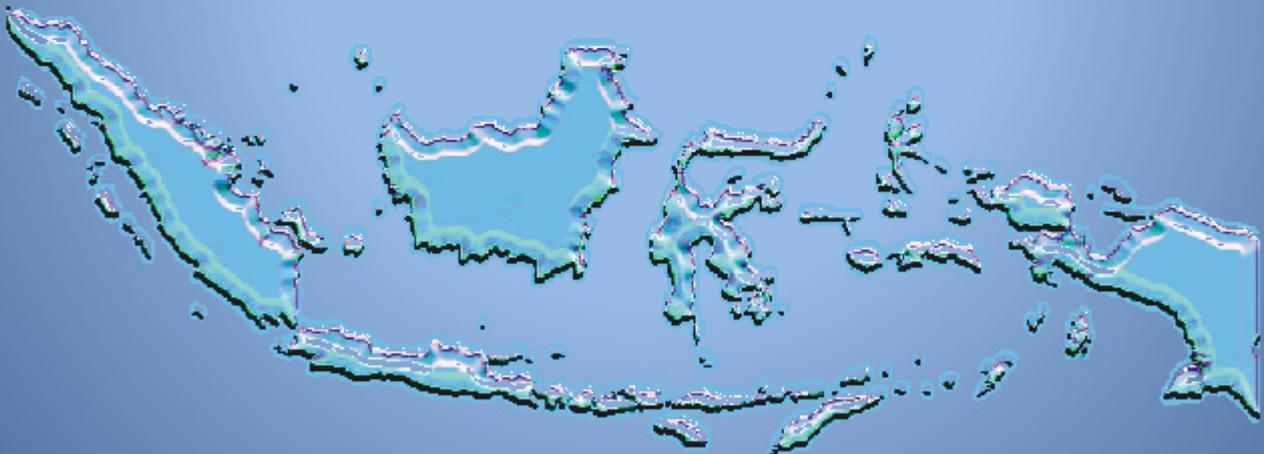




ISBN 978-979-95202-5-8

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2010

Teknologi untuk Mendukung Keandalan Pasokan Energi Listrik



PUSAT TEKNOLOGI PENGEMBANGAN SUMBERDAYA ENERGI
BADAN PENGKAJIAN DAN PENERAPAN TEKNOLOGI

ISBN 978-979-95202-5-8

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2010

Teknologi untuk Mendukung Keandalan Pasokan Energi Listrik

Editor:

**Adhi Dharma Permana
Agus Sugiyono
Hari Suharyono
M. Sidik Boedoyo**

**PUSAT TEKNOLOGI PENGEMBANGAN SUMBERDAYA ENERGI
BADAN PENGKAJIAN DAN PENERAPAN TEKNOLOGI**

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2010

Teknologi untuk Mendukung Keandalan Pasokan Energi Listrik

ISBN 978-979-95202-5-8

© Hak cipta dilindungi oleh undang-undang

Dilarang mengutip, menyimpan dan menyebarkan dalam bentuk apapun, sebagian atau seluruh isi buku ini tanpa ijin sah dari penerbit.

Diterbitkan oleh BPPT-Press, Jakarta, 2010

Sekretariat BPPT-Press
Bidang Perpustakaan
Pusat Data, Informasi dan Standardisasi (PDIS)
Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung II BPPT, Lantai 4
Jl. M.H. Thamrin No. 8
Jakarta 10340

Telp. : (021) 316-9067 / 316 9091
Fax : (021) 310-1802
email : lies@webmail.bppt.go.id

Desain Sampul : Nini Gustriani

Perpustakaan Nasional RI: Katalog Dalam Terbitan (KDT)

Outlook energi Indonesia 2010 : teknologi untuk mendukung keandalan pasokan energi listrik / editor, Adhi Dharma Permana ... [et al.]-- Jakarta : Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi BPPT, 2010. 257 hlm. : 21 cm

Bibliografi : hlm. . .
ISBN 978-979-95202-5-8

1. Sumber Energi. I. Adhi Dharma Permana.
333.79

SAMBUTAN

Dengan mengucapkan puji syukur ke hadirat Allah subhanahu wa ta'ala, BPPT kembali menerbitkan buku *Outlook* Energi Indonesia, sebagai upaya meneropong dan memprediksi kondisi energi nasional di masa mendatang, berdasarkan kondisi saat ini dan beberapa asumsi makro terkait. Dalam buku ini dibahas juga berbagai persoalan tentang energi nasional baik dari sisi penggunaan energi maupun sisi penyediaan energi masa kini. Pemerintah terus berusaha mengatasi persoalan-persoalan yang ada dengan melakukan perencanaan, pengembangan dan pengawasan yang lebih baik. Pemerintah saat ini telah meningkatkan investasi pembangkit listrik melalui program percepatan pembangunan pembangkit listrik, baik menggunakan bahan bakar batubara maupun energi terbarukan. Disamping itu juga telah ditetapkan kebijakan untuk lebih mengoptimalkan penggunaan minyak bumi, gas bumi dan batubara untuk kepentingan dalam negeri. *Outlook* energi dapat diharapkan menunjukkan kecenderungan yang mungkin timbul akibat kondisi dan kebijakan yang diambil saat ini.

Dalam upaya lebih mengoptimalkan usaha penyelesaian masalah di bidang energi, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) secara berkala menyusun *Outlook* energi dalam bentuk buku. Buku yang terbit tahun ini merupakan terbitan kedua yang diberi judul *Outlook* Energi Indonesia 2010. Buku ini memberi gambaran tentang energi secara komprehensif, berdasarkan data, informasi serta usulan maupun rekomendasi yang diharapkan dapat membantu pemerintah dalam menjawab persoalan di bidang energi hingga masa yang akan datang.

Kami menyampaikan terima kasih dan penghargaan yang setinggi-tingginya kepada tim penyusun serta berbagai pihak yang memberi dukungan, sehingga buku ini bisa diterbitkan. Kami menyadari adanya berbagai keterbatasan dan kekurangan pada buku ini, sehingga untuk itu kami mohon agar diberi sumbang saran maupun kritik untuk perbaikan buku ini dimasa mendatang. Mudah-mudahan apa yang telah kita lakukan selama ini dapat menjadi masukan yang bermanfaat bagi pemerintah dan masyarakat dalam mengelola masalah dan dinamika di bidang energi nasional.

Jakarta, Agustus 2010

Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi
Kepala



Dr. Ir. Marzan A. Iskandar

PENGARAH

Kepala BPPT
Dr. Ir. Marzan A. Iskandar

Deputi Kepala BPPT Bidang Teknologi Informasi, Energi dan Material (TIEM)
Dr. Unggul Priyanto

PENANGGUNGJAWAB

Direktur Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)
Dr. M.A.M. Oktaufik

KOORDINATOR

Kepala Bidang Perencanaan Energi
Dr. Adhi Dharma Permana

TIM PENYUSUN

Ekonomi Energi :	Dr. Adhi Dharma Permana Ratna Etie Puspita, S.T.
Kebutuhan dan Penyediaan Energi :	Ira Fitriana, S.Si, M.Sc. Dra. Nona Niode Anindhita, S.Si.
Minyak dan Gas Bumi :	Dr. Hari Suharyono Ir. Erwin Siregar
Batubara :	Ir. Endang Suarna, M.Sc. Ir. M. Muchlis
Ketenagalistrikan :	Drs. Yudiartono, M.M. Ratna Etie Puspita, S.T.
Kebijakan Energi :	Ir. La Ode M. Abdul Wahid Prof. Ir. M. Sidik Boedoyo, M.Eng. Ir. Indyah Nurdyastuti, A.P.U.
Aspek Lingkungan :	Ir. Agus Sugiyono, M.Eng. Suryani, S.Si.
Database dan Pemodelan :	Drs. Yudiartono, M.M. Ira Fitriana, S.Si, M.Sc. Dr. Adhi Dharma Permana Ir. Agus Sugiyono, M.Eng. Anindhita, S.Si. Ratna Etie Puspita, S.T.

INFORMASI

Bidang Perencanaan Energi
Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)
Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung II BPPT, Lantai 20, Jl. M.H. Thamrin 8, Jakarta 10340
Telp. (021) 316 9701, Fax. (021) 390 4533
Email: apermana@webmail.bppt.go.id

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami mengucapkan terima kasih kepada para profesional di bawah ini yang telah membagi waktu dan informasi sehingga buku ini dapat diterbitkan.

- Bapak Ir. Agus Cahyono Adi, M.T., Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi
- Bapak Ir. Fathor Rahman, M.Sc., Staf Ahli BPMIGAS
- Bapak Budi Primawan, Corporate Communications Manager, PT Holcim Indonesia Tbk.
- Bapak Ngarof Chusnaeni, Seksi Pemantauan Lingkungan, PT Semen Gresik
- Bapak Ir. Agoes Pramoesinto, Kepala Departemen Litbang, PT Semen Baturaja
- Bapak Ir. Arief Setyanto, Kepala Biro Proses dan Laboratorium, PT Petrokimia Gresik
- Bapak Didik Avianto, Manajer Pengembangan, PT Pupuk Kujang
- Bapak Ali Hernowo, S.H., Kepala Departemen Hukum dan Kesekretariatan, PT Pupuk Kalimantan Timur
- Sekretaris Perusahaan, PT Pertamina
- Kepala Divisi Perencanaan Sistem, Direktorat Perencanaan dan Teknologi, PT PLN
- Bapak Dr. Ferdi Armansyah, Pusat Konversi dan Konservasi Energi, BPPT.

DAFTAR ISI

Sambutan	iii
Tim Penyusun	iv
Ucapan Terima Kasih	v
Daftar Isi	vii
Daftar Gambar	xi
Daftar Tabel	xvi
Ringkasan Eksekutif	xviii
Bab 1 Pendahuluan	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	2
1.3 Sistematika Penulisan	2
Bab 2 Gambaran Umum Permasalahan dan Kebijakan Energi Saat Ini	4
2.1 Gambaran Umum Sektor Pengguna Energi	4
2.1.1 Sektor Rumah Tangga dan Komersial	4
2.1.2 Sektor Industri	6
2.1.3 Sektor Transportasi	7
2.2 Penyediaan Energi	8
2.2.1 Penyediaan Minyak Bumi	8
2.2.2 Penyediaan Gas Bumi	9
2.2.3 Penyediaan Batubara	9
2.2.4 Pemanfaatan Sumberdaya Energi Terbarukan	10
2.3 Penyediaan Tenaga Listrik	11
2.3.1 Pembangkit Tenaga Uap	11
2.3.2 PLTP	12
2.3.3 PLTD	12
2.3.4 Pembangkit Listrik Tenaga Surya	12
2.3.5 Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir	13
Bab 3 Pemodelan, Asumsi dan Kasus	14
3.1 Kerangka Pemodelan	14
3.2 Proyeksi Kebutuhan Energi	15
3.3 Proyeksi Penyediaan Energi	17
3.4 Model dan Kasus	18
3.4.1 Kasus Dasar	19
3.4.2 Kasus Lainnya	22
Bab 4 Indikator Ekonomi Energi	23
4.1 Populasi	23
4.2 Produk Domestik Bruto	24
4.3 Intensitas Energi Terhadap PDB dan Populasi	27
4.3.1 Intensitas Energi Terhadap PDB	27
4.3.2 Intensitas Energi Final Terhadap Populasi	30
4.3.3 Intensitas Pemanfaatan Listrik Terhadap Populasi	32
4.3.4 Intensitas CO ₂	33
Bab 5 Kebutuhan dan Penyediaan Energi	35

5.1	Kebutuhan Energi	35
5.1.1	Kondisi Saat Ini	35
5.1.2	Kebutuhan Energi Total	36
5.1.3	Kebutuhan Energi Sektor Industri	43
5.1.4	Kebutuhan Energi Sektor Transportasi	45
5.1.5	Kebutuhan Energi Sektor Rumah Tangga	47
5.1.6	Kebutuhan Energi Sektor Komersial	49
5.1.7	Kebutuhan Energi Sektor Lainnya	50
5.2	Penyediaan Energi	52
5.2.1	Kondisi Saat Ini	52
5.2.2	Proyeksi Penyediaan Energi	52
5.2.3	Konservasi Energi	59
Bab 6	Minyak Bumi dan BBM	61
6.1	Cadangan Minyak Bumi (<i>Crude Oil</i>)	61
6.2	Pasokan Minyak Bumi dan BBM	62
6.2.1	Minyak Bumi	62
6.2.2	BBM	63
6.3	Proyeksi Pasokan Minyak Bumi dan BBM	64
6.3.1	Kasus GDP Rendah dan Harga Minyak Mentah Rendah	65
6.3.2	Kasus Lainnya	67
6.3.3	Perbandingan antar kasus	70
6.4	Pemanfaatan BBM	71
6.4.1	Pemanfaatan Saat Ini	71
6.4.2	Proyeksi	73
6.5	Infrastruktur BBM	76
6.5.1	Penyediaan dan Pengolahan Minyak Mentah	76
6.5.2	Pendistribusian BBM	77
6.6	Penyediaan Bahan Bakar Alternatif (Non-Konvensional)	79
6.6.1	<i>Biofuel</i>	79
6.6.2	<i>Dimetil Ether</i> (DME)	81
6.6.3	Pencairan Batubara	81
6.7	Rekomendasi Kebijakan	82
6.7.1	Intensifikasi Eksplorasi	83
6.7.2	Peningkatan Efisiensi	83
6.7.3	Pengembangan Bahan Bakar Alternatif	83
6.7.4	Pengembangan Infrastruktur	84
Bab 7	Gas Bumi, LPG, dan LNG	85
7.1	Cadangan Gas Bumi	85
7.2	Pasokan Gas Bumi dan LPG	86
7.2.1	Gas Bumi	86
7.2.2	LPG	87
7.2.3	Proyeksi	88
7.3	Pemanfaatan Gas Bumi dan LPG	97
7.3.1	Menurut Sektor	98
7.3.2	Proyeksi	100
7.4	Infrastruktur Gas Bumi, LPG, dan LNG	105
7.4.1	Gas Bumi	105
7.4.2	CNG	106

	7.4.3	LPG	107
	7.4.4	LNG	107
	7.5	Alternatif Penyediaan Gas	108
	7.5.1	Gasifikasi Batubara	108
	7.5.2	<i>Dimetil Ether</i> (DME)	109
	7.5.3	<i>Gas Shale</i>	109
	7.6	Rekomendasi Kebijakan	110
	7.6.1	Ekspor Gas Bumi	110
	7.6.2	Pengembangan Infrastruktur	110
	7.6.3	Pemanfaatan Teknologi	110
Bab 8		Batubara	112
	8.1	Sumber Daya dan Cadangan	112
	8.2	Produksi, Konsumsi, Ekspor, dan Impor	114
	8.2.1	Perkembangan	114
	8.2.2	Proyeksi	120
	8.3	Sistem Distribusi	125
Bab 9		Ketenagalistrikan	127
	9.1	Potensi Energi Terbarukan	127
	9.1.1	Panas Bumi	127
	9.1.2	Tenaga Air	128
	9.1.3	Tenaga Surya	129
	9.2	Pemanfaatan Tenaga Listrik Tiap Sektor	129
	9.3	Infrastruktur Ketenagalistrikan	131
	9.3.1	Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan Swasta per Wilayah	131
	9.3.2	Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan IPP Nasional	145
	9.3.3	Kapasitas Terpasang <i>Captive Power</i>	147
	9.4	Produksi Listrik PLN dan Swasta (IPP)	149
	9.4.1	Wilayah Jawa Bali	149
	9.4.2	Wilayah Sumatera	151
	9.4.3	Wilayah Kalimantan	153
	9.4.4	Wilayah Pulau Lainnya	155
	9.4.5	Nasional	158
	9.5	Produksi Listrik <i>Captive Power</i>	159
	9.6	Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit	160
	9.6.1	Pembangkit PLN dan IPP	160
	9.6.2	<i>Captive Power</i>	162
	9.7	Tambahan Kapasitas Pembangkit	163
	9.7.1	Wilayah Jawa Bali	163
	9.7.2	Wilayah Luar Jawa Bali	164
	9.8	Kasus Nuklir	166
	9.9	Kasus RUPTL	168
	9.9.1	Wilayah Jawa Bali	168
	9.9.2	Wilayah Luar Jawa Bali	170
	9.9.3	Konsumsi Bahan Bakar	171
Bab 10		Aspek Lingkungan	173
	10.1	Proyeksi Emisi CO ₂ di Indonesia	174
	10.2	Mekanisme Pembangunan Bersih	176

Bab 11 Permasalahan Energi di Masa Mendatang dan Rekomendasi	
Upaya Penanggulangannya	179
11.1 Ketahanan Energi Nasional	179
11.1.1 Bahan Bakar Nabati	180
11.1.2 Pencairan Batubara	181
11.1.3 Gasifikasi Batubara	181
11.1.4 Konversi Minyak Tanah ke LPG	182
11.1.5 <i>Dimethyl Ether</i>	182
11.2 Substitusi Bahan Bakar Minyak	182
11.2.1 PLTU Batubara	183
11.2.2 PLTD	184
11.2.3 Pembangkit Listrik Energi Terbarukan	185
11.3 Penghematan Listrik	187
11.3.1 Sektor Industri	187
11.3.2 Sektor Transportasi	188
11.4 Lingkungan Global	189
Daftar Pustaka	192
Lampiran	194

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1	Hubungan antara Model MEDI dengan Model MARKAL	15
Gambar 4.1	Proyeksi perkembangan populasi per wilayah	24
Gambar 4.2	Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario rendah	26
Gambar 4.3	Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario tinggi	26
Gambar 4.4	Perbandingan efisiensi energi terhadap PDB per kapita untuk beberapa negara	27
Gambar 4.5	Prakiraan intensitas pemakaian energi keseluruhan (termasuk biomasa) terhadap PDB	29
Gambar 4.6	Prakiraan intensitas pemakaian energi komersial terhadap PDB	30
Gambar 4.7	Prakiraan intensitas pemakaian energi final keseluruhan (termasuk biomasa) terhadap penduduk.	32
Gambar 4.8	Prakiraan intensitas pemakaian energi final komersial terhadap penduduk	32
Gambar 4.9	Prakiraan intensitas pemakaian energi final jenis listrik terhadap penduduk	33
Gambar 4.10	Intensitas CO ₂ per PDB (a) dan intensitas CO ₂ per kapita (b)	34
Gambar 5.1	Prakiraan kebutuhan energi <i>useful</i> total (setiap kasus)	37
Gambar 5.2	Prakiraan kebutuhan energi <i>useful</i> per sektor (kasus dasar)	38
Gambar 5.3	Prakiraan kebutuhan energi final per sektor (kasus dasar)	38
Gambar 5.4	Prakiraan total kebutuhan energi final per jenis bahan bakar untuk kasus dasar	39
Gambar 5.5	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar (kasus dasar)	40
Gambar 5.6	Perbandingan total kebutuhan energi final untuk kasus dasar dengan kasus konservasi	41
Gambar 5.7	Prakiraan kebutuhan energi final total (setiap kasus)	42
Gambar 5.8	Pangsa kebutuhan energi final tahun 2030 untuk setiap kasus.	43
Gambar 5.9	Prakiraan kebutuhan energi final sektor industri (kasus dasar)	44
Gambar 5.10	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor industri (R60)	45
Gambar 5.11	Prakiraan kebutuhan energi final sektor transportasi (kasus dasar)	46
Gambar 5.12	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor transportasi (R60)	47
Gambar 5.13	Prakiraan kebutuhan energi final sektor rumah tangga untuk kasus dasar	48
Gambar 5.14	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor rumah tangga (R60)	48
Gambar 5.15	Prakiraan kebutuhan energi final sektor komersial untuk	48

	kasus dasar	49
Gambar 5.16	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor komersial (R60)	50
Gambar 5.17	Prakiraan kebutuhan energi final sektor komersial (kasus dasar)	51
Gambar 5.18	Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor lainnya (R60)	51
Gambar 5.19	Prakiraan penyediaan energi Indonesia (kasus dasar)	53
Gambar 5.20	Prakiraan pangsa penyediaan energi (kasus dasar)	54
Gambar 5.21	Perbandingan prakiraan penyediaan energi total	55
Gambar 5.22	Perbandingan pangsa penyediaan energi tahun 2030 untuk semua kasus	56
Gambar 5.23	Prakiraan rasio kontribusi EBT terhadap penyediaan energi	57
Gambar 5.24	Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi untuk kasus dasar	57
Gambar 5.25	Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi	58
Gambar 5.26	Perbandingan penyediaan per jenis energi untuk kasus dasar dan kasus konservasi	59
Gambar 5.27	Perbandingan pangsa penyediaan energi tahun 2030 untuk kasus dasar dan kasus konservasi	60
Gambar 6.1	Perkembangan cadangan terbukti dan potensial minyak bumi	62
Gambar 6.2	Perkembangan produksi, impor, dan ekspor minyak mentah	63
Gambar 6.3	Perkembangan produksi, impor dan ekspor BBM	64
Gambar 6.4	Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi (kasus dasar)	65
Gambar 6.5	Prakiraan produksi, ekspor, impor dan konsumsi BBC	66
Gambar 6.6	Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak total	67
Gambar 6.7	Prakiraan kebutuhan minyak mentah setiap kasus	69
Gambar 6.8	Impor BBM setiap kasus	71
Gambar 6.9	Konsumsi BBM berdasarkan sektor	72
Gambar 6.10	Prakiraan kebutuhan BBC sektoral untuk kasus dasar	74
Gambar 6.11	Prosentase pemanfaatan BBM per kasus per sektor tahun 2007 dan 2030	76
Gambar 6.12	Total pemanfaatan biodiesel dan bioetanol sebagai substitusi ADO dan premium	80
Gambar 6.13	Total pemanfaatan biodiesel dan bioetanol per sektor	80
Gambar 6.14	Perbandingan volume produk pencairan batubara (ADO-CTL) terhadap minyak diesel	82
Gambar 6.15	Perbandingan volume produk pencairan batubara (Bensin-CTL) terhadap premium	82
Gambar 7.1	Perkembangan cadangan gas bumi	86
Gambar 7.2	Perkembangan produksi dan pemanfaatan gas bumi	87
Gambar 7.3	Produksi LPG berdasarkan sumbernya	88
Gambar 7.4	Impor LPG	88
Gambar 7.5	Produksi, konsumsi dan ekspor gas untuk kasus dasar	89

