2.

By comparing to base scenario:

- Scenarios 1 to 3 measure the impact of currency exchange rate and crude oil price changes.
- Scenarios 4 and 5 measure the impact of additional investments in natural gas infrastructure which enable petroleum fuel substitution with lower price natural gas and in turn make possible reinvestment of cost and subsidy reductions.
- Scenario 6 measure similar impact to Scenario 5, but without reinvestment of cost and subsidy reductions.
- By comparing to Scenario 3, Scenario 7 measure similar impact to Scenario 5, but at a higher oil price level, both Scenarios 3 and 7 at the same US\$ 100 per barrel price level.

Table 3

¹ Provided by Dr. Rasidin Sitepu of Bogor Agricultural Institute (IPB).

The energy cost and investment in each sector as well as the transportation subsidy for every scenario in Table 4 was calculated base on Tjandranegara et al. (2010, 2011) findings.

3. Results and Discussion

3.1 Model Estimates

The model estimates are shown in Equation 1-5. The variabels statistical indicators are acceptable; *RMSPE* are between 0.44% and 2.28% below 5%; *U-Theil* values are between 0.002 and 0.011 far below 0.2; and with two exceptions, all explanatory variables are statistically significant, with more than 95% confidence influencing their endogenous variables, as shown in the statistic-*t* absolute values that are greater than 2.0 (figures in parentheses in the behavioural equations 1-5). This shows, in general that the explanatory variables in behavioural equations relate accurately to the behaviour of the endogenous variables. Statistical indicators indicate that the explanatory variables in the behavioural equations relate favourably to their endogenous variables. Furthermore, the parameters' magnitudes and signs in every structural equation are acceptable and in line with the economic theory.

The following are the estimation results from the behavioural equations, where *Y* is the sector output, *C* is the energy cost, *L* is the labour requirement, *I* is the investment amount, *d* is a dummy variable which enhanced the model output estimate during an economic structural breakdown such as the 1998 Indonesia economic crisis. This model is based on the general form of Cobb-Douglas production function. Subscript 3, 4 and 7 represents industrial, electricity and transportation sectors as indentified by BPS which categorized Indonesian GDP in 9 major sector outputs.

Industrial sector output model:

$$\begin{array}{l} \text{Log}(\hat{Y}_3) = -20.751 - 0.135 \text{Log}(C_{3_t}) + 3.957 \text{Log}(L_{3_t}) + 0.225 \text{Log}(I_{3,t-1}) - 0.208 d_{3_t} \quad R^2=0.9742 \quad (1) \\ (t\text{-stat}) \qquad \qquad \qquad (-3.34) \qquad \qquad (9.41) \qquad \qquad (3.00) \qquad \qquad (-3.44) \end{array}$$

Energy cost and economic crisis (*d*₃) will negatively influences industrial sector output.

Electricity sector output model:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\hat{Y}_{4,t}) &= -0.112 \text{Log}(C_{4,t-1}) + 0.895 \text{Log}(L_{4,t}) + 0.125 \text{Log}(I_{4,t-1}) + 0.928 \text{Log}(\hat{Y}_{4,t-1}) & R^2 &= 0.9404 & (2) \\ (t\text{-stat}) & \quad (-2.10) & \quad (3.04) & \quad (1.15) & \quad (10.86) \end{aligned}$$

Similar to the industrial sector, energy cost negatively influences electricity sector output, whereas employment and investment have positive influences.

Transportation (plus construction and trade) sector output model:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\hat{Y}_{7,t}) &= -13.89 - 0.07453 \text{Log}(C_{7,t}) + 2.7571 \text{Log}(L_{7,t}) + 0.2336 \text{Log}(I_{7,t-1}) - 0.2503 d_{7,t} & R^2 &= 0.9598 & (3) \\ (t\text{-stat}) & \quad (-2.09) & \quad (6.75) & \quad (1.79) & \quad (-5.53) \end{aligned}$$

The inclusion of the construction and trade sectors resulted in better estimations than the transportation sector estimations alone, since fuels allocated for transportation sector are used extensively as input for these two sectors. Furthermore, their inclusion enables investment reallocation to these sectors.

