



# KAJIAN SUBSTITUSI GAS DENGAN ENERGI LAIN PADA SEKTOR INDUSTRI

PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI  
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA  
MINERAL  
2013



# KAJIAN SUBSTITUSI GAS DENGAN ENERGI LAIN PADA SEKTOR INDUSTRI



PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI  
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
**KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,**  
**2013**



## **Kata Pengantar**

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Kuasa karena dengan perkenan-Nya Laporan Kajian Substitusi Gas Dengan Energi Lain Pada Sektor Industri dapat diselesaikan.

Laporan Kajian Substitusi Gas Dengan Energi Lain Pada Sektor Industri ini memberikan gambaran mengenai defisit gas nasional yang disertai dengan upaya-upaya untuk menanggulangi defisit gas di sektor industri dengan mencari sumber energi alternatif demi menjaga keberlangsungan perekonomian nasional yang sesuai dengan UU No.30 Tahun 2007 tentang Energi.

Sebagian besar data dan informasi yang ada dalam laporan ini diperoleh dari berbagai instansi yang mengelola atau punya otoritas di bidang energi dan ekonomi, antara lain dari unit-unit teknis di lingkungan KESDM yaitu Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, Badan Pusat Statistik, Bank Indonesia, Kementerian Perindustrian, serta diskusi interaktif kami dengan para narasumber dalam berbagai forum pertemuan.

Akhir kata, kami ucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan dan membantu penyusunan laporan ini. Kami berharap bahwa laporan ini dapat menjadi referensi kepada Pimpinan KESDM maupun pihak lainnya dalam penyusunan kebijakan di sektor ESDM ke depan sehingga dapat memberikan manfaat sebesar-besarnya bagi kesejahteraan masyarakat.

Jakarta, Desember 2013

Penyusun

## **Ringkasan Eksekutif**

Penggunaan gas alam saat ini pada sektor industri mencapai 1720,9 juta standar kaki kubik perhari (MMFSCD) dari total pemanfaatan gas domestik sebesar 4509,3 MMFSCD, konsumsi gas sektor industri sudah sangat besar. Namun jumlah yang sedemikian besar tersebut belum cukup memenuhi kebutuhan industri. Sektor industri menghadapi kekurangan pasokan gas sebesar 1629 MMSCF. Untuk mengatasi hal tersebut, diversifikasi energi menjadi salah satu solusi untuk menghadapi masalah ini. Diversifikasi energi dapat dilakukan dengan menggunakan (1) Batubara karena cadangan batubara di Indonesia masih berlimpah, dan (2) Bioenergi yang berpotensi tinggi untuk dikembangkan.

Kebijakan energi nasional memuat upaya untuk melakukan diversifikasi dalam pemanfaatan energi. Selain kebijakan energi nasional juga didorong kondisi nyata seperti industri pupuk di Indonesia yang sangat mengandalkan gas alam baik sebagai bahan baku maupun sumber energi. Kekurangan sumber energi gas dalam sektor industri menuntut penyelesaian dengan jalan penyediaan sumber energi baru berupa batubara dan biofuel.

Kajian ini menggunakan tiga alat analisis yaitu dengan menggunakan analisis regresi, analisis capital budgeting dan analisis resiko. Analisis regresi dilakukan untuk melihat dampak substitusi gas kepada sumber energi lain dalam tataran makro ekonomi dan untuk melihat elastisitas permintaan sumber energi (gas, batubara dan biofuel) yang juga dapat mencerminkan kebutuhan sumber energi tersebut. Sedangkan analisis *Capital Budgeting* dan Resiko dilakukan untuk menilai kelayakan diversifikasi energi ini dari sisi *benefit and cost*

Model pertama menunjukkan jika sektor industri 100% menggunakan batubara maka efeknya pada pertambahan *share output* lebih besar dibandingkan gas dan biodisel. Dari model kedua elastisitas permintaan energi akan lebih sensitif energi berbasis biofuel dikarenakan adanya kontribusi harga akan relatif lebih stabil dikarenakan energi yang terbarukan. Kebalikannya untuk model ke 3 elastisitas penawaran, dikarenakan energi gas memiliki *production cost* yang sangat besar dalam menghasilkan energinya. Dari model

ke empat adalah perhitungan elastisitas silang untuk masing energi menunjukan nilai positif yang berarti hubungan antara gas-batubara dan gas-biodiesel merupakan hubungan substitusi. Berdasarkan hasil penilaian kelayakan tersebut maka dapat disimpulkan bahwa rencana investasi tersebut layak untuk dilaksanakan.



## Daftar Isi

<b>Kata Pengantar.....</b>	i
<b>Ringkasan Eksekutif.....</b>	ii
<b>Daftar Isi.....</b>	v
<b>Daftar Tabel.....</b>	vii
<b>Daftar Gambar.....</b>	viii
<b>Bab I</b>	
<b>Pendahuluan.....</b>	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Maksud dan Tujuan Kegiatan.....	6
1.3 Ruang Lingkup Kegiatan.....	7
1.4 Batasan Kegiatan.....	7
1.5 Sistematika Pembahasan.....	7
<b>Bab II Kondisi Umum Gas Bumi Indonesia.....</b>	9
2.1 Industri Gas Bumi Indonesia.....	9
2.1.1 Gambaran Umum.....	9
2.1.2 Pasokan Gas Bumi Indonesia.....	12
2.1.3 Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia.....	12
2.1.4 Status Industri Gas Bumi Negara di Dunia.....	14
2.2 Struktur, Infrastruktur dan Pelaku Industri Hilir Gas Bumi Indonesia.....	20
2.2.2 Struktur Industri Hilir Gas Bumi.....	21
2.2.3 Infrastruktur dan Pelaku Industri Hilir Gas Bumi....	23
2.2.4 Pemanfaatan Gas Bumi pada Berbagai Industri Hilir.....	26
2.3 Sumber Energi Pengganti Gas.....	27
2.3.1 Gambaran Umum.....	27
2.3.2 Batubara.....	28
2.3.3 Biofuel.....	32
<b>Bab III Metodologi.....</b>	38
3.1 Kerangka Pemikiran.....	38
3.2 Pendekatan Analisis.....	40
3.2.1 Analisis Regresi.....	41
3.2.2 Analisis Sensitivitas.....	44

3.3	Model Estimasi.....	48
	3.3.1 Pengaruh Substitusi Energi Gas Terhadap Industri..	48
	3.3.2 Elastisitas.....	51
<b>Bab IV Analisis Substitusi Gas Terhadap Energi Lainnya.....</b>		53
4.1	Pengaruh Substitusi Energi Gas Terhadap Industri.....	53
4.2	Elastisitas.....	61
4.3	Analisis Sensitivitas.....	63
	4.3.1 Analisis Sensitivitas Biaya Investasi (CAPEX).....	70
	4.3.2 Analisis Sensitivitas Biaya Pokok Produksi (HPP)..	71
	4.3.3 Analisis Sensitivitas Biaya Pokok Produksi dan Biaya Produksi.....	72
<b>Bab V Kesimpulan dan Saran.....</b>		74
5.1	Kesimpulan.....	74
5.2	Saran.....	75
<b>Daftar Pustaka.....</b>		77

## Daftar Gambar

Gambar 1.1	Konsumsi Energi per Sektor.....	2
Gambar 1.2	Alokasi Gas Bumi Tahun 2012.....	2
Gambar 1.3	Kondisi Gas Bumi Indonesia.....	4
Gambar 1.4	Potensi Pembangkit Listrik Berbasis Limbah Kelapa Sawit.....	6
Gambar 2.1	Status Cadangan Migas Indonesia Januari 2012...	10
Gambar 2.2	Eksportis Gas Bumi Terbesar di Dunia.....	11
Gambar 2.3	Gambaran Umum Pasokan Gas 2007-2011.....	12
Gambar 2.4	Persentase Pemakaian Gas Bumi.....	13
Gambar 2.5	Konsumsi Gas Domestik dan Ekspor.....	14
Gambar 2.6	Struktur Industri Gas Amerika Serikat.....	16
Gambar 2.7	Struktur Industri Gas Inggris.....	18
Gambar 2.8	Rantai Nilai Industri Gas Bumi.....	20
Gambar 2.9	Struktur Industri Hilir Gas Bumi.....	22
Gambar 2.10	Peta Lokasi Kilang LNG.....	23
Gambar 2.11	Proses Pencairan Batubara.....	30
Gambar 2.12	Proses Gasifikasi Batubara.....	30
Gambar 2.13	Statistik Ketergantungan Cina pada Batubara.....	31
Gambar 2.14	Alur Produksi Bahan Bakar Nabati.....	32
Gambar 2.15	Supply Bahan Bakar Nabati Indonesia.....	33

## Daftar Tabel

Tabel 1.1	Kondisi Minyak Bumi Indonesia.....	1
Tabel 2.1	Produksi LNG.....	24
Tabel 2.2	Pelaku Industri Hilir.....	26
Tabel 2.2	Status Pemanfaatan Gas Bumi 2012.....	27
Tabel 2.3	Konsumsi Energi Final Berdasarkan Sumber Energi.	28
Tabel 4.1	Hasil Regresi.....	53
Tabel 4.2	Koefisien <i>Cross Section</i> .....	54
Tabel 4.3	Elastisitas Permintaan Energi.....	61
Tabel 4.4	Elastisitas Penawaran Energi.....	62
Tabel 4.5	Rekapitulasi Perhitungan Parameter Kelayakan Investasi.....	64
Tabel 4.6	Perhitungan NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP, Sebelum Pajak.....	66
Tabel 4.7	Perhitungan NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP, Sesudah Pajak.....	68
Tabel 4.8	Perhitungan Sensitivitas CAPEX.....	71
Tabel 4.9	Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi.....	72
Tabel 4.10	Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi dan Biaya Komersial.....	73

# Bab I

## Pendahuluan

### 1.1 Latar Belakang

Untuk mendukung pembangunan nasional yang berkelanjutan, ketersediaan energi sangat penting sebagai salah-satu penunjang keberlangsungan produktivitas nasional. Beberapa jenis energi yang digunakan untuk menjaga keberlangsungan tersebut diantaranya adalah BBM, gas bumi, batubara dan biofuel. Kecuali biofuel dan batubara, ketiga sumber energi lain tercatat sebagai sumber energi utama sedangkan batubara menjadi pilihan terakhir karena tingkat emisi karbon yang dihasilkan. Penggunaan biofuel yang diklaim sebagai sumber energi terbarukan ternyata produksinya masih kecil sehingga masih perlu waktu untuk memastikan keberlangsungan supply nya.

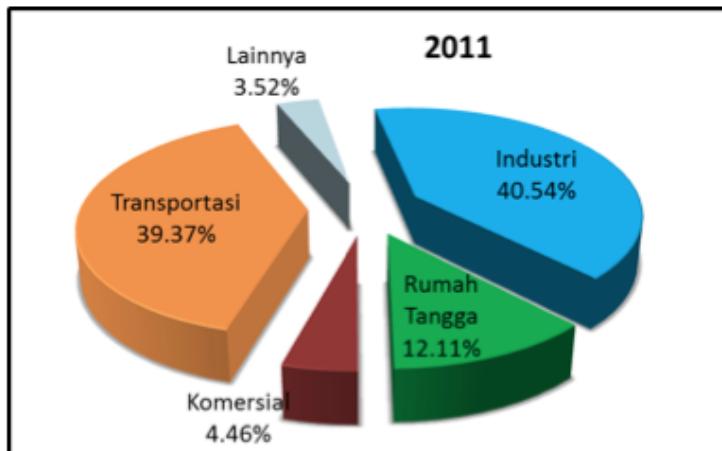
Kondisi Indonesia saat ini menunjukkan sudah menjadi importir minyak bumi memberi alasan untuk mendiversifikasi sumber energi. Berdasarkan Tabel 1.1 kondisi minyak bumi Indonesia mempunyai selisih antara export dan import yang mulai negatif pada tahun 2005. Hal ini akibat dari jumlah supply yang semakin berkurang sementara demand minyak bumi semakin bertambah.

Tabel 1.1 Kondisi Minyak Bumi Indonesia

Tahun	Produksi	Ekspor	Impor	Input Kilang Minyak
	Ribu Barel	Ribu Barel	Ribu Barel	Ribu Barel
2005	386,483	159,703	118,303	357,656
2006	367,049	134,960	116,232	333,136
2007	348,348	135,267	115,812	330,027
2008	357,501	134,872	97,006	323,174
2009	346,313	132,223	120,119	328,589
2010	344,888	134,473	101,093	340,475
2011	329,265	135,572	96,862	365,819
2012	314,666	106,370	96,554	349,854

Sumber: Pusatdatin ESDM, 2013

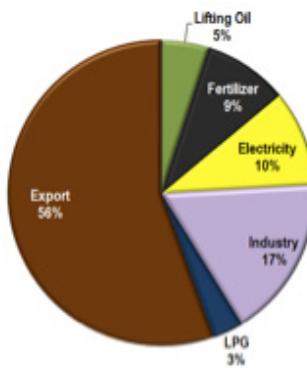
Diversifikasi energi minyak kemudian dijalankan dengan menggantengas sebagai subsitusi minyak bumi. Berikut ini adalah konsumsi energi setiap sektor pada tahun 2011



Sumber: Pusdatin ESDM, 2012

Gambar 1.1. Konsumsi Energi Per Sektor

Berdasarkan Gambar 1.1 hampir 50% dari total konsumsi energi final nasional yang setara dengan 395,36 juta setara barel minyak (SBM) digunakan oleh sektor industri.



Sumber: Pusdatin ESDM, 2013

Gambar 1.2. Alokasi Gas Bumi Tahun 2012

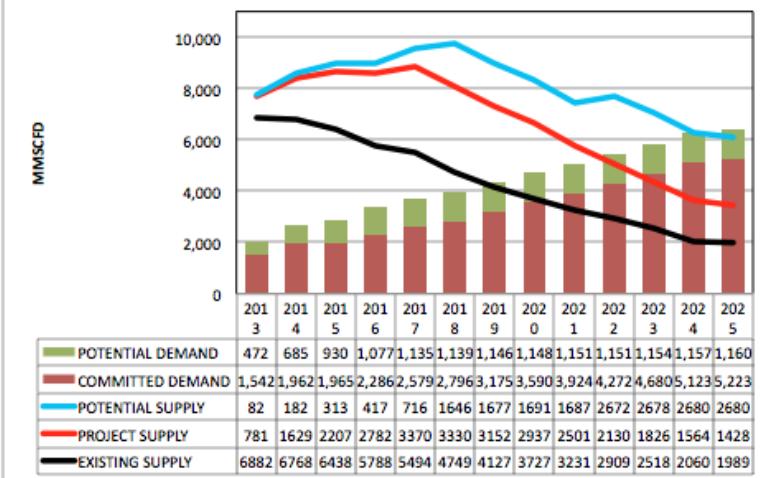
Berdasarkan dari gambar 1.2, terlihat alokasi gas bumi 2012 untuk industri adalah 18,26%. Nilai persentase 21% dari angka alokasi gas bumi 2012 tersebut merupakan input untuk pembuatan plastik, pupuk, kain dan produk-produk anti beku. Dari kategori industri terdapat 5 industri pengguna gas terbesar yaitu:

1. Industri Pupuk
2. Industri Keramik
3. Industri Gelas
4. Industri Kaca
5. Industri Makanan

Dimana pada industri pupuk gas bumi digunakan sebagai bahan baku pembuatan pupuk sedangkan pada keempat industri lainnya digunakan sebagai sumber energi. Sesuai dengan Peraturan Menteri No. 3 Tahun 2010 Pasal 6 Ayat 3 tenatang alokasi dan pemanfaatan gas bumi yang harus diprioritaskan untuk industri pupuk, yang berarti alokasi untuk industri lain mungkin untuk disubtitusi dengan sumber energi lain.

Penggunaan gas alam saat ini pada sektor industri mencapai 1720,9 juta standar kaki kubik perhari (MMFSCD) dari total pememanfaatan gas domestik sebesar 4509,3 MMFSCD, konsumsi gas sektor industri sudah sangat besar. Namun jumlah yang sedemikian besar tersebut belum cukup memenuhi kebutuhan industri. Sektor industri menghadapi kekurangan pasokan gas sebesar 1629 MMSCF. Untuk mengatasi hal tersebut diversifikasi energi menjadi salah satu solusi untuk menghadapi masalah ini.

## NERACA GAS BUMI INDONESIA 2012-2025



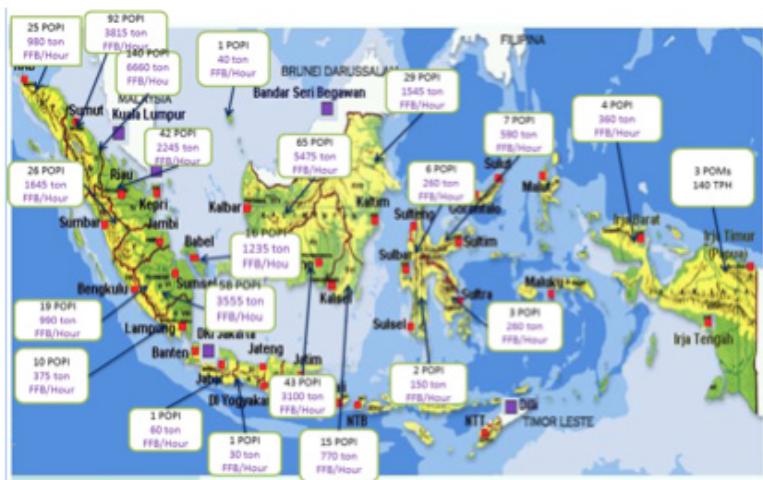
Sumber: Pusdatin ESDM, 2013

Gambar 1.3. Kondisi Gas Bumi Indonesia

Langkah penggunaan batubara di luar negeri sebagai sumber energi alternatif sudah dilakukan lebih dulu oleh Cina, Amerika Serikat dan India. Ketiga negara ini tercatat sebagai pengguna batubara terbesar didunia. Penggunaan batubara sendiri memang meninggalkan masalah emisi karbon yang lebih besar dibandingkan minyak dan gas, dan juga menyisakan abu setelah dimanfaatkan. Namun permasalahan-permasalahan tersebut saat ini sudah dapat dikurangi dengan produk-produk turunan batubara, salah satu produk turunannya yang paling menjanjikan adalah mengubah batubara menjadi gas atau cairan yang menghasilkan emisi jauh lebih sedikit (Valenti, 1992). Cina, Amerika Serikat dan Uni Eropa juga sudah menggunakan batubara cair sejak tahun 2007. Dengan munculnya produk – produk turunan batubara sejak tahun 1990an batubara diklaim sebagai energi masa depan (Underwood, 1993).

Pengembangan Bioenergi di Indonesia sendiri terbagi atas tiga jenis; pertama adalah bioenergi cair berupa bahan bakar nabati yaitu Biodiesel dengan menggunakan bahan baku CPO (*crude palm oil*), Jarak Pagar, dan Nyamplung; Bioethanol menggunakan bahan baku: Molasses, Singkong, dan Sorghum. Kedua, bioenergi Gas (Gas Bio) berupa biogas yang terbuat kotoran ternak, biogas limbah sampah kota dan limbah industri) dan biogas (hasil gasifikasi). Terakhir adalah bioenergi padat yang menggunakan pelet dan briket, biomasa, limbah industri pertanian, industri kayu dan sampah kota.

Indonesia mempunyai kondisi dan kemampuan potensial untuk menghasilkan bahan bakar nabati di Indonesia dengan produksi CPO tahunannya sebesar 21 juta ton (145 juta SBM), Jarak Pagar, dan Nyamplung yang digunakan sebagai bahan baku biodiesel dan Molasses 1,5 juta ton (3.1 juta SBM), Singkong 14 juta ton (14.8 juta SBM), Sorghum, Nipah, Aren, dan Sagu sebagai bahan baku bioetanol. Sedangkan potensi penghasil biogas Indonesia mendapatkannya sebagian besar berasal dari kotoran ternak dan bahan organik yang lain. Pada tahun 2009, Indonesia memiliki jumlah hewan ternak sebagai bahan baku biogas yang cukup besar, antara lain 13 juta ternak sapi perah dan sapi pedaging, serta sekitar 15,6 juta ternak kambing. Potensi ternak tersebut setara dengan 1 juta unit digester biogas (2.3 juta SBM). Untuk menghasilkan biomassa, Indonesia memiliki potensi limbah biomassa yang besar yang berasal dari limbah pertanian dan sampah perkotaan. Pada gambar 1.4 terlihat potensi pembangkit listrik berbasis limbah kelapa sawit di Indonesia



Sumber: Pusdatin ESDM, 2013

Gambar 1.4. Potensi Pembangkit Listrik Berbasis Limbah Kelapa Sawit

## **1.2 Maksud dan Tujuan Kegiatan**

### **1.2.1 Maksud Kegiatan**

Pelaksanaan kegiatan ini dimaksudkan untuk melakukan kajian substitusi gas dengan sumber energi lain kepada sektor industri sebagai upaya mengatasi defisit pasokan gas pada sektor industri.

## 1.2.2 Tujuan Kegiatan

Kegiatan ini bertujuan untuk memperoleh gambaran defisit gas nasional yang disertai dengan upaya-upaya menanggulangi defisit gas pada sektor industri dengan mencari sumber energi alternatif untuk memenuhi menjaga keberlangsungan perekonomian nasional yang sesuai dengan UU No. 30 Tahun 2007 Tentang Energi.

### **1.3 Ruang Lingkup Kegiatan**

1. Studi literatur mengenai pola substitusi sumber energi di berbagai Negara (Amerika Serikat, Cina, Uni Eropa, dll).
2. Mengumpulkan data dan informasi mengenai peran sumber-sumber energi lain dan bagaimana ketersediannya dalam 5 – 10 tahun kebelakang serta menganalisa mengenai kesiapan pasokan dan infrastruktur serta sektor industri untuk substitusi sumber energi ke depan.
3. Konsinyering dengan para pakar / praktisi dan pihak terkait.
4. Penyusunan laporan hasil kegiatan.

### **1.4 Batasan Kegiatan**

Kegiatan kajian ini dibatasi hanya pada substitusi gas sebagai bahan bakar pada sektor industri terhadap dua energi alternatif yaitu batubara dan biofuel.

### **1.5 Sistematika Pembahasan**

#### **BAB I Pendahuluan**

Bab ini menjelaskan latar belakang, maksud dan tujuan, ruang lingkup kajian, serta batasan kegiatan dari kajian ini.

#### **BAB II Kondisi Umum Gas Bumi Indonesia**

Bab ini membahas secara rinci mengenai potensi, sumberdaya dan cadangan gas bumi, struktur produksi, konsumsi gas bumi dan sumber energi alternatif serta contoh pemanfaatannya di negara lain.

#### **BAB III Metodologi**

Bab ini menceritakan secara lengkap metodologi apa yang dipakai dan alasan menggunakannya. Pada bagian ini juga akan dijelaskan konsep dari tabel ketersediaan gas bumi dan ketersediaan sumber energi alternatif yang dipakai sebagai model dalam kajian ini.

## **BAB IV Analisa Substitusi Gas Terhadap Energi Lainnya**

Bab ini berisikan perhitungan neraca gas bumi, potensi substitusi gas terhadap sumber energi lain, serta efek yang ditimbulkan dalam perubahan sumber energi utama sektor industri.

## **BAB V Kesimpulan**

Bab ini merupakan penutup dari kajian yang di dalamnya berisikan poin-poin dari hasil yang telah didapat selama melakukan kajian ini.

## Bab II

# Kondisi Umum Gas Bumi Indonesia

### 2.1 Industri Gas Bumi Indonesia

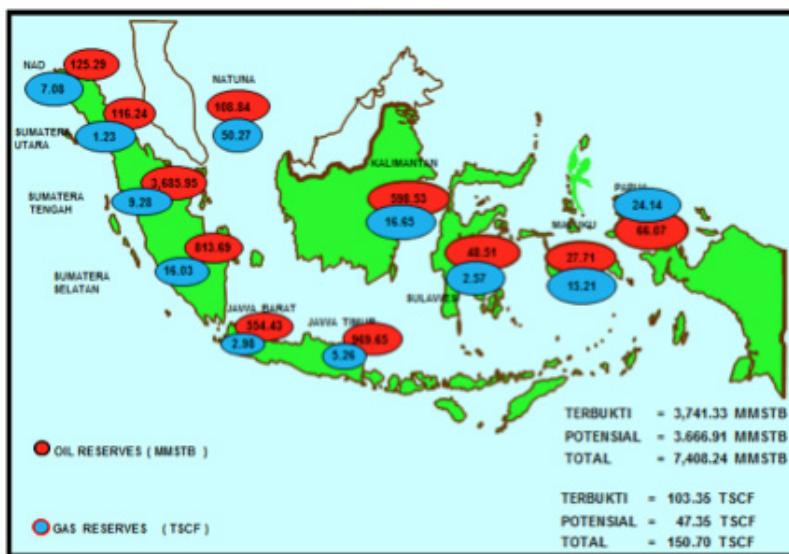
#### 2.1.1 Gambaran Umum

Gas alam sering disebut sebagai gas bumi atau gas rawa yang merupakan bahan bakar fosil berbentuk gas yang terutama terdiri dari metana ( $\text{CH}_4$ ), yang merupakan molekul hidrokarbon rantai terpendek dan teringan. Gas alam juga mengandung molekul-molekul hidrokarbon lebih berat etana ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propana ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) dan butana ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), selain juga gas-gas yang mengandung sulfur (belerang) juga mengandung helium. Metana adalah gas rumah kaca yang dapat menciptakan pemanasan global ketika terlepas ke atmosfer. Namun efek rumah kaca ini hanya bersifat sementara karena selain menghasilkan karbon dioksida juga menghasilkan air. Gas alam dapat berbahaya karena sifatnya yang sangat mudah terbakar dan menimbulkan ledakan. Sifat metana yang ringan menyebabkan mudah terlepas ke atmosfer. Umumnya gas alam ditemukan di ladang minyak, ladang gas bumi dan juga tambang batubara.