Gambar 7.6	Produksi, konsumsi dan ekspor LNG untuk kasus dasar	90
Gambar 7.7	Produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG untuk kasus dasar	90
Gambar 7.8	Kondisi LNG bila impor LNG dipertimbangkan	91
Gambar 7.9	Kondisi gas bila impor LNG dipertimbangkan	92
Gambar 7.10	Pengurangan produksi gas optimis, 5% dan 10%	93
Gambar 7.11	Produksi gas dan pangsa pemanfaatannya untuk berbagai kasus	94
Gambar 7.12	Produksi LNG dan pangsa pemanfaatannya untuk berbagai kasus	95
Gambar 7.13	Konsumsi LPG dan pangsa penyediaannya untuk berbagai kasus	96
Gambar 7.14	Konsumsi gas bumi berdasarkan sektornya	99
Gambar 7.15	Konsumsi LPG berdasarkan sektornya	100
Gambar 7.16	Konsumsi gas pada kasus dasar	101
Gambar 7.17	Konsumsi LPG pada kasus dasar	102
Gambar 7.18	Perbandingan konsumsi gas, tanpa dan dengan impor LNG	103
Gambar 7.19	Kebutuhan gas untuk setiap skenario dan kasus	104
Gambar 7.20	Kebutuhan LPG untuk setiap kasus	104
Gambar 8.1	Sumber daya batubara menurut wilayah (2009)	112
Gambar 8.2	Total cadangan batubara menurut wilayah (2009)	113
Gambar 8.3	Perkembangan produksi, konsumsi, dan ekspor batubara	115
Gambar 8.4	Pemanfaatan batubara menurut pemakai	117
Gambar 8.5	Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor dan impor batubara (kasus dasar)	121
Gambar 8.6	Perbandingan total kebutuhan batubara	122
Gambar 8.7	Aliran batubara dari Kalimantan (kasus dasar)	125
Gambar 8.8	Aliran batubara sari Sumatera (kasus dasar)	126
Gambar 9.1	Pemanfaatan tenaga listrik per sektor (kasus dasar)	130
Gambar 9.2	Prakiraan pemanfaatan listrik (semua kasus)	131
Gambar 9.3	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar	135
Gambar 9.4	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus	135
Gambar 9.5	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus dasar	138
Gambar 9.6	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk setiap kasus	139
Gambar 9.7	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus dasar	140
Gambar 9.8	Kapasitas terpasang pembangkit listrik wilayah Kalimantan untuk setiap kasus	141
Gambar 9.9	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar	144
Gambar 9.10	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk setiap kasus	145
Gambar 9.11	Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus dasar	146

Gambar 9.12	Kapasitas pembangkit listrik nasional untuk setiap kasus	147
Gambar 9.13	Kapasitas pembangkit <i>captive power</i> untuk kasus dasar	148
Gambar 9.14	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar	150
Gambar 9.15	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus	151
Gambar 9.16	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus dasar	152
Gambar 9.17	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk setiap kasus	153
Gambar 9.18	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus dasar (R60)	154
Gambar 9.19	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk setiap kasus	155
Gambar 9.20	Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar	157
Gambar 9.21	Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk setiap kasus	157
Gambar 9.22	Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus dasar	158
Gambar 9.23	Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk setiap kasus	159
Gambar 9.24	Konsumsi bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar	160
Gambar 9.25	Bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar	161
Gambar 9.26	Bauran bahan bakar pembangkit <i>captive power</i> untuk kasus dasar	162
Gambar 9.27	Prakiraan total tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus	164
Gambar 9.28	Prakiraan total tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk setiap kasus	165
Gambar 9.29	Pembangkit listrik nasional pada kasus nuklir	167
Gambar 9.30	Bauran bahan bakar dengan memperhitungkan PLTN	168
Gambar 9.31	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL	169
Gambar 9.32	Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL	170
Gambar 9.33	Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL	170
Gambar 9.34	Produksi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL	171
Gambar 9.35	Konsumsi bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP nasional untuk kasus RUPTL	172
Gambar 9.36	Bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP nasional untuk kasus RUPTL	172
Gambar 10.1	Perbandingan emisi CO ₂ untuk setiap kasus	175
Gambar 10.2	Proyeksi emisi CO ₂ untuk kasus dasar	176
Gambar 10.3	Proyek MPB yang sudah terdaftar di UNFCCC	177

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Program efisiensi dan konservasi energi	22
Tabel 3.2	Kasus alternatif yang dikaji	22
Tabel 5.1	Kebutuhan energi final per sektor tahun 2000 - 2008	36
Tabel 5.2	Penambahan efisiensi melalui konservasi energi periode 2007 - 2030	41
Tabel 5.3	Kebutuhan energi final sektor industri	43
Tabel 5.4	Kebutuhan energi final sektor transportasi	45
Tabel 5.5	Kebutuhan energi final sektor rumah tangga	47
Tabel 5.6	Kebutuhan energi final sektor komersial	49
Tabel 5.7	Kebutuhan energi final sektor lainnya	50
Tabel 5.8	Penggunaan energi primer	52
Tabel 6.1	Cadangan minyak bumi berdasarkan wilayah	61
Tabel 6.2	Produksi, ekspor, impor dan kebutuhan minyak bumi untuk setiap kasus	68
Tabel 6.3	Produksi, ekspor, impor dan kebutuhan BBC untuk setiap kasus	70
Tabel 6.4	Total kebutuhan BBM untuk setiap kasus	75
Tabel 6.5	Lokasi dan kapasitas kilang saat ini	77
Tabel 6.6	Mandatori pencapaian target pemanfaatan BBN	79
Tabel 7.1	Cadangan gas bumi berdasarkan wilayah	85
Tabel 7.2	Potensi sumberdaya <i>coal bed methane</i>	86
Tabel 7.3	Pasokan gas untuk tanpa impor dan dengan impor LNG	92
Tabel 7.4	Pasokan LPG untuk tanpa impor dan dengan impor LNG	92
Tabel 7.5	Neraca gas bumi tahun 2008	97
Tabel 7.6	Jenis dan volume ekspor gas bumi	98
Tabel 7.7	Jaringan pipa transmisi gas	106
Tabel 9.1	Potensi panas bumi per wilayah (MWe)	127
Tabel 9.2	Potensi hidro dan minihidro Indonesia (MW)	129
Tabel 9.3	Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Jawa Bali	132
Tabel 9.4	Kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah Jawa Bali	132
Tabel 9.5	Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Sumatera	137
Tabel 9.6	Kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah Sumatera	137
Tabel 9.7	Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Kalimantan	140
Tabel 9.8	Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah pulau lain	142
Tabel 9.9	Kapasitas terpasang pembangkit listrik IPP wilayah pulau lainnya	143
Tabel 9.10	Produksi listrik PLN dan IPP wilayah Jawa Bali (TWh)	149
Tabel 9.11	Produksi listrik PLN dan IPP wilayah Sumatera (TWh)	151
Tabel 9.12	Produksi listrik PLN dan swasta (IPP) wilayah Kalimantan	

(TWh)	154
Tabel 9.13 Produksi listrik PLN dan IPP wilayah pulau lainnya (TWh)	156
Tabel 11.1 Penyediaan dan pengelolaan energi terbarukan	190

RINGKASAN EKSEKUTIF

1. Pendahuluan

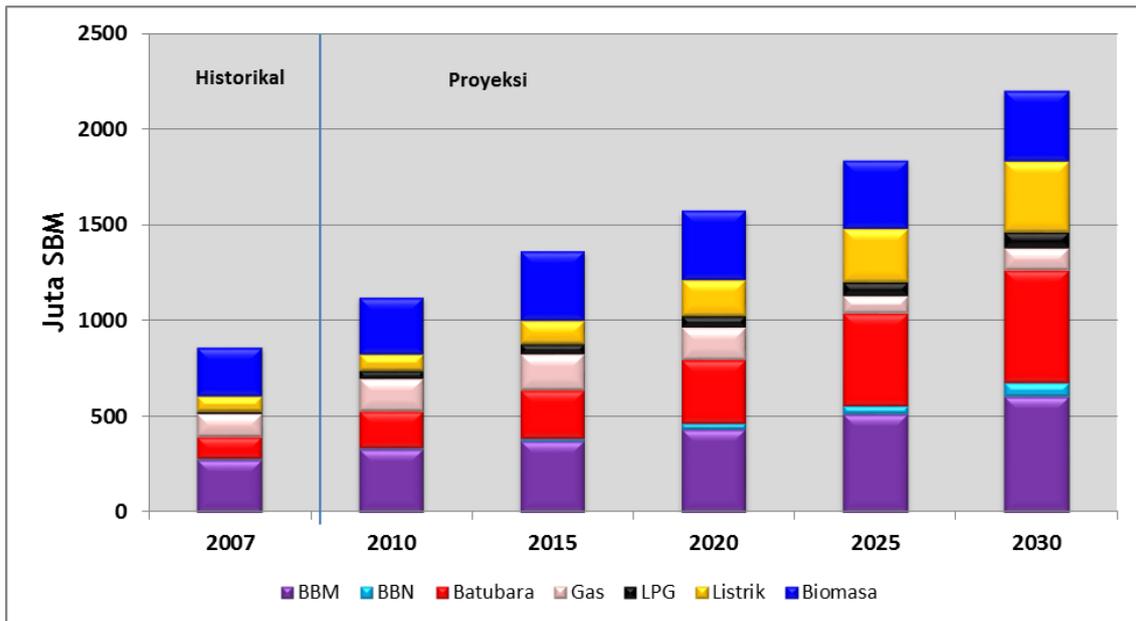
Buku ini menganalisis penyediaan energi jangka panjang dengan menggunakan model MARKAL (*MARKet Allocation*) yang merupakan model optimasi untuk alokasi penyediaan energi. Sedangkan proyeksi kebutuhan energi dihitung menggunakan model kebutuhan energi yang dikembangkan BPPT (*BPPT Model for Energy Demand of Indonesia*) atau BPPT-MEDI. Dalam model tahun dasar yang digunakan adalah tahun 2007 dan proyeksi dilakukan hingga tahun 2030. Model dianalisis dengan dua skenario pertumbuhan produk domestik bruto (PDB) yakni skenario rendah yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 5,5% per tahun dan skenario tinggi yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 7% per tahun. Setiap skenario dianalisis dengan menggunakan harga minyak mentah rendah sebesar 60 \$/barel dan harga minyak tinggi sebesar 90 \$/barel. Asumsi pertumbuhan penduduk sebesar 1,36% per tahun digunakan untuk semua kasus.

2. Kebutuhan Energi

Sesuai kasus dasar, kebutuhan energi diperkirakan meningkat 3,6% per tahun dari 1.050 juta SBM pada tahun 2009 menjadi 2.204 juta SBM pada tahun 2030. Pada Gambar 1 ditunjukkan prakiraan total kebutuhan energi final per jenis bahan bakar untuk kasus dasar selama periode 2007-2030. Penggunaan batubara terlihat terus meningkat pangsanya selama periode 2007-2030. Pada tahun 2030 batubara mendominasi penggunaan energi di sektor industri. Di sektor transportasi energi dipenuhi dari penggunaan bahan bakar minyak (BBM). Sektor komersial didominasi oleh penggunaan energi listrik untuk pemenuhan kebutuhannya. Sedangkan di sektor rumah tangga, sebagian besar energi dipenuhi oleh penggunaan biomasa, yang merupakan bahan bakar non-komersial.

3. Penyediaan Energi

Total penyediaan energi untuk kasus dasar diperkirakan naik lebih dari 2 kali atau tumbuh sebesar 4,2% per tahun dari 1.377,8 juta SBM pada tahun 2009 menjadi 3.244,3 juta SBM pada tahun 2030. Penyediaan energi akan didominasi oleh penggunaan batubara yang pangsanya mencapai 46% pada tahun 2030 dengan laju pertumbuhan rata-rata mencapai 8,0% per tahun, jauh di atas laju pertumbuhan minyak bumi.

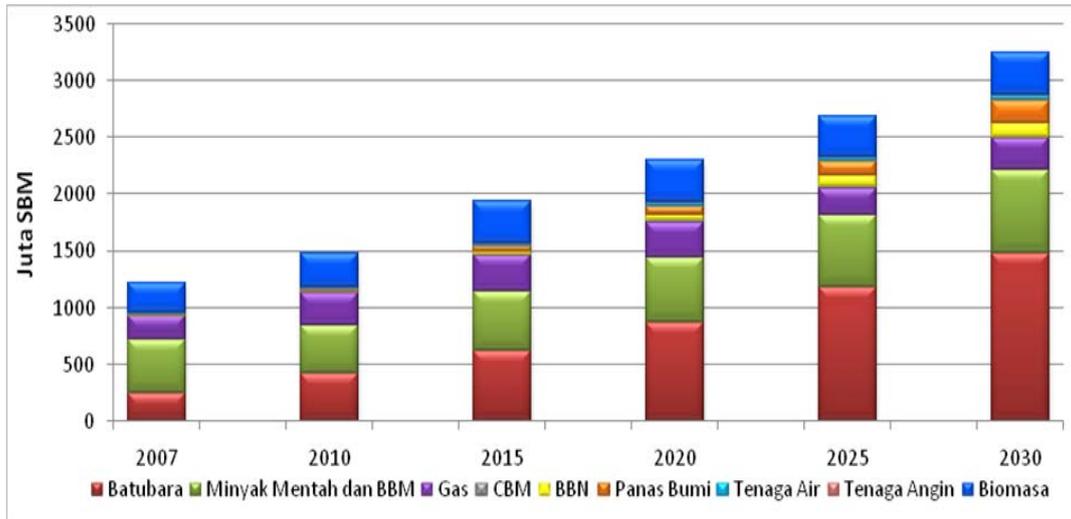


Gambar 1 Prakiraan total kebutuhan energi final per jenis bahan bakar untuk kasus dasar

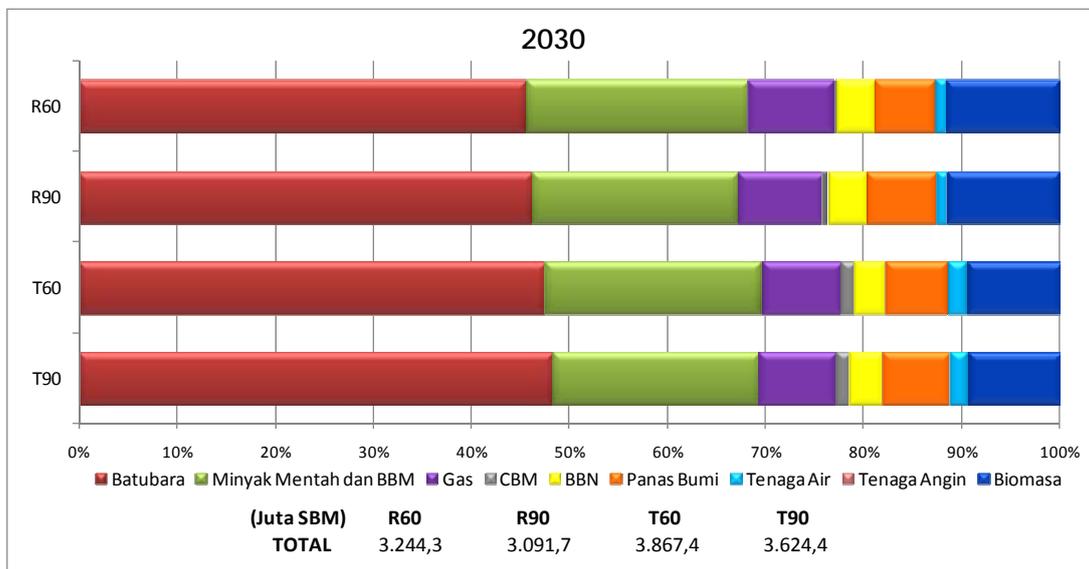
Pada tahun 2007, penyediaan minyak bumi hanya meningkat tipis sebesar 2,6%/tahun dengan pangsa penyediaan semula 39% menjadi 23% pada tahun 2030. Sedangkan penyediaan batubara pada tahun 2030 meningkat cukup tajam sehingga mencapai 1.477 juta SBM dan menggeser dominasi minyak bumi. Sementara itu, penyediaan gas bumi menurun dari 211 juta SBM (17%) pada tahun 2007 menjadi 283 juta SBM pada tahun 2030 atau memiliki pangsa hanya 9% dari total penyediaan energi. Penyediaan EBT diperkirakan memiliki peluang hingga 11% dari total penyediaan energi pada tahun 2030. Pada laju pertumbuhan PDB yang sama, kenaikan harga minyak akan meningkatkan peluang EBT untuk bersaing dengan energi fosil. Pangsa total EBT berpotensi naik menjadi 12% terhadap total penyediaan energi. Sedangkan, potensi energi panas bumi untuk pembangkit listrik berpotensi mencapai 7,1% dari total penyediaan energi.

4. Dominasi Batubara

Penyediaan energi di masa mendatang akan didominasi oleh penggunaan batubara (lihat Gambar 2). Produksi batubara sesuai kasus dasar akan meningkat pesat hingga 2,4 kali lipat dari 220 juta ton pada tahun 2008 menjadi 517 juta ton pada tahun 2030. Pemanfaatan batubara untuk keperluan domestik akan meningkat pesat hampir mencapai 5 kali lipat dari 75 juta ton pada tahun 2008 menjadi 370 juta ton pada tahun 2030. Sebagian besar dari jumlah batubara untuk keperluan domestik akan digunakan di sektor pembangkit listrik yakni dari 49% pada tahun 2009 menjadi 55% pada tahun 2030 atau sekitar 222 juta ton. Selebihnya baru digunakan di sektor industri. Kenaikan harga minyak pada pertumbuhan PDB yang sama akan meningkatkan peluang pengembangan batubara cair. Pada harga minyak tinggi, sebanyak 11 juta ton batubara akan digunakan sebagai bahan baku untuk pencairan batubara pada tahun 2030.