Consumer Prices Index (CPI) model:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\hat{CPI}_t) &= -0.039 + 0.008537 G_{Nom,t} + 0.9945 \text{Log}(\hat{CPI}_{t-1}) & R^2 &= 0.9958 & (4) \\ (t\text{-stat}) & \quad (6.40) & \quad (70.93) & & \end{aligned}$$

The resulting estimates show that GDP nominal growth (G_{Nom}) and the lag variable positively influence CPI. In this study inflation is represented by CPI.

Unemployment (UNE) model:

$$\begin{aligned} \text{Log}(\hat{UNE}_t) &= 4.7303 + 0.9964 \text{Log}(\hat{CPI}_t) - 0.00487(I_{3,t} + I_{4,t} + I_{7,t}) & R^2 &= 0.9373 & (5) \\ (t\text{-stat}) & \quad (9.11) & \quad (-2.40) & & \end{aligned}$$

Inflation has a strong influence on unemployment while investment has a negative affect on unemployment.

3.2 Impact Analysis

Except as noted, all sector outputs and GDP values are in Indonesian Rupiah (IDR) year 2000 constant values; energy costs, subsidies and investments reflect current values for their corresponding years. Summary of impacts for seven policy scenarios are shown in Table 4.

Scenario 1 and 2 shows, ± 1000 IDR per USD exchange rate changes affect GDP by about $\pm 0.52\%$, while inflation and unemployment by about $\pm 0.47\%$ compare to Base Scenario. A 20 USD per barrel crude oil price increase in Scenario 3, affects GDP, inflation and unemployment by about -0.66% , -0.60% and -0.60% respectively. The exchange rate and oil price changes by themselves do not significantly affect Indonesia's macroeconomics compare to the substitution impact in other scenarios.

In Scenario 4, with a yearly average of 21.95 million kL petroleum fuel to natural gas substitution in the industrial and electricity sectors, increases GDP by 3.04%, decreases unemployment by 26.78% and increases inflation by 2.63% compare to Base Scenario. The 12.14% output increase (126.2 trillion IDR) in transportation, construction and trade sectors is the main contributor of the GDP increase. The output increase in these sectors is caused by 69.18% increase (63.9 trillion IDR) in the sectors investment, reallocated from electricity subsidy reduction (electricity energy cost reduction). This large investment increase cause significant decrease in unemployment (see Eq. 5). While the 45.58% electricity output increase translate to 8.9 trillion IDR increase output. With only 3.51 million kL yearly average substitution in the industrial sector, its output increase only by 1.78% but translate to 18.7 trillion IDR yearly average increase output.

In Scenario 5, with a yearly average of 39.24 million kL substitution (17.29 million kL yearly average additional substitution in transportation sector on top of Scenario 4), increases GDP by 4.29%, decreases unemployment by 36.54%, and increases inflation by 3.69% compare to Base Scenario. Like in Scenario 4, the main contributor of the GDP increase is the 18.04% increase (187.5 trillion IDR) in transportation, construction and trade sector outputs.; which mainly caused by 109.41% increase (101.1 trillion IDR) in the sectors investment, reallocated from electricity and transportation subsidy reductions. The significant unemployment reduction is caused by the high investment increase.

In Scenario 6, with the substitution as in Scenario 5 but without reinvestment of cost and subsidy reductions, increases GDP by 1.64%, decreases unemployment by 6.08% and increases inflation by 1.45% compare to Base Scenario. The figures are much lower than that of Scenario 5, because the investment differences are also much lower, especially in transportation, construction and trade sectors (Scenario 6: 12.95% vs. Scenario 5: 109.41%). Since output equations (Equations 2, 3 and 4) are function of energy cost, labour and investment, this scenario illustrates mainly the energy cost reduction impact (no change in the amount of labour).

In Scenario 7, with the substitution as in Scenario 5 but with a higher crude oil price of 20 USD per barrel, increases GDP by 5.14%, decreases unemployment by 44.52% and increases inflation by 4.42% compare to Scenario 3 (Base with crude oil price of 100 USD per barrel). A higher crude oil price means a higher subsidy, which in turns a higher investment can be reallocated. At 100 USD per barrel crude oil price the industrial, electricity and transportation (plus construction and trade) sector investments increase by 144.99, 14.56 and 3.18% (or 134.0, 12.8 and 2.3 trillion IDR) respectively compare to base.

Considering that the petroleum fuel substitution for the industrial and electricity sector is already in line with existing policy, and because the investment requirement is very low (9.4 trillion IDR per year) compared to the ongoing energy subsidy (more than IDR 100.0 trillion per year); Scenario 4 is recommended for rapid implementation.