*Liquefied Petroleum Gas* (LPG) terdiri dari campuran utama propan dan butan dengan sedikit presentase hidrokarbon tidak jenuh (propilen dan butilen) dan beberapa fraksi C2 yang lebih ringan dan C5 yang lebih berat. Senyawa yang terdapat dalam LPG adalah propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), propilen ( $\text{C}_3\text{H}_6$ ), iso-butana ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) dan butilen ( $\text{C}_4\text{H}_8$ ). LPG merupakan campuran dari hidrokarbon yang berbentuk gas pada tekanan atmosfir, namun dapat diembunkan menjadi cair pada suhu normal, dengan tekanan yang cukup besar. Walaupun digunakan sebagai gas, namun untuk kenyamanan dan kemudahan, disimpan dan didistribusikan dalam bentuk cair dengan tekanan tertentu. LPG cair, jika menguap membentuk gas dengan volume sebesar 250 kali. Uap LPG lebih berat dari udara, butan beratnya sekitar dua kali berat udara dan propan sekitar satu setengah kali berat udara. Sehingga uap dapat mengalir di dekat permukaan tanah dan turun hingga ke tingkat yang paling rendah dari lingkungan dan dapat terbakar pada jarak tertentu dari sumber kebocoran. Pada udara yang tenang, uap akan tersebar secara perlahan. Lolosnya gas cair walaupun dalam

jumlah sedikit dapat meningkatkan campuran perbandingan volume uap/udara sehingga akan menyebabkan bahaya. Untuk membantu mendeteksi kebocoran, LPG biasanya ditambah bahan yang berbau (misal merkaptan). Harus tersedia ventilasi memadai di dekat permukaan tanah pada tempat penyimpanan LPG.

Indonesia juga merupakan salah satu negara yang kaya akan gas bumi. Sampai dengan pertengahan tahun 1970-an, gas tidak dianggap sebagai komoditi yang menguntungkan, sehingga hanya digunakan pada kebutuhan yang terbatas. Infrastruktur transmisi dan distribusi gas pada periode tersebut juga terbatas. Pada tahun 1974 Pertamina mulai memasok gas alam dari pabrik Prabumulih, Sumatra Selatan untuk pabrik Pusri II, III dan IV. Pada saat yang bersamaan Pertamina juga memasok gas alam dari ladang gas alam lepas pantai (off shore Laut Jawa) dan kawasan Cirebon menuju Cilegon untuk pabrik semen, pabrik pupuk, pabrik keramik, pabrik baja dan pembangkit listrik tenaga gas dan uap.

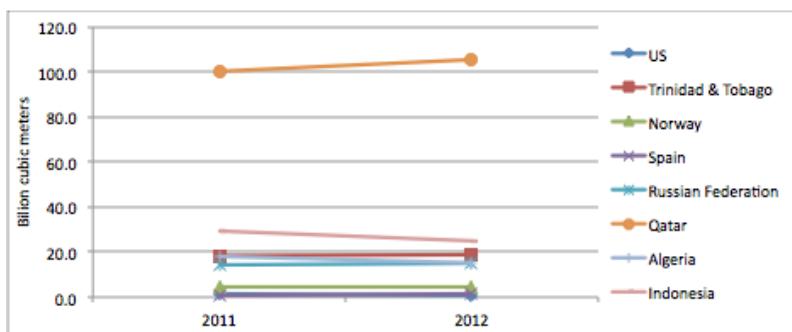


Sumber: Pusdatin ESDM, 2013

Gambar 2.1. Status Cadangan Migas Indonesia Januari 2012

Gambar 2.1 merupakan peta cadangan gas dan miyak bumi diseluruh Indonesia. Sumber daya minyak dan gas berlokasi di 60 basin yang terbentuk dari endapan diseluruh Indonesia. Hanya 38 basin yang sudah dieksplorasi. Ada 15 basin yang sudah memproduksi hidrokarbon : 3 di bagian Timur Indonesia, bernama basin Salawati dan Bintuni di Papua, dan basin Bula di Maluku. Kedua belas basin lainnya berlokasi di bagian barat Indonesia. Delapan basin memiliki hydrocarbon, namun belum memproduksi. Basin yang lainnya, kebanyakan terletak di sebelah timur Indonesia, sudah dibor namun tidak berujung pada suatu pencarian.

Seiring dengan kemajuan teknologi dan permintaan gas yang meningkat di pasar dunia, maka eksplorasi gas mulai dilaksanakan dan Indonesia termasuk salah satu eksportir LNG terbesar di dunia. Seperti yang tampak pada Gambar 2.2 dibawah ini.



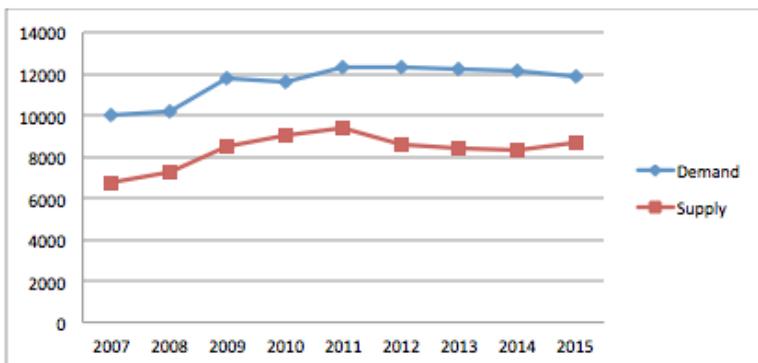
Sumber : BP Statistical Review 2013

Gambar 2.2. Ekspotir Gas Bumi Terbesar di Dunia

Produksi minyak terus jatuh, dan produksi gas juga mulai menurun, akibatnya minyak berhenti menjadi kontributor finansial bersih bagi negara. Menurunnya output gas membahayakan karena melihat pengalaman penurunan produksi minyak, dapat meninggalkan Pertamina (dan pemerintah) banyak kesulitan untuk memenuhi komitmen kontrak pengiriman LNG di masa datang. Akhirnya Indonesia tidak dapat berharap untuk melompat ke status negara industri melalui bisnis minyak dan gas. Indonesia sendiri sudah harus memperhatikan keberlangsungan produksi industri domestik yang produksinya bergantung pada gas

## 2.1.2 Pasokan Gas Bumi Indonesia

Pemanfaatan gas bumi diIndonesia telah dikenal sebaran luas sejak pertengahan 1970an. Saat ini kebutuhan akan gas menjadi perhatian karenan ketersediaan gas sebagai sumber energi kedua setelah minyak bumi agar pemerintah dapat menjamin ketahanan energi.



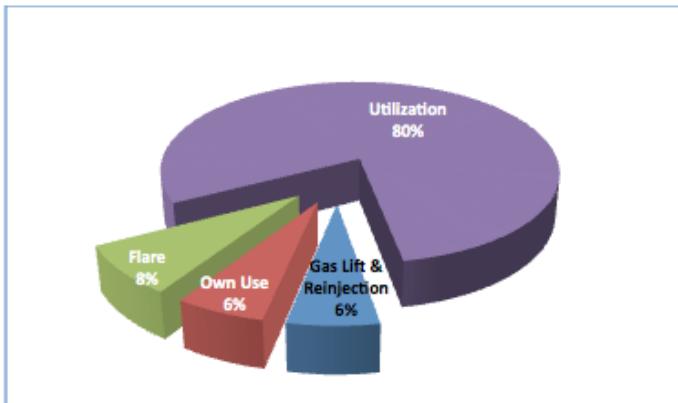
Sumber: Neraca gas Supply and Demand Pusdatin ESDM Handbook 2012

Gambar 2.3. Gambaran Umum Pasokan Gas 2007-2011

Seperti gambar diatas menunjukkan bahwa permintaan gas Indonesia hingga 2015 diproyeksikan selalu mengalami kekurangan.

## 2.1.3 Pemanfaatan Gas Bumi Indonesia

Dari seluruh hasil gas bumi Indonesia sebesar hanya 80%nya yang digunakan sedangkan 8%nya terbakar, 6% digunakan sendiri, dan 6% gas yang terlepas ke udara.

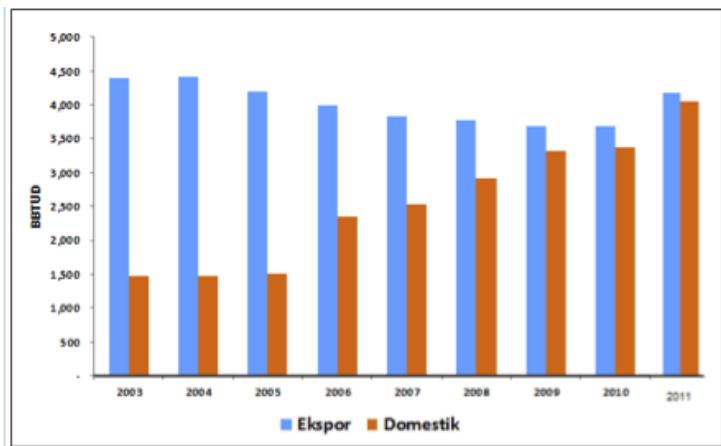


Sumber: Neraca Gas Indonesia Kementerian ESDM

Gambar 2.4. Konsumsi Energi Per Sektor

Sedangkan secara umum pemanfaatan gas bumi dapat dibedakan menjadi 3:

1. Gas alam sebagai bahan bakar, antara lain sebagai bahan bakar Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Uap, bahan bakar industri ringan, menengah dan berat, bahan bakar kendaraan bermotor (BBG/ NGV), sebagai gas kota untuk kebutuhan rumah tangga hotel, restoran dan sebagainya.
2. Gas alam sebagai bahan baku, antara lain bahan baku pabrik pupuk, petrokimia, metanol, bahan baku plastik (LDPE = *low density polyethylene*, LLDPE = *linear low density polyethylene*, HDPE = *high density polyethylene*, PE = *poly ethylene*, PVC = *poly vinyl chloride*, C3 dan C4-nya untuk LPG, CO2-nya untuk *soft drink*, *dry ice* pengawet makanan, hujan buatan, industri besi tuang, pengelasan dan bahan pemadam api ringan.
3. Gas alam sebagai komoditas energi untuk ekspor, yakni *Liquefied Natural Gas* (LNG).



Sumber: Pusdatin ESDM

Gambar 2.5. Konsumsi Energi Per Sektor

Berdasarkan grafik diatas Indonesia berencana meningkatkan penggunaan gas bumi untuk kebutuhan domestik.

#### 2.1.4 Status Industri Gas Bumi negara-negara di Dunia

Di bawah ini diuraikan status gas bumi yang di beberapa negara, khususnya negara maju dan yang aktif dalam melakukan restrukturisasi sektor energinya. Uraian ditekankan pada aspek perubahan struktur industri dan regulasi yang mengatur perubahan itu.

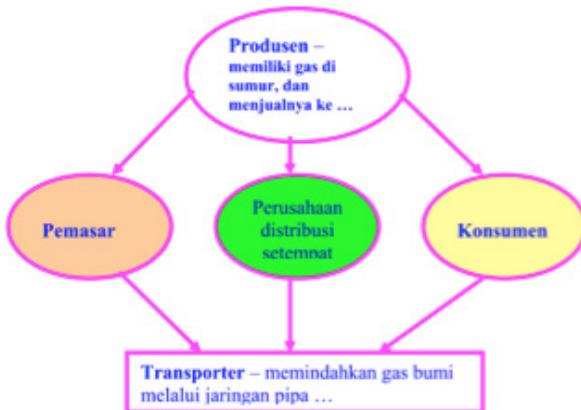
##### 2.1.4.1 Amerika Serikat

Struktur industri gas bumi AS mengalami perubahan yang sangat besar dalam kurun 2 dasa warsa terakhir ini. Sebelum deregulasi dan penerapan kebijakan *pipeline unbundling*, struktur industri gas bumi AS sangat sederhana, kurang lentur dan hanya memiliki sedikit alternatif untuk menyalurkan gas. Struktur itu terdiri dari produsen yang menyalurkan gas melalui jalur pipa antar negara bagian (*interstate pipeline*) kepada konsumen atau produsen, jalur pipa antar negara bagian, gas masuk ke perusahaan distribusi setempat baru kemudian kepada konsumen.

Di Amerika Serikat (AS) terdapat lebih dari 800 produsen gas bumi, 580 kilang gas, 160 perusahaan transmisi yang mengoperasikan lebih dari 450.000 km pipa transmisi gas, 114 perusahaan penyimpanan yang mengoperasikan lebih dari 400 tanki penimbunan bawah tanah, 260 perusahaan penjual gas dan lebih dari 1.200 perusahaan distribusi gas yang mengoperasikan lebih dari 1.3 juta km pipa distribusi (Nugroho, 2004). Meskipun industri gas AS sudah sebesar ini tetapi derugalasi harga gas di kepala sumur (*wellhead prices*) serta penjaminan usaha monopoli kepada perusahaan tranportasi pipa (transmisi dan distribusi) yang dulu diterapkan ternyata tidak merangsang terjadinya kompetisi di pasar gas. Insentif untuk meningkatkan pelayanan dan inovasi juga sangat sedikit. Deregulasi tersebut malah membawa industri gas bumi AS pada kekurangan pasokan (*supply shortage*) pada tahun 70-an serta kelebihan pasokan pada tahun 80-an.

Sekarang industri gas bumi AS telah berubah menjadi lebih terbuka bagi kompetisi dan pilihan. Harga *wellhead* tidak diatur lagi, tergantung dari interaksi antara penyediaan dan permintaan. *Interstate pipelines* bukan lagi pemilik komoditi gas bumi, tapi hanyalah pemilik pipa tranportasi gas, yang memberikan jasa pengangkutan dan tarif pengangkutannya diatur oleh FERC (*Federal Energy Regulatory Committee*). Konsumen dapat membeli gas dari perusahaan distribusi setempat (LDC), pemasar (*marketer*) atau langsung dari produsen gas. Sementara itu, perusahaan distribusi setempat tetap membuka *bundled products* pada konsumen, sedangkan di beberapa negara bagian terdapat *retail unbundling* yang mengizinkan penggunaan jaringan distribusi mereka untuk transportasi gas.

Perbedaan utama dari struktur industri gas bumi AS yang berlaku sekarang dengan yang sebelumnya adalah muncul “pemasar” (*marketer*) gas. Marketer memfasilitasi pergerakan gas bumi dari produsen ke konsumen dan dapat bertindak sebagai perantara antar pihak-pihak yang saling membutuhkan, misalnya untuk melakukan kontrak transportasi dan pemakaian depot. Marketer dapat pula memiliki gas yang akan di transportasikan. Gambar berikut memperlihatkan struktur industri gas AS setelah *deregulasi wellhead prices* dan *pipeline unbundling*.



Sumber: <http://www.naturalgas.org>

Gambar 2.6. Struktur industri Gas Amerika Serikat

Selain revolusi sistem industri gas Amerika Serikat yang mengalami revolusi, industri gas Amerika Serikat juga berevolusi melalui cara eksplorasi gas dengan metode rekah hidrolik. Metode rekah hidrolik yang saat ini tengah dilakukan di Amerika Serikat mampu menghasilkan gas shale murah. Metode rekah hidrolik sendiri mengundang kontroversi karena yang digunakan untuk membuka sumber daya shale gas membutuhkan air dalam jumlah besar dan menimbulkan kekhawatiran timbulnya risiko kontaminasi air. Operasi rekah hidrolik yang juga disebut fracking ini memompakan jutaan galon air, pasir, dan campuran bahan kimia, mulai dari garam dan asam sitrat hingga racun dan zat karsinogenik, termasuk benzene, formaldehida, dan timah. Semua material itu dipompakan dengan tekanan sampai 15.000 pon per inci persegi melalui sumur yang dibor horizontal ke formasi shale rock sedalam 10.000 meter di bawah permukaan tanah. Tekanan yang tinggi ini memaksa dibukanya puluhan celah oleh pasir dan bahan lainnya dalam cairan yang digunakan untuk fracking. Setelah cairan dipompa kembali ke permukaan, gas alam yang tadinya terjebak dalam shale dapat mengalir bebas, dipompa melalui celah dan kemudian berbalik naik ke sumur akibat tekanan alam yang diciptakan oleh batuan ribuan kaki di atasnya.

Penyediaan shale gas murah memaksa pembangkit-pembangkit listrik batubara di Amerika Serikat tutup. Kapasitas pembangkit listrik tenaga batubara turun 12,5 persen pada 2012 akibat meningkatnya output pembangkit listrik berbahan bakar gas alam. Pangsa pasar pembangkit listrik tenaga batubara pun turun drastis dari 50 persen pada 2008 menjadi di bawah 38 persen tahun lalu sehingga ikut membantu menurunkan emisi CO<sub>2</sub> AS ke level terendah dalam 20 tahun. Pukulan lain dari gas murah dan pengetatan peraturan polusi di AS juga mendorong rencana ditutupnya paling tidak 175 pembangkit listrik tenaga batubara pada 2016, atau 8,5 persen dari total. Sepertiga dari mereka diperkirakan ditutup tahun ini, menjadikan 2012 sebagai tahun pensiun terbesar dalam sejarah bagi pembangkit listrik tenaga batubara.

#### 2.1.4.2 Inggris

Dalam 10 tahun terakhir, industri gas bumi Inggris telah mengalami perubahan struktur dan regulasi yang cukup besar. Inggris telah membuka peluang kompetisi dalam penyediaan gas untuk konsumen besar/menengah dan mengembangkan perusahaan pemasok serta perdagangan gas independen. Hasil derugalasi ini mendorong terjadi penurunan harga gas sehingga menyebabkan peningkatan konsumsinya.

Di seantero Inggris raya terdapat 5.900 km jaringan pipa transmisi nasional tegangan tinggi, sekitar 12.500 km pipa transmisi regional tegangan menengah, sekitar 232.000 km pipa distribusi lokal dan 7 fasilitas penyimpanan yang terkait dengan sistem transmisi gas bumi nasional (Nugroho, 2004). Industri gas Inggris yang demikian luas telah ditransformasikan dari industri yang terintegrasi vertikal (*vertically integrated industry*) menjadi tak terintegrasi. Sebelum 1986 British Gas (BG) beroperasi sebagai perusahaan publik yang memonopoli kegiatan transportasi dan penyediaan gas bumi. Hanya sektor produksi, yang didominasi oleh perusahaan multinasional, yang dibuka untuk kompetisi. Sejak tahun 1986 pemerintah Inggris melakukan privatisasi BG dan deregulasi sebagian *supply* gas. Kontrak-kontrak *supply* gas diubah dari jangka panjang ke jangka menengah dan pendek, bahkan ke perdagangan di pasar spot. Untuk mempromosikan kebijakan *open access* pada tahun 1989, OFGEM (*Office of Gas & Electricity Market*) menerapkan kebijakan 90 : 10, BG

hanya boleh mengangkut 90% dari seluruh produksi gas, sedangkan sisanya diperebutkan oleh kompetitor BG.



Sumber : Andrej Jurij, 1999, Market development in the U.K. natural gas industry

Gambar 2.7. Struktur Industri Gas Inggris

Pada awalnya, British Gas beroperasi baik sebagai pemasok dan transportasi gas bumi dan sebagai *merchant pipeline*. Pada 1993 OFGEM meminta British Gas untuk membangun “*Chinese walls*” (pemisahan pembukuan) antara kegiatan transportasi dan pemasokan. Ini selanjutnya menghasilkan pemecahan (*unbundling*) British Gas yang terdiri dari *British Gas Energy* (BGE) and *British Gas TransCo* (BGT).

#### 2.1.4.3 Cina

Seperi halnya dengan minyak, sektor gas alam hulu Cina didominasi oleh tiga perusahaan minyak nasional (NOC): CNPC, Sinopec, dan CNOOC. Kelahiran NOC ini terjadi pada tahun 1980 selama proses

reformasi ekonomi di Cina. Sebelum reformasi, pemerintah berencana mengembangkan sektor minyak dan gas di bawah rezim sosialis. Pertama-tama, CNOOC didirikan pada tahun 1982 untuk mengelola pengembangan lepas pantai, yang tampak agak sulit untuk melakukan dan diperlukan kerjasama dengan mitra asing. Sinopec didirikan pada tahun 1983 untuk menangani penyulingan hilir. Akhirnya, tanggung jawab produksi minyak dan gas pedalaman didelegasikan dari Kementerian Minyak ke NOC baru yang dikenal sebagai CNPC, pada tahun 1988 (Higashi 2006).

Pada tahun 1998, sektor ini mengalami restrukturisasi skala luas: baik CNPC dan Sinopec mulai menangani seluruh segmen dari hulu ke hilir dengan batas geografis. Ketiga perusahaan yang terdaftar di bursa saham internasional di Hong Kong, New York dan London pada 2000-11 dan beberapa perusahaan minyak Barat membeli saham mereka. CNPC sekarang memegang sekitar 75 % dari sumber daya domestik gas dan 80 % jaringan pipa Cina (termasuk garis bagasi antar - provinsi utama). CNPC juga bertanggung jawab atas beberapa proyek impor gas besar, seperti Central Asia pipa dan impor LNG di Jiangsu dan Dalian. Sumber Sinopec's inti gas terletak di Shandong dan Sichuan, dan juga mencari peluang bisnis LNG. CNOOC menyediakan gas lepas pantai melalui pipa Laut Cina Selatan ke Hong Kong, dan dari Laut Cina Timur ke Shanghai.

Namun, gas alam masih merupakan bahan bakar yang relatif kecil dalam bauran energi Cina dan hanya 3,5% dari total konsumsi energi primer pada tahun 2007, sedangkan pangsa batu bara 69,5%. Pemerintah China telah mempromosikan penggunaan gas alam untuk meningkatkan diversifikasi energi dan efisiensi energi, dan sebagai solusi untuk masalah lingkungan. Pemerintah menetapkan target peningkatan penggunaan gas alam untuk 10% dari bauran energi pada 2020. Dalam rangka mengembangkan pasar gas alam di Cina dan khususnya mempromosikan penggunaan gas alam sebagai menggantikan batubara dan minyak, pemerintah berhati-hati menetapkan tingkat harga. Pada sektor listrik, di mana batubara adalah bahan bakar yang dominan, telah ragu-ragu menggunakan bahan bakar lebih mahal dari batubara. Sektor perumahan di daerah perkotaan menunjukkan kemampuan untuk membayar harga yang lebih tinggi dan kuat pertumbuhan permintaan disertai dengan penetrasi gas kota. Sektor industri dapat menyerap relatif gas alam

sebagai bahan bakar atau bahan bakar pengganti minyak. Seperti untuk industri pupuk kimia, Namun, pemerintah telah mengalokasikan gas murah dengan pertimbangan politik dan sosial bagi petani karena gas alam merupakan bahan baku utama untuk produksi pupuk.

Mengingat situasi di masing-masing sektor, pemerintah telah dasarnya menetapkan harga gas alam pada basis biaya-plus, tetapi dengan variasi berdasarkan sektor. Akibatnya, harga gas alam di China berbeda dengan pasar internasional, gas alam adalah bahan bakar mandiri di negara ini. Ketika harga gas internasional meningkat tajam, terutama di 2007-08, harga gas domestik lebih rendah daripada harga internasional menyebabkan munculnya beberapa situasi kontroversial di China. Di industri, misalnya banyak pabrik petrokimia menggunakan gas alam bukan minyak dan kadang-kadang diproduksi terlalu banyak karena harga gas alam dalam negeri jauh lebih murah daripada minyak pada waktu itu. Alam kebutuhan gas dalam gas kota meningkat berkat harga menguntungkan gas alam dibandingkan dengan LPG.

## 2.2 Struktur, Infrastruktur dan Pelaku Industri Hilir Gas Bumi Indonesia

### 2.2.1 Rantai Nilai Industri Gas Bumi Indonesia

Sebagai halnya pada minyak bumi, kegiatan industri gas bumi dapat dibedakan kedalam dua kelompok utama : kegiatan hulu (upstream) dan hilir (downstream). Di antara kedua kelompok kegiatan itu, kadang ditambahkan kegiatan antara (midstream). Gambar 2.8 memperlihatkan diagram rantai nilai industri gas bumi



Sumber : Hanan Nugroho

Gambar 2.8. Rantai Nilai Industri Gas bumi

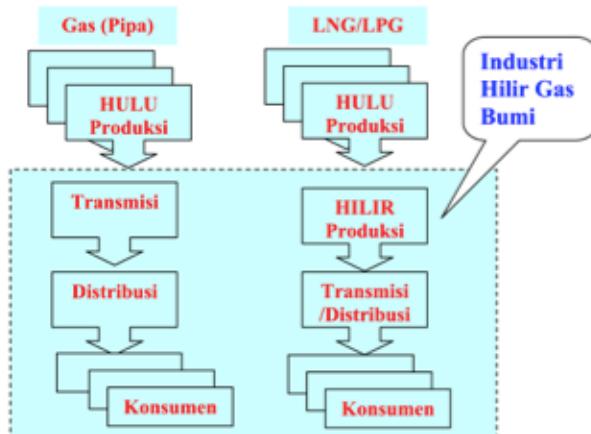
Kegiatan hulu (oleh sebuah perusahaan eksplorasi/eksploitasi gas) dimulai dengan upaya mendapatkan izin/konsesi atau kontrak kerja sama untuk melakukan eksplorasi atau pencarian gas di suatu wilayah tertentu. Di Indonesia, izin atau kontrak kerja sama untuk mendapatkan Wilayah Kerja Pertambangan tersebut sekarang dapat diperoleh melalui lelang (tender) yang dilakukan oleh Menteri Energi dan Sumberdaya & Mineral (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi) berdasarkan skema perjanjian bagi hasil (*production sharing contract*). Bila kegiatan eksplorasi memberikan hasil yang positif, maka ini kemudian dilanjutkan dengan kegiatan produksi/eksploitasi gas bumi, minyak bumi serta produk ikutannya. Hasil produksi dari lapangan (-lapangan) gas tersebut dikumpulkan, kemudian disalurkan ke kilang gas untuk diproses atau dikirim ke tujuan penjualan. Di kilang/pabrik gas, gas dari lapangan produksi tersebut dimurnikan atau diproses menjadi LNG (*liquefied natural gas*) dan LPG (*liquefied petroleum gas*). Selanjutnya, gas yang telah diproses ini, melewati jaringan transportasi yang telah dibangun, dijual kepada konsumen besar (*wholesale*) dan seterusnya kepada konsumen kecil (*retail*).