Gambar 2 Prakiraan penyediaan energi Indonesia (kasus dasar)



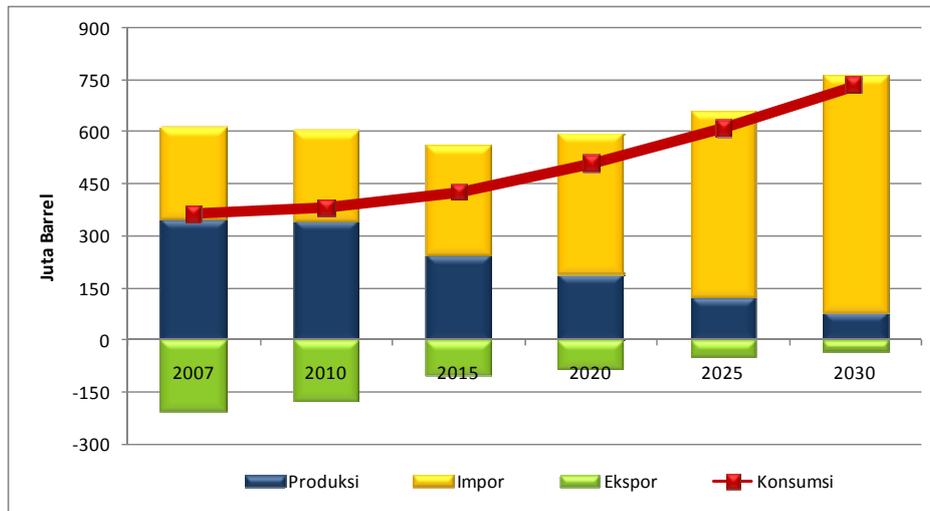
Gambar 3 Perbandingan pangsa penyediaan energi tahun 2030 untuk semua kasus

5. Defisit Minyak Bumi dan Bahan Bakar Cair

Indonesia hanya mampu mengekspor minyak bumi hingga tahun 2016 bila tidak diperoleh peningkatan cadangan yang signifikan dalam waktu dekat ini. Produksi minyak bumi akan terus menurun karena menurunnya cadangan sehingga akan meningkatkan impor minyak mentah untuk memenuhi kebutuhan domestik.

Pada Gambar 4 ditunjukkan prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak selama periode 2007-2030 untuk kasus dasar. Impor minyak mentah pada tahun 2030 diperkirakan mencapai 3 kali jumlah impor minyak mentah pada tahun 2009. Defisit pasokan minyak total meningkat hingga 18 kali lipat dari 36 juta barel pada tahun 2007 menjadi 657 juta barel pada tahun 2030 atau naik dengan laju rata-rata 15,58% per tahun. Dengan jumlah defisit yang

sangat besar tersebut, peran bahan bakar nabati (BBN) dan bahan bakar sintetis dari pencairan batubara perlu ditingkatkan. Penggunaan bahan bakar cair dari BBN dan pencairan batubara dapat berperan dalam mengurangi impor minyak di masa mendatang.



Gambar 4 Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak total

Dengan menerapkan kebijakan mandatori yang konsisten maka produksi biodiesel sebesar 7,6 juta barel pada tahun 2009 meningkat menjadi 73,5 juta barel pada tahun 2030 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 11,4% per tahun. Produksi bioetanol sebesar 1,3 juta barel pada tahun 2009 meningkat menjadi 50,5 juta barel pada tahun 2030 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 19,0% per tahun. Peran BBN untuk substitusi penggunaan BBM di sektor transportasi sudah tampak sejak tahun 2008, sedangkan BBM sintetis dari produk pencairan batubara (PPB) belum mencapai tingkat keekonomiannya untuk diproduksi. Diperkirakan PPB baru dapat bersaing dengan BBM yang berasal dari minyak bumi pada harga minyak mentah 90 \$/barel pada tahun 2020.

Pada tahun 2030 sektor transportasi diperkirakan akan terus menjadi konsumen bahan bakar cair (BBC) yang dominan (sekitar 64%) diikuti sektor industri (17%) dan sektor lainnya (11%) sehingga upaya substitusi penggunaan BBM di sektor tersebut melalui berbagai kebijakan perlu dilakukan. Naiknya pertumbuhan PDB dari 5,5% per tahun menjadi 7% per tahun lebih berpengaruh terhadap naiknya total konsumsi BBC dan turunnya pangsa sektor transportasi dalam penggunaan BBM. Perubahan harga minyak bumi dalam rentang 60 \$/barel menjadi \$ 90/barel kurang berpengaruh terhadap komposisi konsumen BBC secara sektoral.

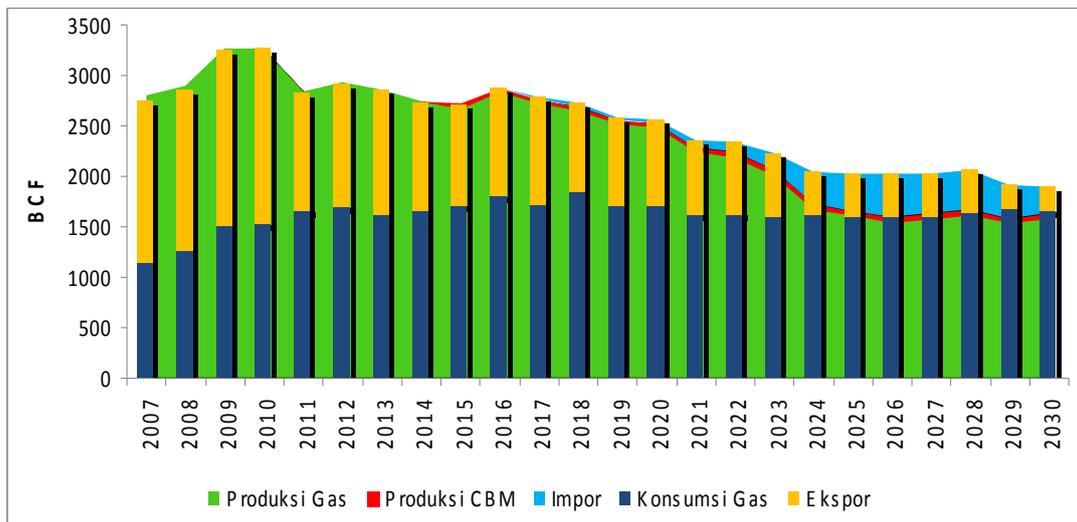
6. Keterbatasan Akses Gas Bumi, LPG dan LNG

Persoalan utama dalam meningkatkan pemakaian gas (gas pipa, LPG dan LNG) untuk keperluan domestik adalah keterbatasan infrastruktur transmisi dan distribusi sehingga membatasi akses konsumen terhadap pemanfaatan gas. Pada saat ini ekspor gas (gas pipa dan LNG) mendominasi penggunaan gas

bumi (65%) namun untuk masa datang konsumsi gas domestik diperkirakan akan mendominasi dalam penggunaan gas bumi (85%). Permintaan gas domestik yang terus meningkat tersebut perlu diambil langkah antisipasi seperti membuka impor gas mengingat terbatasnya pasokan gas bumi dalam negeri untuk jangka panjang.

7. Kebijakan Membuka Impor Gas

Sesuai rencana pembangunan terminal penerima LNG maka LNG akan mulai dapat digunakan dalam negeri pada tahun 2014 saat mulai beroperasinya terminal tersebut. Impor LNG yang dimulai pada tahun 2017 merupakan bagian yang penting dalam pemenuhan konsumsi LNG di dalam negeri. Dengan mempertimbangkan impor LNG sebagai alternatif pasokan gas, konsumsi gas pada sektor industri dapat ditingkatkan (lihat Gambar 5). Tanpa impor LNG maka pasokan gas di sektor industri akan menurun sebesar 1,7%. Bila dilakukan impor LNG maka pasokan gas pada sektor industri hanya akan menurun sebesar 0,1%.

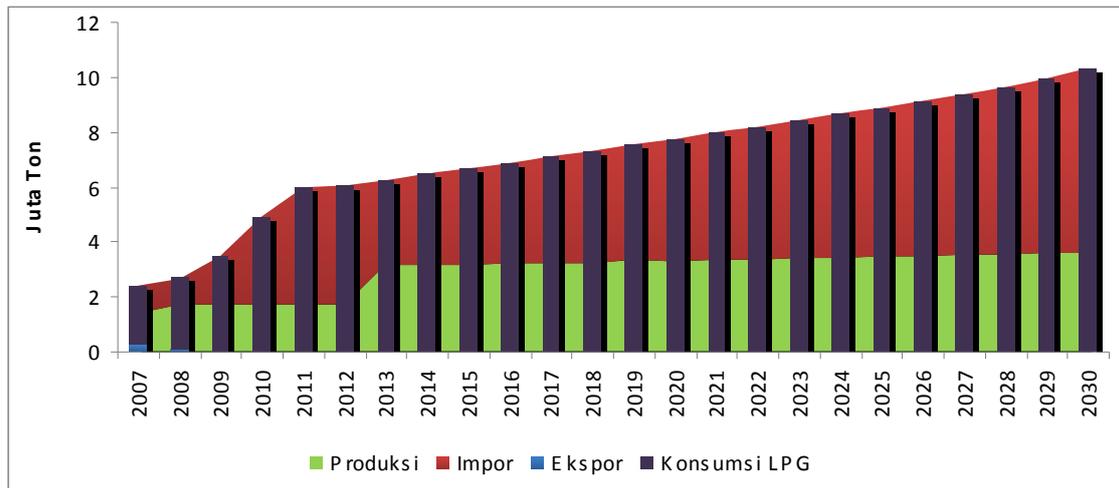


Gambar 5 Kondisi pasokan gas bila impor LNG dipertimbangkan

Terbatasnya infrastruktur gas mengakibatkan sebagian besar gas bumi (74%) digunakan untuk kegiatan transformasi energi yang masing-masingnya mengkonsumsi gas bumi dalam jumlah besar. Sisanya dikonsumsi oleh sektor perekonomian (industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan lainnya) yang masing-masing hanya mengkonsumsi dalam jumlah yang relatif kecil. Konsumsi gas pada pembangkit listrik pada tahun 2009 mencapai hampir 11% dari total pasokan gas domestik. Penggunaan gas untuk pembangkit listrik idealnya adalah untuk memenuhi beban menengah tetapi saat ini digunakan untuk memenuhi beban dasar karena terkait dengan adanya sistem *take or pay* dari produsen ke konsumen gas. Akibatnya biaya pembangkitan listrik pada beban dasar menjadi lebih mahal.

Dalam kurun waktu 2009-2030 konsumsi LPG meningkat dengan laju rata-rata sebesar 5,4% per tahun (lihat Gambar 6). Guna memenuhi konsumsi LPG di dalam negeri tersebut, impor LPG rata-rata sekitar 60% dari konsumsi LPG

setiap tahun. LPG digunakan pada sektor rumah tangga, komersial dan industri. LPG mayoritas digunakan di sektor rumah tangga yang mencapai pangsa 88,3% dari total pemakaian LPG di dalam negeri. LPG merupakan bahan bakar pengganti BBM yang disukai masyarakat karena harganya yang lebih murah dan lebih bersih serta sangat praktis digunakan. Hal ini akan mendorong peningkatan permintaannya dan untuk sektor rumah tangga diperkirakan akan meningkat sekitar 5,3% per tahun, sektor industri 8,1% per tahun dan sektor komersial 3,5% per tahun.



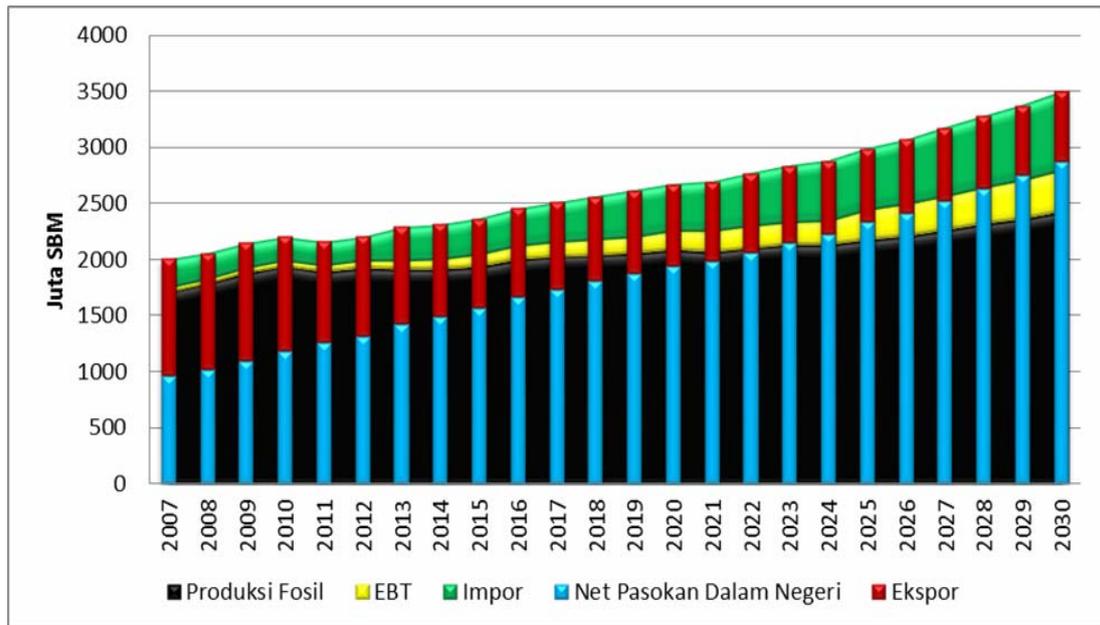
Gambar 6 Produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG untuk kasus dasar

Kebutuhan gas yang terus meningkat tersebut mendorong industri untuk mencari alternatif dalam penyediaan gas dan LPG. Gas sintetis hasil gasifikasi batubara dapat digunakan untuk keperluan energi maupun bahan baku. Disamping itu ada gas *shale* yang merupakan sumberdaya gas baru, *dimethyl ether* (DME) sebagai pengganti LPG, dan *coal bed methane* (CBM) yang merupakan sumberdaya gas masa depan. CBM dalam jumlah yang relatif kecil mulai tersedia pada tahun 2015. Beberapa kebijakan yang dapat direkomendasikan terkait peningkatan pemanfaatan gas adalah sebagai berikut:

- Tidak memperpanjang kontrak ekspor gas (gas pipa dan LNG)
- Melakukan perluasan infrastruktur transmisi dan distribusi gas bumi yang sudah ada saat ini, dan
- Memanfaatkan gas secara langsung dalam bentuk CNG, LPG dan LNG, serta bahan baku untuk pembuatan bahan bakar sintetis.

8. Net importir Energi

Pada tahun 2028 Indonesia diperkirakan menjadi negara net importir energi yang mencapai 80 juta SBM. Sementara itu impor meningkat menjadi 710 juta SBM atau 20% dari total penyediaan energi pada tahun 2030. Jumlah net impor energi ini setara dengan 2 kali kebutuhan energi di sektor komersial pada tahun 2010. Pada Gambar 7 ditunjukkan prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi untuk kasus dasar untuk periode 2007-2030.



Gambar 7 Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi untuk kasus dasar

9. Ketenagalistrikan

Kondisi ketenagalistrikan di masa mendatang hingga tahun 2030 akan bergantung pada pemanfaatan batubara. Untuk kasus dasar (R60) selama rentang waktu 2009-2030, kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN dan IPP mempunyai laju pertumbuhan sebesar 6,5%/per tahun yang meningkat dari 34,3 GW tahun 2009 menjadi 128,7 GW tahun 2030. PLTU batubara mempunyai pangsa 61% (78 GW) dan sebagian besar berada di wilayah Jawa Bali (lebih dari 80%). Adapun pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) akan naik sangat signifikan dengan pangsa sekitar 13% (16 GW) dan 85% diantaranya berada di wilayah Jawa Bali, khususnya Jawa Barat. Selanjutnya pembangkit berbasis sampah rumah tangga (PLTSa) dan pembangkit listrik tenaga angin (PLTB) diprediksi masing-masing mempunyai pangsa sebesar 0,2% dan 0,01%.

PLTU batubara dengan total kapasitas sebesar 78 GW (61%) pada tahun 2030 untuk kasus dasar akan membutuhkan batubara sebesar 246 juta ton (untuk nilai kalor 5100 kcal/kg). Sedangkan untuk kasus T60 akan membutuhkan 294 juta ton batubara untuk total kapasitas pembangkit 89 GW. Kondisi ini menjadikan penggunaan batubara untuk pembangkit di Jawa Bali mencapai 80% terhadap total pemakaian batubara di pembangkit listrik pada tahun 2030. Kebutuhan batubara yang tinggi ini menimbulkan kerentanan dalam pengadaan batubara. Meskipun sudah ada kebijakan DMO batubara yang diatur dengan Permen ESDM No. 34/2009 namun kebijakan tersebut tidak berjalan efektif karena batasan kewajiban jumlah batubara yang harus dipasok ke dalam negeri tidak dinyatakan secara eksplisit. Hal ini mengakibatkan PLN mengalami kesulitan dalam pengadaan batubara sehingga merencanakan untuk mengimpor batubara sebanyak 9 juta ton pada tahun 2011.

Dengan naiknya laju pertumbuhan PDB pada harga minyak yang sama (T60) maka terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit sekitar 3% sampai dengan 13% selama periode 2009-2030 dibandingkan kasus R60. Kenaikan yang terjadi sebagian besar pada pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit energi terbarukan seperti PLTP. Dari sisi laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, kasus T60 mempunyai pertumbuhan yang lebih tinggi yaitu sebesar 7,1% per tahun dari 26,2 GW pada tahun 2009 menjadi 145,4 GW pada tahun 2030.

Pembangunan PLTU batubara dalam jumlah kapasitas besar di Jawa akan memunculkan masalah yang besar baik dalam penyediaan infrastruktur maupun lingkungan. Kondisi tersebut menjadi pertimbangan dalam menentukan pembangkit listrik berkapasitas besar lainnya seperti pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) ke dalam sistem kelistrikan Jawa Bali. PLTN bisa diperhitungkan secara tekno-ekonomi ke dalam sistem kelistrikan di Jawa Bali jika biaya produksi listriknya bersaing dengan PLTU batubara. Jika kondisi ini dipenuhi maka pada tahun 2020 diperkirakan PLTN dapat masuk ke dalam sistem kelistrikan dengan kapasitas 1 GW dan mencapai 3 GW tahun 2030 atau sebesar 2,1% dari total kapasitas pembangkitan listrik nasional. Meskipun demikian, keberadaan PLTN ini masih perlu dianalisis lebih lanjut dengan mempertimbangkan aspek-aspek lain diluar permasalahan teknis dan ekonomis.

PLTP diperkirakan akan berperan cukup signifikan di masa depan. Hal ini dapat dimengerti mengingat bahwa dilihat dari sisi potensi, cadangan energi panas bumi di Indonesia sangat besar, yaitu 27 ribu MW. Angka ini hampir setara dengan seluruh daya terpasang pembangkit listrik nasional saat ini. Dengan demikian PLTP dapat menjadi solusi terhadap kondisi pembangkit listrik di Indonesia yang kerap mengalami gangguan akibat kekurangan pasokan bahan bakar. Hal ini karena PLTP tidak memiliki masalah dengan pasokan bahan bakar akibat gangguan transportasi, iklim, maupun cuaca seperti jenis pembangkit yang lain. Karena panas bumi bukan komoditas yang bisa diperdagangkan di pasar internasional maka produksi listrik PLTP tidak terpengaruh oleh gejolak harga energi dunia. Bahkan, dengan tingginya harga minyak dunia seperti saat ini, panas bumi berpotensi menghemat devisa negara melalui penghematan pemakaian BBM untuk pembangkit. Untuk dapat memanfaatkan seluruh potensi energi panas bumi diperlukan eksplorasi panas bumi untuk meningkatkan status dari sumberdaya menjadi cadangan.

10. Dampak Lingkungan

Total emisi CO₂ untuk kasus dasar pada tahun 2030 diperkirakan mencapai 1,2 milyar ton. Pemanfaatan batubara yang besar dimasa mendatang akan berkontribusi terhadap emisi CO₂ hingga mencapai 844 juta ton atau 67% dari total emisi CO₂ yang dihasilkan di sektor energi pada tahun 2030. Jumlah emisi CO₂ yang dihasilkan dari pemanfaatan batubara akan naik atau turun secara proporsional dengan naik/turunnya total penyediaan energi.