It is important to remember that the 12.6 trillion IDR per year (2010 value) of additional natural gas infrastructure investment above the base scenario, enables very large amounts of subsidy to be reallocated as investment. Such a large government capital expenditure in the construction sector would certainly benefit public infrastructure, such as transportation systems, water purification and sanitation facilities as envisioned by Tumiwa et al. (2011).

Table 4

3. Conclusion

This study found that substitution of natural gas for petroleum fuels and its corresponding investment facilitate a GDP increase within the range 1.64 to 5.14%, GDP growth increase 1.2 to 5.94%, and more importantly, a decrease in unemployment 6.08 to 44.23% depending on the amount of substitution, cost/subsidy reduction reallocated as investment and crude oil prices. Inflation increases slightly because of the increase in GDP growth. The substantial unemployment reduction is facilitated by large investment increase resulting from energy subsidies reallocation. Crude oil price and currency exchange rate changes do not significantly affect Indonesian macroeconomics.

References

- Badan Pusat Statistik (BPS) 2005. *Statistic of Socioeconomic development in Indonesia after 60 years of independence*, Jakarta, Indonesia (Indonesian).
- Badan Pusat Statistik (BPS) 2011. *Produk Domestik Bruto atas Dasar Harga Berlaku Menurut Lapangan Usaha*”, Jakarta, Indonesia (Indonesian).
- Barnes, D. F. and Halpern, J. 2000, *The Role of Energy Subsidies, Energy Services for the World's Poor*, Energy and Development Report, The World Bank, pp.60-68.
- Beaton, C. and Lontoh, L. 2010. *Lessons Learned from Indonesia's Attempts to Reform Fossil-Fuel Subsidies*. International Institute for Sustainable Development. Winnipeg, Manitoba Canada.
- Birol, F., Aleagha, A.V. and Ferroukhi, R. 1995. The Economic Impact of Subsidy Phase Out in Oil Exporting Developing Countries: A Case Study of Algeria, Iran and Nigeria, *Energy Policy* 23 (3):209-215.
- Birol, F. and Keppler, J. H. 1999. Looking at Energy Subsidies: Getting the Price Right, *Energy Prices and Taxes*, 3rd Quarter, International Energy Agency, p. 11.

- Caloghirou, Y. D., Mourelatos, A. G. and Roboli, A. 1996. Macroeconomic Impacts of Natural Gas Introduction in Greece. *Energy* 21(10):899-909.
- International Monetary Fund 2010. World Economic Outlook data, IMF, Indonesia Section, <http://www.econstats.com/weo/CIDN.htm>, (accesses on 24 February 2011).
- Kosmo, M. 1989. Commercial Energy Subsidies in Developing Countries, Opportunity for reform, *Energy Policy* 17: 244-253.
- Koutsoyiannis, A. 1977. *Theory of Econometrics*, 2nd. Ed, London: Macmillan.
- Lim H.-J. and Yoo S.-H. 2012. Natural Gas Consumption and Economic Growth in Korea: A Causality Analysis. *Energy Sources, Part B*. 7(2):169-176
- Lu, C., Zhang, X. and He, J. 2010. A CGE analysis to study the impacts of energy investment on economic growth and carbon dioxide emission: A case of Shaanxi Province in western China. *Energy* 35: 4319-4327.
- Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia 2007-2011. *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2006-2010*, Centre for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Jakarta, Indonesia.
- Ministry of Finance Republic of Indonesia 2011. *Budget Statistics 2006-2012 Rev. 1*, <http://www.anggaran.depkeu.go.id/web-content-list.asp?ContentId=878>, accessed on 22 November 2011.
- Morgan, T. 2007. *Energy Subsidies. Their Magnitude, How They Affect Energy Investment and Greenhouse Gas Emissions, and Prospects for Reform*, Menecon Consulting, Energy Subsidies – Final Report.
- Nugroho, H. T. 2010. The Impacts of Petroleum Fuels Price Subsidy on Economic Performance and Poverty in Indonesia. PhD Dissertation. The School of Post Graduate. Bogor Institute of Agriculture. Bogor. Indonesia. (Indonesian).