### **2.2.2 Struktur Industri Hilir Gas Bumi**

Seperti halnya minyak bumi pada gas pun terdapat industri hilir gas bumi, yang diawali dengan kegiatan pengilangan gas, yang memproduksi LNG dan LPG. Di samping itu, terdapat pula kegiatan pemurnian gas di sisi hulu, yang hasilnya tanpa melalui kilang disalurkan langsung melalui jalur pipa (*pipeline*) transmisi/distribusi gas bumi untuk diteruskan ke konsumen.

Produk gas berupa LNG ditransportasikan dengan tanker LNG ke tujuan pengiriman yang biasanya terletak sangat jauh dari lokasi kilang gas. Sebagai contoh, produk LNG dari kilang-kilang di Bontang (Kalimantan Timur) dan Arun (Aceh) dikirimkan ke wilayah ekspor mereka di Jepang, Korea Selatan dan Taiwan. LPG, yang dihasilkan dari kilang gas yang juga menghasilkan LNG dapat dikirimkan melalui kapal/kendaraan darat untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri atau diekspor. LPG dapat pula dihasilkan dari kilang khusus LPG atau merupakan bagian dari kilang yang mengolah minyak mentah menjadi produk-produk minyak (terutama bahan bakar minyak/BBM). Contoh kilang LPG di Indonesia adalah Mundu di Jawa Barat, sedangkan LPG juga dihasilkan dari kilang minyak seperti kilang Cilacap, Balongan dan Balikpapan.

Secara umum, transportasi gas bumi membutuhkan biaya dan persyaratan teknis yang lebih tinggi dibandingkan transportasi minyak mentah, produk-produk minyak (*oil products*) maupun batubara (Nugroho, 2004). Hal ini karena karakteristik alamiah gas bumi itu sendiri, yang amat sulit ditransportasikan apabila masih berada dalam fase gas. Untuk mempermudah transportasinya, gas perlu dikompresikan atau didinginkan terlebih dahulu sehingga densitas energinya menjadi lebih besar dan lebih mudah dikirimkan. Transportasi gas bumi pada sistem jaringan transmisi dan distribusi gas bumi yang telah dibangun dapat dilakukan melalui jalur pipa gas, kapal LNG, kapal LPG, truk tangki, serta melalui depo penyimpanan dan stasiun penjualan.



Sumber : Hanan Nugroho

Gambar 2.9. Struktur Industri Hilir Gas bumi

Gambar 2.9 mengilustrasikan struktur industri gas bumi sisi hilir, yang terdiri dari tiga komponen utama: (i) produksi gas bumi di sisi hilir (*downstream production*) yang dilakukan di kilang gas dan menghasilkan LNG/LPG, (ii) transportasi gas bumi melalui jaringan transmisi dan distribusi yang telah dikembangkan, serta (iii) konsumen gas bumi sebagai pengguna antara atau akhir.

## 2.2.3 Infrastruktur dan Pelaku Industri Hilir Gas Bumi Indonesia

Di Indonesia, pengusahaan gas bumi di sisi hilir masih didominasi oleh perusahaan minyak dan gas milik negara (Pertamina) yang melakukan usahanya secara terintegrasi vertikal dari ujung sisi hulu hingga hilir, terutama untuk minyak bumi. Dominasi Pertamina, khususnya dalam pengusahaan gas bumi agak berkurang dengan perkembangan PT Perusahaan Gas Negara (PGN) yang belakangan ini telah menjadi perusahaan transmisi dan distribusi gas bumi terkemuka. Dibandingkan banyak negara maju pemakai gas bumi, kapasitas infrastruktur maupun pelaku usaha hilir gas bumi yang terdapat di Indonesia sampai saat ini masih terbatas, kecuali untuk LNG.

LNG Indonesia diproduksi dari tiga kilang utama, yaitu kilang Arun, kilang Badak, dan kilang Tangguh. Ketiga kilang tersebut tersebar di berbagai pulau yang berbeda sebagaimana yang terlihat pada Gambar 2.10



Sumber: Paparan PUSDATIN 2012

Gambar 2.10. Peta Lokasi Kilang LNG

Kilang Badak yang dimiliki oleh PT Badak *Natural Gas Liquefaction* atau lebih dikenal dengan PT Badak NGL, saat ini merupakan kilang penghasil LNG terbesar di Indonesia. Lokasinya berada di Bontang, Kalimantan Timur. Pada tahun 2010, sebesar 986.140.906 MMBTU atau 86,11 persen dari total produksi LNG Indonesia disumbangkan oleh kilang ini.

Penghasil LNG terbesar kedua adalah kilang Arun yang dimiliki PT Arun Natural Gas Liquefaction atau PT Arun NGL. Kilang Arun berada di Lhokseumawe, Aceh. Hingga tahun 1993, PT Arun NGL merupakan penghasil LNG terbesar di Indonesia dan di dunia. Namun, menipisnya cadangan gas alam membuat produksinya terus menurun. Dari kilang tersebut, dihasilkan 123.412.051 MMBTU atau 10,77 persen dari total produksi LNG Indonesia pada tahun 2010.

Kilang Tangguh yang terletak di Teluk Bintuni, Papua Barat, merupakan kilang yang baru beroperasi pada tahun 2009. Produksi kilang ini pada tahun 2010 adalah sebesar 35.624.640 MMBTU atau 3,11 persen dari total produksi LNG Indonesia. Hasil produksi ini meningkat sebesar 9,62 persen dari tahun 2009.

**Tabel 2.1 Produksi LNG**

Tahun	Produksi Kilang (MMBTU)			
	Arun	Badak	Tangguh	Total
1990	598.486.944,65	512.024.871,86	-	1.110.511.816,51
1991	613.988.550,03	570.025.069,28	-	1.184.013.619,31
1993	635.654.334,00	627.229.461,00	-	1.262.883.795,00
1996	587.634.994,00	769.790.992,00	-	1.357.425.986,00
1998	561.226.736,86	843.552.402,82	-	1.404.779.139,68
2000	322.830.865,33	977.149.686,22	-	1.299.980.551,55
2001	146.765.164,97	1.091.269.435,07	-	1.238.034.600,04
2003	328.222.191,85	934.748.770,20	-	1.262.970.962,05
2004	293.521.354,00	1.000.319.844,00	-	1.293.841.198,00
2005	217.529.276,00	1.005.610.720,00	-	1.223.139.996,00
2006	175.687.159,00	1.004.885.295,00	-	1.180.572.454,00
2007	146.258.112,00	954.439.355,00	-	1.100.697.467,00
2008	134.611.226,00	955.745.694,00	-	1.090.356.920,00
2009	112.581.287,00	899.596.203,00	32.498.186,00	1.044.675.676,00
2010	123.412.051,00	986.140.906,00	35.624.640,00	1.145.177.597,00

Sumber: Ditjen Migas 2011

Kapasitas produksi LPG dari kilang gas di Bontang dan Arun adalah 105 juta ton per tahun, yang hasilnya digunakan untuk ekspor (terutama ke Jepang) dan memenuhi kebutuhan dalam negeri. Selain itu PERTAMINA memiliki kilang LPG (Pangkalan Brandan dan Mundu) dengan kapasitas total 102,3 juta ton per tahun. LPG juga dihasilkan dari kilang-kilang minyak bumi (Balongan, Cilacap, Balikpapan, dstnya) yang dimiliki oleh Pertamina. Transportasi gas bumi dengan tanker LNG maupun kapal LPG dilakukan di bawah kordinasi Pertamina, menggunakan kapal-kapal Pertamina atau milik swasta yang bekerjasama dengan Pertamina. Armada tanker LNG yang berasal dari Indonesia ke negara-negara tujuan eksport LNG membentuk volume lalu lintas tanker LNG yang terbesar di dunia.

Jaringan transmisi gas melalui pipa (*pipeline*) yang telah dibangun di Indonesia masih sangat terbatas, dikembangkan berdasarkan kebutuhan proyek per proyek dan belum membentuk sistem yang terintegrasi. Pengusahaan sektor transmisi atau penyaluran gas bumi ke konsumen besar melalui pipa gas dilakukan oleh Pertamina, kontraktor bagi hasil *British Petroleum* (BP) dan PT PGN. Pertamina mengoperasikan jalur pipa gas, di antaranya jalur Cilamaya-Cilegon yang dibangun pada tahun 1970-an, melayani pabrik pupuk Kujang (Cikampek), pabrik baja *Karakatau Steel* (Cilegon) dan gas kota Bogor. BP mengusahakan jalur transmisi Pagerungan-Gresik di Jawa Timur untuk pembangkit tenaga listrik dan petrokimia, sedangkan PGN membangun dan mengoperasikan jalur Grissik-Duri, Gresik-Singapura dan sedang mengupayakan pembangunan jalur Sumatera Selatan-Jawa Barat. Jalur distribusi gas bumi Indonesia didominasi oleh PT PGN yang melakukan usaha penyaluran gas bumi ke beberapa kota besar di Indonesia seperti Jakarta-Bogor, Bandung, Surabaya, Medan, namun dengan jumlah pelanggan yang relatif masih sangat sedikit. Mencari gas bumi di laut

Jaringan pipa transmisi yang telah dioperasikan oleh PT PGN adalah sepanjang 800 kilometer dan diameter pipa 28 inci tekanan operasi 70 bar dengan kapasitas penyaluran 310 - 400MMSCFD (juta standar kaki kubik per hari). Jaringan distribusi gas PT PGN memiliki panjang 2.547 km dan kapasitas penyaluran sebesar 830 MMSCFD. Jaringan pipa distribusi gas tersebut terdiri dari pipa polietilena (PE) sepanjang 1.107 km yang digunakan untuk menyalurkan gas ke konsumen rumah tangga/komersil dan sisanya berupa pipa baja untuk menyalurkan

gas ke pelanggan industri. Pertamina sendiri memiliki jaringan pipa gas sekitar 480 km. Di samping itu pipa gas juga dimiliki oleh BP dan PT Igas. Sebagian besar infrastruktur seperti depo dan transportasi LPG masih didominasi oleh Pertamina sebagai pelaku utama. Untuk pemasaran, peran swasta selain Pertamina dan PGN baru terdapat pada agen LPG, pabrik tabung LPG, SPBG (CNG), SPBE (LPG), dan SPPBE. Tabel 2.2 merangkumkan struktur industri hilir gas bumi Indonesia, pelaku dan pangsanya.

**Tabel 2.2 Pelaku Industri Hilir**

Struktur Industri	Pelaku	Produk/kapasitas/unit	Pangsa %	Keterangan
<i>Proyeksi Hilir Kilang Gas</i>				Rencana: - LNG Tangguh oleh BP dan LNG Matindok oleh Pertamina - LPG di Cilacap
LNG LPG	Pertamina Pertamina	30,1 juta ton/tahun 105 juta ton/tahun	100 100	
<i>Transmisi dan Distribusi Pipa</i>				-Rencana pembangunan jaringan pipa gas: Trans Jawa, Sumatra - Jawa Barat, Kalimantan - Jawa.
	Pertamina PGN  BP PT Igas	480 km 800 km (transmisi) + 2547 km (distribusi)  Pipa Pagerungan-Jatim ?		
<i>Pemisahan LPG</i>	Pertamina	6 depot LPG	100	
<i>Perdagangan</i>	Pertamina PGN  <i>Pelaku lain:</i> Agen LPG Pabrik Tabung	8 unit pemasaran (UPMS) 8 cabang, 1 cabang pembantu, 1 perusahaan transmisi  423 unit 5 28 18 44		Agen, stasiun pengisian, pabrik tabung, sebagian besar milik swasta, koperasi, dan yayasan

Sumber: kompilasi data dari Ditjen Migas, PGN dan PERTAMINA

## 2.2.4 Pemanfaatan gas bumi pada berbagai industri hilir

Indonesia, produksi gas dilakukan wilayah-wilayah utama Kalimantan Timur dan Aceh. Gas yang diproduksi kemudian juga dikilang wilayah tersebut menjadi LNG dan LPG, untuk kemudian diekspor. Gas juga diproduksi di lapangan-lapangan yang lebih kecil di Jawa Barat dan Jawa Timur, dan melalui jalur pipa dikirimkan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar/bahan baku pembangkitan listrik, industri dan gas kota di Jawa.

Pada awal pengembangannya pada periode 1980-an, gas bumi Indonesia lebih banyak digunakan untuk ekspor dalam bentuk LNG, dengan tujuan Jepang, Korea Selatan dan Taiwan. Ekspor gas bumi belakangan dilakukan melalui pipa ke Singapura dan Malaysia. Peningkatan penggunaan gas bumi di dalam negeri terjadi karena peningkatan permintaan gas bumi oleh pembangkit tenaga listrik, industri dan PT PGN. Tabel 2.3 memperlihatkan status terakhir pemanfaatan gas bumi Indonesia.

DOMESTIK		
PUPUK	633.5	7.8
KILANG	96.6	1.2
PET. KIMIA	91.2	1.1
KONDENSASI	12.1	0.1
LPG	76.9	0.9
PGN	695.4	8.5
PLN	791.1	9.7
KRAKATAU STEEL	37.2	0.5
INDUSTRI LAIN*	633.6	7.8
CITY GAS	0.27	0.003
LNG DOMESTIK	101.3	1.2
PEMAKAIAN SENDIRI	517.4	6.3
<b>SUB TOTAL DOMESTIK</b>	<b>3,686.7</b>	<b>45.2</b>
EKSPOR		
FEED KILANG LNG	2,785.7	342
LPG	-	0.0
GAS PIPA	979.0	120
<b>SUB TOTAL EKSPOR</b>	<b>3,764.7</b>	<b>462</b>
<b>LOSSES</b>	<b>698.2</b>	<b>8.6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>8,149.6</b>	<b>100</b>

Sumber: Paparan PUSDATIN 2012

Table 2.3. Status Pemanfaatan Gas bumi 2012

## 2.3 Sumber Energi Pengganti Gas

### 2.3.1 Gambaran Umum

Saat ini konsumsi energi di Indonesia terbagi menjadi 2 jenis yaitu energi fosil dan energi non fosil. Untuk sektor industri sumber energi fosil yang umum digunakan adalah BBM dan gas. Sedangkan penggunaan biofuel masih sangat kecil, seperti yang tampak pada tabel berikut ini. Konsumsi Minyak Bumi masih mendominasi .

Year	Batubara	Gas Bumi	BBM	Biofuel	LPG	Listrik
2011	19.73	12.20	43.28	6.36	5.06	13.37
2012	19.04	11.77	42.40	7.68	5.48	13.62

Sumber: Handbook Energi 2012

Table 2.4. Konsumsi Energi Final Berdasarkan Sumber Energi

### 2.3.2 Batu bara

Sumber energi yang tidak terbarukan yang diklaim dapat digunakan sebagai energi masa depan adalah batubara dimana batu bara sendiri dihasilkan dari endapan fosil yang membutuhkan waktu yang sangat lama kira-kira 340 juta tahun. Batubara adalah batuan sedimen yang dapat terbakar, terbentuk dari endapan organik, sisa-sisa tumbuhan yang terbentuk melalui proses pembatubaraan. Unsur-unsur utamanya terdiri dari karbon, hidrogen dan oksigen. Analisis unsur memberikan rumus formula empiris seperti C<sub>137</sub>H<sub>97</sub>O<sub>9</sub>NS untuk bituminus dan C<sub>240</sub>H<sub>90</sub>O<sub>4</sub>NS untuk antrasit. Saat ini ketersediaan batubara di Indonesia lebih banyak digunakan untuk kebutuhan ekspor di banding penggunaan dalam negeri.

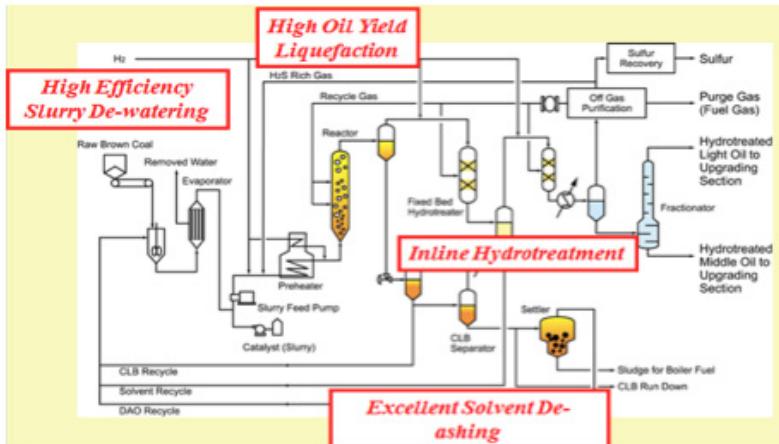
Di Indonesia, endapan batu bara yang bernilai ekonomis terdapat di cekungan Tersier, yang terletak di bagian barat Paparan Sunda (termasuk Pulau Sumatera dan Kalimantan). Pada umumnya endapan batu bara tersebut dapat dikelompokkan sebagai batu bara berumur Eosen atau sekitar Tersier Bawah, kira-kira 45 juta tahun yang lalu dan Miosen atau sekitar Tersier Atas, kira-kira 20 juta tahun yang lalu menurut Skala waktu geologi. Endapan batu bara Eosen yang telah umum dikenal terjadi pada cekungan berikut: Pasir dan Asam-asam (Kalimantan Selatan dan Timur), Barito (Kalimantan Selatan), Kutai Atas (Kalimantan Tengah dan Timur), Melawi dan Ketungau (Kalimantan Barat), Tarakan (Kalimantan Timur), Ombilin (Sumatera Barat) dan Sumatera Tengah (Riau).

Potensi sumberdaya batu bara di Indonesia sangat melimpah, terutama di Pulau Kalimantan dan Pulau Sumatera, sedangkan di daerah lainnya dapat dijumpai batu bara walaupun dalam jumlah kecil dan belum dapat ditentukan keekonomisannya, seperti di Jawa

Barat, Jawa Tengah, Papua, dan Sulawesi. Badan Geologi Nasional memperkirakan Indonesia masih memiliki 160 miliar ton cadangan batu bara yang belum dieksplorasi. Cadangan tersebut sebagian besar berada di Kalimantan Timur dan Sumatera Selatan. Namun upaya eksplorasi batu bara kerap terkendala status lahan tambang. Daerah-daerah tempat cadangan batu bara sebagian besar berada di kawasan hutan konservasi. Rata-rata produksi pertambangan batu bara di Indonesia mencapai 300 juta ton per tahun. Dari jumlah itu, sekitar 10 persen digunakan untuk kebutuhan energi dalam negeri, dan sebagian besar sisanya (90 persen lebih) diekspor ke luar.

Di Indonesia, batu bara merupakan bahan bakar utama selain solar (diesel fuel) yang telah umum digunakan pada banyak industri, dari segi ekonomis batu bara jauh lebih hemat dibandingkan solar, dengan perbandingan sebagai berikut: Solar Rp 0,74/kilokalori sedangkan batu bara hanya Rp 0,09/kilokalori, (berdasarkan harga solar industri Rp. 6.200/liter). Dari segi kuantitas batu bara termasuk cadangan energi fosil terpenting bagi Indonesia. Jumlahnya sangat berlimpah, mencapai puluhan miliar ton. Jumlah ini sebenarnya cukup untuk memasok kebutuhan energi listrik hingga ratusan tahun ke depan. Sayangnya, Indonesia tidak mungkin membakar habis batu bara dan mengubahnya menjadi energi listrik melalui PLTU. Selain mengotori lingkungan melalui polutan CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> dan CxHy cara ini dinilai kurang efisien dan kurang memberi nilai tambah tinggi.

Batu bara sebaiknya tidak langsung dibakar, akan lebih bermakna dan efisien jika dikonversi menjadi migas sintetis, atau bahan petrokimia lain yang bernilai ekonomi tinggi. Dua cara yang dipertimbangkan dalam hal ini adalah likuifikasi (pencairan) dan gasifikasi (penyubliman) batu bara.



Sumber: Departemen ESDM

Gambar 2.11. Proses Pencairan Batubara

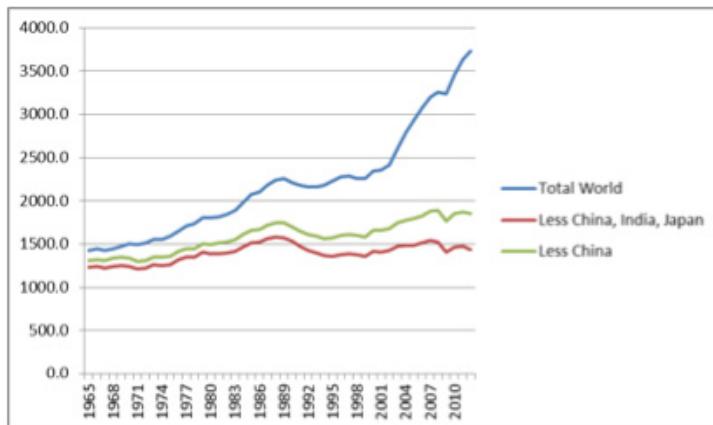


Sumber: Kementerian ESDM

Gambar 2.12. Proses Gasifikasi Batubara

Di sisi lain, pada pemanfaatan batubara dalam energi, mitigasi yang efektif langkah-langkah untuk mengatasi masalah lingkungan global, belum lagi tindakan polusi kontrol yang tepat diterapkan di daerah setempat. Ini adalah saatnya kita melaksanakan pembangunan dunia, pengenalan dan penyebarluasan teknologi batubara bersih (CCT) positif secara bisnis, untuk memanfaatkan batubara sebagai sumber energi yang berkelanjutan dalam jangka panjang. Selain itu, kita perlu melakukan upaya lebih aktif untuk mewujudkan *Carbon Capture and Storage* (CCS) juga.

*Rush for coal*, merupakan fenomena yang terjadi akibat kenaikan harga minyak, sehingga dunia mencari alternatif lain sebagai sumber energi. Jika dilihat secara statistik fenomena ini terjadi akibat meningkatnya ketergantungan Cina pada batubara untuk memenuhi kebutuhan energi yang sangat besar.



Sumber : olahan BP Statistical Review of World Energy 2013

Gambar 2.13. Statistik Ketergantungan China Pada Batubara

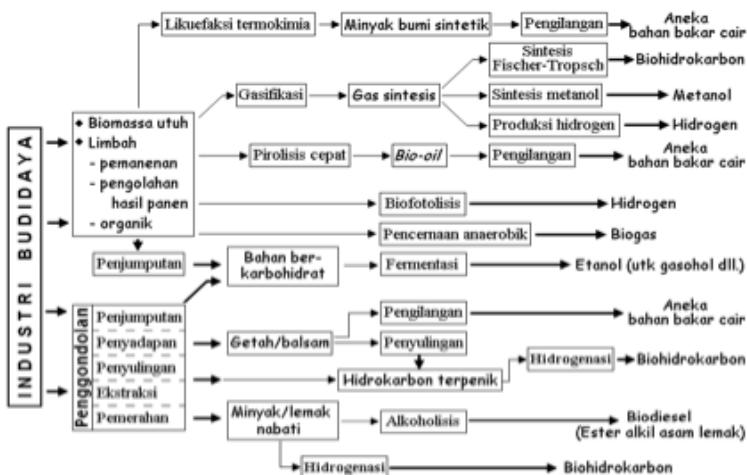
Pada tahun 2010, konsumsi batubara global mencapai 3,8 miliar ton setara minyak, meningkat hampir 50% dibandingkan dengan tahun 2000. Kenaikan ini didorong oleh peningkatan batubara Cina yang sangat besar, pada tahun 2000-2010 naik sebesar 133% dan menyumbang 48% dari total konsumsi batubara dunia.

India, juga memberi kontribusi signifikan untuk meningkatkan permintaan batubara secara keseluruhan. Selama satu dekade terakhir permintaan batu bara India telah meningkat dua kali, sementara selama empat tahun terakhir konsumsi batubara India tumbuhan sebesar 9-10% per tahun.

Jepang yang juga konsumen besar batubara tidak memberikan kontribusi peingkatan konsumsi batu bara yang signifikan seperti cina dan india, tetapi masih dalam dekade terakhir ini konsumsi Jepang meningkat lebih dari 40%.

### 2.3.3 Biofuel

Biofuel, baik untuk mensubtitusi premium maupun solar, keduanya tidak dihasilkan dari endapan fosil tetapi dihasilkan dari bahan-bahan organik. Biofuel dapat dihasilkan secara langsung dari tanaman atau secara tidak langsung dari limbah industri, komersial, domestik atau pertanian. Ada tiga cara untuk pembuatan biofuel: pembakaran limbah organik, fermentasi limbah basah tanpa oksigen untuk menghasilkan biogas atau fermentasi yang menghasilkan alkohol dan ester.



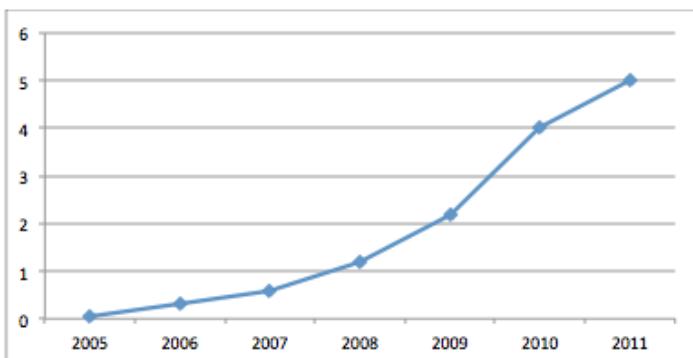
Sumber: Kementerian ESDM, Ditjen Migas

Gambar 2.14. Alur Produksi Bahan Bakar Nabati

Biofuel menawarkan kemungkinan memproduksi energi tanpa meningkatkan kadar karbon di atmosfer karena berbagai tanaman yang digunakan untuk memproduksi biofuel mengurangi kadar karbondioksida di atmosfer, tidak seperti bahan bakar fosil yang mengembalikan karbon yang tersimpan di bawah permukaan tanah selama jutaan tahun ke udara. Penggunaan biofuel mengurangi pula ketergantungan pada minyak bumi serta meningkatkan keamanan energi.