11. Dampak Terhadap Pengembangan Infrastruktur

Pemanfaatan batubara yang sebagian besar berlokasi di Jawa dipenuhi dari pasokan batubara yang berasal dari Sumatera dan Kalimantan. Pada tahun 2030 batubara yang ditransportasikan dari Sumatera ke Jawa mencapai 90 juta ton dan dari Kalimantan ke Jawa mencapai 185 juta ton. Besarnya jumlah batubara yang ditransportasikan ke Jawa menyebabkan perlunya dukungan infrastruktur antara lain berupa penyediaan pelabuhan muat, area penimbunan/penyimpanan, tongkang, kapal penarik tongkang, kapal tunda, pelabuhan bongkar, dan truk atau kereta api pengangkut batubara. Sebagai gambaran tentang kebutuhan infrastruktur yang diperlukan dapat diambil contoh untuk kapal tongkang yang memuat 8.000 ton per tongkang maka akan diperlukan pergerakan 100 kapal tongkang per hari. Hal ini menjadikan transportasi batubara perlu mendapat perhatian untuk menjaga keandalan pasokan batubara. Disamping itu aspek keselamatan di dalam penyimpanan batubara dan emisi yang ditimbulkan akibat pemanfaatan batubara juga perlu penanganan khusus. Guna menunjang keandalan dalam pasokan batubara maka konsep DMO harus diterapkan secara konsisten karena gagalnya ketersediaan pasokan batubara berdampak pada kelangkaan pasokan listrik dan terhambatnya aktivitas ekonomi di industri.

12. Pemanfaatan Teknologi

Pemanfaatan teknologi yang lebih efisien dapat menurunkan konsumsi energi. Penerapan teknologi efisien pada industri yang sudah mulai diterapkan saat ini dan diperkirakan akan berkembang di masa yang akan datang antara lain:

- peningkatan efisiensi dalam pemanfaatan teknologi dengan menerapkan *cogeneration technology* yang menghasilkan energi listrik dan panas untuk proses produksi.
- perubahan pemanfaatan bahan bakar (*fuel switching*). Perubahan pemanfaatan bahan bakar ini diarahkan untuk memperoleh harga energi yang lebih murah atau lebih bersih. Pada beberapa industri seperti tekstil, semen, dan kertas mulai terjadi perubahan dari penggunaan minyak ke batubara, gas bumi, dan biomasa.

Disamping untuk industri, penerapan teknologi yang efisien juga sudah mulai dilakukan di pembangkit listrik dan sektor transportasi. Penerapan teknologi efisien di pembangkit listrik antara lain:

- peningkatan efisiensi dalam pemanfaatan teknologi batubara bersih.
- pemanfaatan teknologi pembakaran yang maju (*advanced combustion systems*) misalnya dengan menggunakan *supercritical combustion* dan *circulating fluidized bed combustion*.

Di lain pihak, penerapan teknologi efisien di sektor transportasi misalnya adalah:

- penggunaan katup pembuangan (*outlet*) dan pemasukan (*inlet*) yang lebih banyak,
- pemakaian *turbo charger*,
- pemakaian sistem pengapian yang pintar (*smart ignition system*),

- sistem injeksi bahan bakar tekanan tinggi (*high pressure common rail*) dengan ECU (*electronic control unit*),
- penggunaan material *aluminum alloy* yang ringan sehingga tenaga mesin per berat mesin meningkat.

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi fosil khususnya minyak bumi, merupakan sumber energi utama dan sumber devisa negara bagi Indonesia. Ketergantungan terhadap minyak bumi tersebut dapat menimbulkan permasalahan yang serius yang diakibatkan dari menipisnya cadangan minyak bumi, kenaikan harga akibat laju permintaan minyak bumi lebih besar dari produksinya, dan emisi gas rumah kaca (terutama CO₂) akibat pembakaran energi fosil. Oleh karena itu pemanfaatan minyak bumi harus dioptimalkan dan dilakukan secara arif serta mencari energi alternatif untuk substitusi minyak bumi. Untuk mengoptimalkan pemanfaatan tersebut berbagai usaha harus dilakukan seperti:

- a. Meningkatkan pemanfaatan batu bara, gas bumi, dan sumber energi baru dalam rangka penganeekaragaman sumber energi dengan mempertimbangkan pemanfaatan teknologi energi yang efisien dan ramah lingkungan,
- b. Melakukan standardisasi peralatan, sistem dan cara operasi untuk mencapai efisiensi yang tinggi dalam pengusahaan energi termasuk listrik,
- c. Melakukan analisis dampak lingkungan sebagai bagian dari perencanaan dan studi kelayakan bagi setiap proyek, sehingga dapat diambil keputusan yang tepat dalam pemilihan lokasi, teknologi dan sumber energi.

Berangkat dari sudut pandang di atas, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) sesuai tugas pokok dan kompetensinya menerbitkan Buku *Outlook Energi Indonesia 2010*. Buku ini merupakan kontribusi BPPT dalam memberikan gambaran tentang penggunaan dan pasokan energi dimasa mendatang dalam kaitannya dengan penetrasi teknologi energi dan kebutuhan infrastruktur energi dalam rangka mendukung diversifikasi sumberdaya energi yang berkelanjutan.

Buku *Outlook Energi Indonesia 2010* ini memuat proyeksi jangka panjang hingga tahun 2030 tentang potensi cadangan dan sumberdaya energi, neraca energi, konsumsi dan kebutuhan energi, infrastruktur dan harga energi, baik energi primer maupun energi final. Jenis energi meliputi minyak bumi dan BBM, gas bumi, LPG dan LNG, batubara, ketenagalistrikan, dan bahan bakar nabati (BBN). Pembahasan dalam buku ini mengupas lebih dalam tentang ketenagalistrikan. Pembahasan meliputi prospek pemanfaatan energi fosil dan energi alternatif termasuk di dalamnya energi baru dan terbarukan dalam mendukung pengadaan pasokan listrik di masa mendatang. Masing-masing jenis bahan bakar dibahas secara rinci teknologi energi yang relevan, peluang pemanfaatannya, serta rekomendasi kebijakan yang dipandang akan memberikan insentif bagi penetrasi teknologi energi ke dalam sistem energi nasional.

1.2 Tujuan

Penulisan buku Outlook Energi Indonesia 2010 bertujuan untuk memberikan gambaran prakiraan kebutuhan dan penyediaan energi di masa mendatang yang aman (*energy supply security*), terjangkau (*affordable*) dan berkelanjutan (*sustainable*). Selain itu, dibahas juga gambaran beberapa teknologi energi yang layak untuk diterapkan dalam rangka menjawab tantangan permasalahan energi untuk jangka panjang.

1.3 Sistematika Penulisan

Penyajian Buku Outlook Energi Indonesia 2009 dimulai dengan Bab 1 ini sebagai Pendahuluan. Setelah ini dilakukan pembahasan tentang Gambaran Umum Permasalahan dan Kebijakan Energi Saat ini pada Bab 2. Bab ini akan membahas kebijakan dan peraturan pemerintah yang terkait dengan energi yang sudah dikeluarkan saat ini. Gambaran umum ini dapat sebagai dasar untuk melihat ke depan potensi energi yang bisa dikembangkan.

Pada Bab 3 tentang Metodologi, Model, Kasus dan Asumsi akan dibahas model energi, asumsi dasar, skenario dan kasus, pilihan teknologi yang memiliki peluang penetrasi ke dalam sistem energi nasional, serta kriteria yang menjadi dasar untuk pembuatan skenario dan kasus yang akan diterapkan.

Pada Bab 4 tentang Indikator Ekonomi Energi, fokus ulasan adalah kondisi dan proyeksi demografi, asumsi-asumsi pertumbuhan ekonomi, perkembangan intensitas energi per kapita dan intensitas energi per nilai tambah.

Pada Bab 5 tentang Kebutuhan dan Penyediaan Energi, fokus ulasan adalah pada penerapan empat buah kasus yang akan dijadikan dasar kajian proyeksi energi pada bab-bab selanjutnya. Pada bab ini dibahas juga gambaran pemakaian energi final di sektor-sektor pengguna energi dan penyediaan energi sesuai kasus yang didefinisikan pada bab sebelumnya.

Pada Bab 6 pembahasan tentang Minyak Bumi dan BBM dimulai dengan meninjau realisasi dan proyeksi cadangan minyak nasional, situasi neraca minyak bumi (realisasi dan proyeksi atas produksi, ekspor, impor minyak bumi berdasarkan kasus yang ditetapkan. Setelah itu dilanjutkan dengan membahas pasokan dan pemanfaatan minyak bumi, pasokan BBM, sektor pemanfaatan BBM, infrastruktur BBM, penyediaan bahan bakar cair alternatif (non-konvensional), dan rekomendasi kebijakan untuk mendukung intensifikasi eksplorasi, peningkatan efisiensi, dan pengembangan infrastruktur BBM.

Pada Bab 7 tentang Gas Bumi, LPG dan LNG, pembahasan dimulai dengan realisasi dan proyeksi cadangan gas bumi, pembahasan neraca gas bumi, konsumsi dan produksi kebutuhan gas bumi, LPG, dan LNG berdasarkan kasus yang ditetapkan, sektor pemanfaatan gas bumi, infrastruktur gas bumi, LPG, dan LNG. Setelah itu dilanjutkan dengan pembahasan tentang alternatif penyediaan gas dan rekomendasi kebijakan masalah ekspor gas bumi, pengembangan infrastruktur, dan pemanfaatan teknologi.

Pada Bab 8 tentang Batubara, pembahasan dimulai dengan realisasi dan proyeksi cadangan batubara dan neraca batubara yang menyangkut produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara dimasa mendatang. Setelah itu dilanjutkan dengan membahas realisasi konsumsi dan proyeksi kebutuhan batubara, infrastruktur, sektor pemanfaatan batubara, dan rekomendasi kebijakan dan penerapan teknologi.

Pada Bab 9 tentang Ketenagalistrikan, pembahasan dimulai dengan potensi energi baru dan terbarukan (EBT) sebagai alternatif energi fosil. Pembahasan EBT meliputi sumberdaya hidro dan mikrohidro, panas bumi, nuklir dan EBT lainnya. Setelah itu dilanjutkan dengan pembahasan sektor pemanfaatan tenaga listrik, infrastruktur ketenagalistrikan, dan teknologi penyediaan tenaga listrik.

Pada Bab 10, tentang Aspek Lingkungan, pembahasan dimulai dengan permasalahan emisi gas rumah kaca (GRK), upaya-upaya pengurangan (mitigasi) gas rumah kaca, dan konservasi energi dalam rangka mengurangi konsumsi energi dengan menerapkan teknologi pemanfaatan energi (*demand devices*) yang tepat. Pembahasan pada bab ini diakhiri dengan mengulas mekanisme pembangunan bersih (*clean development mechanism / CDM*) sebagai upaya meningkatkan kegiatan mitigasi GRK.

Pada Bab 11 tentang Permasalahan Energi di Masa Mendatang dan Rekomendasi Upaya Penanggulangannya akan membahas kebijakan yang perlu dibuat dalam rangka memenuhi kebutuhan energi untuk jangka panjang. Bab ini membahas juga permasalahan (isu) yang perlu mendapat perhatian untuk dipecahkan dalam rangka mendorong pembangunan infrastruktur energi sehingga penyediaan energi yang berkelanjutan dapat tercapai dimasa mendatang.

BAB 2

GAMBARAN UMUM PERMASALAHAN DAN KEBIJAKAN ENERGI SAAT INI

Untuk membahas kondisi kebutuhan maupun penyediaan energi serta penerapan teknologi yang dibutuhkan di masa mendatang, maka perlu dibahas tentang kondisi energi saat ini. Pembahasan ini dibagi dalam dua bagian yaitu sektor kebutuhan energi antara lain sektor rumah tangga, komersial, industri, transportasi, dan sektor penyediaan energi yang menyangkut penyediaan bahan bakar minyak, gas bumi, batubara, dan pembangkit tenaga listrik. Pembahasan dalam bab ini bersifat umum dan pembahasan lebih dalam akan dilaksanakan pada bab terkait.

2.1 Gambaran Umum Sektor Pengguna Energi

Pada gambaran umum sektor pengguna energi, dibahas kondisi penggunaan energi dan teknologi di sektor rumah tangga, komersial, industri dan transportasi.

2.1.1 Sektor Rumah Tangga dan Komersial

Sektor ini menggunakan energi untuk memasak, penerangan, serta keperluan lain. Memasak akan menggunakan minyak tanah, LPG, gas kota/bumi, biomasa dan listrik. Penerangan menggunakan minyak tanah, gas, dan listrik, sedangkan keperluan lain antara lain, AC kipas angin, TV, dan *sound system* menggunakan listrik.

Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2008, Pusdatin, MESDM menunjukkan bahwa dari tahun 2000 sampai 2008 terjadi peningkatan pemanfaatan energi yang meliputi hampir semua jenis energi. Biomasa meningkat dari 208,6 juta SBM menjadi 232,2 juta SBM, gas bumi dari 81 juta SBM menjadi 131 juta SBM, listrik dari 18,7 juta SBM menjadi 30,7 juta SBM, dan LPG dari 5,9 juta SBM menjadi 13,6 juta SBM. Sedangkan minyak tanah menurun dari 63,2 juta SBM tahun 2000 menjadi 40,1 juta SBM tahun 2008. Penurunan ini terutama disebabkan dilaksanakannya program konversi minyak tanah ke LPG yang dimulai pada tahun 2007. Hal ini mendorong terjadi perubahan pola penggunaan energi untuk memasak yang sebelumnya didominasi oleh minyak tanah menjadi didominasi oleh LPG dalam beberapa tahun ini. Pengembangan penggunaan gas kota, serta perubahan pola pemukiman kota dengan makin banyaknya apartemen juga mengubah pola penggunaan energi di sektor rumah tangga.

Hal hal yang menjadi isu bidang energi di sektor rumah tangga yaitu:

A. Konversi minyak tanah ke LPG

Program dilaksanakan berdasarkan Perpres No. 104 tahun 2007 tentang penyediaan, distribusi dan penetapan harga LPG tabung 3 kg, serta Keputusan Menteri ESDM tentang penugasan Pertamina dalam pendistribusian paket LPG tabung 3 kg. Program dimulai tahun 2007 dan diharapkan pada akhir tahun 2010 seluruh program dapat selesai dengan terdistribusinya 44 juta paket LPG tabung 3 kg.

B. Penggunaan kompor listrik sebagai pengganti kompor minyak tanah dan LPG

Tenaga listrik merupakan jenis energi final yang bersifat universal artinya dapat dipergunakan sebagai sumber energi untuk memasak atau pemanasan, penerangan, mekanis maupun keperluan lain. Pada beberapa apartemen modern dengan persyaratan keamanan yang ketat, mulai diterapkan penggunaan kompor dan oven listrik dan melarang penggunaan LPG atau minyak tanah. Penggunaan kompor listrik juga didorong dengan kenaikan harga bahan bakar seperti minyak tanah dan LPG, serta distribusi minyak tanah dan LPG yang sering terlambat. Diperkirakan pemanfaatan kompor listrik akan terus meningkat di masa depan sehingga meningkatkan kebutuhan listrik di sektor rumah tangga.

C. Penggunaan gas kota sebagai bahan bakar di sektor rumah tangga.

Pemanfaatan gas sebagai bahan bakar bersih diperkirakan akan meningkat di masa mendatang. Hal yang membatasi pengembangan gas kota adalah infrastruktur gas seperti pipa transmisi dan pipa distribusi yang masih sangat terbatas, hanya meliputi beberapa kota dan belum seluruh kota tersebut terhubung dengan jaringan distribusi gas kota. Pengembangan jaringan transmisi gas lintas Jawa dan Sumatera serta jaringan distribusinya akan meningkatkan jumlah pengguna gas baik sektor industri, komersial maupun sektor rumah tangga di wilayah yang dilalui jaringan gas tersebut.

D. Peningkatan penggunaan lampu hemat energi (*compact fluorescent lamp*) menggantikan lampu pijar (*incandescent lamp*).

Secara umum penggunaan lampu jenis ini akan menaikkan efisiensi penerangan dari 13 lumen/Watt menjadi 50 lumen/Watt. Hal atau persoalan yang ada di lapangan adalah:

- Kualitas dan harga lampu yang sangat bervariasi.
- Ketidaksesuaian kualitas yang tertera dengan kondisi yang sebenarnya, sangat merugikan konsumen. Misalnya lampu hemat energi dengan merek tertentu jauh lebih terang dibanding lampu merek lain dengan daya yang sama, demikian juga umur hidup lampu tertentu yang hanya 1-2 bulan (300 jam) padahal dalam brosur tercantum umurnya 3000 jam.

E. Penggunaan peralatan lain yang hemat energi

Peralatan lain pada sektor rumah tangga dan komersial antara lain adalah penggunaan pendingin ruang atau AC, lemari pendingin (*refrigerator*), kipas angin, *rice cooker* dan lain-lain. Kondisi yang ada di masyarakat adalah:

- Banyaknya penjualan produk-produk elektronik yang masih menggunakan teknologi lama yang boros energi dengan harga yang murah. Kondisi ini menunjukkan, di satu pihak masyarakat memperoleh barang yang dibutuhkan dengan harga murah, di lain pihak Indonesia dapat menjadi tempat pemasaran produk-produk dengan teknologi lama yang tidak efisien.
- Belum adanya penetapan standar mutu produk dan *labeling* untuk semua peralatan sehingga masyarakat dapat mengetahui mana produk yang baik dan efisien dan produk mana yang kurang bagus.
- Harga listrik yang jauh dari nilai keekonomiannya menghambat upaya penghematan listrik. Peningkatan tarif dasar listrik pada semua konsumen listrik akan dapat mendorong budaya hemat energi.
- Munculnya kesadaran dan kecenderungan untuk menggunakan peralatan lain yang hemat energi seperti AC yang menggunakan teknologi inverter, kipas angin dan peralatan lain yang menggunakan motor listrik hemat energi, televisi dengan teknologi LCD (*liquid crystal display*), plasma dan lain-lain.

2.1.2 Sektor Industri

Antara tahun 2000 sampai tahun 2008 terjadi beberapa perubahan konsumsi energi yang cukup signifikan di sektor industri, antara lain penggunaan biomasa yang terus menurun dari 59 juta SBM tahun 2000 turun menjadi 44 juta SBM tahun 2008, bahan bakar minyak secara keseluruhan menurun dari 75 juta SBM tahun 2000 menjadi 49 juta SBM tahun 2008, sebaliknya batubara meningkat 4 kali lipat dari 36 juta SBM tahun 2000 menjadi 160 juta SBM tahun 2008. Kenaikan harga energi yang didorong oleh dicabutnya subsidi minyak pada sektor industri menyebabkan sektor ini harus membayar harga energi, baik bahan bakar maupun listrik sesuai dengan harga keekonomiannya. Kondisi ini mendorong sektor industri berupaya menerapkan penghematan energi melalui *demand side management* (pengelolaan penggunaan energi), penggunaan teknologi efisiensi tinggi, diversifikasi energi, serta pemanfaatan dan pemutakhiran proses produksi dengan yang lebih efisien. Secara tidak langsung kebijakan pencabutan subsidi ini mendorong sektor industri menurunkan emisi gas rumah kaca. Kondisi ini memungkinkan sektor industri bisa memperoleh bantuan pembiayaan program melalui program CDM (*Clean Development Mechanism*) atau GEF (*Global Environment Fund*). Penerapan teknologi hemat energi pada industri yang ada dan diperkirakan sedang dan akan berkembang dalam waktu dekat antara lain:

- Peningkatan efisiensi dalam pemanfaatan teknologi dengan menerapkan *cogeneration technology* yang menghasilkan jenis energi listrik dan panas untuk proses produksi. Penggunaan teknologi yang menggabungkan dua buah proses produksi energi ini secara umum akan meningkatkan efisiensi

thermal dari rata-rata 50% menjadi 60-80% tergantung dari jenis teknologi kogenerasi yang digunakan.

- Perubahan pemanfaatan bahan bakar (*fuel switching*). Perubahan pemanfaatan bahan bakar ini diarahkan untuk memperoleh harga energi yang lebih murah. Beberapa industri seperti tekstil, semen, kertas dan lain-lain telah melaksanakan *fuel switching* dari minyak ke batubara, gas bumi dan biomasa. Pengalihan pemanfaatan dari minyak ke batubara pada pembangkit uap kecil membutuhkan penerapan teknologi baru karena karakteristik yang sama sekali berbeda. Pada industri semen yang menggunakan *furnace* pengeringan skala besar, memanfaatkan panas buangnya untuk pengeringan bahan baku. Pemanfaatan biomasa sebagai campuran bahan bakar akan menurunkan emisi polutan dan meningkatkan mutu semen. Pola perubahan yang terbaru adalah menggantikan penggunaan minyak dan gas ke batubara atau biomasa dengan menerapkan teknologi gasifikasi. Gas yang dihasilkan selain dapat digunakan secara langsung juga dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku pada industri kimia atau pupuk.