- Pindyck, R. S. and Rubinfeld, D. L. 1991. *Econometric models and economic forecasts*. 3rd Edition, New York: McGraw-Hill, Inc.
- Serletis, A., Timilsina, G. R. and Vasetsky, O. 2010. International evidence on sectoral interfuel substitution. *The Energy Journal* 31 (4):1-29.
- Tjandranegara, A.Q. 2010. The New Energy Subsidy Paradigm: From Petroleum Fuel Subsidy to Natural Gas Subsidy, a paper presented in *National Gas Dialogue 2010*, Jakarta, 13 Apr. 2010. (Indonesian).
- Tjandranegara, A. Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. 2010. Analysis of Petroleum Fuel Substitution with Natural Gas and its Financial and Environmental Effects to Indonesia. Proceeding of International Seminar on Fundamental & Application of Chemical Engineering. Bali
- Tjandranegara, A. Q., Arsegianto and Purwanto, W. W. 2011. Natural Gas as Petroleum Fuels Substitution: Analysis of Supply-Demand Projections, Infrastructures, Investments and End-User Prices. *Jurnal Makara, Seri Teknologi* 15(1): 45-54.
- Tumiwa, F., Laan, T., Lang, K. and Vis-Dunbar, D. 2011. *A Citizen's Guide to Energy Subsidies in Indonesia*. International Institute for Sustainable Development. Winnipeg, Manitoba Canada.
- Valadkhani, A. 2004. History of macroeconometric modelling: lessons from past experience, *Journal of Policy Modeling* 26:265–281

Table 1

Exogenous Variables Estimation for 2011 to 2030

Exogenous Variable	Estimation
Investment Growth in Industrial Sector	2.70%
Investment Growth in Electricity Sector	5.20%
Investment Growth in Other Sectors	3.25%
Petroleum Fuels Consumption Average Growth	6.20%
Natural Gas Consumption Average Growth	6.58%
Currency Exchange Rate in IDR per USD	9000
Indonesia Crude Oil Price (ICP) in USD per barrel	80

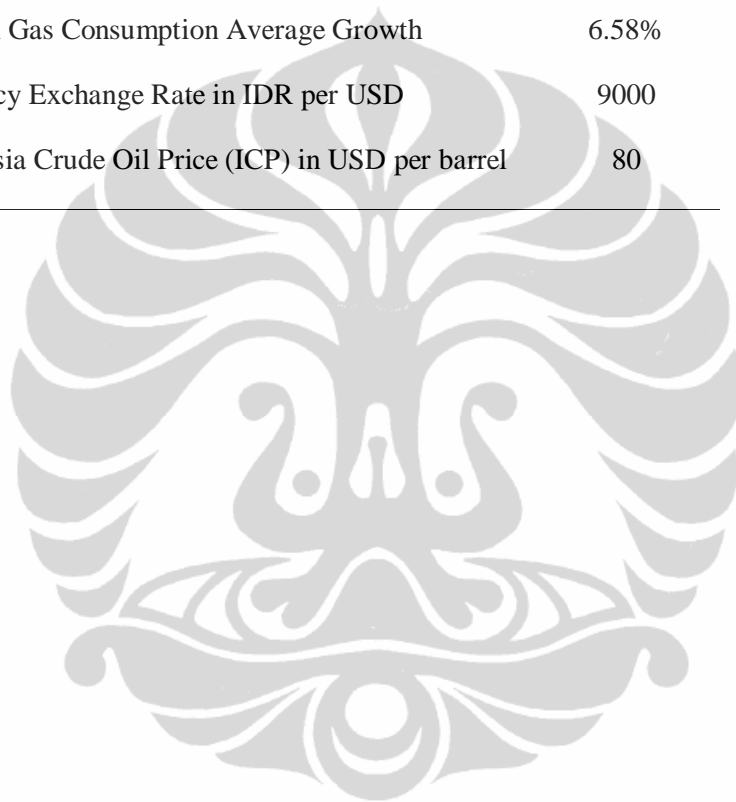


Table 2

Natural gas infrastructure investment and petroleum fuels substitution vs. operation cost, import and subsidy reductions 2015-2030 yearly averages (in trillion IDR per year 2010 current prices)

	BAU	Electricity & Industrial Sector			Transportation Sector			TOTAL		
Natural Gas Infrastructure Investment	4.8	4.6 in addition to BAU			7.9 in addition to BAU			17.4		
Petroleum Fuels Substitution (million kL)	0.0	21.95			17.29			39.24		
Crude Oil Price (USD/barrel)		60	80	100	60	80	100	60	80	100
Operation Cost Reduction	0.0	52.2	74.1	96.0	16.1	15.8	15.1	68.3	89.9	111.2
Import Reduction	0.0	52.2	74.1	96.0	25.4	40.6	55.8	77.6	114.7	151.9
Subsidy Reduction	0.0	46.0	65.0	83.9	9.3	24.8	40.7	55.3	89.8	124.6

Source: Tjandranegara et al. (2010, 2011), recalculated.