Ada dua strategi umum untuk memproduksi biofuel. Strategi pertama adalah menanam tanaman yang mengandung gula (tebu, bit gula,

dan sorgum manis) atau tanaman yang mengandung pati/polisakarida (jagung), lalu menggunakan fermentasi ragi untuk memproduksi etil alkohol. Strategi pertama ini akan menghasilkan bahan bakar pengganti premium atau bioetanol. Strategi kedua adalah menanam berbagai tanaman yang kadar minyak sayur/nabatinya tinggi seperti kelapa sawit, kedelai, alga, atau jathropia. Strategi kedua menghasilkan biodiesel saat dipanaskan, maka keviskositasan minyak nabati akan berkurang dan bisa langsung dibakar di dalam mesin diesel, atau minyak nabati bisa diproses secara kimia untuk menghasilkan bahan bakar seperti biodiesels. Kayu dan produk-produk sampingannya bisa dikonversi menjadi biofuel seperti gas kayu, metanol atau bahan bakar etanol. Memproduksi etanol dari selulosa merupakan langkah tambahan yang sulit dan mahal dan masih menunggu penyelesaian masalah teknis. Ternak yang memakan rumput dan menggunakan proses digestif yang lamban untuk memecahnya menjadi glukosa (gula).



Sumber: International Energy Association

Gambar 2.15. Supply Bahan Bakar Nabati Indonesia

Biofuel (bioethanol dan biodiesel) dapat dicampur dengan bahan bakar fosil dengan persentase tertentu. Kebanyakan mesin bensin dapat beroperasi menggunakan campuran sampai 15% biofuel. Bensin dan ethanol memiliki angka oktan yang lebih tinggi, mesin dapat terbakar lebih panas dan lebih efisien. Bahan bakar etanol memiliki BTU yang lebih rendah, diperlukan lebih banyak bahan bakar untuk melakukan perjalanan dengan jarak yang sama.

Ethanol sangat korosif terhadap sistem pembakaran, selang dan gasket karet, aluminium, ruang pembakaran, serta korosi pada pipa bensin dalam sistem distribusi dan penyimpanannya. Oleh karena itu penggunaan bahan bakar yang mengandung alkohol ilegal digunakan pesawat. Untuk campuran ethanol konsentrasi tinggi atau 100%, mesin perlu dimodifikasi dengan mengganti komponen besi dan aluminium menjadi stainless steel yang biayanya lebih mahal. Banyak produsen kendaraan sekarang ini memproduksi kendaraan bahan bakar fleksibel, yang dapat beroperasi dengan kombinasi bioethanol dan bensin, sampai dengan 100% bioethanol.

Di banyak negara masuknya ethanol ke pasar sebagai bahan bakar kendaraan baik ethanol 5% ataupun sebagai aditif (5 – 25%) pada umumnya lebih didorong untuk mengurangi semakaian bahan bakar fosil untuk memperbaiki lingkungan hidup sesuai dengan hasil Konvensi KTT Bumi, daripada persaingan nilai ekonomis. Negara-negara seperti Amerika Serikat, Brazil, Korea Selatan, India dan Jepang telah melakukan penelitian yang intensif untuk mengembangkan biofuel.

Biofuel di Amerika Serikat telah didukung oleh 26 negara bagian dalam bentuk peraturan negara bagian, sementara 4 negara bagian, yaitu Minnesota, Hawaii, Montana, dan Oregon saat ini telah menerapkan B10 (bioetanol 10%). Kebijakan B10 juga didukung dengan produksi kendaraan yang mampu berjalan dengan bahan bakar campuran 10% bahkan hingga 25% bioethanol. Bahan baku yang digunakan adalah seperti jagung. Sejak tahun 1979, Amerika Serikat telah menerapkan insentif pajak terhadap pengguna biofuel dalam bentuk *Federal Excise Tax Exemption*, dan saat ini sedang meningkatkan penggunaan *Fuel Flexible Vechicles*, dan memberikan insentif terhadap pembangunan SPBU.

Jika semua produksi jagung dan kedelai dialihkan kepada pembuatan etanol jagung dan biodiesel kedelai akan memenuhi 12% dari kebutuhan bensin dan 6% dari permintaan solar. Berdasarkan rata-rata hasil panen jagung AS untuk tahun 2007 sampai 2012, konversi seluruh tanaman jagung AS akan menghasilkan 34400000000 galon etanol yang sekitar 25% dari 2012 jadi permintaan bahan bakar motor. Produksi biofuel di AS tidak hanya berdampak pada pengurangan konsumsi minyak dan gas bumi tetapi juga membuka lapangan pekerjaan baru bagi warganya. Menurut *Renewable Fuels Association*,

industri etanol menyerap hampir 154.000 pekerjaan AS pada tahun 2005, meningkatkan pendapatan rumah tangga hingga 57 miliar USD. Juga memberikan kontribusi sekitar 3,5 miliar USD pada pendapatan pajak di tingkat lokal, negara bagian, dan tingkat federal. Brazil telah mengembangkan bioetanol yang bersumber dari tebu dengan melakukan ujicoba pada kendaraan sejak tahun 1925, dan dikembangkan dalam periode cukup lama dengan dukungan penuh dari pemerintah dalam bentuk regulasi dan insentif, dan saat ini pengembangan biofuel di Brazil telah menggunakan mekanisme pasar. Dari seluruh produksi tebu, perbandingan untuk pemanfaatan sebagai gula dan bioetanol adalah sekitar 50:50.

Amerika Serikat bersama-sama dengan Brazil adalah negara pengguna 70% biofuel dunia dengan total produksinya sekitar 88% total produksi dunia. Brazil memasok biofuel ke Amerika Serikat hingga 20% dari kebutuhan biofuel AS. Ketika dunia masih mencampur bioetanol dengan kadar B10 Brazil telah berusaha menggunakan campuran B50. Hal ini didukung dengan produksi biofuel dalam jumlah besar. Efek permintaan biofuel yang sangat besar di Brazil maka alih fungsi lahan terjadi besar-besaran untuk mananam tebu sebagai sumber biodiesel dan memenuhi kebutuhan gula domestik.

Perkembangan biofuel di Korea Selatan, terutama biodiesel, telah dilakukan semenjak tahun 2002 dan diperkirakan konsumsinya meningkat sekitar 0,5% per tahun. Dalam mempromosikan biodiesel, pemerintah Korsel pada tahun 2007 telah memberikan tax exemption. Sementara bahan baku untuk biodiesel sekitar 77,3% berasal dari kedelai dan sisanya berasal dari *waste oil*. Pemerintah Jepang telah melakukan R&D yang intensif dalam bidang biofuel, dan melakukan standarisasi melalui penerapan E-10 dengan mengacu pada standar di negara Eropa.

*Ministry of New and Renewable Energy* merupakan instansi pemerintah di India yang bertugas untuk mengembangkan energi baru dan terbarukan dalam rangka pemenuhan kebutuhan energi. Kebutuhan akan energi baru dan terbarukan di India dilakukan melalui peningkatan produksi dalam negeri sejalan dengan kebijakan diversifikasi energi, dan direncanakan pada tahun 2032 dapat mencapai 5-6 persen *energy mix* terutama untuk mengkonversi pemakaian batubara dan minyak bumi.

Kebijakan BBN di India dilakukan melalui pengembangan biodiesel dan bioetanol, dengan komoditas: (i) Jatropha curcas; (ii) Karanja; (iii) Castor oil; (iv) Cotton seed oil, serta (v) Mollasses, (vi) Beet; dan (vii) Sorghum, yang keseluruhannya dikembangkan terutama untuk pemenuhan kebutuhan energi sektor transportasi. Arah pengembangan komoditas adalah pada non-edible oil, sehingga tidak berkompetisi dengan kebijakan pangan. Kebijakan BBN mulai diterapkan oleh Kementerian Petroleum pada tahun 2005. Target B5 dan secara bertahap menuju B20 merupakan *mandatory* dari pemerintah India dalam pengembangan dan penerapan biodiesel. Pencampuran biodiesel 5% untuk sektor transportasi, seperti mobil dan kereta api, termasuk uji coba emisi test. Industri perminyakan dapat diberikan kebijakan konsesi apabila mengembangkan biodiesel oleh pemerintah India.

Serangkaian percobaan terhadap industri otomotif untuk penerapan B5 dan telah dinyatakan layak, namun masih belum dapat ditingkatkan kearah yang lebih tinggi karena masih dianggap dapat mengganggu mesin kendaraan. Indian Oil telah menerapkan B5 di beberapa negara bagian India sejak 2003, dan pemanfaatannya akan lebih baik apabila menerapkan *catalytic converter kit*.

Pengembangan biofuel di India terutama di sekitar pusat-pusat budidaya dan pengolahan biji tanaman jarak pagar yang sangat kaya akan minyak ( 40 %). Minyak jarak telah digunakan di India selama beberapa dekade sebagai biodiesel untuk kebutuhan solar masyarakat pedesaan dan hutan terpencil; minyak jarak dapat digunakan langsung setelah ekstraksi (yaitu tanpa penyulingan) dalam generator diesel dan mesin. Jatropha memiliki potensi untuk memberikan manfaat ekonomi di tingkat lokal karena dapat tumbuh di lahan non-pertanian kering marginal, sehingga memungkinkan warga desa dan petani untuk memanfaatkan lahan non-pertanian untuk meningkatkan pendapatan. Selain itu, peningkatan produksi minyak jarak pagar memberikan manfaat ekonomi ke India pada tingkat ekonomi makro atau nasional karena mengurangi tagihan impor bahan bakar fosil bangsa untuk produksi diesel (bahan bakar transportasi utama yang digunakan di negara tersebut). Dan karena minyak jarak pagar adalah karbon - netral, produksi besar-besaran akan meningkatkan karbon profil emisi negara. Akhirnya, karena tidak ada makanan memproduksi lahan pertanian diperlukan untuk

memproduksi biofuel ini (tidak seperti jagung atau gula etanol tebu, atau kelapa sawit diesel), itu dianggap yang paling politis dan moral dapat diterima pilihan di antara pilihan biofuel saat ini India, ia tidak memiliki diketahui dampak negatif pada produksi jumlah biji-bijian besar dan vital lainnya pertanian India memproduksi barang untuk memenuhi kebutuhan pangan penduduk yang sangat besar (sekitar 1,1 Miliar orang pada 2008). Biofuel lain yang menggantikan tanaman pangan dari lahan pertanian yang layak seperti etanol jagung atau biodiesel sawit telah menyebabkan kenaikan harga yang serius untuk biji-bijian makanan pokok dan minyak nabati di negara lain. Total kebutuhan biodiesel India tumbuh 3,6 Juta Metrik Ton di 2011-12, dengan kinerja positif dari industri

Selain fenomena penggunaan biofuel penggunaan batubara juga sedang meningkat. Batubara memainkan peran komponen penting tidak hanya dalam diversifikasi energi tetapi juga sumber energi di dunia, dan menurut prospek untuk energi, permintaan batubara terus meningkat terutama di Jepang, Cina, India, negara-negara Asia Tenggara. Oleh karena itu, upaya untuk mendapatkan pasokan yang berkelanjutan menjadi semakin penting. Hal ini juga diperlukan untuk mengawasi tren terbaru seperti pengaruh yang kuat untuk pasar batubara global dari AS shale gas dan minyak.

## **Bab III**

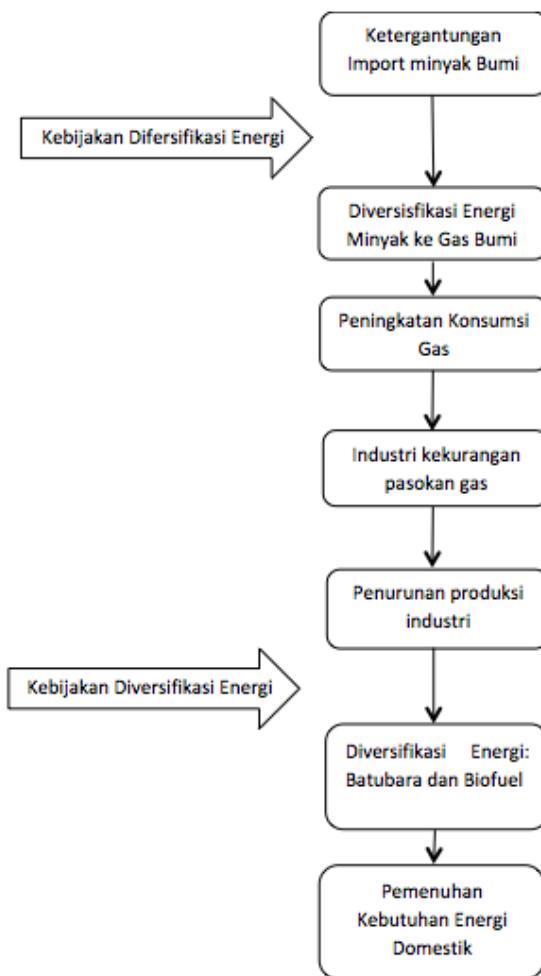
### **Metodologi**

#### **3.1 Kerangka Pemikiran**

Industri pupuk di Indonesia sangat mengandalkan gas alam baik sebagai bahan baku maupun sumber energi. Pasokan dan harga gas alam menjadi masalah saat ini, sehingga sebuah pabrik (Pupuk Iskandar Muda) diliikuidasi dan lainnya mengalami penurunan kapasitas produksi. Sumatera Selatan selain mempunyai sumber daya gas alam, juga mempunyai sumber daya batubara, yang diprediksi sekitar 47 Miliar ton (Sukhyar, 2009), merupakan asset yang dapat digunakan sebagai alternatif bahan baku industri berbasis pupuk di Indonesia. Berdasarkan kajian yang dilakukan, teknologi gasifikasi akan kompetitif ketika harga gas alam 4 USD /MMBTU di atas harga batubara (Roshad, dan Syarif, 2008).

Kebijakan energi nasional ini juga memuat upaya untuk melakukan diversifikasi dalam pemanfaatan energi. Usaha diversifikasi ini ditindak lanjuti dengan dikeluarkannya Permen ESDM 25 tahun 2013 merupakan pengganti Premen ESDM 32 tahun 2008 yang salah satunya berisi tentang pemanfaata biofuel sebagai pengganti bahan bakar minyak secara bertahap sebagai bahan baku pembangkit listrik. Pengembangan dalam pemanfaatan biofuel menjadi lebih menarik dengan semakin meningkatnya harga minyak mentah dunia yang mencapai puncaknya pada nilai US\$140 per barel pada akhir tahun 2008.

Kekurangan sumber energi gas dalam sektor industri menuntut penyelesaian dengan jalan penyediaan sumber energi baru berupa batubara dan biofuel. Berikut adalah kerangka pemikiran dalam kajian ini:

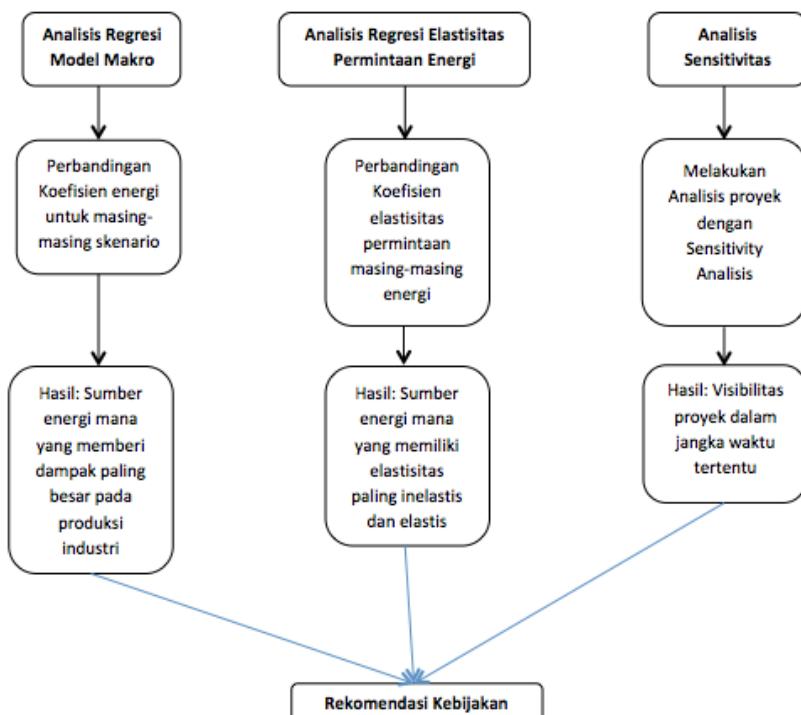


Sumber : olahan

Gambar 3.1. Kerangka Pemikiran

### 3.2 Pendekatan Analisis

Untuk menyelesaikan permasalahan dalam kajian ini digunakan dua alat analisis yaitu dengan menggunakan analisis regresi dan analisis sensitivitas. Analisis regresi dilakukan untuk melihat dampak substitusi gas kepada sumber energi lain dalam tataran makro ekonomi dan untuk melihat elastisitas permintaan sumber energi (gas, batubara dan biofuel) yang juga dapat mencerminkan kebutuhan sumber energi tersebut. Sedangkan analisis sensitivitas dilakukan untuk menilai kelayakkan diversifikasi energi ini dari sisi *benefit and cost*.



Sumber : olahan

Gambar 3.2. Pendekatan Analisis

### 3.2.1 Analisis Regresi

Spesifikasi model yang dirumuskan dalam penelitian ini adalah sangat terkait dengan tujuan penelitian yaitu untuk mengetahui dampak keberadaan substitusi energi dari gas ke batubara dan biofuel terhadap kinerja perekonomian Indonesia secara keseluruhan. Model yang dibangun adalah sistem persamaan untuk sektor utama pengguna bahan bakar. Estimasi model menggunakan metode panel data selama 6 tahun, tahun 2007 sampai 2013, dengan *cross section* 19 jenis industri. Model makro dibangun berdasarkan kerangka teori ekonomi dan kajian empiris yang relevan, yang diharapkan mampu menunjukkan kinerja perekonomian Indonesia secara sederhana dan jelas.

Data panel atau data longitudinal adalah sekelompok data individual yang selama rentang waktu tertentu. Data set panel berisikan informasi observasi setiap individu observasi. Data panel digunakan untuk melihat dampak ekonomis yang tidak bisa terpisahkan antar setiap individu dalam beberapa periode. Hal ini tidak bisa didapatkan dari penggunaan data *cross section* atau data *time series* secara terpisah. Terdapat beberapa keuntungan dari penggunaan metode panel, (Gujarati 2002) yaitu: Datapanel yang meliputi data *cross section* dalam rentang waktu tertentu, maka data set tidak rentan heterogenitas. Penggunaan teknik dan estimasi data panel akan memperhitungkan secara eksplisit heterogenitas tersebut.

1. Dengan pengkombinasian, data akan memberikan informasi yang lebih, tingkat kolinearitas yang lebih kecil antar variabel dan lebih efisien.
2. Penggunaan data panel mampu meminimasi bias yang dihasilkan jika kita mengagregasikan data individu ke dalam agregasi yang luas.

Keuntungan lain dari penggunaan data panel adalah penyatuan informasi dari data *cross section* dan data *time series* yang akan mengurangi permasalahan yang timbul akibat hilangnya variabel. Dalam data panel, hilangnya suatu variabel akan tetap menggambarkan perubahannya akibat penggunaan data *time series*. Selain itu, penggunaan data yang tidak lengkap (*unbalanced data*) tidak akan mengurangi ketajaman estimasi karena penggunaan

*dummy* dalam metode *Least Squares Dummy Variabels* (LSDV) akan mengatasi data yang berantakan tersebut (Gujarati2002). Namun dalam penggunaannya data panel memberikan kesulitan baru dari spesifikasi model, yaitu meliputi gangguan dari *cross section*, *time series*, dan kombinasi keduanya. Estimasi model dengan menggunakan data panel terbagi menjadi 3 yaitu:

Data yang dipool kemudian diestimasi adalah merupakan penggunaan metode *Ordinary Least Squares* (OLS) atau metode *Common*. Koefisiennya menggambarkan dampak variabel independen terhadap variabel dependen konstan untuk setiap *cross section* dan *time series*. Di luar penggunaannya yang sederhana, metode OLS memiliki pembatasan-pembatasan tertentu (*restriction*) terutama pada asumsi klasik. Asumsi koefisien slope dan intersep yang konstan di setiap waktu tidaklah realistik dalam menggambarkan kenyataan sebenarnya yang dinamis. Artinya metode ini tidak memperhitungkan perubahan natural yang terjadi di setiap *cross section*, sehingga kompleksitas kenyataan sebenarnya tidak dapat dicerminkan dalam metode ini.

1. Data yang dipool kemudian diestimasi adalah merupakan penggunaan metode *Ordinary Least Squares* (OLS) atau metode *Common*. Koefisiennya menggambarkan dampak variabel independen terhadap variabel dependen konstan untuk setiap *cross section* dan *time series*. Di luar penggunaannya yang sederhana, metode OLS memiliki pembatasan-pembatasan tertentu (*restriction*) terutama pada asumsi klasik. Asumsi koefisien slope dan intersep yang konstan di setiap waktu tidaklah realistik dalam menggambarkan kenyataan sebenarnya yang dinamis. Artinya metode ini tidak memperhitungkan perubahan natural yang terjadi di setiap *cross section*, sehingga kompleksitas kenyataan sebenarnya tidak dapat dicerminkan dalam metode ini.
2. *Fixed Effect Model* (FEM). Metode ini memiliki beberapa kemungkinan asumsi yang bisa digunakan, seperti:
  - a. Intersep dan koefisien slope konstan dari setiap *cross section* di sepanjang waktu. *Error term* diasumsikan mampu mengatasi perubahan sepanjang waktu dan individu dengan mengikuti asumsi klasik OLS.

- b. Koefisien slope konstan tetapi intersepnya berbeda untuk setiap *cross section*.
- c. Koefisien slope konstan namun intersepnya bervariasi di setiap individu dan di setiap waktu.
- d. Seluruh koefisien baik slope maupun intersep bervariasi di setiap individu.
- e. Intersep dan slope bervariasi di setiap individu dan setiap waktu.  
*Koefisien fixed effect* setiap individu menunjukkan perbedaan atau keunikan di antara objek penelitian (individu) atau di antara tahun yang diamati.

Metode yang ketiga adalah metode yang disebut dengan *Random Effect* (REM). Variasi nilai dan arah hubungan antar tempat diasumsikan random, namun ditangkap dan dispesifikasikan dalam bentuk kesalahan secara eksplisit. Model ini mengkombinasikan error yang dihasilkan oleh data *cross section* dan *time series*. Jika model *fixed* memiliki nilai intersep yang pasti di seluruh *cross section*, model random mewakili nilai rata-rata di seluruh intersep baik *cross section* atau *time series*. Model ini memasukkan seluruh faktor yang mempengaruhi variabel dependen dan kemudian dicerminkan dalam *error term*. Sehingga residualnya merupakan gabungan dari residual *time series* dan *cross section* yang konstan di sepanjang waktu. Metode *random* digunakan jika sampel *cross section* diambil dari populasi besar, setiap individu terdistribusi secara *random* dalam waktu dan ruang namun masih mampu menurunkan estimasi yang efisien dan tidak bias.

- A. Koefisien determinasi, yang menunjukkan besaran kecocokan model dengan fenomena yang sebenarnya terjadi
- B. Uji t statistik, uji yang menunjukkan bagaimana signifikansi pengaruh variabel independen mempengaruhi variabel dependen.
- C. Uji f statistik, uji yang menunjukkan pengaruh seluruh variabel independen terhadap variabel dependennya secara bersama.

Selain pengujian hipotesis dilakukan juga pengujian asumsi klasik yang terdiri dari :

- A. Uji Autokorelasi, menguji apakah terdapat pengaruh error terms  $t-1$  sebelumnya terhadap  $t$ . Pengaruh tersebut menyebabkan variance data menjadi semakin besar dan dapat menyebabkan bias pada estimasi
- B. Uji Heteroskedastisitas, menguji apakah terdapat variasi *variance* dalam data. Ketika *variance* data berbeda-beda juga akan membuat *disturbance terms* dalam estimasi tidak konsisten.
- C. Uji Multikolinier, menguji apakah terdapat keterkaitan yang erat antara variable independen. Jika terjadi hubungan erat antar variable independen artinya data variable independen saling mempengaruhi satu sama lain yang akan mendorong akumulasi error pada hasil estimasi.

### 3.2.2 Analisis Sensitivitas

Penelitian-penelitian yang dilakukan dalam analisis keuangan biasanya menggunakan data-data yang diproyeksikan di masa depan, dimana terdapat berbagai macam pertimbangan asumsi dan ketidakpastian yang berhubungan langsung dengan keakuratan data. Hasil akhir yang didapatkan dari penelitian tentu akan berguna jika semua hal yang diasumsikan berjalan sebagaimana mestinya dan tidak berubah, namun hal tersebut tidak mungkin terjadi mengingat asumsi yang digunakan dalam penelitian tidak pernah 100% tepat dan terjadi persis pada kehidupan nyata seperti apa yang dipikirkan dan direncanakan. Oleh karena itu, diperlukan adanya suatu analisis sensitivitas yang bertujuan untuk menganalisis apabila terjadi perubahan-perubahan terhadap input data pada penelitian dan melihat dampaknya pada hasil akhir apakah tetap layak atau menjadi tidak layak.

Menurut White (2010), analisis sensitivitas dilakukan terhadap beberapa parameter yang dianggap penting dan berpengaruh signifikan terhadap masalah yang sedang dibahas. Analisis sensitivitas dilakukan dengan melakukan pengubahan komponen pada parameter yang diuji dan melihat dampaknya terhadap kelayakan investasi. Kelayakan investasi yang dimaksud adalah NPV, IRR dan PBP

Dari beberapa parameter yang telah diuji kemudian dapat ditentukan manakah parameter yang lebih sensitif dan yang kurang sensitif. Untuk parameter yang lebih sensitif akan lebih diperhatikan dibandingkan parameter yang kurang sensitif.