2.1.3 Sektor Transportasi

Sektor transportasi pada umumnya menggunakan bahan bakar minyak disamping itu juga menggunakan gas dan energi listrik dalam jumlah yang relatif kecil. Secara umum konsumsi bahan bakar minyak meningkat dari 139 juta SBM pada tahun 2000 menjadi 191 juta SBM pada tahun 2008, dimana pangsa premium sejumlah 51% pada tahun 2000 dan menjadi 57% pada tahun 2008, serta konsumsi avtur meningkat lebih dari 100% dari 7,1 juta SBM (5%) menjadi 15,6 juta SBM (8%) pada tahun 2008. Minyak solar (ADO) meningkat dari 60,8 juta SBM tahun 2000 menjadi 65,3 juta SBM pada tahun 2005, dan kemudian menurun sampai 57,8 juta SBM pada tahun 2008, yang diikuti peningkatan konsumsi biodiesel dari 1,4 juta SBM tahun 2006 menjadi 6,0 juta SBM tahun 2008. Penggunaan gas khususnya dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*) belum ada perkembangan yang berarti dan umumnya masih dipergunakan oleh bus Transjakarta serta sebagian kecil taksi.

Transportasi masal yang ada antara lain, angkutan bus, angkutan kota (mikrolet, bemo, bajaj), serta kereta api (KRL dan kereta diesel). Angkutan kota diatas selain dianggap makan waktu perjalanan yang lama dan merepotkan karena harus berganti-ganti, relatif mahal, kurang nyaman, dan tidak aman. Belum terselenggarakannya transportasi masal yang baik dan memadai, khususnya untuk kota besar akan menyebabkan masyarakat memilih menggunakan kendaraan pribadi, baik mobil, maupun sepeda motor untuk melaksanakan kegiatan sehari-hari. Hal ini menjadikan peningkatan efisiensi kendaraan menjadi salah satu unsur utama dalam pengembangan industri kendaraan di Indonesia.

Dalam kaitan penggunaan kendaraan roda empat ada beberapa langkah yang diambil yaitu penerapan batas minimum orang dalam satu kendaraan yang pada prinsipnya meningkatkan efisiensi pemakaian bahan bakar dalam liter per orang tetapi tidak mengurangi aktifitas yaitu jarak tempuh kilometer per

orang. Kebijakan ini walaupun cukup efektif, dirasakan kurang memadai karena hanya memindahkan arus kendaraan dan kemacetan ke jalan lain.

Disamping itu peningkatan efisiensi juga dilaksanakan pada kendaraan sendiri sehingga jarak tempuh per liter bahan bakar juga meningkat. Peningkatan efisiensi ini melalui penerapan berbagai teknologi seperti penggunaan katup pembuangan (*outlet*) dan pemasukan (*inlet*) yang banyak, pemakaian *turbo charger*, pemakaian sistem pengapian yang pintar (*smart ignition system*), sistem injeksi bahan bakar tekanan tinggi (*high pressure common rail*) dengan ECU (*electronic control unit*), penggunaan material *aluminum alloy* yang ringan sehingga tenaga mesin per berat mesin meningkat, dan lain-lain teknologi.

2.2 Penyediaan Energi

2.2.1 Penyediaan Minyak Bumi

Gambaran tentang penyediaan minyak bumi selama 8 tahun dari 2000 sampai 2008, menunjukkan adanya penurunan pangsa minyak bumi pada penyediaan energi primer nasional termasuk biomasa dari 43,52% pada tahun 2000 menjadi 37,01% pada tahun 2008. Sedangkan tanpa biomasa maka pangsa minyak bumi dari 59,64% pada tahun 2000 menurun menjadi 44,92% pada tahun 2008. Dilain pihak, penyediaan minyak bumi dan produk kilang pada tahun 2000 sejumlah 433,36 juta SBM yang meningkat hingga tahun 2004 mencapai 498,12 juta SBM, kemudian menurun hingga pada tahun 2008 mencapai 455,61 juta SBM.

Mengingat kebutuhan bahan bakar minyak akan terus meningkat, sedangkan produksi minyak bumi dan hasil kilang minyak terus menurun maka ada dua alternatif yaitu membangun kilang minyak dan menambah impor minyak mentah atau mengimpor bahan bakar minyak. Alternatif yang lain adalah membangun kilang minyak untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan BBM dan mengimpor kekurangannya. Dalam pembangunan kilang minyak yang penting adalah menentukan teknologi apa yang digunakan untuk memastikan jenis minyak bumi sebagai bahan baku. Berdasarkan pasokan yang mungkin diperoleh kilang yang akan dibangun adalah mengacu kepada kilang Balongan yang menggunakan bahan baku minyak berat dengan kapasitas antara 125 MBCD dan 300 MBCD. Lokasi kilang baru terletak di wilayah barat Indonesia antara lain; Banten, Tuban, Balongan Baru, di Jawa, Plaju Baru di Sumatera dan wilayah timur Indonesia antara lain, Makasar di Sulawesi dan lain-lain. Kebutuhan minyak bumi Indonesia akan terus meningkat, sementara kebutuhan minyak dunia juga meningkat pula padahal cadangan minyak dunia cenderung menurun, sehingga di masa mendatang akan terjadi perebutan dalam pemenuhan kebutuhan minyak.

2.2.2 Penyediaan Gas Bumi

Gas bumi mempunyai potensi yang cukup baik, data pada tahun 2008 menunjukkan potensi gas bumi sebesar 170 TSCF dan dengan produksi gas bumi sebesar 2,9 TSCF (193 juta SBM) per tahun gas bumi akan dapat diproduksi sampai 63 tahun. Pada tahun 2008 produksi LNG sebanyak 20,58 juta ton yang keseluruhannya diekspor. Pada tahun itu produksi LPG sebanyak 1,69 juta ton dimana 0,91 dihasilkan kilang gas dan 0,78 dihasilkan oleh kilang minyak. Konsumsi LPG tahun 2008 sebesar 15,7 juta SBM atau 2,108 juta ton, yang dipenuhi dari produksi dalam negeri ditambah impor sejumlah 0,418 juta ton. Pada tahun 2007 konsumsi LPG sejumlah 1,278 juta ton sehingga terlihat adanya penambahan sejumlah 0,830 juta ton atau 65% antara 2007 dan 2008. Pada tahun 2008 gas bumi selain untuk produksi LNG, produksi LPG dan diekspor dalam bentuk gas bumi sejumlah 329 BSCF, juga dimanfaatkan untuk pembangkitan tenaga listrik sebesar 221 BSCF, kilang minyak sebesar 30 BSCF, industri sebesar 506 BSCF dan gas kota sebesar 211 BSCF, sementara sekitar 114 dibakar (*flared*).

Antara tahun 2000 sampai 2008 terlihat bahwa terjadi penurunan dalam ekspor LNG sementara konsumsi gas dalam negeri cenderung meningkat, khususnya konsumsi LPG dan gas untuk industri. Untuk jangka panjang konsumsi gas dalam negeri akan tidak mampu dipenuhi bila ekspor tidak dikurangi. Kondisi ini memberikan suatu gambaran hal yang mungkin terjadi dimasa mendatang yaitu :

- Ekspor LNG dihentikan setelah kontrak berakhir.
- Konsumen dalam negeri akan menggunakan gas baik ditranspor melalui pipa maupun LNG, yang berarti harus dibangun jaringan pipa antara wilayah produksi gas dengan pusat beban/konsumen atau membangun LNG *plant* dan fasilitas regasifikasi LNG di lokasi konsumen.

2.2.3 Penyediaan Batubara

Potensi batubara Indonesia cukup besar yaitu pada awal tahun 2009 sumberdayanya mencapai 104,8 milyar ton sementara cadangan terbukti batubara sebesar 18,8 milyar ton yang dapat dimanfaatkan selama 83 tahun produksi. Pada tahun 2008 diproduksi batubara uap sejumlah 226 juta ton, dimana sejumlah 69 juta ton dimanfaatkan di dalam negeri dan 160 juta ton di ekspor. Dari sejumlah 69 juta ton tersebut, konsumen terbesar adalah pembangkit listrik sejumlah 31 juta ton, keramik dan semen sejumlah 6,8 juta ton, industri kertas sebesar 1,3 juta ton, besi baja sebesar 0,37 juta ton dan lain-lain pengguna sejumlah 29 juta ton.

Mengingat potensi sumberdaya minyak dan gas bumi yang cenderung menurun, maka di masa mendatang batubara akan memegang peranan yang sangat besar, baik untuk pembangkitan listrik maupun pemanfaatan di industri. Dari *Outlook Energi Indonesia 2009*, PTPSE-BPPT kasus dasar, diperkirakan pada tahun 2025 produksi batubara mencapai sekitar 377 juta ton bila ekspor dibatasi 150 juta ton per tahun atau konsumsi dalam negeri mencapai sekitar 227 juta ton per tahun dimana konsumsi terbesar adalah pembangkit listrik di

pulau Jawa. Kondisi ini akan memerlukan ketersediaan infrastruktur (sarana dan prasarana batubara) yang memadai, mulai alat transpor, pelabuhan pengirim dan penerima, lokasi pembangkit sampai area pembuangan abu terbang, serta dampak lingkungan yang ditimbulkan oleh pembakaran batubara sejumlah tersebut diatas. Hal ini akan mendorong dilaksanakannya efisiensi dalam transportasi bahan bakar, melalui *coal upgrading*, *coal liquefaction* maupun *mine mouth power plant*.

2.2.4. Pemanfaatan Sumberdaya Energi Terbarukan

Potensi energi terbarukan di Indonesia cukup besar. Panas bumi dengan potensi sebesar sekitar 27,6 GWe dinyatakan sebagai potensi yang terbesar di dunia. Dari potensi diatas, potensi sumberdaya adalah sebesar sekitar 13,1 GWe dan total cadangan sebesar 14,5 Gwe. Cadangan tersebut terdiri atas cadangan terduga (*probable*) sebesar 11,2 GWe, cadangan mungkin (*possible*) sebesar 1 GWe dan cadangan terbukti (*proven*) sebesar 2,3 Gwe. Sementara itu pemanfaatan untuk pembangkitan listrik mencapai 1.050 MW. Potensi tenaga air sebesar 75,6 GW dengan pemanfaatan mencapai 4,2 GW, potensi mikrohidro sebesar 450 MW dan telah dimanfaatkan sejumlah 84 MW, tenaga angin dan tenaga surya yang cukup besar, sementara potensi biomasa sebesar 49 GWe dan baru dimanfaatkan sebesar 0,3 GW.

Pengembangan bahan bakar nabati baik bioetanol maupun biodiesel saat ini tetap berjalan, khususnya bioetanol dengan bahan baku tetes tebu (*mollase*) dan biodiesel dengan bahan baku CPO yang sudah mencapai nilai keekonomiannya. Sedangkan biodiesel minyak jarak pagar sampai saat ini belum mencapai nilai keekonomiannya. Mengingat BBM di masa mendatang makin sulit dan mahal, bioetanol maupun biodiesel akan menjadi salah satu alternatif yang menarik karena selain termasuk bahan bakar yang bersih dapat menyerap tenaga kerja di daerah yang sangat besar.

Pada saat ini sedang dikembangkan pemanfaatan sampah melalui teknologi *landfill* untuk pembangkit listrik. Sebagai contoh, proyek *landfill* yang sudah dimulai adalah TPA Suwung di Gianyar Bali yang meliputi pengumpulan sampah dari wilayah Denpasar, Badung, Gianyar dan Tabanan yang disingkat dengan SARBAGITA. Proyek yang merupakan proyek mekanisme pembangunan bersih (CDM) ini menghasilkan pupuk kompos, tenaga listrik maksimum sebesar 9,6 MW melalui *gas engine* dengan bahan bakar dari gas *landfill* serta dari gasifikasi dengan bahan baku sisa-sisa *landfill*. Potensi teknologi ini di Indonesia cukup baik, mengingat sampai saat ini sampah belum tertangani dengan baik. Dalam waktu dekat proyek serupa akan dilaksanakan di TPA Bantar Gebang dengan volume sampah yang 5 kali lebih banyak dibanding dengan TPA Suwung.

Biomasa limbah pertanian, maupun hutan selain dari yang digunakan secara langsung sebagai bahan bakar pada boiler untuk pembangkit listrik dan pembangkit uap untuk proses produksi, dapat digunakan sebagai bahan baku untuk proses gasifikasi. Proses gasifikasi biomasa akan menghasilkan gas bio berupa H₂ dan CO yang umum disebut *synfuel*. Gas yang dihasilkan ini dapat

dibakar secara langsung, atau ditransformasi ke bentuk cair berupa methanol, DME (*Dimethyl Ether*) ataupun bahan bakar minyak. Biogas ini sangat menarik dan mempunyai potensi dan peluang yang sangat baik untuk diaplikasi di masa mendatang.

2.3 Penyediaan Tenaga Listrik

Tenaga listrik merupakan salah satu indikator keberhasilan pembangunan, artinya intensitas ketenagalistrikan per kapita merupakan acuan terhadap kemajuan pembangunan. Pada tahun 2000 listrik per kapita Indonesia adalah 453,38 kWh per kapita, yang terus meningkat menjadi 653,93 kWh per kapita pada tahun 2008 atau sekitar 4,7% per tahun. Pangsa pembangkit uap batubara sedikit meningkat terhadap total pembangkitan PLN dan pembelian dari IPP meningkat dari 36% pada tahun 2000 menjadi 41% pada tahun 2008, sementara pangsa pembangkit lain hanya sedikit berubah. Perubahan yang lebih signifikan adalah perbandingan antara tenaga listrik yang disalurkan dari pembangkit PLN dan yang dibeli PLN dari IPP yaitu 90 : 10 pada tahun 2000 menjadi 79 : 21 pada tahun 2008. Hal ini menggambarkan peningkatan peranan swasta dalam penyediaan tenaga listrik.

2.3.1 Pembangkit Tenaga Uap

Pembangkit tenaga uap mempergunakan bahan bakar minyak, gas dan batubara. Produksi listrik yang dihasilkan oleh ketiga pembangkit tenaga uap pada tahun 2000 adalah PLTU minyak sebesar 6.055 GWh, PLTU gas 3.598 GWh dan PLTU batubara 28.776 GWh, dan pada tahun 2008, produksi PLTU minyak sebesar 10.186 GWh, PLTU Gas 856 GWh dan PLTU batubara 41.311 GWh. Gambaran diatas menunjukkan kondisi bahwa gas tidak akan dipakai dalam pembangkit tenaga uap, sedangkan PLTU minyak maupun batubara akan bertambah. PLTU batubara diperkirakan akan makin berkembang di masa mendatang, baik dalam kapasitas besar dan sedang di Jawa, Sumatera dan Sulawesi ataupun kapasitas kecil di Kalimantan dan pulau-lain.

Dari total konsumsi domestik sebesar 56 juta ton per tahun, sebanyak 21 juta ton per tahun dialokasikan untuk kebutuhan pembangkit listrik. Hampir separuh konsumsi batubara domestik dipergunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Salah satu contoh pemanfaatan batubara sebagai sumber energi yang lebih ramah lingkungan (rendah emisi) adalah PLTU Labuan (2x300 MW) di Labuan, Pandeglang, Banten. PLTU Labuan mengeluarkan emisi debu, SO₂ dan NO₂. Ketiga emisi yang dikeluarkan tersebut masih dibawah ambang batas baku mutu emisi yang sudah ditetapkan (Kep-13/MENLH/3/1995). Emisi debu yang dikeluarkan PLTU Labuan sebesar 13 mg/m³ sedangkan ambang batas berdasarkan Kep-13/MENLH/3/1995 adalah 150 mg/m³, emisi SO₂ yang dikeluarkan PLTU Labuan sebesar 454,70 mg/m³ dengan ambang batas maksimum 750 mg/m³ dan emisi NO₂ sebesar 569,980 mg/m³ dengan ambang batas maksimum sebesar 850 mg/m³.

2.3.2 PLTP

Panas bumi sangat diharapkan dapat berperan dalam pembangkitan tenaga listrik mengingat nilai keekonomiannya relatif sudah dekat dengan bahan bakar fosil. Masalah yang ada adalah lokasi sumberdaya panas bumi yang jauh dari pusat beban, potensi yang relatif kecil per lokasinya dan potensi cadangan yang ada masih dalam kategori mungkin (*possible*). Jumlah cadangan terbukti sebesar 2,3 GWe dan *possible* hanya sebesar 1 GWe. Jumlah cadangan terduga (*probable*) mencapai 11 GWe sedangkan sumberdaya mencapai 13 GWe. Hal ini menunjukkan bahwa pengembangan panas bumi masih harus didukung upaya yang sangat besar dalam eksplorasi panas bumi untuk mengubah cadangan *possible* menjadi terbukti, cadangan *probable* menjadi *possible* dan terutama dari sumberdaya (*resource*) menjadi cadangan (*reserve*) agar seluruh potensi sebesar 27 GWe dapat dimanfaatkan.

2.3.3 PLTD

PLTD merupakan jenis pembangkit yang sangat fleksibel, artinya PLTD yang pada umumnya terdiri dari 3 sampai 4 unit pembangkit ini akan mudah untuk memenuhi kebutuhan beban dasar, beban menengah maupun beban puncak. Persoalan yang ada adalah biaya produksi listrik PLTD sangat tinggi terutama dengan kenaikan harga BBM. Oleh karena itu perlu adanya program untuk substitusi bahan bakar minyak dengan bahan bakar alternatif pada teknologi PLTD ataupun dengan mengganti teknologi PLTD.

Pemanfaatan PLTD makin lama makin berkurang, khususnya di pulau Jawa dan wilayah yang terintegrasi dengan jaringan transmisi tegangan tinggi. Di luar wilayah yang belum terhubung dengan jaringan transmisi atau interkoneksi, PLTD masih akan terus dipakai. Data produksi listrik PLTD menunjukkan adanya kenaikan dari tahun 2000 sebesar 6.355 GWh meningkat menjadi 10.212 GWh pada tahun 2008. Untuk meningkatkan keandalan penyediaan tenaga listrik sekaligus menurunkan biaya pembangkitan, maka dapat diterapkan PLTU untuk menggantikan PLTD beban dasar, substitusi minyak solar dengan bahan bakar alternatif seperti BBN, DME, gasifikasi batubara atau biomasa dan lain-lain, penerapan teknologi hibrid dengan memanfaatkan dan mengoperasikan pembangkit energi terbarukan bersama dengan PLTD.

2.3.4 Pembangkit Listrik Tenaga Surya

PLTS adalah pembangkit yang memanfaatkan radiasi sinar matahari untuk menghasilkan listrik. Dilihat dari teknologinya, secara umum PLTS sangat tepat untuk dipasang pada wilayah yang terpencil karena tidak membutuhkan bahan bakar untuk beroperasi. Program PLTS untuk 1 juta rumah dimulai pada tahun 1990 di Desa Sukatani, Jawa Barat, yang kemudian dilanjutkan pengembangannya oleh berbagai institusi pemerintah, baik Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral, Kementerian Koperasi, pemerintah daerah dan lain-lain, untuk menyediakan listrik bagi rakyat desa yang terpencil. Kapasitas terpasang saat ini adalah sekitar 30 MW, yang terbagi dalam PLTS

perumahan (*solar home system*), dan PLTS tersentralisasi (penerangan, pompa air, puskesmas, pembuat es dan lain-lain).

Sistem pembangkitan PLTS ini membutuhkan media untuk menyimpan listrik yang dihasilkan (aki) yang umumnya bertahan dalam waktu 2-3 tahun sebelum diganti dengan yang baru. Kondisi ini menyebabkan pemakai PLTS di desa yang terpencil mengalami kesulitan untuk menyediakan aki bila yang lama rusak yang berakibat tidak dioperasikannya PLTS. Demikian juga dengan modul PLTS baik solar panel, konverter AC-DC yang sulit ditangani di daerah bila mengalami kerusakan. Monitoring yang dilaksanakan oleh PTKKE-BPPT pada 1301 PLTS terpasang di daerah Kolaka menunjukkan bahwa 478 beroperasi, 380 dalam keadaan rusak dan 443 dijual oleh pengguna.