Table 3
Economic model scenarios

Scenario	Average Natural Gas Infrastructure Investment ^a (trillion IDR per year)	Average Petroleum Fuel Substitution ^b (million kilolitre per year)	Cost and Subsidy Reduction Reallocation ^c (Scheme)	Crude Oil Price (USD per barrel)	Currency Exchange Rate (IDR per USD)
Base	4.8	none	none	80	9000
1	4.8	none	none	80	10000
2	4.8	none	none	80	8000
3	4.8	none	none	100	9000
4	9.4	21.95	A	80	9000
5	17.4	39.24	A	80	9000
6	17.4	39.24	B	80	9000
7	17.4	39.24	A	100	9000

Notes:

- a) 2010 current prices.
- b) In Scenario 4, 21.95 represent the total of 3.51 and 18.44 million kL per year of petroleum fuel substitution in the industrial and electricity sectors, respectively. An additional 17.29 in the transportation sector adds up to 39.24 million kL per year substitution in Scenarios 5 to 7.
- c) Cost & Subsidy reductions due to lower energy cost are assumed to be reallocated as follows:
 - A. Cost reduction in the industrial sector: 10% reinvested and 90% consumed; electricity sector: 10% reinvested in the same sector and 90% reinvested in the construction sector; transportation (plus construction & trade) sector: 10% reinvested and 90% consumed. Subsidy reduction in the transportation sector is reallocated as investment in the construction sector.
 - B. All reductions are consumed in their corresponding sectors, no reinvestment.
- d) Yearly petroleum fuel substitutions and investments used in scenarios were taken from Tjandranegara et al. (2011) findings.
- e) The labour projections in all scenarios are assumed to be identical.

Table 4
Sectoral energy cost, subsidy, investment and scenario results summary
(2015-2030 yearly averages)

	Unit	Scenario							
		0	1	2	3	4	5	6	7
	Base	Percentage Difference from Base ¹⁾							
INPUT:									
Energy Cost in Industrial									
Sector	Trillion IDR	132.7	11.11	-11.11	23.10	-7.89	-7.89	-7.89	-8.34
Energy Cost in Electricity									
Sector	Trillion IDR	233.5	11.11	-11.11	23.93	-30.42	-30.42	-30.42	-31.42
Energy Cost in									
Transp+Const+Trade Sector	Trillion IDR	224.7	11.11	-11.11	1.85	0.00	-6.69	-6.69	-6.15
Subsidy in Transportation									
Sector	Trillion IDR	108.2	11.11	-11.11	73.08	0.00	-21.92	-21.92	-20.71
Investment in Industrial Sector	Trillion IDR	71.4	0.00	0.00	0.00	2.74	2.74	1.28	3.18
Investment in Electricity Sector	Trillion IDR	87.6	0.00	0.00	0.00	12.29	12.29	4.18	14.56
Investment in									
Transp+Const+Trade Sector	Trillion IDR	92.4	0.00	0.00	0.00	69.18	109.41	12.95	144.99
RESULTS:									
GDP	Trillion IDR	5140.6	-0.48	0.55	-0.66	3.04	4.29	1.64	5.14
GDP Growth	%	6.22	0.08	-0.08	0.06	3.40	4.87	1.20	5.94
Output in Industrial Sector	Trillion IDR	1050.1	-1.41	1.60	-2.77	1.78	1.78	1.47	1.94
Output in Electricity Sector	Trillion IDR	19.6	-9.32	11.63	-18.04	45.58	45.58	37.24	48.52
Output in									
Transp+Const+Trade Sector	Trillion IDR	1039.6	-0.78	0.88	-0.14	12.15	18.07	3.29	22.06
Consumer Price Index	Index	237.6	-0.44	0.50	-0.60	2.63	3.69	1.45	4.42
Unemployment	Thousand	7886	-0.44	0.51	-0.60	-26.78	-36.54	-6.08	-44.23

¹⁾ Except for Scenario 7 values which are the percentage differences from Scenario 3 values