Newnan (1988) memaparkan bahwa sebagian besar data yang dipakai dalam analisis kelayakan investasi merupakan perkiraan atau proyeksi di masa depan. Oleh karena itu, terdapat kemungkinan bahwa nilai-nilai input yang dipakai dalam analisis tersebut tidak akan sama seperti yang diperkirakan sehingga mempengaruhi kelayakan investasi. Investor harus mengetahui sejauh apakah variasi data akan mempengaruhi kelayakan investasi dan hal tersebut juga akan mempengaruhi pengambilan keputusan yang akan dilakukan. Ketika perubahan yang kecil dapat mengakibatkan perubahan yang signifikan sehingga alternatif keputusan yang diambil juga akan berubah maka keputusan dikatakan sensitif terhadap perkiraan input. Oleh karena itu, dilakukanlah analisis sensitivitas. Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui variasi apa dalam perkiraan input yang dapat merubah keputusan tertentu. Ketika diketahui bahwa keputusan sangat sensitif terhadap nilai perkiraan input tertentu, maka harus diusahakan data input tersebut ditentukan sebaik dan seakurat mungkin

Menurut Park (2007), analisis sensitivitas harus dimulai dari situasi dasar yang didalamnya nilai semua variabel bersifat *most likely*. Namun tidak hanya itu, analisis sensitivitas juga dapat dimulai dari kondisi dasar yang nilai-nilai variabelnya adalah hasil estimasi atau nilai *existing*.

Analisis sensitivitas dilakukan dengan merubah nilai dari variabel spesifik yang telah dipilih menjadi lebih besar dan lebih kecil dengan rentang perubahan yang telah ditentukan sebelumnya tanpa merubah variabel-variabel lain yang ada. Pada setiap perubahan nilai *variabel input*, nilai dari *variabel output* (dalam hal ini misalnya NPV) dihitung kembali. Nilai-nilai *variabel output* yang telah didapatkan untuk perubahan masing-masing variabel input kemudian dibandingkan satu sama lain. Perbandingan nilai-nilai tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan grafik sensitivitas untuk mendapatkan gambaran eksplisit mengenai pengaruh dari masing-masing *variabel input* (Park 2007)

Berikut ini adalah teknik-teknik yang umumnya digunakan dalam analisis sensitivitas pada ekonomi teknik (Sullivan et al. 1999):

1. Analisis titik impas. Teknik ini umum digunakan ketika pemilihan diantara alternatif proyek/investasi atau *economic acceptability* dari sebuah proyek sangat tergantung dengan satu faktor seperti misalnya penggunaan kapasitas (utilisasi) yang tidak pasti
2. Grafik sensitivitas (*spiderplot*). Pendekatan ini digunakan ketika dua atau lebih faktor-faktor investasi/proyek merupakan pusat perhatian dan informasi mengenai dampaknya terhadap ukuran ekonomi dari proyek sangat diperlukan
3. Kombinasi faktor. Metode ini digunakan ketika dampak-dampak dari ketidakpastian pada dua atau lebih faktor proyek harus dipelajari

Berikut adalah penjelasan dari masing-masing poin di atas

#### a. Analisis titik impas

Teknik ini digunakan untuk memilih dari dua alternatif yang sangat bergantung pada satu faktor dengan menganalisa faktor yang dapat menjadi ukuran pasti untuk seluruh alternatif. Faktor tersebut adalah *break-even point*, yaitu sebuah nilai yang tidak berbeda antara kedua alternatif yang ada (Sullivan, 1999). Analisa titik impas juga dapat didefinisikan sebagai teknik untuk mempelajari dampak dari variasi output kepada NPV (atau ukuran ekonomi lain) dari sebuah perusahaan atau proyek. Berikut ini adalah persamaan yang digunakan untuk menganalisa titik impas dari dua alternatif solusi menurut Sullivan (1999):

$$EW_A = f_1(y) \text{ dan } EW_B = f_2(y)$$

Dan pada titik impas, diatas menjadi :

$$\begin{aligned} EW_A &= EW_B \\ f_1(y) &= f_2(y) \end{aligned}$$

Ket :

- $EW_A$  = Nilai ekivalen untuk *net cash flow* dari alternatif A
- $EW_B$  = Nilai ekivalen untuk *net cash flow* dari alternatif B (nilainya sama dengan  $EW_A$ )
- $y$  = faktor umum yang mempengaruhi nilai-nilai ekivalen dari alternatif A dan alternatif B. Faktor ini disebut juga *break even value*, yaitu titik dimana pilihan alternatif berubah (Park, 2007)

Faktor-faktor yang umumnya menjadi perhatian dalam pemilihan alternatif dan dapat dipecahkan oleh analisis titik impas adalah (Sullivan, et al. 1999):

1. Pendapatan dan pengeluaran tahunan
2. *Rate of Return*
3. Nilai pasar atau nilai sisa
4. Umur hidup peralatan
5. Utilisasi kapasitas

#### b. **Grafik sensitivitas (*spiderplot*)**

Pendekatan ini dapat digunakan ketika analisis breakeven tidak sesuai dengan kondisi proyek sebenarnya. Pendekatan ini menunjukkan secara eksplisit dampak dari ketidakpastian dari nilai faktor-faktor yang menjadi pusat perhatian pada ukuran ekonomi (Sullivan et al 1999).

Menurut Sulivan et al. (1999), *spiderplot* dapat juga digunakan untuk membandingkan dua atau lebih alternatif proyek yang bersifat saling *mutually exclusive*. Jika hanya dua alternatif, *spiderplot* yang dikembangkan berdasarkan selisih *cash flow* dari kedua alternatif yang ada dapat digunakan untuk pengambilan keputusan. Untuk lebih dari dua alternatif, perbandingan berurutan dengan masing-masing perbandingan membandingkan dua alternatif dapat dilakukan juga dengan menggunakan *spiderplot*

#### c. **Kombinasi faktor**

Analisis sensitivitas dengan menggunakan kombinasi faktor dapat digunakan ketika ingin mengetahui dampak gabungan dari ketidakpastian pada faktor-faktor proyek dalam ukuran ekonomi (Sullivan et al. 1999)

Sebelum dilakukan analisis kombinasi faktor, perlu dilakukan perancangan grafik sensitivitas terlebih dahulu dan juga pengembangan estimasi yang lebih baik untuk faktor-faktor yang paling sensitif untuk mengurangi rentang ketidakpastian pada faktor tersebut. Setelah itu, pilih faktor proyek yang paling sensitif berdasarkan informasi yang

terdapat pada grafik sensitivitas. Dapat dikembangkan skenario untuk menentukan dampak gabungan dari kombinasi faktor-faktor terpilih.

Analisis sensitivitas merupakan analisis yang dilakukan untuk mengetahui akibat dari perubahan parameter-parameter produksi terhadap perubahan kinerja sistem produksi dalam menghasilkan keuntungan. Dengan melakukan analisis sensitivitas maka akibat yang mungkin terjadi dari perubahan-perubahan tersebut dapat diketahui dan diantisipasi sebelumnya.

Contoh: Perubahan biaya produksi dapat mempengaruhi tingkat kelayakan

Alasan dilakukannya analisis sensitivitas adalah untuk mengantisipasi adanya perubahan-perubahan berikut:

1. Adanya *cost over run*, yaitu kenaikan biaya-biaya, seperti biaya konstruksi, biaya bahan-baku, produksi, dsb.
2. Penurunan produktivitas
3. Mundurnya jadwal pelaksanaan proyek

Setelah melakukan analisis dapat diketahui seberapa jauh dampak perubahan tersebut terhadap kelayakan proyek: pada tingkat mana proyek masih layak dilaksanakan. Analisis sensitivitas dilakukan dengan menghitung IRR, NPV, B/C ratio, dan *payback period* pada beberapa skenario perubahan yang mungkin terjadi. Mudah dilakukan dalam *software spreadsheet*.

### **3.3 Model Estimasi**

#### **3.3.1 Pengaruh Substitusi Energi Gas Terhadap Industri**

Berdasarkan disertasi Abdul Qoyum Tjandranegara (2012) yang mengkaji dampak substitusi minyak bumi kepada gas, maka kajian ini mengadopsi model ekonometrik tersebut untuk melihat dampak makroekonomi terhadap potensi substitusi gas kepada batubara dan biofuel. Penelitian ini dilakukan terhadap 19 subsektor industri selama periode 2006-2020 untuk memproyeksi bagaimana pengaruh substitusi energi pada masa yang akan datang dengan metode regresi panel data. Data-data yang digunakan dalam model estimasi makroekonomi ini didapatkan dari PUSDATIN ESDM dan BPS.

Berikut adalah model estimasinya:

$$\ln(Y_{it}) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(C_{it}) + \alpha_2 \ln(L_{it}) + \alpha_3 \ln(I_{it}) + \alpha_4 \ln(Y_{t-1}) + \mu_t \quad (3.1)$$

Dimana :

- $Y_t$  dan  $Y_{t-1}$  = Share PDB sektoral  
 $C_t$  = Biaya energi  
 $L_t$  = Tenaga Kerja Sektoral  
 $I_t$  = Investasi  
 $\mu_t$  = error terms  
 $i$  = Subsektor industri kode 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36

Berikut adalah keterangan industri untuk setiap kode industri :

Kode Industri	Keterangan
15	Makanan dan minuman
16	Tembakau
17	Tekstil
18	Pakaian jadi
19	Kulit dan barang dari kulit
20	Kayu, barang dari kayu, dan anyaman
21	Kertas dan barang dari kertas
24	Kimia dan barang-barang dari bahan kimia
25	Karet dan barang-barang dari plastik
26	Barang galian bukan logam
27	Logam dasar
28	Barang-barang dari logam dan peralatannya
29	Mesin dan perlengkapannya
30	Peralatan kantor, akuntansi, dan pengolahan data
31	Mesin listrik lainnya dan perlengkapannya
32	Radio, televisi, dan peralatan komunikasi
34	Kendaraan bermotor
35	Alat angkutan lainnya
36	Furniture dan industri pengolahan lainnya

Sumber : BPS

Output subsektor per PDB dijadikan sebagai variabel independen karena kondisi makro ekonomi dapat diperlakukan dari kontribusi sektor-sektor yang tersebut terhadap pendapatan nasional. Ketika terjadi perubahan dalam komposisi pembentuk output (seperti perubahan bahan bakar atau input lainnya) sektoral maka kondisi makro ekonomi akan berubah.

Variabel biaya energi dijadikan sebagai variabel independen utama dalam penelitian ini karena ketika terjadi perubahan input energi untuk sektoral tentu akan berpengaruh pada biaya yang dikeluarkan untuk berproduksi sehingga output turut berpengaruh. Output dan biaya memiliki hubungan yang berbanding terbalik, ketika output yang dihasilkan semakin bertambah maka biaya akan turun karena produsen dapat mencapai *economic of scale* atau kondisi dimana produsen mencapai efisiensi produksi sehingga biaya marginal yang dikelurkan untuk penambahan satu produk akan semakin kecil.

Untuk mendukung model ini dibutuhkan variabel kontrol terhadap pengaruh biaya energi terhadap output sektoral. Variabel kontrol yang digunakan adalah Investasi, Tenaga Kerja dan Output n tahun sebelumnya. Dimana semua varabel tersebut berpengaruh positif terhadap output industri. Jika investasi subsektor x meningkat output subsektor x juga meningkat, jika tenaga kerja yang bekerja di subsektor x meningkat maka secara umum output subsektor x juga akan meningkat dan terakhir jika output subsektor x pada tahun sebelumnya meningkat maka akan ditangkap sebagai sinyal untuk meningkatkan output subsektor x.

- d. Skenario 1, asumsi seratus persen energi yang digunakan gas.
- e. Skenario 2, asumsi seratus persen energi yang digunakan digantikan oleh batubara.
- f. Skenario 3, asumsi seratus persen energi yang digunakan digantikan oleh biofuel.
- g. Skenario 4, asumsi komposisi energi yang digunakan 20% BBM 20% gas bumi, 10% biofuel dan 50% batubara.
- h. Skenario 5, asumsi komposisi energi yang digunakan 20% BBM, 30% gas bumi, 20% biofuel dan 30% batubara

### 3.3.2 Elastisitas

Elastisitas adalah suatu ukuran untuk mengetahui berapa besar perubahan proporsional suatu variabel jika variabel lain berubah, dengan kata lain elastisitas adalah cara untuk mengukur respon perubahan kuantitas permintaan/penawaran suatu barang jika harga barang itu berubah. Elastisitas dapat dibagi menjadi tiga:

Elastis ( $\epsilon > 1$ ), jika terjadi perubahan harga maka perubahan kuantitas akan lebih besar dari pada perubahan harga.

Inelastis ( $\epsilon < 1$ ), jika terjadi perubahan harga maka perubahan kuantitas akan lebih kecil dari pada perubahan harga.

Unitari Elastis ( $\epsilon = 1$ ), besar perubahan harga akan sama dengan perubahan kuantitas.

Masing-masing kelompok elastisitas memberikan konsensi berbeda-beda terhadap barang. Biasanya barang yang masuk kedalam kelompok inelastis merupakan barang kebutuhan pokok, sehingga apapun yang terjadi seseorang tidak dapat tidak mengkonsumsi barang tersebut. Sedangkan yang masuk dalam kelompok elastis adalah barang yang memiliki substitusi yang sangat dekat seperti produk mie instan A dapat di substitusi dengan mie instan B. Sedangkan barang unitari elastis tidak dapat ditentukan jenisnya, sebab kategori unitari elastis lebih sebagai pembaras antara elastis dan inelastis. Dibawah ini adalah cara menghitung elastisitas:

$$E = \left| \frac{\Delta Qd / Qd}{\Delta Pd / Pd} \right|$$

atau

$$E = \frac{P}{Q} \times \frac{\partial Q}{\partial P}$$

atau

$$E = \frac{P1 + P2}{Q1 + Q2} \times \frac{\Delta Q}{\Delta P}$$

atau

$$E = \frac{Q2 - Q1}{(Q1 + Q2)/2} \div \frac{P1 - P2}{(P1 + P2)/2}$$

Dimana

- E = Elastisitas
- P1 = Harga awal
- P2 = Harga akhir
- Q1 = Kuantitas barang awal
- Q2 = Kuantitas barang akhir

Dalam penelitian Hirscheifer pada tahun 2005 mengatakan bahwa permintaan energi adalah fungsi dari kebutuhan energi tersebut dan peningkatan PDB. Ia tidak mengatakan permintaan energi merupakan pengaruh dari perubahan variabel harga karena permintaan energi tidak lagi tergantung pada harga sumber energi tersebut karena energi-energi yang tidak terbarukan adalah sumber energi terbatas. Saat sumber energi semakin menipis maka harganya akan semakin meningkat, semakin berambang watu makan harga energi akan semakin meningkat sedangkan kebutuhan akan energi tidak dapat dihentikan. Oleh karenanya dalam perhitungan kali ini tidak menggunakan harga tetapi menggunakan PDB. Begitu pula dengan elastisitas penawaran yang tidak dihitung dari perubahan harga tetapi dihitung dari perubahan cadangan sumber energi tidak terbarukan tetapi untuk menghitung elastisitas biofuel tetap dihitung dengan harga.

# Bab IV

## Analisa Substitusi Gas Terhadap Energi Lainnya

### 4.1 Pengaruh Substitusi Energi Gas Terhadap Industri

Model ekonometrik untuk melihat dampak makroekonomi terhadap potensi substitusi gas kepada batubara dan biofuel.

$$\ln(Y_{it}) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(C_{it}) + \alpha_2 \ln(L_{it}) + \alpha_3 \ln(I_{it}) + \alpha_4 \ln(Y_{t-1}) + \mu_t$$

Penelitian ini dilakukan terhadap 19 subsektor industri selama periode 2006-2020 untuk memproyeksi bagaimana pengaruh substitusi energi pada masa yang akan datang dengan metode regresi panel data.

#### Hasil Model Estimasi

Model ini diestimasi dengan menggunakan panel data dengan metode *fixed effect model* (FEM). Berikut ini adalah hasil *regresi model* 3.1 yang dilakukan untuk masing - masing skenario

Tabel 4.1 Hasil Regresi

Skenario	Variabel Dependen	Variabel Independen			R <sup>2</sup>	Prob. F-stat	dw stat
		COST <sub>it</sub>	L <sub>it</sub>	Y <sub>t-1</sub>			
Skenario 1	Coefficient	1.043E-13*	-1.43E-08*	0.682*	0.952	0.000*	2.589
		0.000	0.013	0.000			
Skenario 2	Coefficient	2.34E-11*	-1.53E-08**	0.66*	0.952	0.000*	2.57
		0.0033	0.043	0.000			
Skenario 3	Coefficient	5.4E-13*	-1.58E-08*	0.65E-09*	0.953	0.000*	2.56
		0.000	0.000	0.000			
Skenario 4	Coefficient	0.17E-08*	-1.43E-08**	0.664*	0.953	0.000*	2.561
		0.000	0.044	0.000			
Skenario 5	Coefficient	0.124E-12*	0.143E-09***	0.618*	0.954	0.000*	2.536
		0.002	0.0689	0.000			

Keterangan: \*\*\* = Signifikan pada  $\alpha = 10\%$ ; \*\* = Signifikan pada  $\alpha = 5\%$ ; \* = Signifikan pada  $\alpha = 1\%$

Sumber: Hasil pengolahan data

**Tabel 4.2 Koefisien Cross Section**

Subsektor	Koefisien Cross				
	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3	Skenario 4	Skenario 5
_15--C	0.012353	0.013032	0.012917	0.012952	0.011912
_16--C	0.001696	0.001848	0.002015	0.001881	0.001972
_17--C	0.002215	0.002389	0.002356	0.002361	0.001393
_18--C	0.006496	0.006833	0.006971	0.006851	0.005112
_19--C	-0.000993	-0.001032	-0.000934	-0.001003	-0.000947
_20--C	-0.001679	-0.001739	-0.001649	-0.001712	-0.001619
_21--C	-0.002498	-0.002651	-0.002777	-0.002676	-0.002343
_24--C	0.00285	0.002991	0.002897	0.00296	0.003581
_25--C	0.003218	0.003394	0.003362	0.003372	0.003683
_26--C	-0.002296	-0.002412	-0.002456	-0.002417	-0.002267
_27--C	-0.003353	-0.003556	-0.003711	-0.003585	-0.003218
_28--C	-0.002202	-0.002342	-0.002385	-0.002346	-0.002153
_29--C	-0.002839	-0.003002	-0.002951	-0.002974	-0.002741
_30--C	-0.004141	-0.004381	-0.004322	-0.004346	-0.004138
_31--C	-0.003982	-0.004256	-0.0044	-0.004276	-0.004006
_32--C	-0.00244	-0.002572	-0.00255	-0.002556	-0.002388
_34--C	-0.001283	-0.001406	-0.001451	-0.001405	-0.000972
_35--C	-0.00191	-0.002018	-0.001978	-0.001997	-0.00172
_36--C	0.000786	0.00088	0.001047	0.000916	0.00086

Model ini dimaksudkan untuk melihat bagaimana pengaruh substitusi energi yang dilakukan pada sektor industri terhadap output yang dihasilkannya ketika komponen biaya energi berubah karena adanya perubahan penggunaan energi. Oleh karena itu model ini menggunakan data-data dari tahun 2006 – 2020. Data setelah tahun 2013 merupakan data hasil proyeksi dari kondisi historisnya untuk memproyeksi bagaimana pengaruhnya di masa depan jika skenario dijalankan. Berikut ini adalah interpretasi ekonometrika untuk masing-masing skenario:

### a. Skenario 1

Dalam skenario ini diasumsikan seluruh energi yang dikonsumsi oleh sektor industri seluruhnya berasal dari gas. Tampak pada Tabel 4.1 semua variabel independennya signifikan mempengaruhi *share output* terhadap PDB masing-masing subsektor. Di mana model

diatas mampu menjelaskan 95.2% fenomena yang terjadi jika konsisi pada skenario 1 benar terjadi.

Semua variabel yang digunakan baik cost, tenaga kerja sektoral (L), dan share output per PDB tahun sebelumnya ( $Y_{t-1}$ ) berpengaruh positif dan signifikan pada *share output* per PDB (Y). Interpretasi koefesien adalah sebagai berikut:

- *Variabel cost*, jika biaya energi naik sebesar 1 US\$ maka share output per PDB akan mengalami kenaikan sebesar 1.043E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel labor*, jika terjadi peningkatan jumlah tenaga kerja maka share output per PDB akan mengalami penurunan sebesar 1.43E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel share output* per PDB tahun sebelumnya, jika terjadi peningkatan share output per PDB pada tahun sebelumnya maka akan memicu peningkatan share output per PDB pada tahun aktual sebesar 0.681%, *ceteris paribus*.

## b. Skenario 2

Dalam skenario ini diasumsikan seluruh energi yang dikonsumsi oleh sektor industri seluruhnya berasal dari batubara. Tampak pada Tabel 4.1 semua variabel independennya signifikan mempengaruhi share output terhadap PDB masing-masing subsektor. Di mana model diatas mampu menjelaskan 95.2% fenomena yang terjadi jika konsisi pada skenario 2 benar terjadi.

Semua variabel yang digunakan baik cost, tenaga kerja sektoral (L) dan share output per PDB tahun sebelumnya ( $Y_{t-1}$ ) berpengaruh positif dan signifikan pada share output per PDB (Y). Interpretasi koefesien adalah sebagai berikut:

- *Variabel cost*, jika biaya energi naik sebesar 1 US\$ maka share output per PDB akan mengalami kenaikan sebesar 5.40E-11%, *ceteris paribus*.
- *Variabel labor*, jika terjadi peningkatan jumlah tenaga kerja maka share output per PDB akan mengalami penurunan sebesar 1.53E-08%, *ceteris paribus*.

- *Variabel share output* per PDB tahun sebelumnya, jika terjadi peningkatan share output per PDB pada tahun sebelumnya maka akan memicu peningkatan share output per PDB pada tahun aktual sebesar 0.662%, *ceteris paribus*.

#### c. Skenario 3

Dalam skenario ini diasumsikan seluruh energi yang dikonsumsi oleh sektor industri seluruhnya berasal dari gas. Tampak pada Tabel 4.1 semua variabel independennya signifikan mempengaruhi *share output* terhadap PDB masing-masing subsektor. Di mana model diatas mampu menjelaskan 95.3% fenomena yang terjadi jika konsisi pada skenario 3 benar terjadi.

Semua variabel yang digunakan baik *cost*, tenaga kerja sektoral (*L*), dan share output per PDB tahun sebelumnya (*Yt-1*) berpengaruh positif dan signifikan pada share output per PDB (*Y*). Interpretasi koefesien adalah sebagai berikut:

- *Variabel cost*, jika biaya energi naik sebesar 1 US\$ maka share output per PDB akan mengalami kenaikan sebesar 5.4E-13%, *ceteris paribus*.
- *Variabel labor*, jika terjadi peningkatan jumlah tenaga kerja maka share output per PDB akan mengalami penurunan sebesar 1.58E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel share output* per PDB tahun sebelumnya, jika terjadi peningkatan share output per PDB pada tahun sebelumnya maka akan memicu peningkatan *share output* per PDB pada tahun aktual sebesar 0.664%, *ceteris paribus*.

#### d. Skenario 4

Dalam skenario ini diasumsikan seluruh energi yang dikonsumsi oleh sektor industri seluruhnya berasal dari gas. Tampak pada Tabel 4.1 semua variabel independennya signifikan mempengaruhi *share output* terhadap PDB masing-masing subsektor. Di mana model diatas mampu menjelaskan 95.4% fenomena yang terjadi jika konsisi pada skenario 4 benar terjadi.

Semua variabel yang digunakan baik *cost*, tenaga kerja sektoral (*L*), investasi (*I*) dan share output per PDB tahun sebelumnya (*Yt-1*) berpengaruh positif dan signifikan pada *share output* per PDB (*Y*). Interpretasi koefesien adalah sebagai berikut:

- *Variabel cost*, jika biaya energi naik sebesar 1 US\$ maka share output per PDB akan mengalami kenaikan sebesar 1.17E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel labor*, jika terjadi peningkatan jumlah tenaga kerja maka share output per PDB akan mengalami penurunan sebesar 1.54E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel share output* per PDB tahun sebelumnya, jika terjadi peningkatan *share output* per PDB pada tahun sebelumnya maka akan memicu peningkatan *share output* per PDB pada tahun aktual sebesar 0.663%, *ceteris paribus*.

#### e. Skenario 5

Dalam skenario ini diasumsikan seluruh energi yang dikonsumsi oleh sektor industri seluruhnya berasal dari gas. Tampak pada Tabel 4.1 semua variabel independennya signifikan mempengaruhi *share output* terhadap PDB masing-masing subsektor. Di mana model diatas mampu menjelaskan 99.32% fenomena yang terjadi jika konsisi pada skenario 5 benar terjadi.

Semua variabel yang digunakan baik *cost*, tenaga kerja sektoral (*L*), investasi (*I*) dan share output per PDB tahun sebelumnya (*Yt-1*) berpengaruh positif dan signifikan pada *share output* per PDB (*Y*). Interpretasi koefesien adalah sebagai berikut:

- *Variabel cost*, jika biaya energi naik sebesar 1 US\$ maka share output per PDB akan mengalami kenaikan sebesar 1.24E-12%, *ceteris paribus*.
- *Variabel labor*, jika terjadi peningkatan jumlah tenaga kerja maka share output per PDB akan mengalami penurunan sebesar 1.43E-08%, *ceteris paribus*.
- *Variabel share output* per PDB tahun sebelumnya, jika terjadi peningkatan share output per PDB pada tahun sebelumnya maka akan memicu peningkatan share output per PDB pada tahun aktual sebesar 0.618%, *ceteris paribus*.

Berdasarkan hasil interpretasi regresi diatas dapat kita ketahui bahwa *variabel cost* berpengaruh positif signifikan untuk semua skenario, *variabel labor* berpengaruh negatif dan signifikan untuk semua skenario dan *variabel share output* per PDB berpengaruh positif signifikan untuk semua skenario. Dalam hasil tersebut terdapat dua anomali dari yaitu hubungan positif antara *cost* dan *share output* per PDB. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya dalam bab 3 (model estimasi) *variabel cost* seharusnya berhubungan negatif terhadap *share output* per PDB tetapi dalam regresi ini *variabel cost* justru berpengaruh positif terhadap *share output* per PDB. Hal ini mungkin terjadi karena dalam konteks biaya energi yang dikonsumsi tidak terjadi *economic of scale* karena ketika industri ingin menghasilkan *output* lebih banyak maka konsumsi energinya juga akan semakin banyak. Lebih jauh lagi jika kita melihat hubungan positif antara *cost* dan *share output* per PDB yang konsisten positif untuk semua skenario artinya dengan menggunakan sumber energi apapun peringkatan biaya energi akan selalu mendorong peningkatan *share out* per PDB.