2.3.5 Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir

Pembangkit listrik tenaga surya merupakan alternatif terakhir dalam pembangunan pembangkit tenaga listrik. Hal ini berarti PLTN akan dibangun setelah alternatif energi lain sudah tidak mampu memenuhi kebutuhan listrik untuk kelancaran pembangunan. Dalam pengertian lain PLTN akan dibangun bila kebutuhan tenaga listrik tidak dapat dipenuhi sumberdaya energi konvensional maupun sumber energi alternatif lainnya. Diskusi yang berlangsung sampai saat ini adalah kapan kondisi diatas berlangsung, karena pengembangan PLTN memerlukan waktu yang cukup panjang antara 10-15 tahun. Dengan pengertian itu bila tahun 2020 Indonesia akan mengoperasikan PLTN, maka tahun 2010 persiapan harus sudah dilaksanakan, mulai dari studi kelayakan, studi pembiayaan, tender, perundangan, pembangunan, komisioning dan lain-lain. Pada saat ini, Malaysia dan Vietnam sedang menyiapkan pembangunan PLTN pertama mereka, sedangkan Indonesia masih belum memutuskan kapan PLTN akan masuk dalam sistem kelistrikan.

BAB 3

PEMODELAN, ASUMSI DAN KASUS

3.1 Kerangka Pemodelan

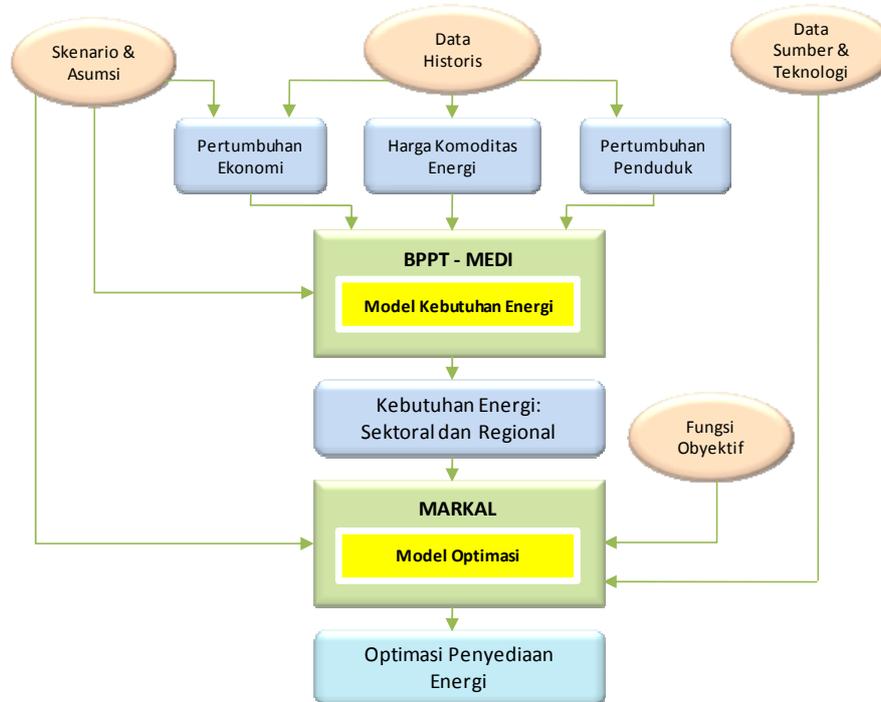
Kajian *Outlook* Energi Indonesia meliputi proyeksi kebutuhan energi dan penyediaan energi. Proyeksi kebutuhan energi jangka panjang dalam kajian *Outlook* Energi Indonesia 2010 dihitung menggunakan Model Kebutuhan Energi yang dikembangkan BPPT (*BPPT Model for Energy Demand of Indonesia*) atau BPPT-MEDI. Proyeksi kebutuhan energi jangka panjang dihitung dengan menggunakan model tersebut, yang didasarkan pada data demografi, data makro ekonomi, harga komoditas energi yang dicerminkan oleh harga minyak mentah internasional, intensitas energi, dan aktivitas. Data demografi dan data makro ekonomi menjadi dasar dalam memperkirakan laju pertumbuhan penduduk dan laju pertumbuhan produk domestik regional bruto (PDRB) per wilayah. Harga minyak mentah internasional berpengaruh terhadap aktivitas sesuai korelasi yang diberikan. Aktivitas dan intensitas pemakaian energi selanjutnya akan berpengaruh terhadap kebutuhan energi di semua sektor pengguna energi.

Untuk menentukan strategi penyediaan energi dan alokasi sumberdaya energi digunakan Model MARKAL. Model MARKAL mengoptimisasi alokasi penggunaan sumberdaya energi berdasarkan prinsip biaya total sistem yang diminimumkan dalam kurun waktu analisis. Kurun waktu analisis untuk kajian *Outlook* Energi Indonesia 2010 adalah tahun 2007-2030. Keluaran dari BPPT-MEDI menjadi masukan bagi Model MARKAL dan berfungsi sebagai penggerak (*driver*). Keluaran dari Model MARKAL adalah strategi penyediaan energi dan tata waktu penerapan teknologi energi berikut besaran kapasitas dan aktivitas yang optimal di masa depan.

Hubungan antara model kebutuhan energi (BPPT-MEDI) dengan Model MARKAL ditunjukkan pada Gambar 2.1. Modul-modul selain modul BPPT-MEDI dan MARKAL (modul pertumbuhan ekonomi, penduduk, skenario dan asumsi, data dan fungsi obyektif) merupakan masukan yang bersifat sebagai satu kesatuan dengan hubungan searah tanpa umpan balik dari hasil optimalnya.

Prakiraan PDB masa yang akan datang ditentukan oleh situasi dan kondisi ekonomi yang terjadi saat ini yang besarnya diperoleh dengan cara analisis regresi atas dasar nilai PDB tahun-tahun sebelumnya. Perhitungan ekonominya didasarkan pada harga konstan kecuali untuk harga ekspor dari hidrokarbon, sebab ekspor hidrokarbon ini sangat berpengaruh terhadap pertumbuhan ekonomi dibandingkan dengan komoditi lainnya.

PDB memperkirakan jumlah *output* akhir dari produk dan jasa yang dihasilkan oleh kegiatan ekonomi (pada kondisi ekonomi saat itu) dan berfungsi untuk memperkirakan produksi industri dan menghitung intensitas energi di sektor industri dan sektor lainnya.



Gambar 3.1 Hubungan antara Model MEDI dengan Model MARKAL

3.2 Proyeksi Kebutuhan Energi

Pada model proyeksi kebutuhan energi di masa depan diterapkan asumsi-asumsi sebagai berikut:

- Konsumen energi akhir (*end-use*) terdiri dari 5 (lima) sektor, yakni: industri, rumah tangga, transportasi, komersial, dan lainnya.
- Pembagian sektor industri menjadi sub sektor makanan, tekstil, kayu, kertas, kimia, non-logam, logam, permesinan dan lainnya.
- Pembagian sektor transportasi berdasarkan kendaraan dan moda transportasi di sektor transportasi darat, laut, dan udara, yakni: taksi, mobil pribadi, bus, truk, sepeda motor, kereta api penumpang, kereta api barang, ASDP, angkutan antar pulau, dan transportasi udara.
- Sektor lainnya terdiri dari sub sektor: pertanian, konstruksi, dan pertambangan,
- Wilayah nasional terdiri dari 7 sub wilayah, yakni: Sumatera, Jawa bagian Barat, Jawa bagian Tengah, Jawa bagian Timur (termasuk Bali), Kalimantan, Sulawesi, dan pulau lainnya.
- Proyeksi kebutuhan energi dilakukan dengan pendekatan energi final dan intensitas.

- Nilai intensitas konstan selama tahun proyeksi untuk semua jenis energi, kecuali minyak tanah, LPG di sektor industri dan rumah tangga, serta listrik di sektor rumah tangga.
- Nilai intensitas minyak tanah, LPG, dan listrik di sektor-sektor pada butir sebelumnya disesuaikan dengan kebijakan konversi penggunaan minyak tanah.
- Pada model kebutuhan energi tahap awal, distribusi permintaan energi wilayah dilakukan berdasarkan rasio nilai PDRB terhadap nilai PDB.
- Proporsi pertumbuhan sektoral PDB/PDRB terhadap total pertumbuhan PDB/PDRB sesuai dengan hasil proyeksi.
- Penggerak *demand* di sektor industri, sektor komersial, sektor lainnya, dan sebagian sektor transportasi (truk, kereta api barang, transportasi laut dan udara) adalah PDB dan harga minyak.
- Penggerak *demand* di sektor transportasi lainnya (taksi, mobil pribadi, bis, sepeda motor, dan kereta penumpang) dan di sektor rumah tangga (kecuali *demand* energi untuk penerangan), adalah jumlah penduduk dan harga minyak.
- Penggerak *demand* energi untuk penerangan rumah tangga adalah rasio elektrifikasi PLN.
- Bahan baku (*feedstock*) yang diperhitungkan adalah gas alam untuk sektor industri non-logam dan industri kimia.
- Efisiensi dari teknologi pengguna energi konstan sepanjang tahun proyeksi

Metodologi perhitungan proyeksi kebutuhan energi adalah sebagai berikut:

- Melakukan proyeksi PDB dan PDRB berdasarkan angka pertumbuhan PDB nasional yang ditentukan, yakni rata-rata 5,5% dan 7% per tahun.
- Proyeksi pertumbuhan penduduk nasional mengikuti proyeksi jangka panjang BPS sebesar 1,36% per tahun.
- Intensitas energi didasarkan pada data DESDM tahun 2000 yang dikalibrasi ke tahun 2007.
 - a. Konsumsi energi sektoral tahun 2000 dihitung berdasarkan nilai intensitas tersebut:

$$E_{ij} = I_{ij} \times V_{ij}$$

Keterangan:

- E : Konsumsi/Permintaan energi
- I : Intensitas
- V : Value Added
- i : Sektor
- j : Komponen pengguna energi

- b. Perhitungan *share* komponen pengguna energi tiap sektor dilakukan terhadap total konsumsi energi sektor yang terkait.
- c. Konsumsi energi komponen pengguna tiap sektor dihitung menggunakan data konsumsi energi 2007 dengan menggunakan *share*.
- d. Hitung intensitas tahun 2007 dihitung menggunakan data PDB sektoral dan konsumsi energi yang telah dihitung.

$$I_{ij} = \frac{E_{ij}}{P_{ij}}$$

Keterangan:

- E : Konsumsi/Permintaan energi
- I : Intensitas
- P : PDB
- i : Sektor
- j : Komponen pengguna energi

e. Khusus untuk minyak tanah, LPG di sektor industri dan rumah tangga, serta listrik di sektor rumah tangga, data intensitas diperoleh dari hasil diskusi dengan pihak terkait seperti Ditjen Migas Departemen ESDM.

- Perhitungan Proyeksi Permintaan Energi Awal
Permintaan energi awal dihitung berdasarkan persamaan:

$$E_{ik} = P_{ik} \times I_{ik}$$

Keterangan:

- \hat{E} : Konsumsi/permintaan energi awal
- I : Intensitas
- P : PDB
- i : Sektor
- k : Tahun

Permintaan energi yang diperoleh belum memperhitungkan perubahan harga minyak.

- Pengaruh Harga Minyak
Pengaruh harga minyak terhadap permintaan energi ditentukan oleh persamaan:

$$E_k = \hat{E}_k \times \left(\frac{H_k}{H_0}\right)^y$$

Keterangan:

- E_k : Konsumsi/Permintaan energi tahun ke k
- \hat{E}_k : Konsumsi/Permintaan energi awal tahun ke k
- H_0 : Harga minyak tahun dasar
- H_k : Harga minyak tahun ke k
- y : Parameter elastisitas permintaan energi terhadap harga

Nilai y bernilai negatif, sehingga saat harga minyak naik maka permintaan energi akan turun dan sebaliknya. Acuan nilai elastisitas harga diperoleh dari Dahl dan McDonald (1998).

3.3 Proyeksi Penyediaan Energi

Analisis strategi penyediaan energi jangka panjang dilakukan dengan menggunakan Model MARKAL yang melakukan optimisasi dengan fungsi obyektif meminimumkan biaya sistem total. Model ini menggunakan konsep biaya ekonomis dalam mengoptimasi penyediaan energi. Biaya sistem total dihitung dengan men-*discount* (membawa) seluruh biaya ke tahun dasar atau saat dimulainya kurun waktu kegiatan yang dianalisis.

Pemilihan penggunaan Model MARKAL dalam kajian ini dimaksudkan untuk mendapatkan strategi penyediaan energi yang optimal dengan memperhatikan

pertumbuhan ekonomi dan kebutuhan energi di semua sektor, serta mempertimbangkan kendala tekno-ekonomi terhadap pilihan sumber energi, teknologi proses atau konversi energi, dan teknologi pemanfaatan akhir (*end-use demand technology*). Dalam aplikasinya, Model MARKAL lebih menekankan pada konsumsi energi yang masuk pada peralatan pengguna energi. Hal ini dimaksudkan agar konsumsi energi yang masuk peralatan pengguna energi dapat dikompetisikan dengan jumlah yang sama dalam memenuhi permintaan energi akhir (*end-use energy demand*).

Sumber energi dan teknologi yang dimasukkan dalam model meliputi besarnya cadangan (energi fosil dan non-fosil), biaya penambangan (energi fosil dan non-fosil), proses (kilang minyak, LNG *plant*, LPG *plant*, *briquette plant*, pipa minyak, tanker, pipa gas, truk pengangkut batubara, kereta api, dan kapal laut, LNG *receiving* terminal, SPBU dan SPBG), konversi (pembangkit listrik, distribusi, dan transmisi), dan peralatan pengguna akhir (tungku, ketel uap, kendaraan, kompor).

Dalam melakukan optimasi model akan dihasilkan sejumlah keluaran, seperti harga bayangan (*shadow price*) untuk setiap jenis bahan bakar, kapasitas terpasang untuk setiap jenis teknologi, konsumsi energi, produksi energi, dan keseimbangan energi secara menyeluruh. Harga bayangan dapat digunakan sebagai dasar untuk menentukan biaya produksi (*opportunity cost*) dari setiap bahan bakar yang ada dalam sistem. Apabila penyediaan bahan bakar berada dalam jumlah yang tak terbatas, harga bayangan akan sama dengan total biaya penambangan bahan bakar tersebut atau biaya input.

3.4 Model dan Kasus

Dalam melakukan proyeksi kondisi energi di masa mendatang digunakan 2 (dua) buah model, yakni model BPPT-MEDI untuk memperkirakan besarnya kebutuhan energi dan model MARKAL untuk menentukan alokasi penyediaan sumberdaya energi dan teknologi secara optimal berdasarkan fungsi obyektif biaya minimum.

Model MARKAL diterapkan menggunakan berbagai asumsi dan acuan dalam melakukan optimisasi penyediaan energi. Untuk mengkaji pemanfaatan teknologi energi dalam mendukung tercapainya ketahanan energi nasional secara berkelanjutan maka dilakukan analisis menggunakan dua skenario. Kedua skenario tersebut adalah skenario rendah yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 5,5% per tahun dan skenario tinggi yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 7% per tahun. Untuk setiap skenario dianalisis untuk harga minyak mentah rendah sebesar 60 \$/barell dan harga minyak tinggi sebesar 90 \$/barell. Untuk selanjutnya kasus yang dianalisis dinamakan sebagai berikut:

- Kasus R60: menyatakan skenario rendah dengan harga minyak rendah dan untuk selanjutnya disebut kasus dasar
- Kasus R90: menyatakan skenario rendah dengan harga minyak tinggi
- Kasus T60: menyatakan skenario tinggi dengan harga minyak rendah, dan

- **Kasus T90:** menyatakan skenario tinggi dengan harga minyak tinggi.

Pemodelan kebutuhan energi yang mengakomodasi perubahan harga minyak menyebabkan terjadinya penyusutan permintaan pada harga minyak tinggi dan penambahan permintaan pada harga minyak rendah. Dengan demikian, keempat kasus yang dikaji (R60, R90, T60, dan T90) merupakan empat buah kasus kebutuhan energi yang dikaji pada *Outlook* Energi Indonesia 2010. Keempat kasus tersebut berkorelasi lemah dalam sebab-akibat (korelasi tidak menjamin hubungan sebab-akibat) satu sama lainnya.

3.4.1 Kasus Dasar

A. Tahun dasar

Tahun dasar adalah tahun yang digunakan sebagai acuan awal pada model. Tahun dasar yang digunakan sebagai acuan untuk melakukan analisis penyediaan dan kebutuhan energi nasional adalah tahun 2007. Tahun 2007 ditentukan sebagai sebagai tahun dasar karena seluruh informasi tentang kebutuhan dan penyediaan energi sudah dipublikasi sehingga angka yang dihasilkan merupakan angka riil berdasarkan statistik. Adapun data/informasi tentang penyediaan energi nasional tahun 2008 belum seluruhnya dipublikasi dan sebagian masih merupakan angka sementara.

B. Tahun proyeksi

Tahun proyeksi penyediaan energi nasional jangka panjang adalah tahun 2008-2030 atau 23 tahun ke depan. Proyeksi penyediaan energi jangka panjang merupakan hal yang lazim digunakan dalam berbagai analisis atau kajian penyediaan energi.

C. *Discount rate*

Besaran *discount rate* (DR) yang digunakan sebagai *input* model adalah sebesar 12%. Pilihan angka DR tersebut berdasarkan hasil diskusi dari berbagai pihak dalam melakukan investasi di Indonesia, termasuk besaran DR dalam analisis investasi di sektor ketenagalistrikan.

D. Cadangan

Cadangan minyak bumi yang dijadikan sebagai *input* dalam model adalah 100% cadangan terbukti dan 100% cadangan potensial. Total cadangan minyak bumi nasional mencapai kurang dari 8,4 miliar barel.

Cadangan gas bumi yang dijadikan sebagai *input* dalam model adalah cadangan 2P, yaitu 90% cadangan *proven* (P1) ditambah 50% cadangan *probable* (P2). Cadangan 2P merupakan cadangan gas yang dipertimbangkan dalam setiap kontrak penjualan gas antara produsen dengan konsumen. Total cadangan gas nasional mencapai sekitar 165 TCF dengan cadangan 2P mencapai 110 TCF.

Cadangan batubara yang dijadikan sebagai *input* dalam model adalah 100% cadangan ditambah 100% sumberdaya terukur. Yang termasuk cadangan adalah batubara yang dapat ditambang secara ekonomis (*mineable*) yang besarnya mencapai lebih dari 7 miliar ton sedangkan besarnya sumber daya batubara terukur tidak kurang dari 11 miliar ton.

Cadangan gas metana yang berasal dari deposit batubara atau lazim disebut dengan *Coal Bed Methane* (CBM) dipertimbangkan sebagai sumberdaya energi. Besarnya cadangan CBM yang dipertimbangkan dalam model penyediaan energi adalah sebesar 10% dari sumberdaya potensial CBM nasional, yakni sebesar 45 TCF.

E. Kontrak ekspor, impor gas bumi dan LNG

Indonesia merupakan negara pengekspor LNG dan gas bumi. Dalam menganalisis strategi penyediaan energi primer domestik berdasarkan kasus dasar diasumsikan bahwa seluruh ekspor LNG dan gas bumi yang sudah disepakati saat ini tidak diperpanjang lagi kecuali terdapat perpanjangan kontrak. Dengan demikian, potensi cadangannya berpotensi dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan domestik. Disamping itu, impor LNG dipertimbangkan hanya pada kasus impor LNG.

F. Ekspor batubara

Indonesia merupakan pengekspor batubara terbesar ke dua dunia saat ini. Batubara diproyeksikan menjadi sumberdaya energi utama di masa datang, sehingga perlu dilakukan pengamanan pasokannya. Dalam studi ini ekspor batubara dibatasi sebesar 150 juta ton per tahun.

G. Program percepatan pembangkit non-BBM

Untuk mengurangi ketergantungan terhadap BBM khususnya di sektor ketenagalistrikan, Pemerintah telah diluncurkan program percepatan pembangunan PLTU batubara 10.000 MW yang dikembangkan di seluruh pelosok tanah air. Program ini dianggap mampu untuk menekan biaya produksi listrik dari PT PLN (Persero) dan menekan subsidi harga jual listrik yang diberikan pemerintah kepada PLN mengingat harga riil BBM yang jauh lebih mahal dibanding dengan batubara. Disamping itu, kini tengah diimplementasikan program percepatan pembangkit non BBM tahap II.

Pada model penyediaan energi, program percepatan pembangkit non BBM tahap I dan II sesuai yang direncanakan di dalam RUPTL 2009-2018 dimasukkan ke dalam pertimbangan pada kasus dasar.

H. Program percepatan pemanfaatan LPG

Program Percepatan Pemanfaatan LPG dengan mengkonversi penggunaan minyak tanah bersubsidi untuk sektor rumah tangga dengan LPG direncanakan

akan terealisasi pada tahun 2012-2013 mendatang. Program ini dipertimbangkan di dalam model kebutuhan dan penyediaan energi.