Sedangkan hasil negatif pada *variable labor* dapat dijelaskan karena secara umum sektor industri tidak melakukan *labor intensive* sehingga ketika terjadi peningkatan tenaga kerja justru menyebabkan penurunan *share output* per PDB. Berikut ini adalah

Subsektor	Skenario 1			Skenario 2		
	Cost	Labor	Y	Cost	Labor	Y
_15--C	1.24E-02	1.24E-02	6.94E-01	0.013032	0.013032	0.67595
_16--C	1.70E-03	1.70E-03	6.84E-01	0.001848	0.001848	0.664766
_17--C	2.22E-03	2.21E-03	6.84E-01	0.002389	0.002389	0.665307
_18--C	6.50E-03	6.50E-03	6.88E-01	0.006833	0.006833	0.669751
_19--C	-9.93E-04	-9.93E-04	6.81E-01	-0.001032	-0.00103	0.661886
_20--C	-1.68E-03	-1.68E-03	6.80E-01	-0.001739	-0.00174	0.661179
_21--C	-2.50E-03	-2.50E-03	6.79E-01	-0.002651	-0.00265	0.660267
_24--C	2.85E-03	2.85E-03	6.85E-01	0.002991	0.002991	0.665909
_25--C	3.22E-03	3.22E-03	6.85E-01	0.003394	0.003394	0.666312
_26--C	-2.30E-03	-2.30E-03	6.80E-01	-0.002412	-0.00241	0.660506
_27--C	-3.35E-03	-3.35E-03	6.79E-01	-0.003556	-0.00356	0.659362
_28--C	-2.20E-03	-2.20E-03	6.80E-01	-0.002342	-0.00234	0.660576
_29--C	-2.84E-03	-2.84E-03	6.79E-01	-0.003002	-0.003	0.659916
_30--C	-4.14E-03	-4.14E-03	6.78E-01	-0.004381	-0.00438	0.658537
_31--C	-3.98E-03	-3.98E-03	6.78E-01	-0.004256	-0.00426	0.658662
_32--C	-2.44E-03	-2.44E-03	6.79E-01	-0.002572	-0.00257	0.660346
_34--C	-1.28E-03	-1.28E-03	6.81E-01	-0.001406	-0.00141	0.661512
_35--C	-1.91E-03	-1.91E-03	6.80E-01	-0.002018	-0.00202	0.6609
_36--C	7.86E-04	7.86E-04	6.83E-01	0.00088	0.00088	0.663798

Subsektor	Szenario 3			Szenario 4		
	Cost	Labor	Y	Cost	Labor	Y
_15--C	0.012917	0.012917	0.676627	0.012952	0.012952	0.676793
_16--C	0.002015	0.002015	0.665725	0.001881	0.001881	0.665722
_17--C	0.002356	0.002356	0.666066	0.002361	0.002361	0.666202
_18--C	0.006971	0.006971	0.670681	0.006851	0.006851	0.670692
_19--C	-0.00093	-0.00093	0.662776	-0.001003	-0.001	0.662838
_20--C	-0.00165	-0.00165	0.662061	-0.001712	-0.00171	0.662129
_21--C	-0.00278	-0.00278	0.660933	-0.002676	-0.00268	0.661165
_24--C	0.002897	0.002897	0.666607	0.00296	0.00296	0.666801
_25--C	0.003362	0.003362	0.667072	0.003372	0.003372	0.667213
_26--C	-0.00246	-0.00246	0.661254	-0.002417	-0.00242	0.661424
_27--C	-0.00371	-0.00371	0.659999	-0.003585	-0.00359	0.660256
_28--C	-0.00238	-0.00239	0.661325	-0.002346	-0.00235	0.661495
_29--C	-0.00295	-0.00295	0.660759	-0.002974	-0.00297	0.660867
_30--C	-0.00432	-0.00432	0.659388	-0.004346	-0.00435	0.659495
_31--C	-0.0044	-0.0044	0.65931	-0.004276	-0.00428	0.659565
_32--C	-0.00255	-0.00255	0.661116	-0.002556	-0.00256	0.661285
_34--C	-0.00145	-0.00145	0.662259	-0.001405	-0.00141	0.662436
_35--C	-0.00198	-0.00198	0.661732	-0.001997	-0.002	0.661844
_36--C	0.001047	0.001047	0.664757	0.000916	0.000916	0.664757

Subsektor	Szenario 5		
	Cost	Labor	Y
_15--C	0.011912	0.011912	0.630372
_16--C	0.001972	0.001972	0.620432
_17--C	0.001393	0.001393	0.619853
_18--C	0.005112	0.005112	0.623572
_19--C	-0.00095	-0.00095	0.617513
_20--C	-0.00162	-0.00162	0.616841
_21--C	-0.00234	-0.00234	0.616117
_24--C	0.003581	0.003581	0.622041
_25--C	0.003683	0.003683	0.622143
_26--C	-0.00227	-0.00227	0.616193
_27--C	-0.00322	-0.00322	0.615242
_28--C	-0.00215	-0.00215	0.616307
_29--C	-0.00274	-0.00274	0.615719
_30--C	-0.00414	-0.00414	0.614322
_31--C	-0.00401	-0.00401	0.614454
_32--C	-0.00239	-0.00239	0.616072
_34--C	-0.00097	-0.00097	0.617488
_35--C	-0.00172	-0.00172	0.61674
_36--C	0.00086	0.00086	0.61932

Diatas ini adalah penjabaran hasil regresi masing-masing subsektor yang dihitung dengan koefisien *cross section* untuk masing-masing skenario. Hasilnya terlihat bahwa lebih dari 19 subsektor yang disertakan dalam penelitian 12 diantaranya memiliki koefisien tenaga kerja negatif. Subsektor industri tersebut adalah

1. Subsektor 19 : Kulit dan barang dari kulit
2. Subsektor 20 : Kayu, barang dari kayu, dan anyaman
3. Subsektor 21 : Kertas dan barang dari kertas
4. Subsektor 26 : Barang galian bukan logam
5. Subsektor 27 : Logam dasar
6. Subsektor 28 : Barang-barang dari logam dan peralatannya
7. Subsektor 29 : Mesin dan perlengkapannya
8. Subsektor 30 : Peralatan kantor, akuntansi, dan pengolahan data
9. Subsektor 31 : Mesin listrik lainnya dan perlengkapannya
10. Subsektor 32 : Radio, televisi, dan peralatan komunikasi
11. Subsektor 34 : Kendaraan bermotor
12. Subsektor 35 : Alat angkutan lainnya

Hasil hubungan positif antara *share output* tahun sebelumnya dan tahun aktual memang benar secara teori. Jika *share output* terhadap PDB mengingkat dapat dikatakan *output* industri tahun itu juga mengalami peningkatan. Jika *output* tahun sebelumnya meningkat hal itu akan menjadi sinyal bagi produsen untuk berproduksi lebih banyak pada tahun aktual (tahun t), hal ini menjadi salah satu alasan kurva *supply* yang *upward sloping*.

Tetapi jika kita membandingkan skenario 1, 2 dan 3 dimana pada skenario 1 seluruh sumbe energi yang diperlukan sektor industri menggunakan gas. Pada skenario 2: 100% menggunakan batubara dan pada skenario 3: 100% biofuel. Ternyata dampak biaya energi terhadap *share output* per PDB lebih besar pada skenario 2 dibandingkan pada skenario 1 dan 3. Artinya jika sektor industri 100% menggunakan batubara maka efeknya pada pertambahan *share output* lebih besar dibandingkan menggunakan bahan bakar lain. Tetapi jika kita bandingkan dengan skenario 4 dan 5 dimana skenario tersebut melakukan diversifikasi penggunaan energi (proporsi energi dijelaskan dalam bab 3) ternyata hasil skenario 4 jauh lebih besar melampaui koefisien skenario 3. Memang benar penggunaan

batubara untuk sektor industri akan memberikan dampak besar tetapi jika kita melakukan diversifikasi sumber energi (minyak, gas, biofuel dan batubara) dengan tetap memberikan proporsi terbesar pada penggunaan batubara (50%) hasilnya justru jauh lebih baik bagi industri. Jadi intinya substitusi ke batubara itu baik buat perekonomian makro dan juga sektor industri.

Analisis dengan membandingkan antara gas dengan batubara, terhadap output industri lebih baik dengan menggunakan batubara karena pengaruhnya lebih besar, walaupun tidak begitu besar perbedaannya.

Analisis dengan melihat keseluruhan input maka lebih baik menggunakan kombinasi energi. Karena pengaruhnya lebih besar dan juga masih memberikan pengaruh yang positif dari labor dikarenakan ada penggunaan energi yang berasal dari labor intensif (produksi biofuel dari sektor perkebunan) dan berbagi energi terbarukan

Biaya *cost* energi memproxikan juga perilaku investasi kapital yang besar. Karenanya positif pengaruhnya terhadap *output*. Perilaku industri tidak mengalami *economic of scale* dikarenakan *fixed cost* yang besar. *Fixed cost* karena adanya *cost installment* yang besar. Labor negatif karena *capital intensive*. *Capital* yang besar akan menciptakan *output* bukan dikarenakan tingkat *labor*.

## 4.2 Elastisitas

Berikut ini adalah elastisitas permintaan masing-masing sumber energi yang dihitung berdasarkan data tahun 2000 – 2013

**Tabel 4.3 Elastisitas Permintaan Energi**

Gas	Batubara	Biofuel
0.67	3.56	6.13

Berdasarkan tabel diatas kita dapat mengetahui bahwa gas di Indonesia merupakan barang yang inelastis sedangkan batubara dan biofuel merupakan barang yang elastis. Permintaan gas yang inelastis

ini memicu konsumsi gas yang sangat besar jika dibandingkan dengan ketiga sumber energi ini. Memang saat ini gas merupakan bahan bakar alternatif setelah minyak bumi yang digunakan sebagai sumber energi, sedangkan batubara menjadi alternatif lain jika konsumsi gas benar-benar tidak bisa dipenuhi oleh karena itu elastisitas batubara lebih elastis jika dibandingkan dengan gas. Namun jika dibandingkan dengan biofuel batubara menjadi lebih inelastis karena saat ini konsumsi biofuel masih sangat sedikit di Indonesia.

**Tabel 4.4 Elastisitas Penawaran Energi**

Gas	Batubara	Biofuel
12.66	0.603	0.48

Hasil dari perhitungan elastisitas penawaran energi memberikan angka yang sebaliknya dengan elastisitas permintaan: ternyata penawaran gas yang paling elastis diantara ketiganya kemudian diikuti oleh batubara dan biofuel. Panawaran gas yang demikian dipicu oleh cadangannya yang semakin menurun sehingga biaya eksplorasi gas dan produksinya akan lebih mahal, akibatnya produksi gas dan tidak efisien secara dalam biaya produksi. Persentase penurunan produksi gas akan jauh lebih besar dari pada penurunan cadangan gas tetapi jika ditemukan cadangan gas baru maka produsen gas akan dapat menambah barangnya dengan jumlah yang besar. Sedangkan penawaran batubara bersifat inelastis, ketika terjadi penurunan cadangan batubara maka produsen tidak akan mengurangi produksi batubara dengan signifikan karena mungkin terjadi karena proses transportasi batubara lebih sulit dibandingkan gas, batubara merupakan benda padat yang tidak dapat dialirkan melalui pipa seperti gas. Proses transportasinya memerlukan pembangunan jalur darat yang baik untuk diangkut dengan truk atau melalui kapal-kapal. Jika penggunaan batubara ingin ditingkatkan maka pemerintah harus melakukan tindakan yang lebih dari sekedar himbauan. Pemerintah harus membangun jalur angkut batubara yang memudahkan sistem distribusinya.

Elastisitas permintaan energi akan lebih sensitif energi berbasis biofuel dikarenakan adanya kontribusi harga akan relatif lebih stabil dikarenakan energi yang terbarukan. Dan juga adanya kontribusi

*output* energi biofuel yang berbasis kepada labor intensif (berasal dari sektor perkebunan)

Kebalikannya untuk penawaran, dikarenakan energi gas memiliki *production cost* yang sangat besar dalam menghasilkan energinya.

### 4.3 Analisis Sensitivitas

Dalam analisa ini kajian ini melihat simulasi dari sebuah Pabrik Pengolahan dan Pemurnian (*Smelter*) *Sponge Iron* yang menggunakan bahan bakar batubara dan solar dan secara *financial* ternyata tetap berprospek walau tidak memakai gas. Data financial diperoleh dari dokumen dan berkas data-data perusahaan, hasil studi literatur, serta hasil perhitungan yang dilakukan pada penelitian ini. Data-data financial meliputi data-data sebagai berikut:

- Data biaya investasi dan depresiasi, meliputi :
  - Biaya lahan
  - Biaya investasi infrastruktur
  - Biaya investasi mesin
  - Biaya investasi lainnya
  - Data depresiasi
- Data biaya pokok produksi, meliputi :
  - Biaya bahan baku
  - Biaya tenaga kerja
  - Biaya overhead pabrik
- Data biaya komersial dan lain-lain, meliputi :
  - Royalti
  - Retribusi Pemda
  - Biaya transhipment
  - Pajak Bumi dan Bangunan (PBB)
  - Biaya pemasaran dan penjualan
  - Biaya administrasi
  - Biaya overhead kantor
  - Biaya K3
  - Biaya lain-lain
- Data penjualan
- Data inflasi tahunan
- Data suku bunga pinjaman

Data-data financial yang telah diperoleh selanjutnya diolah dan dihitung hingga didapatkan laporan proyeksi penjualan, proyeksi laba rugi, proyeksi cash flow, sampai pada akhirnya didapatkan nilai *Net Present Value* (NPV), *internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period* (PBP) sebagai indikator kelayakan investasi pembangunan smelter ini.

Untuk mengatasi kelayakan suatu investasi dari proyek pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian *sponge iron* maka dilakukan perhitungan NPV, IRR, dan PBP. Perhitungan yang dilakukan terdiri dari perhitungan NPV, IRR, dan PBP sebelum pajak dan setelah pajak. Perhitungan sebelum pajak dilakukan untuk laporan dan bahan pertimbangan kepada investor untuk menanamkan modalnya pada proyek investasi ini, sedangkan perhitungan setelah pajak dilakukan untuk laporan keuangan perusahaan. Perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), *Modified Internal Rate of Return* (MIRR), *Payback period* (PBP) dan *Discounted Payback period* (DPBP) dilakukan dengan menggunakan bantuan software *Microsoft Excel*, dengan hasil seperti diperlihatkan pada tabel 4.6 (sebelum pajak) dan 4.7 (sesudah pajak).

Rekapitulasi hasil perhitungan NPV, IRR, MIRR, PBP, dan DPBP sebelum pajak dan setelah pajak selama periode investasi 10 tahun ditunjukkan sebagai berikut:

**Tabel 4.5 rekapitulasi Perhitungan Parameter Kelayakan Investasi**

Parameter	Sebelum Pajak	Setelah Pajak	Keterangan	
NPV (Rp)	656,343,176,971	335,680,412,942	>0	Layak
IRR	47.79%	35.53%	>MARR(20%)	Layak
MIRR	34.58%	27.09%	>MARR (20%)	Layak
PBP (tahun)	3.19	3.64	<10 tahun	Layak
DPBP (tahun)	3.78	6.49	<10 tahun	Layak

Sesuai dengan hasil rekapitulasi perhitungan parameter kelayakan investasi yang ditunjukkan pada tabel 4.5 dapat diketahui :

- Nilai NPV sebelum pajak adalah Rp 656.343.176.971; dan nilai NPV setelah pajak adalah Rp 335.680.412.942; Kedua nilai NPV tersebut bernilai positif pada akhir periode investasi sehingga dapat dikatakan bahwa proyek investasi pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian (*smelter*) *sponge iron* ini merupakan investasi yang layak.
- Nilai IRR yang sebelum pajak adalah 47.79% dan nilai IRR yang setelah pajak adalah 35.53%. Kedua nilai IRR tersebut lebih besar dari MARR (20%) sehingga dapat dikatakan bahwa proyek investasi pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian (*smelter*) *sponge iron* ini merupakan investasi yang layak
- Nilai MIRR yang sebelum pajak adalah 34.58% dan nilai MIRR yang diperoleh setelah pajak adalah 27.09. Kedua nilai MIRR tersebut masih lebih besar dari MARR (20%) sehingga dapat dikatakan bahwa proyek investasi pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian (*smelter*) *sponge iron* ini merupakan investasi yang layak
- Nilai PBP yang sebelum pajak adalah selama 3.19 tahun atau sekitar 3 tahun 2 bulan dan nilai PBP yang diperoleh setelah pajak adalah 3.64 tahun atau sekitar 3 tahun 8 bulan. Kedua nilai PBP tersebut lebih kecil dari periode investasi 10 tahun yang merupakan nilai rata-rata yang masih dapat diterima oleh investor sehingga dapat dikatakan bahwa proyek investasi pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian (*smelter*) *sponge iron* ini merupakan investasi yang layak
- Nilai DPBP yang diperoleh sebelum pajak adalah selama 3.78 tahun atau sekitar 3 tahun 9 bulan dan nilai DPBP yang diperoleh setelah pajak adalah 6.49 tahun atau sekitar 6 tahun 6 bulan. Kedua nilai DPBP tersebut masih lebih kecil dari periode investasi 10 tahun yang merupakan nilai rata-rata yang masih dapat diterima oleh investor sehingga dapat dikatakan bahwa proyek investasi pembangunan pabrik pengolahan dan pemurnian (*smelter*) *sponge iron* ini merupakan investasi yang layak

**Tabel 4.6 Perhitungan NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP Sebelum Pajak**

NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP Sebelum Pajak						
Tahun ke-	0	1	2	3	4	5
<b>INFLOW</b>						
EBIT	Rp -	Rp [16,381,351,049]	Rp [67,311,579,435]	Rp 209,763,840,602	Rp 409,618,862,936	Rp 245,516,139,586
Depresiasi	Rp -	Rp 14,009,930,183	Rp 14,009,930,183	Rp 14,009,930,183	Rp 14,009,930,183	Rp 14,009,930,183
Nilai Sisa						
<b>Total Inflow</b>	Rp -	Rp [2,371,420,866]	Rp [53,301,649,252]	Rp 223,773,770,785	Rp 423,628,793,119	Rp 259,926,069,769
<b>OUTFLOW</b>						
Investasi	Rp 250,202,978,659	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 262,194,225,351
<b>Total Outflow</b>	Rp 250,202,978,659	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 262,194,225,351
<b>Net Flow</b>	Rp [250,202,978,659]	Rp [2,371,420,866]	Rp [53,301,649,252]	Rp 223,773,770,785	Rp 423,628,793,119	Rp [2,268,155,583]
Kumulatif Net CashFlow	Rp [250,202,978,659]	Rp [252,574,399,526]	Rp [305,876,048,777]	Rp [82,102,277,993]	Rp 341,526,515,127	Rp 339,258,359,544
<b>Payback Period</b>					PBP = 3,19 tahun	

Net Present Worth	Rp (250,202,978,659)	Rp (1,976,184,055)	Rp (37,015,034,203)	Rp 139,498,709,945	Rp 204,296,292,978	Rp (911,520,859)
Kumulatif Net Present Worth	Rp (250,202,978,659)	Rp (252,179,162,714)	Rp (289,194,196,917)	Rp (159,695,486,972)	Rp 44,600,806,006	Rp 43,689,285,147
<b>Discounted Payback Period</b>					DPBP = 3,78 tahun	

NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP Sebelum Pajak					
Tahun ke-	6	7	8	9	10
<b>INFLOW</b>					
EBIT	Rp 234,428,312,379	Rp 514,990,637,054	Rp 521,391,804,169	Rp 525,757,165,459	Rp 527,722,732,308
Depresiasi	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521
Nilai Sisa					Rp 287,906,045,492
<b>Total Inflow</b>	<b>Rp 263,996,613,900</b>	<b>Rp (2,371,420,866)</b>	<b>Rp [53,301,649,252]</b>	<b>Rp 555,325,466,980</b>	<b>Rp 845,197,079,321</b>
<b>OUTFLOW</b>					
Investasi	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
<b>Total Outflow</b>	<b>Rp -</b>	<b>Rp -</b>	<b>Rp -</b>	<b>Rp -</b>	<b>Rp -</b>
<b>Net Flow</b>	<b>Rp 263,996,613,900</b>	<b>Rp 144,558,938,575</b>	<b>Rp 150,980,105,689</b>	<b>Rp 555,325,466,980</b>	<b>Rp 845,197,079,321</b>
Kumulatif Net CashFlow	Rp 603,254,973,444	Rp 1,147,813,912,019	Rp 1,698,774,017,708	Rp 2,254,099,484,688	Rp 3,099,295,564,008
<b>Payback Period</b>					

Net Present Worth	Rp 88,411,931,846	Rp 151,976,405,593	Rp 128,135,711,547	Rp 107,625,795,886	Rp 136,504,046,952
Kumulatif Net Present Worth	Rp 132,101,216,993	Rp 284,077,622,586	Rp 412,213,334,133	Rp 519,839,130,018	Rp 656,343,176,971
<b>Discounted Payback Period</b>					

NPV (MARR = 20%)	Rp656,343,176,971
IRR	47.79%
MIRR (finance rate = 7%, reinvestmenet rate = 20%)	34.58%

**Tabel 4.7 Perhitungan NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP Setelah Pajak**

NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP SETELAH PAJAK						
Tahun ke-	0	1	2	3	4	5
<b>INFLOW</b>						
EBIT	Rp -	Rp <b>(16,381,351,049)</b>	Rp <b>(67,311,579,435)</b>	Rp <b>209,763,840,602</b>	Rp <b>409,618,862,936</b>	Rp <b>245,916,139,586</b>
Dепрециация	Rp -	Rp <b>14,009,930,183</b>	Rp <b>14,009,930,183</b>	Rp <b>14,009,930,183</b>	Rp <b>14,009,930,183</b>	Rp <b>14,009,930,183</b>
Nilai Sisa						
<b>Total Inflow</b>	Rp -	Rp <b>[2,371,420,866]</b>	Rp <b>(53,301,649,252)</b>	Rp <b>223,773,770,785</b>	Rp <b>423,628,793,119</b>	Rp <b>259,926,069,769</b>
<b>OUTFLOW</b>						
Investasi	Rp <b>250,202,978,659</b>	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp <b>262,194,225,351</b>
Bunga	Rp -	Rp <b>12,241,500,000</b>	Rp <b>15,106,700,000</b>	Rp <b>18,105,500,000</b>	Rp <b>13,283,900,000</b>	Rp <b>8,462,300,000</b>
Pajak	Rp -	Rp -	Rp -	Rp <b>57,497,502,181</b>	Rp <b>118,900,488,881</b>	Rp <b>71,236,151,876</b>
<b>Total Outflow</b>	Rp <b>250,202,978,659</b>	Rp <b>12,241,500,000</b>	Rp <b>15,106,700,000</b>	Rp <b>75,603,002,181</b>	Rp <b>132,184,388,881</b>	Rp <b>341,892,677,227</b>
<b>Net Flow</b>	Rp <b>(250,202,978,659)</b>	Rp <b>(14,792,920,866)</b>	Rp <b>(68,408,349,252)</b>	Rp <b>148,170,768,604</b>	Rp <b>291,444,404,238</b>	Rp <b>(81,966,607,458)</b>
Kumulatif Net CashFlow	Rp <b>(250,202,978,659)</b>	Rp <b>(264,995,899,526)</b>	Rp <b>(333,404,248,777)</b>	Rp <b>(185,233,480,173)</b>	Rp <b>106,210,924,065</b>	Rp <b>24,244,316,607</b>
<b>Payback Period</b>					<b>PBP = 3,64 tahun</b>	

Net Present Worth	Rp <b>(250,202,978,659)</b>	Rp <b>(12,327,434,055)</b>	Rp <b>(47,505,798,092)</b>	Rp <b>85,746,972,572</b>	Rp <b>140,549,063,464</b>	Rp <b>(32,940,541,192)</b>
Kumulatif Net Present Worth	Rp <b>(250,202,978,659)</b>	Rp <b>(264,995,899,526)</b>	Rp <b>(310,036,210,806)</b>	Rp <b>(234,389,238,234)</b>	Rp <b>(83,739,274,770)</b>	Rp <b>(116,679,815,962)</b>
<b>Discounted Payback Period</b>						

NPV, IRR, MIRR, PBP, DPBP Setelah Pajak					
Tahun ke-	6	7	8	9	10
<b>INFLOW</b>					
EBIT	Rp 234,428,312,379	Rp 514,990,637,054	Rp 521,391,804,169	Rp 525,757,165,459	Rp 527,722,732,308
Depresiasi	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521	Rp 157,727,149,638	Rp 29,568,301,521	Rp 29,568,301,521
Nilai Sisa					Rp 287,906,045,492
<b>Total Inflow</b>	<b>Rp 263,996,613,900</b>	<b>Rp (2,371,420,866)</b>	<b>Rp (53,301,649,252)</b>	<b>Rp 555,325,466,980</b>	<b>Rp 845,197,079,321</b>
<b>OUTFLOW</b>					
Investasi	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -
Bunga	Rp 3,640,700,000	Rp 1,303,400,000	Rp -	Rp -	Rp -
Pajak	Rp 69,236,283,714	Rp 154,106,171,116	Rp 156,417,541,251	Rp 157,727,149,638	Rp 158,316,819,692
<b>Total Outflow</b>	<b>Rp 72,876,983,714</b>	<b>Rp 155,409,571,116</b>	<b>Rp 156,417,541,251</b>	<b>Rp 157,727,149,638</b>	<b>Rp 158,316,819,692</b>
<b>Net Flow</b>	<b>Rp 191,119,630,186</b>	<b>Rp 389,149,367,459</b>	<b>Rp 394,542,564,439</b>	<b>Rp 397,598,317,342</b>	<b>Rp 686,880,259,628</b>
Kumulatif Net CashFlow	Rp 215,363,946,793	Rp 604,513,314,251	Rp 999,055,878,690	Rp 1,396,654,196,032	Rp 2,083,534,455,661
<b>Payback Period</b>					

Net Present Worth	Rp 64,005,577,453	Rp 108,604,446,490	Rp 91,757,990,656	Rp 77,057,217,598	Rp 110,934,996,707
Kumulatif Net Present Worth	Rp (52,674,238,509)	Rp 55,930,207,981	Rp 147,688,198,637	Rp 224,745,416,235	Rp 335,680,412,942
<b>Discounted Payback Period</b>		<b>DPBP= 6.49 tahun</b>			

NPV (MARR = 20%)	Rp 335,680,412,942
IRR	35,53%
MIRR (finance rate = 7%, reinvestmenet rate = 20%)	27,09%

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah variabel input dari parameter uji yang dipilih dan melihat dampaknya akibat perubahan nilai tersebut terhadap hasil kelayakan investasi apakah masih tetap layak atau menjadi tidak layak. Perhitungan sensitivitas dilakukan untuk mengukur seberapa sensitif perubahan suatu variabel sampai pada suatu nilai batas yang membuat hasil kelayakan tetap layak.

Pemilihan parameter yang akan dijadikan variabel input dilakukan terhadap biaya-biaya yang dianggap penting dan memberikan dampak cukup besar terhadap hasil kelayakan. Parameter-parameter tersebut yaitu:

- Biaya investasi atau CAPEX
- Biaya pokok produksi (HPP)
- Biaya pokok produksi dan biaya komersial

Perhitungan sensitivitas dilakukan dengan mengubah salah satu dari *variabel input* dan membiarkan variabel lainnya tetap terlebih dahulu kemudian melihat dampaknya terhadap nilai NPV dan IRR yang berubah. Dengan cara yang sama dilakukan untuk seluruh variabel yang diuji.

#### **4.3.1 Analisis Sensitivitas Biaya Investasi (CAPEX)**

Perhitungan sensitivitas biaya investasi (CAPEX) dilakukan dengan melihat perubahan nilai biaya-biaya investasi yang meliputi biaya investasi lahan, infrastruktur, mesin, pekerjaan persiapan/*preliminaries*, dan lain-lain. Perubahan pada CAPEX akan mempengaruhi besar biaya asuransi. Pajak Bumi dan Bangunan (PBB), depresiasi, amortisasi, dan bunga pinjaman. CAPEX yang berubah akhirnya akan berdampak pada perubahan nilai NPV, IRR, dan MIRR

Contoh perhitungan analisis sensitivitas CAPEX sama seperti contoh perhitungan pada analisis sensitivitas untuk harga jual 90%. Dengan cara yang sama dihitung untuk tingkat persentase lainnya sehingga hasil perhitungan sensitivitas untuk CAPEX dengan MARR sebesar 20% ditunjukkan sebagai berikut:

**Tabel 4.8 Perhitungan Sensitivitas CAPEX**

Harga Jual	Perhitungan Sensitivitas CAPEX			Setelah Pajak			
	Sebelum Pajak	NPV	IRR	MIRR	NPV	IRR	MIRR
100%	Rp 656,343,176,971	47.79%	34.58%		Rp 335,680,412,942	35.53%	27.09%
150%	Rp 482,505,028,257	35.62%	27.28%		Rp 172,317,345,126	26.03%	21.69%
171%	Rp 406,228,191,905	32.48%	25.19%		Rp 100,582,002,350	24.01%	20.06%
172%	Rp 402,547,788,628	32.29%	25.10%		Rp 97,119,955,313	23.87%	19.99%
199%	Rp 301,521,501,544	28.45%	22.88%		Rp 2,061,266,246	20.08%	18.24%
200%	Rp 297,718,476,148	28.34%	22.81%		Rp (1,518,071,093)	19.97%	18.18%
243%	Rp 130,045,508,299	23.69%	20.01%		Rp (159,392,313,293)	17.16%	15.95%
244%	Rp 126,049,791,004	22.81%	19.95%		Rp (163,155,963,964)	17.09%	15.90%
275%	Rp 10,391,619	20.00%	18.31%		Rp(281,906,848,676)	15.06%	14.59%
276%	Rp (4,125,465,240)	19.95%	18.26%		Rp (285,804,545,406)	14.99%	14.55%
280%	Rp(20,712,686,288)	19.73%	18.07%		Rp (301,437,721,720)	13.69%	14.39%
290%	Rp (62,487,294,204)	19.18%	17.60%		Rp (340,812,138,261)	14.07%	14.02%

Dari tabel di atas terlihat bahwa batas maximal CAPEX agar investasi tetap layak adalah 275% untuk NPV dan IRR sebelum pajak dan 243% untuk MIRR sebelum pajak. Apabila CAPEX lebih tinggi dari 275% maka investasi dinilai tidak layak karena NPV lebih kecil dari 0 dan IRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila CAPEX 244% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV dan IRR tetapi tidak layak dilihat dari MIRR karena MIRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila CAPEX lebih rendah atau sama dengan 243% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV, IRR dan MIRR. Dengan cara yang sama dilakukan perhitungan untuk sensitivitas CAPEX setelah pajak.

#### **4.3.2 Analisis Sensitivitas Biaya Pokok Produksi (HPP)**

Perhitungan sensitivitas biaya pokok produksi (HPP) dilakukan dengan melihat perubahan pada total biaya produksi yang meliputi biaya pembelian bahan baku, biaya tenaga kerja, dan biaya *overhead* pabrik. HPP yang berubah akan mempengaruhi besar pengeluaran dan akan mempengaruhi nilai NPV, IRR, dan MIRR

Contoh perhitungan analisis sensitivitas HPP sama seperti contoh perhitungan pada analisis sensitivitas untuk harga jual 90%. Dengan cara yang sama dihitung untuk tingkat persentase lainnya sehingga hasil perhitungan sensitivitas untuk HPP dengan MARR sebesar 20% ditunjukkan sebagai berikut :

**Tabel 4.9 Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi**

Harga Jual	Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi (BPP)			Setelah Pajak		
	NPV	IRR	MIRR	NPV	IRR	MIRR
100%	Rp 656,343,176,971	47.79%	34.58%	Rp 335,680,412,942	35.53%	27.09%
120%	Rp 488,515,496,651	41.96%	30.51%	Rp 167,852,732,623	28.84%	22.80%
132%	Rp 387,818,888,459	38.59%	28.10%	Rp 67,156,124,431	24.42%	20.04%
133%	Rp 379,427,504,443	37.85%	27.89%	Rp 58,764,740,415	23.95%	19.80%
140%	Rp 320,687,816,332	36.23%	26.47%	Rp 25,052,303	20.00%	18.08%
141%	Rp 312,296,432,316	35.90%	26.27%	Rp (8,366,331,713)	19.53%	17.82%
170%	Rp 68,946,295,852	23.87%	20.03%	Rp (251,716,468,176)	1.98%	8.82%
171%	Rp 60,554,911,836	24.22%	19.79%	Rp (260,107,852,192)	1.759%	8.42%
178%	Rp 1,815,223,724	20.15%	18.12%	Rp (318,847,540,304)	-3.99%	5.34%
179%	Rp (6,576,160,292)	19.74%	17.87%	Rp (327,238,924,320)	-5.14%	4.87%
185%	Rp(56,924,464,387)	17.31%	16.34%	Rp (377,587,228,416)	-12.67%	1.90%
190%	Rp (98,881,384,467)	13.55%	14.99%	Rp (419,544,148,496)	-	-0.66%
					21.47%	

Dari tabel di atas terlihat bahwa batas maksimal HPP agar investasi tetap layak adalah 178% untuk NPV dan IRR sebelum pajak dan 170% untuk MIRR sebelum pajak. Apabila HPP lebih tinggi dari 178% maka investasi dinilai tidak layak karena NPV lebih kecil dari 0 dan IRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila HPP 171% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV dan IRR tetapi tidak layak dilihat dari MIRR karena MIRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila HPP lebih rendah atau sama dengan 170% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV, IRR, dan MIRR. Dengan cara yang sama dilakukan perhitungan untuk sensitivitas HPP setelah pajak.

#### 4.3.3 Analisis Sensitivitas Biaya Pokok Produksi dan Biaya Komersial

Perhitungan sensitivitas biaya pokok produksi (HPP) dan biaya komersial dilakukan dengan melihat perubahan pada total biaya pengeluaran meliputi biaya pokok produksi dan biaya komersial. HPP meliputi biaya pembelian bahan baku, biaya tenaga kerja, dan biaya *overhead* pabrik, sedangkan biaya komersial meliputi royalti, retribusi Pemda, biaya transhipment, PBB, biaya pemasaran dan penjualan, biaya administrasi, biaya *overhead* kantor, biaya K3, dan biaya koordinasi. Total biaya pengeluaran yang berubah akan mempengaruhi nilai NPV, IRR, dan MIRR.

Contoh perhitungan analisis sensitivitas HPP dan biaya komersial sama seperti contoh perhitungan pada analisis sensitivitas untuk harga jual 90%. Dengan cara yang sama dihitung untuk tingkat persentase lainnya sehingga hasil perhitungan sensitivitas untuk HPP dan biaya komersial dengan MARR sebesar 20% ditunjukkan sebagai berikut ;

**Tabel 4.10 Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi dan Biaya Komersial**

Perhitungan Sensitivitas Biaya Pokok Produksi (BPP) dan Biaya Komersial						
Harga Jual	Sebelum Pajak			Setelah Pajak		
	NPV	IRR	MIRR	NPV	IRR	MIRR
100%	Rp 656,343,176,971	47.79%	34.58%	Rp 335,680,412,942	35.53%	27.09%
120%	Rp 451,770,348,108	40.59%	29.66%	Rp 131,107,584,079	26.70%	21.82%
126%	Rp 390,398,499,449	38.25%	28.19%	Rp 69,735,735,420	23.69%	20.12%
127%	Rp 380,169,858,006	38.32%	27.94%	Rp 59,507,093,977	23.98%	19.83%
132%	Rp 329,026,650,790	35.82%	26.71%	Rp 8,363,886,762	20.64%	18.33%
133%	Rp 318,798,009,347	35.40%	26.46%	Rp (1,864,754,682)	19.90%	18.02%
157%	Rp 73,310,614,711	24.93%	20.16%	Rp (247,352,149,317)	3.72%	8.94%
158%	Rp 63,081,973,268	24.35%	29.87%	Rp (257,580,790,760)	1.689%	8.45%
164%	Rp 1,710,124,609	20.10%	18.11%	Rp (318,952,639,419)	-3.45%	5.15%
165%	Rp (8,518,516,834)	19.50%	17.81%	Rp (329,181,280,862)	-6.22%	4.55%
170%	Rp (59,661,724,049)	17.19%	16.23%	Rp (380,324,488,078)	-12.08%	1.37%
175%	Rp (110,804,931,265)	12.77%	14.55%	Rp (431,467,695,294)	-21.74%	-1.91%

Dari tabel di atas terlihat bahwa batas maksimal HPP dan biaya komersial agar investasi tetap layak adalah 164% untuk NPV dan IRR sebelum pajak dan 157% untuk MIRR sebelum pajak. Apabila HPP dan biaya komersial lebih tinggi dari 164% maka investasi dinilai tidak layak karena NPV lebih kecil dari 0 dan IRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila HPP dan biaya komersial 158% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV dan IRR tetapi tidak layak dilihat dari MIRR karena MIRR lebih kecil dari MARR (20%). Apabila HPP dan biaya komersial lebih rendah atau sama dengan 157% maka investasi dinilai layak dilihat dari NPV, IRR dan MIRR. Dengan cara yang sama dilakukan perhitungan untuk sensitivitas HPP dan biaya komersial setelah pajak.

## Bab V

# Kesimpulan Dan Saran

### 5.1 Kesimpulan

Dari model pertama maka Skenario yang tepat untuk dilakukan menuju transisi substitusi gas ke energi lain adalah skenario dua, tiga dan empat dimana *share* PDB terhadap total *output* menghasilkan nilai yang signifikan

Dari model kedua, Permintaan gas yang inelastis ini memicu konsumsi gas yang sangat besar jika dibandingkan dengan ketiga sumber energi ini. Dan penawaran gas yang paling elastis diantara ketiganya kemudian diikuti oleh batubara dan biofuel.

Penawaran gas yang demikian dipicu oleh cadangannya yang semakin menurun sehingga biaya eksplorasi gas dan produksinya akan lebih mahal, akibatnya produksi gas dan tidak efisien secara dalam biaya produksi.

Elastisitas permintaan energi akan lebih sensitif energi berbasis biofuel dikarenakan adanya kontribusi harga akan relatif lebih stabil dikarenakan energi yang terbarukan. Dan juga adanya kontribusi *output* energi biofuel yang berbasis kepada labor intensif (berasal dari sektor perkebunan)

Kebalikannya untuk penawaran, dikarenakan energi gas memiliki *production cost* yang sangat besar dalam menghasilkan energinya.

Dari analisa kelayakan investasi PT tersebut yang menggunakan bahan bakar batubara dan solar terbukti tetap layak apabila terjadi perubahan pada parameter-parameternya. Perubahan parameter dihitung hingga mencapai suatu batas tertentu yang menyebabkan investasi masih tetap layak

## **5.2 Saran**

Saran yang diberikan terkait kajian ini adalah melakukan lebih teliti bagaimana dampak ke sub sektor yang menggunakan energi gas apabila disubtitusi ke batubara dan biofuel



## Daftar Pustaka

Hirshleifer, J., Glazer, A., & Hirshleifer, D. (2005). *Price Theory and Applications* 7Th Edition. Cambridge University Press.

Tjandranegara, A. Q. (2010). Gas Bumi Sebagai Substitusi Bahan Bakar Minyak: Optimasi Investasi Infrastruktur Dan Analisis Dampaknya Terhadap Perekonomian Nasional. Universitas Indonesia.

Christopher, William (2012). Analisis Kelayakan *Financial* untuk Investasi Pembangunan Pabrik Pengolahan dan Pemurnian (*Smelter*)

*Sponge Iron* di PT Darma Bumi Kendari. Institut Teknologi Bandung Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)

Badan Pengkajian dan Penerapan teknologi (BPPT)

*Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025*

Arrulah, Y; Nurhadi dan Susanto, H. Kajian *Termodinamika Updraft Gasifier* dengan *Side Stream* untuk Mengolah batubara Sumatera Selatan menjadi Gas Sintesis. SEMINAR REKAYASA KIMIA DAN PROSES

Ujjayant Chakravorty, Bertrand Magné and Michel Moreaux. *Can Nuclear Power Supply Clean Energy in the Long Run? A Model with Endogenous Substitution of Resources*

John W. Chinneck. Practical Optimization : A Gentle Introduction  
Lucia Breierova and Mark Choudhari. *An Introduction to Sensitivity Analysis*

Abdul Qoyum Tjandranegara. Gas Bumi sebagai Substitusi Bahan Bakar Minyak: Optimasi Investaso Infrastruktur dan Analisis Dampaknya terhadap Perekonomian Nasional. Universitas Indonesia

United Nations ESCAP. *Energy Resources Development Series 42*

Nugroho, Hanan. Pengembangan Industri Hilir Gas Bumi Indonesia: Tantangan dan Gagasan. Bappenas

Biro Pusat Statistik

Sugiyono, Agus. Pemanfaatan Biofuel dalam Penyediaan Energi Nasional jangka Panjang. PTPSE – BPPT

La Ode M. Abdul Wahid. Pemanfaatan Bio-Ethanol Sebagai Bahan Bakar Kendaraan Berbahan Bakar Premium.

## Lampiran

Data Share Output per PDB (Variable Y)

Tahun	Share Output Terhadap PDB (%)						
	15	16	17	18	19	20	21
2006	0.013169762	0.00351	0.005143	0.002258	0.001168	0.001902	0.003582
2007	0.015737997	0.004675	0.00524	0.002209	0.001043	0.00224	0.004304
2008	0.019055762	0.005188	0.004293	0.001815	0.001462	0.001887	0.004054
2009	0.017382478	0.004292	0.004503	0.001768	0.001121	0.00137	0.003986
2010	0.01877173	0.004519	0.004724	0.002408	0.001299	0.001499	0.00458
2011	0.025670205	0.004728	0.00628	0.002234	0.001953	0.001542	0.005074
2012	0.025838134	0.004818	0.005793	0.026277	0.001581	0.001441	0.005474
2013	0.026852074	0.004983	0.005809	0.015466	0.001754	0.001327	0.005476
2014	0.028277568	0.005063	0.005935	0.017394	0.001827	0.001254	0.005673
2015	0.02959827	0.005136	0.006052	0.019184	0.001893	0.001185	0.005856
2016	0.030824282	0.005203	0.00616	0.020848	0.001955	0.001122	0.006025
2017	0.031964458	0.005266	0.00626	0.022399	0.002013	0.001062	0.006181
2018	0.033026587	0.005323	0.006352	0.023847	0.002067	0.001006	0.006327
2019	0.034017554	0.005376	0.006438	0.025201	0.002117	0.000954	0.006463
2020	0.034943462	0.005425	0.006518	0.026469	0.002163	0.000904	0.00659

Tahun	Share Output Terhadap PDB (%)						
	24	25	26	27	28	29	30
2006	0.007346346	0.004978	0.001974	0.00407	0.001603	0.001217	8.21E-06
2007	0.008120419	0.004962	0.002087	0.005079	0.001935	0.001002	1.29E-05
2008	0.011100934	0.006604	0.002234	0.004702	0.002069	0.001355	2.21E-05
2009	0.01170884	0.005287	0.002024	0.003822	0.002385	0.001189	1.19E-05
2010	0.012484484	0.01007	0.002112	0.00545	0.002744	0.002453	1.41E-05
2011	0.014022779	0.011104	0.002536	0.003539	0.003098	0.00146	7.88E-05
2012	0.014026594	0.010132	0.002484	0.005618	0.002871	0.002034	1.97E-05
2013	0.015499208	0.011572	0.002528	0.004977	0.003257	0.002106	4.34E-05
2014	0.016299802	0.01234	0.002588	0.005043	0.003422	0.002217	4.72E-05
2015	0.017041475	0.013053	0.002643	0.005104	0.003576	0.002319	5.08E-05
2016	0.017729909	0.013715	0.002694	0.005159	0.003718	0.002414	5.4E-05
2017	0.018370081	0.014331	0.002741	0.005211	0.00385	0.002502	5.71E-05
2018	0.018966373	0.014906	0.002784	0.005258	0.003973	0.002585	5.99E-05
2019	0.019522655	0.015442	0.002825	0.005301	0.004087	0.002661	6.26E-05
2020	0.020042358	0.015943	0.002863	0.005341	0.004195	0.002733	6.51E-05

Tahun	Share Output Terhadap PDB (%)				
	31	32	34	35	36
2006	0.0015861	0.002312	0.003477	0.002302	0.00139
2007	0.001585446	0.002144	0.003357	0.003391	0.002071
2008	0.00214434	0.001678	0.003654	0.00377	0.001653
2009	0.001857855	0.002048	0.003544	0.003705	0.001214
2010	0.002245762	0.002008	0.005006	0.003483	0.00154
2011	0.002342529	0.002097	0.007842	0.003454	0.001769
2012	0.003447955	0.002144	0.007205	0.003633	0.001952
2013	0.003126713	0.002074	0.007669	0.003881	0.001806
2014	0.003309091	0.002074	0.008211	0.003968	0.001834
2015	0.003478109	0.002074	0.008713	0.004048	0.00186
2016	0.003635057	0.002074	0.00918	0.004122	0.001884
2017	0.003781063	0.002074	0.009615	0.004191	0.001906
2018	0.003917119	0.002073	0.01002	0.004255	0.001927
2019	0.004044103	0.002072	0.010399	0.004314	0.001946
2020	0.004162792	0.00207	0.010753	0.004369	0.001963

#### Data Tenaga Kerja (Variable L)

Tahun	Tenaga Kerja						
	15	16	17	18	19	20	21
2006	784129	316991	572719	583634	237626	299278	126430
2007	748155	334194	558766	523118	210854	279622	134305
2008	721881	346062	478458	504913	221239	239144	128728
2009	714824	331590	498005	464777	219071	212478	120001
2010	715648	332590	525470	481470	225481	219641	126379
2011	781581	327865	534952	502930	247426	211226	131250
2012	832830	304243	478205	387831	215324	222149	104091
2013	786539	318452	480345	399635	226786	185122	113673
2014	793922	316153	470197	376377	227160	171277	110977
2015	801304	313853	460048	353119	227534	157431	108281
2016	808687	311554	449900	329861	227909	143585	105586
2017	816070	309255	439751	306602	228283	129739	102890
2018	823453	306956	429603	283344	228657	115893	100195
2019	830836	304657	419454	260086	229032	102048	97499
2020	838219	302358	409306	236828	229406	88202	94804

Tahun	Tenaga Kerja						
	24	25	26	27	28	29	30
2006	208406	348405	190630	65069	111388	106321	1477
2007	213095	343155	177304	64233	129577	83714	3427
2008	196602	359079	176306	63930	147646	84518	3009
2009	211667	338505	175127	60632	126921	71276	2892
2010	216433	363490	171313	64643	142885	74751	20998
2011	233544	358790	174811	64657	153140	66059	5474
2012	227394	367156	169248	63320	136218	90907	1137
2013	232119	367216	165802	63257	152090	69461	8497
2014	236322	370500	163155	63125	156263	66200	9249
2015	240526	373783	160507	62994	160437	62938	10001
2016	244729	377066	157860	62862	164610	59677	10753
2017	248932	380350	155213	62730	168784	56415	11506
2018	253136	383633	152565	62599	172957	53154	12258
2019	257339	386916	149918	62467	177130	49893	13010
2020	261542	390200	147271	62335	181304	46631	13762

Tahun	Tenaga Kerja				
	31	32	34	35	36
2006	79996	141672	86066	72474	325362
2007	82764	147283	79216	85925	326785
2008	75182	121758	87039	91577	314081
2009	80529	130173	85362	81761	322741
2010	80611	134414	92999	97376	362437
2011	89979	151203	111384	101970	335964
2012	67082	130768	78427	87429	318268
2013	76751	135008	95410	100181	335867
2014	76077	134572	97102	103136	337490
2015	75403	134135	98795	106092	339112
2016	74728	133699	100487	109047	340735
2017	74054	133263	102179	112003	342357
2018	73379	132826	103871	114958	343980
2019	72705	132390	105563	117914	345603
2020	72031	131954	107255	120869	347225

**Data Biaya Energi (Variable Cost)****Skenario 1**

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	15	16	17	18	19	20	21
2006	8098330744	609606952.5	8069595063	2020734157	463875997.5	1581488744	5338679069
2007	14890841559	1697764893	12518094834	2859393505	1237237574	2994114929	8305988248
2008	31546246459	7144611986	19960646477	3431888902	3043956939	5811839597	22835626916
2009	14119784572	1611383969	10103039071	2172374673	1145410253	1587955123	8727245165
2010	22954722776	1781441286	17917471443	7298230533	2256772727	3085447894	12550011985
2011	32086830849	2140742415	22746089273	5670630344	3393403915	3690677316	13605399609
2012	34903743726	2189300346	16807156692	4717848808	4887472866	2594673095	14410857496
2013	34936354473	2266869592	18800380988	5605736302	4577784577	2718617219	14483932413
2014	39200078099	2346535448	20269763479	6193209690	5290976174	2748664897	15595420475
2015	43665632039	2429808157	21808013602	6808411484	6038056696	2779883324	16758975487
2016	48334592983	2516305623	23413950968	7451356971	6819612675	2811653206	17973637578
2017	53208138895	2605735688	25086665680	8122054289	7636087565	2843501616	19238667336
2018	58287157469	2697870970	26825441820	8820506029	8487821205	2875061109	20553483509
2019	63572319859	2792531677	28629705128	9546710286	9375076712	2906041808	21917620402
2020	69064131852	2889573603	30498986337	10300661347	10298059210	2936211914	23330698038

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	24	25	26	27	28	29	30
2006	7527722216	3258421000	7653953959	4429400012	1049878640	935962190	2052548.661
2007	8853122197	6374522924	8242751661	10130226316	2723297372	1222115782	2749416.831
2008	17430758889	15693394881	19353759050	14950850265	4555225630	2122916020	2379950.695
2009	10805904454	8692101896	8775404460	7002621773	3147274990	1569732687	1301602.56
2010	16783826989	14737377908	9647545664	17231816356	7998608275	2576464669	2103236.465
2011	17789662949	14446739423	13102465365	14024199872	14495350167	2161308499	18696440.3
2012	12300619211	13985359858	11275687401	11633622914	6461526628	1829927341	60374664.82
2013	14890731151	16218191553	10707322252	13696988047	10669375452	2146478849	44045394
2014	15847726792	18118830454	10939227341	14801161346	12299889585	2309888895	52946755
2015	16849306008	20109373598	11181213769	15957129324	14007860599	2480952043	62272417
2016	17894025306	22190359463	11431121691	17164114774	15794577542	2659522825	72033038
2017	18980777019	24362187679	11687300964	18421517767	17661014626	2845489210	82236700
2018	20108694905	26625156521	11948468683	19728865415	19607918035	3038763165	92889624
2019	21277089639	28979488356	12213611921	21085777501	21635865060	3239274191	103996653
2020	22485403682	31425347285	12481919781	22491942386	23745305279	3446964799	115561593

Tahun	Biaya Energi (US\$)				
	31	32	34	35	36
2006	871306906.8	712234385.5	2906408905	1995077299	626027341.8
2007	1583664095	2004324870	5735283510	2606447156	2141795712
2008	9058092344	3384289888	4919358086	3710343133	2401370251
2009	6996113760	3438833964	3506517297	1586653521	1114171791
2010	13019033717	4688114080	2875124247	4633429932	2387173387
2011	12509788207	6955075793	10256867150	3634587995	3213918088
2012	12251744482	4078164859	11004001410	3960290514	2892233943
2013	15601104294	6044834995	9638035620	3770511568	3061267794
2014	18078426762	6867355983	10813449896	4042970290	3402580443
2015	20673495401	7728883050	12044503628	4328169772	3760022757
2016	23388424109	8629897511	13331629725	4625818609	4133653483
2017	26224811674	9570761840	14675151592	4935692714	4523515415
2018	29183883924	10551752302	16075312910	5257616341	4929639621
2019	32266590582	11573081158	17532297884	5591449114	5352048297
2020	35473672730	12634912121	19046245296	5937076936	5790756743