I. Harga batubara dan gas bumi

Harga rata-rata dari minyak bumi internasional yang terjadi pada kurun waktu 2007-2009 mengalami fluktuasi yang cukup besar. Rata-rata harga minyak internasional pada tahun 2007 adalah 70 \$/bareil, sedangkan pada tahun berikutnya rata-rata harga minyak internasional naik hingga mencapai 94,5 \$/bareil, tetapi pada tahun 2009 turun cukup signifikan hingga 70 \$/bareil. Pada tahun-tahun selanjutnya, mulai tahun 2010 sampai dengan tahun 2030 diberlakukan 2 (dua) buah kasus harga minyak, yakni harga minyak rendah dan harga minyak tinggi. Kasus harga minyak rendah mengasumsikan harga minyak internasional sebesar 60 \$/bareil konstan hingga tahun 2030. Di lain pihak kasus harga minyak tinggi mengasumsikan harga minyak internasional sebesar 90 \$/bareil konstan hingga tahun 2030.

Untuk komoditas batubara, harga batubara disesuaikan sejalan dengan berubahnya harga minyak. Pada saat harga minyak 60 \$/bareil, harga batubara diasumsikan rata-rata sebesar 54 \$/ton untuk semua jenis. Pada saat harga minyak naik menjadi 90 \$/bareil, harga batubara diasumsikan rata-rata sebesar 70 \$/ton untuk semua jenis.

Untuk komoditas gas bumi dan LNG, harganya diasumsikan sebesar 4,5-8 \$/MMBTU berdasarkan sumbernya. Misalnya, kontrak yang ada (*existing contract*) diasumsikan sebesar 4 \$/MMBTU, gas dari Masela 5,2 \$/MMBTU, gas dari Tangguh 6 \$/MMBTU, gas dari laut dalam (*deep water*) 7 \$/MMBTU. Harga gas ditetapkan berdasarkan kontrak jangka panjang yang sudah ditentukan jauh sebelum pengembangan lapangan gas. Oleh karena itu, perubahan harga minyak bumi dari 60 \$/bareil menjadi 90 \$/bareil diasumsikan tidak berpengaruh pada harga gas karena sifatnya yang sudah merupakan harga kontrak.

J. Program konservasi dan efisiensi

Dalam kasus dasar diasumsikan bahwa seluruh teknologi yang digunakan saat ini akan digunakan hingga akhir periode, yakni tahun 2030. Program konservasi dan efisiensi energi hanya dipertimbangkan pada kasus efisiensi energi.

Pada kasus efisiensi energi, penerapan teknologi pemanfaatan energi (*demand device*) sektoral dilakukan dengan mempertimbangkan peluang konservasi energi pada sektor *end-use demand* melalui berbagai upaya diantaranya dengan upaya manajemen energi dan perbaikan efisiensi peralatan. Tabel 3.1 menunjukkan asumsi penghematan akibat adanya program tersebut. Dengan adanya program perbaikan efisiensi teknologi dan konservasi energi pada sektor pengguna energi maka diharapkan dapat diperoleh penghematan konsumsi energi.

Tabel 3.1 Program efisiensi dan konservasi energi

Sektor	Penghematan akibat efisiensi dan konservasi
	%
Pertanian	0 - 10
Komersial	10 - 20
Industri	10 - 15
Rumah Tangga	10 - 20
Transportasi	10 - 15

3.4.2 Kasus Lainnya

Selain kasus dasar (kasus R60), kajian dilakukan pada tiga kasus lainnya dengan kondisi yang telah disebutkan sebelumnya. Kasus lainnya menggunakan asumsi yang sama seperti kasus dasar (butir A sampai dengan butir I di atas) namun berbeda untuk asumsi pertumbuhan ekonomi dan harga minyak bumi.

Selain daripada tiga kasus lainnya (R90, T60, dan T90), juga dilakukan kajian atas beberapa kasus tambahan yang dikaji secara lebih khusus pada tema kajian yang relevan. Kasus-kasus yang dilakukan ditunjukkan pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Kasus alternatif yang dikaji

Kasus	Topik Kajian	Lokasi	Keterangan
Efisiensi Energi	Kebutuhan dan Penyediaan Energi	Bab 5	Penerapan teknologi pemanfaatan energi dengan mempertimbangkan peningkatan efisiensi alat dan konservasi energi (seusai tabel 2.2)
Impor LNG	Gas Bumi	Bab 7	Membuka opsi impor LNG sesuai rencana pembangunan dan penambahan kapasitas terminal penerima LNG (LNG receiving terminal)
Kebutuhan Listrik Tinggi	Ketenagalistrikan	Bab 9	Menerapkan permintaan listrik dengan mempertimbangkan RUPTL 2009-2018 dan RUKN 2008-2027
PLTN	Ketenagalistrikan	Bab 9	Mengkaji kemungkinan penerapan PLTN dalam sistem ketenagalistrikan

BAB 4

INDIKATOR EKONOMI ENERGI

Indikator yang lazim digunakan untuk mendapatkan gambaran kondisi pemakaian energi suatu negara adalah intensitas energi terhadap penduduk (intensitas energi per kapita) dan intensitas energi terhadap PDB (intensitas per PDB). Intensitas energi per kapita memberikan gambaran pemakaian energi oleh masing-masing penduduk, sementara itu intensitas energi per PDB memberikan gambaran pemakaian energi yang digunakan untuk menghasilkan suatu besaran produktifitas ekonomi. Untuk keperluan ini, maka dilakukan analisis terhadap populasi dan PDB nasional.

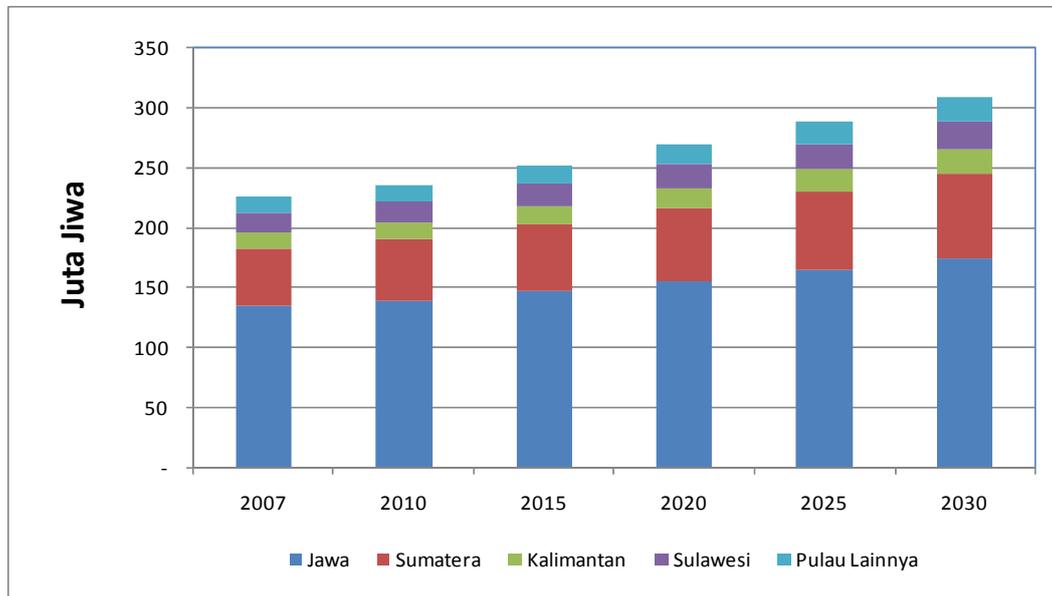
4.1 Populasi

Sensus penduduk tahun 2000 yang dilakukan Badan Pusat Statistik (BPS) menunjukkan penduduk Indonesia sudah mencapai 205,84 juta jiwa. Sejak program Keluarga Berencana (KB) kurang digalakkan, maka laju pertumbuhan penduduk cenderung naik dibandingkan ketika program KB gencar dilakukan. Selama kurun waktu 2000-2008, jumlah penduduk Indonesia mencapai 228,71 juta jiwa dengan pertumbuhan rata-rata jumlah penduduk Indonesia mencapai 1,32%/tahun. Laju pertumbuhan penduduk dari tahun 2007-2008 bahkan lebih tinggi, yakni mencapai 1,36%.

Pada Outlook Energi Indonesia 2010, digunakan angka pertumbuhan nasional rata-rata sebesar 1,36% untuk memprakirakan populasi Indonesia tahun 2008-2030. Dengan angka pertumbuhan tersebut, maka populasi Indonesia pada tahun 2030 diperkirakan akan mencapai 307,86 juta jiwa. Sejalan dengan pertumbuhan ekonomi wilayah, maka diperkirakan pertumbuhan rata-rata jumlah penduduk Kalimantan dan Sumatera akan menjadi lebih besar dari rata-rata nasional, yakni 1.92% dan 1.65%. Sementara itu, pertumbuhan rata-rata untuk wilayah Sulawesi, dan Pulau Lainnya berturut-turut adalah 1,43% dan 1,65%. Pertumbuhan penduduk di pulau Jawa sebagai wilayah yang paling padat diperkirakan tumbuh cukup moderat, yakni sekitar 1,15%. Walaupun demikian, pulau Jawa diperkirakan tetap menjadi wilayah yang terpadat dibandingkan wilayah lainnya. Dengan angka-angka pertumbuhan tersebut, maka pada tahun 2030 diperkirakan penduduk Jawa, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Pulau Lainnya masing-masing akan mencapai 173,8 juta, 70,9 juta, 20,3 juta, 22,85 juta, dan 20 juta jiwa. Gambar 4.1 menyajikan prakiraan jumlah penduduk berdasarkan wilayah pada kurun waktu 2007-2030.

Gambar 4.1 menunjukkan bahwa Pulau Jawa diperkirakan tetap mempunyai pangsa penduduk terbesar dengan tingkat kepadatan penduduk tertinggi dibandingkan wilayah lainnya, seperti Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Pulau Lainnya (Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua). Kecenderungan terjadinya

sebaran penduduk yang terkonsentrasi di Jawa disebabkan telah berkembangnya berbagai infrastruktur yang diperlukan untuk melakukan aktivitas ekonomi. Hal ini menjadi daya tarik bagi wilayah Jawa untuk menjadi pusat kegiatan perekonomian nasional.



Gambar 4.1 Proyeksi perkembangan populasi per wilayah

4.2 Produk Domestik Bruto

Nilai Produk Domestik Bruto (PDB) merupakan salah satu penggerak kebutuhan energi. Antara PDB dan kebutuhan energi terdapat hubungan yang saling mempengaruhi. Dengan adanya aktivitas ekonomi maka akan tercipta permintaan energi dari konsumen energi, baik di sisi akhir (*end use*) maupun sebagai penghubung (*intermediate*). Sebaliknya, permintaan energi menyebabkan terjadinya aktivitas yang berdampak ekonomi. Konsumen energi akhir (*end-use*) meliputi sektor industri, transportasi, komersial dan rumah tangga, dan sektor lainnya seperti pertanian, konstruksi dan pertambangan. Sementara itu, konsumen energi di sisi penghubung antara lain dapat berupa pembangkit listrik, proses energi, dan transportasi energi.

Pertumbuhan ekonomi Indonesia pada tahun 2007 sebagaimana tercermin melalui pertumbuhan PDB mencapai 6,28%, tahun 2008 sebesar 6,06%, tetapi pada tahun 2009 turun menjadi 4,5%. Berdasarkan analisis dari ekonom pada *Global Research Standard Chartered Bank* (SCB), ekonomi Indonesia pada tahun 2010 diperkirakan dapat tumbuh hingga ke tingkat 5,5%, meningkat menjadi 6,5% pada tahun 2011, dan bahkan mencapai 7% pada tahun 2011 (Kontan, 18 Januari 2010). Pada awalnya, RAPBN 2010 mematok target pertumbuhan ekonomi sebesar 5,5% yang kemudian direvisi pada APBN-P 2010 menjadi sebesar 5,8%. Peluang pertumbuhan ekonomi yang lebih optimistis yakni 5,9% pada tahun 2010 dikemukakan oleh peneliti dari Pusat Penelitian Ekonomi LIPI. Dalam realisasinya hingga Mei 2010, pertumbuhan ekonomi

Indonesia pada Triwulan I mencapai 5,7% dan diperkirakan pada Triwulan II dapat lebih baik dari Triwulan I (Media Indonesia, 12 Mei 2010).

Pada kajian *Outlook* Energi Indonesia 2010, pertumbuhan ekonomi tahun dasar (2007) menggunakan besaran 6,28%, setelah itu berturut-turut adalah 6,06% pada tahun 2008 dan 4,5% pada tahun 2009. Selanjutnya, mulai tahun 2010, pertumbuhan ekonomi Indonesia menggunakan dua asumsi, yakni asumsi pertumbuhan rendah dan asumsi pertumbuhan tinggi. Untuk asumsi rendah digunakan angka pertumbuhan ekonomi sebesar 5,5% per tahun mulai dari 2010 hingga tahun 2030. Sementara itu, untuk angka pertumbuhan tinggi digunakan tingkat pertumbuhan sebesar 7% per tahun. Dengan laju pertumbuhan tersebut, maka besarnya PDB nasional diperkirakan tumbuh dari Rp. 1.963 triliun (2007) menjadi Rp. 6.697 triliun pada tahun 2030 untuk asumsi pertumbuhan rendah dan menjadi Rp. 9.009 triliun untuk asumsi pertumbuhan tinggi.

Untuk menentukan proyeksi PDB secara sektoral digunakan data historikal dari tahun 2000-2007 sebagai acuan untuk melakukan regresi dalam rangka menentukan pertumbuhannya di masa depan. Dalam melakukan regresi diasumsikan bahwa masing-masing sektor bersifat independen. Pemilihan teknik regresi ditentukan atas dasar simpangan (*error*) terkecil. Sektor-sektor selain sektor pertambangan dan galian, industri logam dasar, besi dan baja, pengangkutan angkutan rel diregresi secara linier. Sementara itu, sektor-sektor selain pertambangan dan galian, industri logam dasar, besi dan baja, pengangkutan-angkutan rel diregresi menggunakan polinomial orde 2 (dua). Hasil regresi PDB sektoral menentukan pertumbuhan masing-masing sektor tiap tahun yang dijadikan referensi. Ketika diterapkan suatu skenario dengan asumsi pertumbuhan PDB total (untuk semua sektor) tertentu (misal 5,5% atau 7% per tahun) maka nilai pertumbuhan PDB referensi dikoreksi secara proporsional terhadap selisihnya.

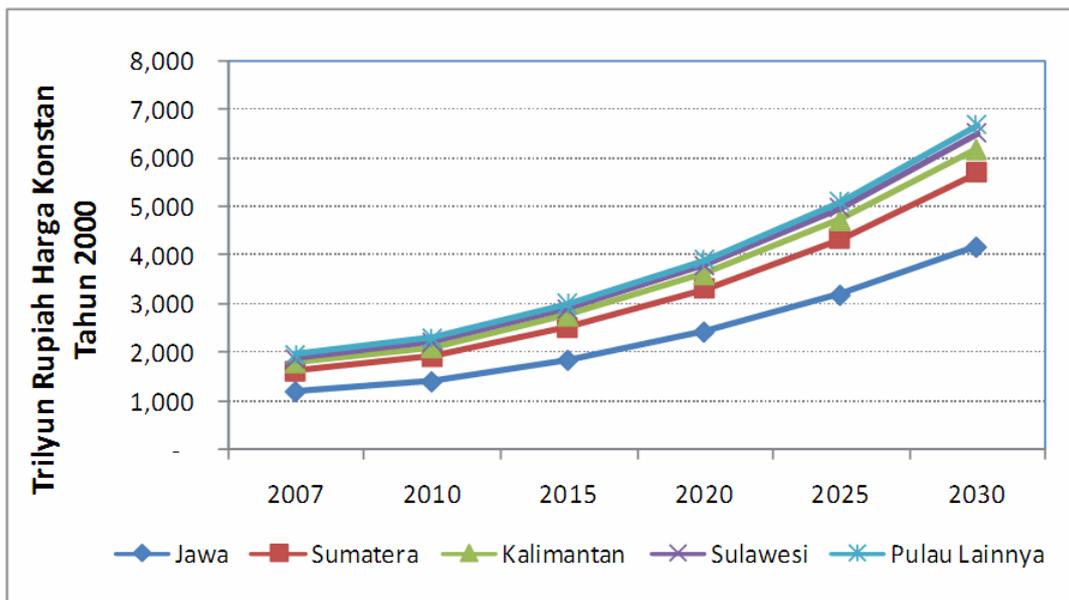
Pertumbuhan PDRB masing-masing wilayah diproyeksikan dengan mengacu pada pertumbuhan PDB nasional. Pangsa masing-masing wilayah ditentukan dengan mempertimbangkan data historikal tahun 2000-2007 yang diregresi untuk memperkirakan pertumbuhan PDRB masing-masing wilayah di masa depan. Disamping itu, asumsi pertumbuhan juga mempertimbangkan tersedianya berbagai infrastruktur secara memadai yang dapat menyebabkan aktivitas ekonomi di wilayah tersebut dapat berjalan secara maksimal.

Berdasarkan data historikal dari tahun 2000-2007, rata-rata pertumbuhan ekonomi wilayah Jawa dan Sumatera sekitar 4,5% per tahun, wilayah Sulawesi sekitar 5,6% per tahun, wilayah Kalimantan sekitar 3,1% per tahun dan wilayah pulau lainnya mencapai 3,9% per tahun.

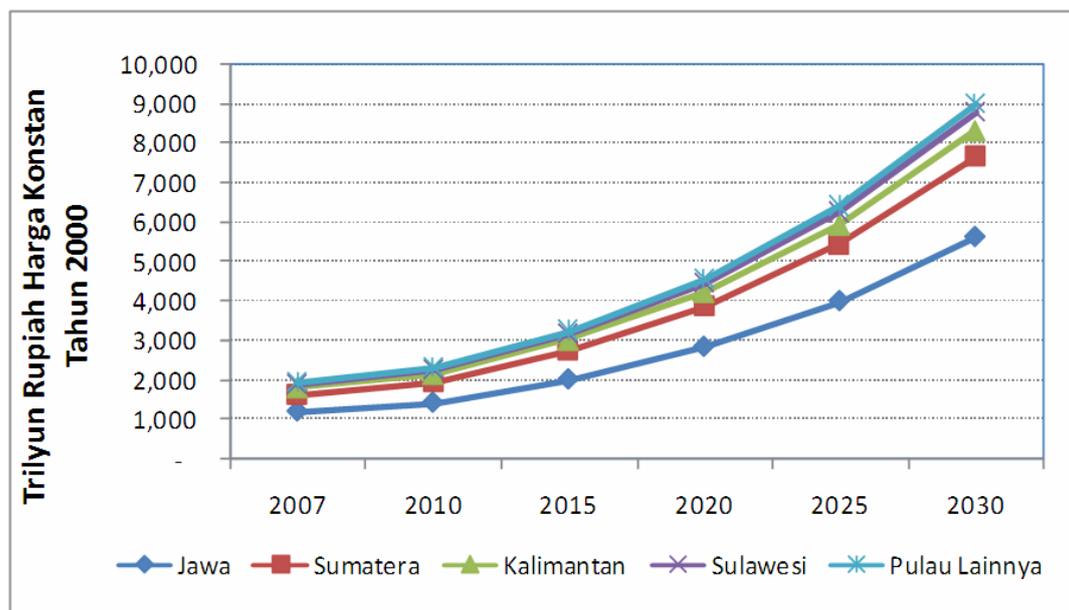
Untuk skenario rendah, pertumbuhan PDRB wilayah Jawa dan Sumatera diperkirakan sekitar 5,6%, Sulawesi yang merupakan wilayah kaya tambang mineral, gas bumi, dan panas bumi memiliki potensi menarik investasi untuk pertumbuhan ekonomi. Diperkirakan Sulawesi akan mengalami pertumbuhan rata-rata sekitar 6,1% per tahun. Sementara itu, Kalimantan dan pulau lainnya

cenderung tumbuh secara lebih moderat dengan rata-rata pertumbuhan per tahun sekitar 4,5%.