**Skenario 2**

Tahun	Biaya Energi (US\$)					
	15	16	17	18	19	20
2006	43772593.63	3295009.583	43617273.32	10922346.58	2507313.689	8548164.59
2007	58206476.69	6636355.125	48931700.22	11177019.16	4836210.212	11703628.7
2008	114328682.9	25893225.66	72340600.8	12437718.65	11031790.68	21063043.7
2009	69400259.74	7920125.513	49657523.61	10677455.15	5629814.581	7804970.21
2010	101569179.2	7882453.249	79280542.19	32292931.26	9985681.625	13652371.8
2011	160732719.2	10723631.48	113942096.6	28405916.41	16998594.88	18487728
2012	236933653.5	14861412.39	114090370.1	32025709.43	33177151.76	17613164.4
2013	166869739	10827459	89797997	26775196	21865296	12985183
2014	187131018	11201752	96762600	29564779	25257750	13121414
2015	208341341	11593316	104052331	32484897	28809312	13263626
2016	230508366	12000298	111661467	35535628	32522830	13408814
2017	253637816	12421278	119585598	38717011	36400457	13554685
2018	277734010	12855156	127821254	42029061	40443843	13699454
2019	302800215	13301059	136365652	45471770	44654265	13841717
2020	328838898	13758288	145216523	49045113	49032723	13980349

Tahun	Biaya Energi (US\$)					
	21	24	25	26	27	28
2006	28856296.04	40688375.91	17612214.52	41370675.87	23941517.44	5674738.73
2007	32467091.23	34605770.85	24917229.73	32219907.15	39597814.51	10645036
2008	82759993.4	63171880.32	56875393.07	70141142.92	54184291.67	16508872.1
2009	42895348.6	53112182.56	42722615.65	43132056.71	34418639.14	15469195.1
2010	55530812.91	74264435.57	65209385.97	42688090.97	76246681.78	35391935.9
2011	68153595.03	89113845.91	72368122.69	65634244.05	70251493.24	72611628.7
2012	97823807.76	83499084.59	94935443.96	76541640.71	78971379.17	43862146.2
2013	69180945	71123975	77464447	51142373	65422190	50961124
2014	74448497	75652942	86494603	52221037	70656910	58716487
2015	79961912	80392905	95947629	53348800	76136072	66835548
2016	85716535	85336863	105826142	54515183	81855909	75324566
2017	91708781	90479444	116132085	55712182	87813512	84188270
2018	97935834	95816449	126866909	56933573	94006590	93430285
2019	104395438	101344537	138031699	58174443	100433301	103053414
2020	111085752	107061005	149627257	59430860	107092138	113059845

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	29	30	31	32	34	35	36
2006	5059004.612	11094.30836	4709533.899	3849725.001	15709540.64	10783667.7	3383764.05
2007	4777100.976	10747.13381	6190349.072	7834660.544	22418521.12	10188282.8	8372017.234
2008	7693789.902	8625.325002	32827986.96	12265212.15	17828546.78	13446881.7	8702952.928
2009	7715404.983	6397.516569	34386651.56	16902238.78	17234909.64	7798572.7	5476274.183
2010	11400242.3	9306.320247	57606122.33	20743787.83	12721739.78	20501823.5	10562673.48
2011	10826653.27	93656.17016	62665343.46	34840095.3	51379774.95	18206759.5	16099495.65
2012	12421915.94	409835.4041	83167313.07	27683405.75	74697381.39	26883250.9	19633067.45
2013	10252425	210378	74516996	28872504	46035040	18009443	14621816
2014	11026811	252754	86301726	32782978	51620609	19300093	16243038
2015	11837339	297120	98639217	36876733	57467805	20650948	17940154
2016	12683302	343527	111539729	41156105	63578733	22060595	19713453
2017	13564159	392014	125011025	45622854	69954963	23527948	21563140
2018	14479483	442612	139059056	50278322	76597681	25052154	23489370
2019	15428931	495345	153688439	55123542	83507784	26632534	25492249
2020	16412226	550230	168902774	60159311	90685949	28268535	27571853

**Skenario 3**

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	15	16	17	18	19	20	21
2006	1850844249	139323467.7	1844276813	461831494.8	106017184.2	361443542	1220135823
2007	3921112495	447061847.4	3296311889	752946269.4	325794058.9	788421622	2187164115
2008	5693284289	1289418290	3602382145	619367479.8	549355760.5	1048887230	4121242003
2009	3573353322	407799724.6	2556818628	549772003.5	289873794.5	401870488	2208640673
2010	5797646666	449936478.4	4525394168	1843305290	569990367.6	779287856	3169741401
2011	8506644106	567539185.5	6030289721	1503359257	899636350.7	978447469	3606971749
2012	9627908800	603900379	4636115057	1301379543	1348168935	715719097	3975115758
2013	7647397427	496206686	4115311611	1227068308	1002054694	595092036	3170462092
2014	9130700868	546568127	4721346384	1442556950	1232403686	640234361	3632572336
2015	10096504100	561827847	5042517158	1574262212	1396138366	642773322	3875062763
2016	11099750542	577854555	5376873972	17111159616	1566083312	645679363	4127538500
2017	12140784757	594564606	5724158270	1853252434	1742366815	648816925	4389789306
2018	13219868785	611892941	6084167360	2000542442	1925087575	652080703	4661650471
2019	14337203351	629788163	6456739430	2153030234	2114322421	655387635	4942990619
2020	15492942615	648209089	6841743065	2310715430	2310131701	658671317	5233703171

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	24	25	26	27	28	29	30
2006	1720433730	744700353.5	1749283539	1012323378	239945972.2	213910779	469102.5849
2007	2331237488	1678563390	2170512419	2667529355	717108922.9	321812131	723986.7975
2008	3145802650	2832253233	3492854609	2698243071	822100801.9	383131617	429519.7502
2009	2734695730	2199746818	2220828548	1772182971	796494130.8	397258859	329402.0392
2010	4239070954	3722201776	2436668981	4352219088	2020198852	650734576	531211.899
2011	4716275415	3830022084	3473637215	3718001249	3842909437	572991527	4956674.109
2012	3393023994	3857745757	3110305038	3209038587	1782358637	504770310	16653851.56
2013	3259508349	3550082950	2343780566	2998203812	2335474196	469853741	9641322
2014	3691340931	4220339065	2548025857	3447569069	2864958897	538032207	12332654
2015	3895949269	4649752300	2585355241	3689657383	3238941368	573653496	14398823
2016	4109256018	5095883492	2625088810	3941636424	3627130380	610743529	16541957
2017	4330945098	5558850262	2666753778	4203335932	4029807876	649270445	18764386
2018	4560769810	6038741481	2709982697	4474622256	4447190682	689209288	21067911
2019	4798534355	6535624600	2754485571	4755388517	4879447497	730540161	23453937
2020	5044080908	7049550745	2800030373	5045547716	5326710728	773246928	25923574

Tahun	Biaya Energi (US\$)				
	31	32	34	35	36
2006	199134047.3	162778597	664249260.2	455967712.5	143076288.4
2007	417016395.4	527786375.4	1510236460	686339484	563985715.2
2008	1634752169	610777084.8	887817323.7	669621290.6	433385427.9
2009	1770535961	870280187.6	887409093.7	401541085.8	281968145.6
2010	3288201655	1184071323	726166665.9	1170259813	602925505.4
2011	3316510646	1843882768	2719231416	963577446.7	852052279.3
2012	3379542305	1124928021	3035362706	1092413358	797798793.6
2013	3415005562	1323184868	2109718942	825346574	670096574
2014	4210928012	1599582865	2518729072	941711194	792548018
2015	4780190308	1787096528	2784967825	1000772961	869404230
2016	5371011881	1981804411	3061529127	1062291610	949268829
2017	5983855110	2183811760	3348507587	1126203324	1032154632
2018	6619075846	2393199239	3645975144	1192458188	1118071146
2019	7276951221	2610029307	3953986901	1261016479	1207025400
2020	7957699043	2834350671	4272585168	1331846066	1299022510

**Skenario 4**

Tahun	Biaya Energi (US\$)							
	15	16	17	18	19	20		
2006	908412126.7	68381295.56	905188766	226671331.6	52034251.84	177399960	598854376.3	
2007	1453837790	165757909.1	1222179368	279171215.3	120795237.4	292324474	810938693.6	
2008	2554824600	578618140.2	1616545750	277937161.3	246519853.9	470681379	1849380764	
2009	1391512633	158802787.5	995660126.7	214088733.8	112880818.3	156493862	860074871.1	
2010	2179498266	169143763.2	1701222808	692950245.9	214275393.1	292956199	1191594847	
2011	3330230937	222183569.7	2360773196	588543901.2	352194916.2	383048355	1412078460	
2012	4174440765	261837374.3	2010113316	564248366.7	584535175.8	310319409	1723519158	
2013	3387653194	219810227.2	1823005624	543568176.3	443891378.4	263614577	1404455062	
2014	3860465653	231089322.8	1996188005	609913919.8	521060997.3	270691461	1535853702	
2015	4297311293	239127239.1	2146214740	670043285.6	594229558	273579551	1649318497	
2016	4753797488	247483357.4	2302805805	732854874	670721642.7	276531344	1767740823	
2017	5230043008	256128291.7	2465869755	798349540.7	750581907.4	279499266	1891046364	
2018	5726137451	265039172.8	2635334673	866527587	833844589.3	282446354	2019176724	
2019	6242148661	274197919.9	2811142899	937388866.1	920536212.5	285343449	2152085139	
2020	6778127878	283590032.5	2993247349	1010932853	1010677473	288167234	2289733477	

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	24	25	26	27	28	29	30
2006	844405392.1	365506083.2	858565155.3	496858033	117767786.8	104989464	230240.0524
2007	864357031.9	622363906.4	804764714.8	989044560.3	265883739.2	119318851	268433.8608
2008	1411658647	1270955369	1567395975	1210819173	368912431.8	171927842	192744.2172
2009	1064927902	856611482.3	864820996.4	690112275.4	310165702.9	154698031	128273.6571
2010	1593585868	1399280223	916012328	1636121431	759449505.8	244629410	199697.4772
2011	1846355167	1499399514	1359879875	1455544940	1504444730	224318084	1940467.858
2012	1471137500	1672630213	1348557035	1391365640	772789886.8	218856847	7220728.642
2013	1443900879	1572619961	1038250698	1328147885	1034571133	208136368	4270924.103
2014	1560701099	1784361818	1077306818	1457634213	1211306293	227480331	5214253.12
2015	1658208289	1979044714	1100388428	1570405576	1378570165	244160516	6128480.207
2016	1759910807	2182463295	1124272167	1688122743	1553426199	261569037	7084583.821
2017	1865697282	2394657885	1148792045	1810725430	1735972503	279694634	8083377.626
2018	1975480637	2615658621	1173819019	1938166142	1926284257	298528464	9125487.979
2019	2089191599	2845488018	1199251207	2070406713	2124419659	318063445	10211402.84
2020	2206774160	3084162746	1225007050	2207415885	2330424076	338293809	11341505.87

Tahun	Biaya Energi (US\$)				
	31	32	34	35	36
2006	97736902.24	79893298.18	326019914.2	223793330.9	70223215.98
2007	154617903.8	195688284.6	559953033.7	254475300.1	209109977.6
2008	733584490.8	274082276.9	398402297	300488234.7	194478915.2
2009	689470907.1	338899002.1	345569232.3	156365588	109802250.5
2010	1236127384	445125676.7	272986451.4	439933542.3	226656636.6
2011	1298367044	721854043	1064540667	377226951.5	333566424.7
2012	1465292148	487743027.5	1316063756	473645414.5	345907286.4
2013	1512783219	586146004.3	934565802.4	365613005.4	296840176.2
2014	1780382820	676304568.4	1064920121	398156042	335089764.3
2015	2034562220	760630611.8	1185348271	425952676.6	370039033
2016	2300295191	848766537.1	1311190681	454957899.2	406552539.9
2017	2577742725	940748860.8	1442479958	485149184	444634611.6
2018	2867028312	1036605432	1579240699	516508870	484288397
2019	3168247684	1136357667	1721491523	549022855.8	525516155.2
2020	3481475603	1240022104	1869246492	582679686.5	568319454.2

**Skenario 5**

Tahun	Biaya Energi (US\$)						
	15	16	17	18	19	20	21
2006	1126600068	61569324.87	1068237509	730640673.1	44744588.55	152547369	514958738.2
2007	1854714486	163324754	1612786374	1139102246	114959671.3	278202405	771762593.6
2008	3121718574	552945392.9	2201041440	973623941.5	226315293.7	432104728	1697807070
2009	1790384782	164448959.6	1352249284	850467038.1	112165208.2	155501766	854622409.8
2010	2800467978	174761965	2334729765	2827075038	213004693.8	291218906	1184528432
2011	4282354843	225210958.5	3114268358	2316598945	342714970.4	372737935	1374069884
2012	5392798005	265610837.2	2546959172	2055078692	565090382.6	299996512	1666185613
2013	4243833825	213378114.4	2369539987	1928570293	412535328.4	244993103	1305245739
2014	4875893250	227412698.9	2611238037	2248741856	491554423.5	255362781	1448881580
2015	5420729073	234608879.8	2801601454	2456239529	558801643.7	257268762	1550986273
2016	5989447433	242120937	3000142551	2672070747	628869401.3	259276113	1657435875
2017	6582204870	249917260.9	3206734316	2896240349	701804147.6	261335561	1768153706
2018	7199119688	257973259.1	3421276972	3128750883	777641561.2	263408825	1883079605
2019	7840281706	266269495.3	3643690646	3369603080	856409352.6	265465709	2002165494
2020	8505759025	274790389.8	3873910240	3618796167	938129219.1	267482070	2125372275

Tahun	Biaya Energi (US\$)						29	30
	24	25	26	27	28			
2006	726109639.5	314301036.9	738285711.1	427251425.2	101269279	90281116.7	197984.9051	
2007	822600314.9	592297773.3	765886877.1	941264242.4	253039009.9	113554609	255465.9363	
2008	1295960290	1166788934	1438933517	1111581450	338676678.7	157836780	176947.0631	
2009	1058176771	851180977.3	859338447	685737295.3	308199401.5	153717319	127460.4638	
2010	1584135561	1390982190	910580177.5	1626418878	754945806.6	243178704	198513.2281	
2011	1796657269	1459040538	1323276315	1416366387	1463949953	218280168	1888236.751	
2012	1422199531	1616989510	1303696753	1345081314	747082726.4	211576487	6980528.256	
2013	1341905143	1461531635	964909691	1234328826	961490046.5	193433820	3969230.228	
2014	1472321922	1683317211	1016301229	1375091494	1142712599	214598605	4918981.078	
2015	1559346056	1861054241	1034783366	1476778133	1296379932	229603687	5763100.752	
2016	1650094443	2046280153	1054118906	1582785870	1456494232	245247437	6642514.125	
2017	1744451975	2239037231	1074135966	1693052557	1623157567	261518233	7558066.467	
2018	1842328735	2439357261	1094700939	1807529321	1796448302	278406964	8510409.266	
2019	1943653276	2647264190	1115708362	1926176992	1976427261	295906348	9500050.924	
2020	2048367927	2862775976	1137073833	2048963588	2163142029	314010468	10527392.11	

Tahun	Biaya Energi (US\$)				
	31	32	34	35	36
2006	84044592.22	68700762.07	280346625.6	192441327.8	60385396.06
2007	147148379.3	186234667.6	532901943.2	242181707.6	199007964.4
2008	673460522.1	251618723.7	365749579.4	275860471.4	178539586.7
2009	685099993	336750545.4	343378489.5	155374305.4	109106157
2010	1228796882	442485985.5	271367582.9	437324641.6	225312513.9
2011	1263419210	702424071.5	1035886682	367073224.4	324587897.5
2012	1416548627	471518063.4	1272284376	457889413	334400544.1
2013	1405921702	544741227.5	868548994	339786462.6	275871678.4
2014	1679563535	638006882	1004615964	375609313.9	316114345.1
2015	1913261798	715281881.2	1114677911	400557415.2	347977338.2
2016	2156759477	795804503.7	1229373925	426569061.6	381184139.7
2017	2410224012	879612798.9	1348738103	453620992.2	415739323.7
2018	2673784062	966735860.2	1472796272	481694993.5	451646253.9
2019	2947539610	1057196143	1601568109	510776547.5	488907382.6
2020	3231568999	1151011079	1735068605	540853886.8	527524457.9

## Output Eviews Masing-Masring Skenario

### Sekenario 1

Dependent Variable: Y?  
 Method: Pooled Least Squares  
 Date: 12/23/13 Time: 14:20  
 Sample (adjusted): 2007 2020  
 Included observations: 14 after adjustments  
 Cross-sections included: 19  
 Total pool (balanced) observations: 266

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004281	0.000861	4.974625	0.0000
COST?	1.04E-13	2.28E-14	4.559811	0.0000
L?	-1.43E-08	3.63E-09	-3.956524	0.0001
Y2(-1)	0.681937	0.042386	16.08864	0.0000
Fixed Effects (Cross)				
_15-C	0.012353			
_16-C	0.001696			
_17-C	0.002215			
_18-C	0.006496			
_19-C	-0.000993			
_20-C	-0.001679			
_21-C	-0.002498			
_24-C	0.002850			
_25-C	0.003218			
_26-C	-0.002296			
_27-C	-0.003353			
_28-C	-0.002202			
_29-C	-0.002839			
_30-C	-0.004141			
_31-C	-0.003982			
_32-C	-0.002440			
_34-C	-0.001283			
_35-C	-0.001910			
_36-C	0.000786			
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.952095	Mean dependent var	0.006240	
Adjusted R-squared	0.947972	S.D. dependent var	0.007085	
S.E. of regression	0.001616	Akaike info criterion	-9.938470	
Sum squared resid	0.000637	Schwarz criterion	-9.642091	
Log likelihood	1343.817	Hannan-Quinn criter.	-9.819403	
F-statistic	230.9261	Durbin-Watson stat	2.589582	
Prob(F-statistic)	0.000000			

## Skenario 2

Dependent Variable: Y?  
Method: Pooled Least Squares  
Date: 12/23/13 Time: 14:40  
Sample (adjusted): 2007 2020  
Included observations: 14 after adjustments  
Cross-sections included: 19  
Total pool (balanced) observations: 266  
Cross-section SUR (PCSE) standard errors & covariance (no d.f.  
correction)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004530	0.001665	2.720702	0.0070
COST?	2.34E-11	7.88E-12	2.963413	0.0033
L?	-1.53E-08	7.56E-09	-2.031069	0.0433
Y2(-1)	0.662918	0.115022	5.763420	0.0000
Fixed Effects (Cross)				
_15-C	0.013032			
_16-C	0.001848			
_17-C	0.002389			
_18-C	0.006833			
_19-C	-0.001032			
_20-C	-0.001739			
_21-C	-0.002651			
_24-C	0.002991			
_25-C	0.003394			
_26-C	-0.002412			
_27-C	-0.003556			
_28-C	-0.002342			
_29-C	-0.003002			
_30-C	-0.004381			
_31-C	-0.004256			
_32-C	-0.002572			
_34-C	-0.001406			
_35-C	-0.002018			
_36-C	0.000880			
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.952742	Mean dependent var	0.006240	
Adjusted R-squared	0.948675	S.D. dependent var	0.007085	
S.E. of regression	0.001605	Akaike info criterion	-9.952063	
Sum squared resid	0.000629	Schwarz criterion	-9.655684	
Log likelihood	1345.624	Hannan-Quinn criter.	-9.832996	
F-statistic	234.2455	Durbin-Watson stat	2.576816	
Prob(F-statistic)	0.000000			

### Skenario 3

Dependent Variable: Y?  
 Method: Pooled Least Squares  
 Date: 12/23/13 Time: 14:50  
 Sample (adjusted): 2007 2020  
 Included observations: 14 after adjustments  
 Cross-sections included: 19  
 Total pool (balanced) observations: 266

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004475	0.000856	5.227106	0.0000
COST?	5.40E-13	1.05E-13	5.131197	0.0000
L?	-1.58E-08	3.65E-09	-4.339390	0.0000
Y2(-1)	0.663710	0.042508	15.61375	0.0000
Fixed Effects (Cross)				
_15-C	0.012917			
_16-C	0.002015			
_17-C	0.002356			
_18-C	0.006971			
_19-C	-0.000934			
_20-C	-0.001649			
_21-C	-0.002777			
_24-C	0.002897			
_25-C	0.003362			
_26-C	-0.002456			
_27-C	-0.003711			
_28-C	-0.002385			
_29-C	-0.002951			
_30-C	-0.004322			
_31-C	-0.004400			
_32-C	-0.002550			
_34-C	-0.001451			
_35-C	-0.001978			
_36-C	0.001047			
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.953077	Mean dependent var	0.006240	
Adjusted R-squared	0.949038	S.D. dependent var	0.007085	
S.E. of regression	0.001599	Akaike info criterion	-9.959167	
Sum squared resid	0.000624	Schwarz criterion	-9.662787	
Log likelihood	1346.569	Hannan-Quinn criter.	-9.840100	
F-statistic	235.9982	Durbin-Watson stat	2.559138	
Etab(F-statistic)	0.000000			

## Skenario 4

Dependent Variable: Y?  
Method: Pooled Least Squares  
Date: 12/23/13 Time: 14:50  
Sample (adjusted): 2007 2020  
Included observations: 14 after adjustments  
Cross-sections included: 19  
Total pool (balanced) observations: 266  
Cross-section SUR (PCSE) standard errors & covariance (no d.f.  
correction)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004495	0.001647	2.729152	0.0068
COST?	1.17E-12	3.86E-13	3.035127	0.0027
L?	-1.54E-08	7.62E-09	-2.020805	0.0444
Y2(-1)	0.663841	0.115102	5.767408	0.0000
Fixed Effects (Cross)				
_15-C	0.012952			
_16-C	0.001881			
_17-C	0.002361			
_18-C	0.006851			
_19-C	-0.001003			
_20-C	-0.001712			
_21-C	-0.002676			
_24-C	0.002960			
_25-C	0.003372			
_26-C	-0.002417			
_27-C	-0.003585			
_28-C	-0.002346			
_29-C	-0.002974			
_30-C	-0.004346			
_31-C	-0.004276			
_32-C	-0.002556			
_34-C	-0.001405			
_35-C	-0.001997			
_36-C	0.000916			
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.952783	Mean dependent var	0.006240	
Adjusted R-squared	0.948719	S.D. dependent var	0.007085	
S.E. of regression	0.001604	Akaike info criterion	-9.952928	
Sum squared resid	0.000628	Schwarz criterion	-9.656549	
Log likelihood	1345.739	Hannan-Quinn criter.	-9.833861	
F-statistic	234.4583	Durbin-Watson stat	2.560794	
Prob(F-statistic)	0.000000			

## Skenario 5

Dependent Variable: Y?  
 Method: Pooled Least Squares  
 Date: 12/23/13 Time: 14:58  
 Sample (adjusted): 2007 2020  
 Included observations: 14 after adjustments  
 Cross-sections included: 19  
 Total pool (balanced) observations: 266  
 Cross-section SUR (PCSE) standard errors & covariance (no d.f.  
 correction)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004280	0.001667	2.568316	0.0108
COST?	1.24E-12	4.02E-13	3.082850	0.0023
L?	-1.43E-08	7.85E-09	-1.827134	0.0689
Y2(-1)	0.618460	0.120264	5.142527	0.0000
Fixed Effects (Cross)				
_15-C	0.011912			
_16-C	0.001972			
_17-C	0.001393			
_18-C	0.005112			
_19-C	-0.000947			
_20-C	-0.001619			
_21-C	-0.002343			
_24-C	0.003581			
_25-C	0.003683			
_26-C	-0.002267			
_27-C	-0.003218			
_28-C	-0.002153			
_29-C	-0.002741			
_30-C	-0.004138			
_31-C	-0.004006			
_32-C	-0.002388			
_34-C	-0.000972			
_35-C	-0.001720			
_36-C	0.000860			
Effects Specification				
Cross-section fixed (dummy variables)				
R-squared	0.954490	Mean dependent var	0.006240	
Adjusted R-squared	0.950573	S.D. dependent var	0.007085	
S.E. of regression	0.001575	Akaike info criterion	-9.989758	
Sum squared resid	0.000605	Schwarz criterion	-9.693379	
Log likelihood	1350.638	Hannan-Quinn criter.	-9.870691	
F-statistic	243.6903	Durbin-Watson stat	2.536513	
Prob(F-statistic)	0.000000			





## TIM PENYUSUN

### **Pengarah**

Sekretaris Jenderal KESDM

### **Penanggungjawab**

Kepala Pusat Data dan Informasi ESDM

### **Atena Falahti**

Kepala Bidang Kajian Strategis

### **Ketua**

#### **Aang Darmawan**

Kepala Sub Bidang Kajian Strategis Energi

### **Wakil Ketua**

#### **Arifin Togar Napitupulu**

Kepala Sub Bidang Kajian Strategis Mineral

### **Koordinator**

**Catur Budi Kurniadi**

### **Anggota**

**Golfritz Sahat Sihotang**

**Tri Nia Kurniasih**

**Aries Kusumawanto**

**Agus Supriadi**

**Ameri Isra**

**Sulistyo Hernawati**

### **Nara Sumber**

**Peggy Hariwan**

(Universitas Mercu Buana)





Penggunaan gas alam saat ini pada sektor industri mencapai 1720,9 juta standar kaki kubik perhari (MMFSCD) dari total pemanfaatan gas domestik sebesar 4509,3 MMFSCD, konsumsi gas sektor industri sudah sangat besar. Namun jumlah yang sedemikian besar tersebut belum cukup memenuhi kebutuhan industri. Sektor industri menghadapi kekurangan pasokan gas sebesar 1629 MMSCF. Untuk mengatasi hal tersebut, diversifikasi energi menjadi salah satu solusi untuk menghadapi masalah ini.

**[www.esdm.go.id](http://www.esdm.go.id)**

**PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI  
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL  
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL**

**2013**