Pada skenario pertumbuhan tinggi, diperkirakan terdapat kecenderungan yang sama yakni wilayah Jawa dan Sumatera tumbuh seiring dengan pertumbuhan ekonomi nasional mengingat ekonomi kedua wilayah masih dominan. Kedua wilayah tersebut diperkirakan akan tumbuh mendekati pertumbuhan ekonomi nasional. Wilayah Kalimantan dan pulau lainnya diperkirakan tumbuh di bawah pertumbuhan rata-rata nasional, sekitar 6,1%. Wilayah Sulawesi diperkirakan akan tumbuh lebih dari rata-rata nasional sekitar 7%-8%. Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario rendah dan tinggi selama kurun waktu 2007-2030 ditunjukkan pada Gambar 4.2 dan Gambar 4.3.



Gambar 4.2 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario rendah



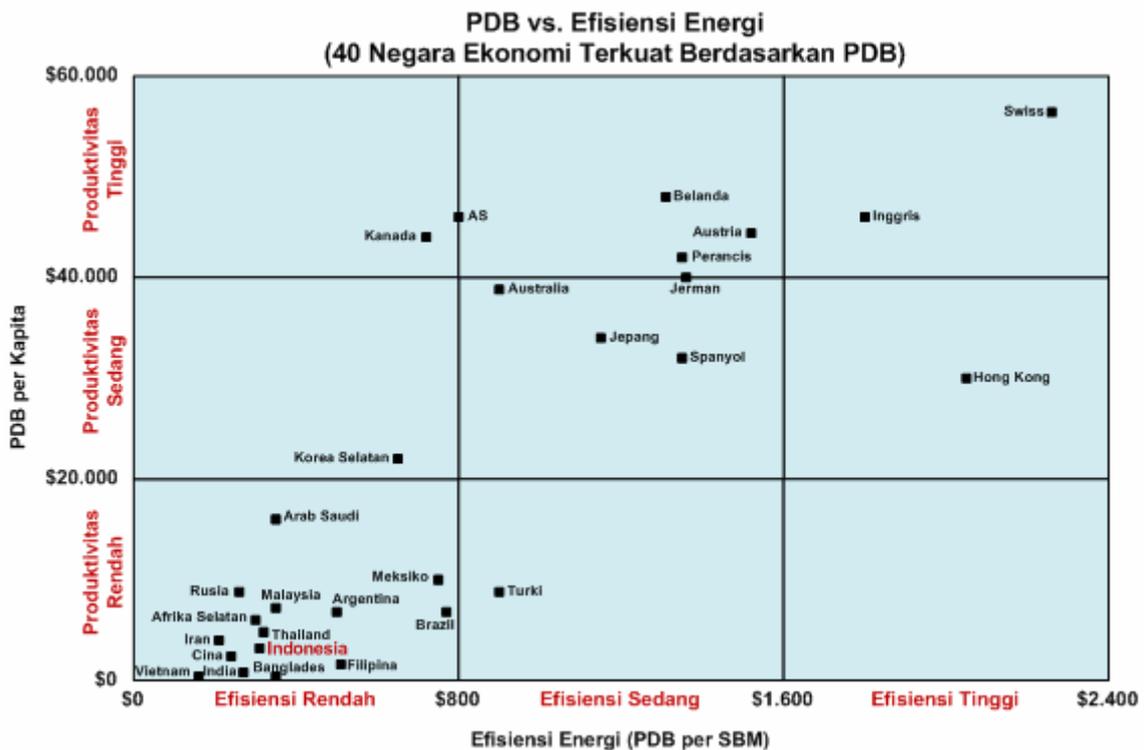
Gambar 4.3 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario tinggi

4.3 Intensitas Energi Terhadap PDB dan Populasi

Indikator yang dapat dipakai untuk menggambarkan hubungan antara konsumsi energi terhadap ekonomi dan kependudukan adalah parameter intensitas energi. Konsumsi energi terhadap ekonomi digambarkan sebagai intensitas energi terhadap PDB, sedangkan konsumsi energi terhadap penduduk dinyatakan dalam intensitas energi per kapita. Dalam kajian Outlook Energi Indonesia 2010, prakiraan intensitas energi didasarkan pada proyeksi kebutuhan energi sesuai model yang digunakan.

4.3.1 Intensitas Energi Terhadap PDB

Intensitas energi terhadap PDB menggambarkan jumlah energi yang diperlukan untuk menghasilkan produktifitas ekonomi pada tingkat tertentu. Dalam pengertian lain, rasio PDB terhadap pemanfaatan energi (yang merupakan invers dari intensitas energi terhadap PDB) menggambarkan efisiensi energi ekonomi suatu negara dalam memanfaatkan energi sehingga mencapai suatu tingkat produksi tertentu. Gambaran umum efisiensi energi ekonomi (invers dari intensitas energi terhadap PDB) pada berbagai negara-negara maju dan negara-negara ASEAN ditunjukkan pada Gambar 4.4.



Sumber: Diolah dari Data Bank Dunia tahun 2007

Gambar 4.4 Perbandingan efisiensi energi terhadap PDB per kapita untuk beberapa negara

Intensitas energi terhadap PDB menggunakan skenario tinggi di Indonesia selama kurun waktu 2007-2030, dipertimbangkan menggunakan dua kasus harga minyak pada skenario pertumbuhan ekonomi rendah dan tinggi.

Untuk tahun 2007-2009, harga minyak bumi menggunakan harga aktual, yakni berturut-turut 60 \$/bareil, 94,5 \$/bareil, dan 70 \$/bareil. Selanjutnya, mulai tahun 2010-2030 harga minyak bumi diasumsikan sebesar 60 \$/bareil untuk kasus harga minyak rendah dan 90 \$/bareil untuk kasus harga minyak tinggi.

Pada kurun waktu 2007-2009, intensitas energi terhadap PDB meningkat sejalan dengan naiknya konsumsi energi karena naiknya konsumsi energi diimbangi oleh turunnya PDB nasional. Setelah tahun 2010, laju pertumbuhan kebutuhan energi diperkirakan lebih rendah daripada pertumbuhan PDB yang diasumsikan sehingga rasio konsumsi energi terhadap PDB menurun dari tahun ke tahun. Model permintaan energi yang dikembangkan menggunakan prinsip bahwa aktivitas diperkirakan akan turun jika harga energi (dalam hal ini dicerminkan oleh harga minyak bumi) mengalami kenaikan. Dengan demikian pada kasus harga minyak tinggi, konsumsi energi diproyeksikan akan turun lebih cepat sehingga intensitas energi terhadap PDB pada kasus harga minyak tinggi (90 \$/bareil) akan turun lebih drastis daripada yang terjadi pada kasus harga minyak rendah (60 \$/bareil)

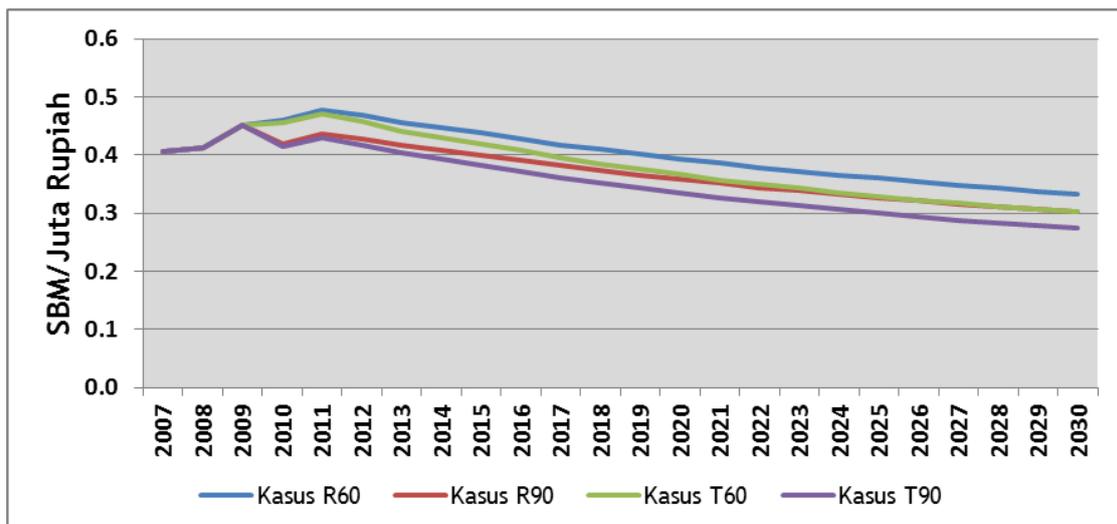
Naiknya pertumbuhan ekonomi (PDB) akan meningkatkan kebutuhan energi atau konsumsi energi di masa mendatang. Namun demikian, diharapkan produktifitas ekonomi meningkat lebih tinggi lagi. Akibatnya, intensitas energi terhadap PDB menurun lebih cepat atau menjadi lebih rendah daripada intensitas energi pada skenario pertumbuhan PDB yang lebih rendah. Di lain pihak, pada kasus harga minyak tinggi, permintaan energi diperkirakan akan turun (sesuai model kebutuhan energi). Akibatnya, untuk skenario pertumbuhan PDB yang sama, intensitas energi terhadap PDB pada kasus harga minyak tinggi diperkirakan menjadi lebih kecil daripada intensitas energi pada kasus harga minyak rendah.

Kenaikan pertumbuhan PDB menjadi penggerak naiknya intensitas energi karena kecenderungan naiknya permintaan energi akibat meningkatnya ekonomi. Sementara itu, perubahan harga minyak rendah menjadi tinggi mengakibatkan turunnya aktivitas sehingga permintaan energi diperkirakan turun sehingga berakibat pada turunnya intensitas yang diperkirakan di masa depan.

Pada tahun 2007 nilai intensitas energi per PDB sebesar 0,41 SBM/juta Rp untuk konsumsi energi final keseluruhan (termasuk biomassa). Hingga tahun 2030, untuk kasus dasar dengan skenario pertumbuhan ekonomi rendah dan harga minyak bumi 60 \$/bareil intensitas energi per PDB diperkirakan turun menjadi 0,33 SBM/juta Rp. Intensitas energi per PDB juga mengalami penurunan untuk ketiga kasus lainnya, yakni pada kasus R90 menjadi 0,30 SBM/juta Rp. Pada kasus T60 intensitas energi per PDB diperkirakan akan naik kemudian turun kembali menjadi 0,30 SBM/juta Rp (T60). Di lain pihak intensitas energi per PDB untuk kasus T90 diperkirakan turun menjadi 0,27

SBM/juta Rp (T90). Adanya penurunan intensitas dalam perkembangannya diperkirakan tidak hanya disebabkan oleh turunnya kebutuhan energi akibat permintaan yang menyusut (sesuai model kebutuhan) tetapi juga disebabkan oleh meningkatnya daya beli masyarakat sejalan dengan perbaikan ekonomi. Dalam kondisi daya beli yang lebih baik masyarakat menjadi lebih mampu memanfaatkan teknologi yang lebih efisien serta energi komersial dibandingkan memanfaatkan biomassa sehingga pemanfaatannya menurun.

Penurunan intensitas energi untuk masing-masing skenario dari tahun 2009-2030 adalah rata-rata sebesar 1,44% per tahun (R60), 1,89% per tahun (R90), 0,49% per tahun (T60), dan 0,95% per tahun (T90). Sesuai dengan model dan asumsi yang diterapkan, maka pada tahun 2010 diperkirakan terjadi penurunan intensitas (pertumbuhan negatif) untuk kasus harga minyak tinggi (90 \$/barel) baik pada skenario pertumbuhan rendah maupun tinggi. Hal ini adalah karena diperkirakan terjadi penurunan kebutuhan energi akibat penyusutan permintaan pada harga minyak tinggi. Di lain pihak, pertumbuhan ekonomi yang diasumsikan tetap positif. Untuk kasus R90 dan T90, penurunan intensitas pada tahun 2010 masing-masing diperkirakan sebesar 7,3% dan 6,7%. Gambar 4.5 menyajikan prakiraan intensitas energi per PDB untuk keseluruhan jenis energi (termasuk biomassa).

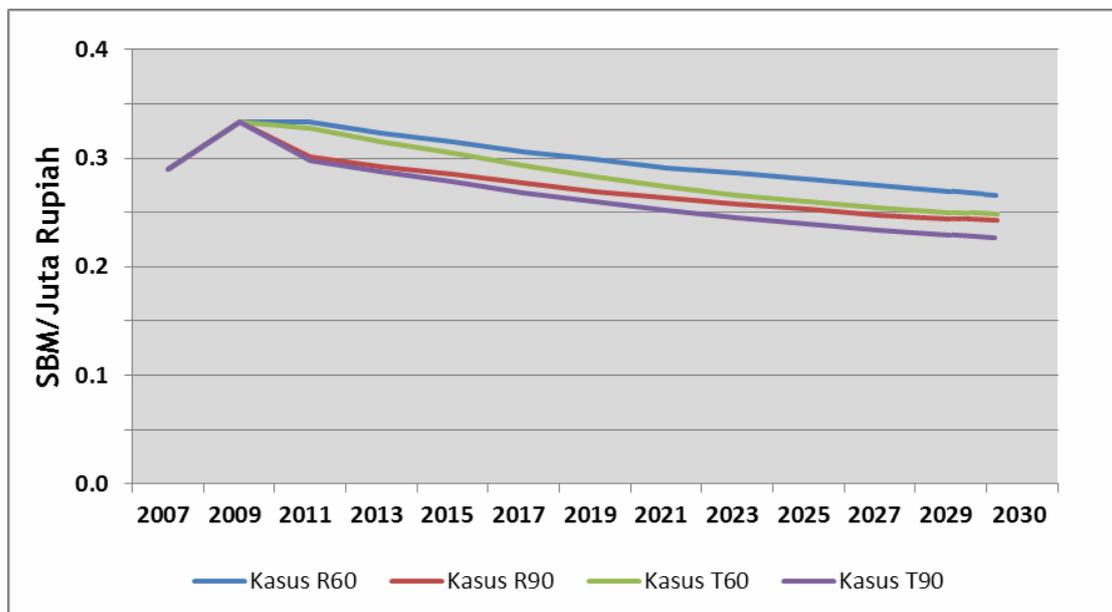


Gambar 4.5 Prakiraan intensitas pemakaian energi keseluruhan (termasuk biomassa) terhadap PDB

Intensitas energi per PDB untuk konsumsi energi final komersial pada tahun 2007 adalah sebesar 0,29 SBM/juta Rp. Berdasarkan kasus dasar, prakiraan intensitas energi per PDB tidak berubah secara signifikan pada tahun 2030. Penurunan intensitas dari tahun 2009-2030 diperkirakan menjadi 0,26 SBM/juta Rp atau mengalami penurunan rata-rata sebesar 1,05%. Sementara itu, untuk kasus R90, intensitas energi per PDB mengalami penurunan sebesar 1,53% per tahun menjadi 0,24 SBM/juta Rp. Penurunan intensitas energi per PDB juga terjadi pada kasus T90, yaitu sebesar 0,41% per tahun menjadi 0,31 SBM/juta Rp pada tahun 2030 (skenario T90). Sementara itu, untuk skenario T60 diperkirakan nilai intensitas akan kembali ke nilai semula yaitu 0,33 SBM/juta Rp pada tahun 2030.

Sesuai dengan sifat pemodelan maka pertumbuhan konsumsi energi diperkirakan akan lebih rendah daripada pertumbuhan ekonomi. Hal ini adalah inheren di dalam pemodelan dimana pertumbuhan ekonomi menjadi penggerak daripada pertumbuhan kebutuhan energi. Dengan meningkatnya PDB maka diharapkan proses pembangunan menuju pada produktifitas yang semakin tinggi dan efisien. Dengan demikian, intensitas energi terhadap PDB diperkirakan akan cenderung turun dimasa depan.

Dari perhitungan yang dilakukan, diketahui bahwa nilai pertumbuhan PDB yang lebih tinggi akan menghasilkan intensitas energi terhadap PDB lebih besar daripada intensitas pada pertumbuhan PDB yang lebih rendah untuk harga minyak yang sama. Hal ini adalah karena dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi maka konsumsi energi diperkirakan akan ikut naik. Sebaliknya, pada tingkat pertumbuhan PDB yang sama jika harga minyak naik maka terjadi penyusutan permintaan energi sehingga nilai intensitas energi terhadap PDB akan turun. Intensitas energi terhadap PDB untuk konsumsi energi komersil pada semua kasus ditunjukkan pada Gambar 4.6.



Gambar 4.6 Prakiraan intensitas pemakaian energi komersial terhadap PDB

4.3.2 Intensitas Energi Final Terhadap Populasi

Jumlah dan aktivitas penduduk dan jumlahnya merupakan salah satu penggerak daripada pola dan besaran konsumsi energi dimasa depan. Sejalan dengan pertumbuhan ekonomi, maka aktivitas dan pola konsumsi penduduk yang jumlahnya meningkat akan meningkatkan permintaan energi yang selanjutnya akan meningkatkan intensitas pemakaian energi di Indonesia. Dengan demikian, intensitas energi terhadap populasi mencerminkan tingkat pendapatan per kapita. Saat ini, intensitas pemakaian energi final per kapita di Indonesia masih rendah dibandingkan dengan negara-negara maju.

Sejalan dengan pertumbuhan penduduk, maka perbaikan ekonomi merupakan sesuatu yang diupayakan tercapai. Berdasarkan prakiraan pertumbuhan penduduk sekitar 1,36% yang jauh lebih kecil daripada pertumbuhan PDB, baik sesuai skenario pertumbuhan rendah (5,5% per tahun) maupun skenario tinggi tinggi (7% per tahun) maka dapat diperkirakan bahwa intensitas energi per kapita akan terus naik di masa depan.

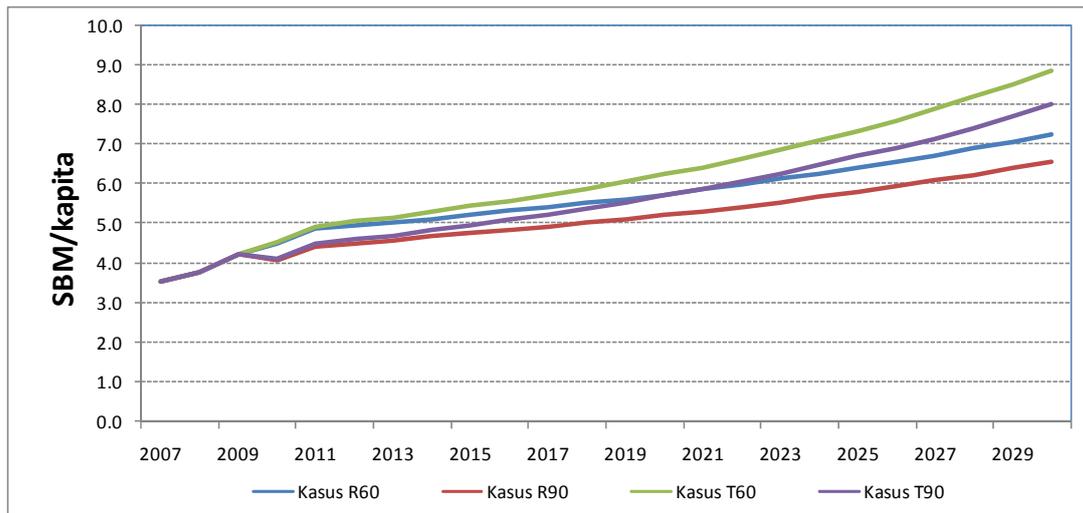
Pada tahun 2007 intensitas energi final per kapita sebesar 3,54 SBM/kapita untuk konsumsi energi dengan biomassa dan 2,52 SBM/kapita untuk konsumsi energi komersil. Hingga tahun 2030, berdasarkan kasus dasar (R60) prakiraan intensitas energi per kapita meningkat menjadi 7,24 SBM/kapita untuk konsumsi energi dengan biomassa dan 5,81 SBM/kapita untuk konsumsi energi komersil. Selama kurun waktu 2009-2030 intensitas energi per kapita mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 2,59% per tahun untuk konsumsi energi dengan biomassa pada kasus dasar (R60). Sementara itu, berdasarkan kasus R90, T60, dan T90, intensitas energi mengalami pertumbuhan rata-rata berturut-turut sebesar 2,12%, 3,58% dan 3,09% per tahun.

Intensitas energi per kapita untuk konsumsi energi komersil sesuai kasus R60, R90, T60, dan T90 berturut-turut mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 2,99%, 2,49%, 4,09%, dan 3,66%. Pertumbuhan intensitas energi untuk pemanfaatan energi final keseluruhan (tanpa biomassa) lebih rendah daripada pemanfaatan energi komersil.

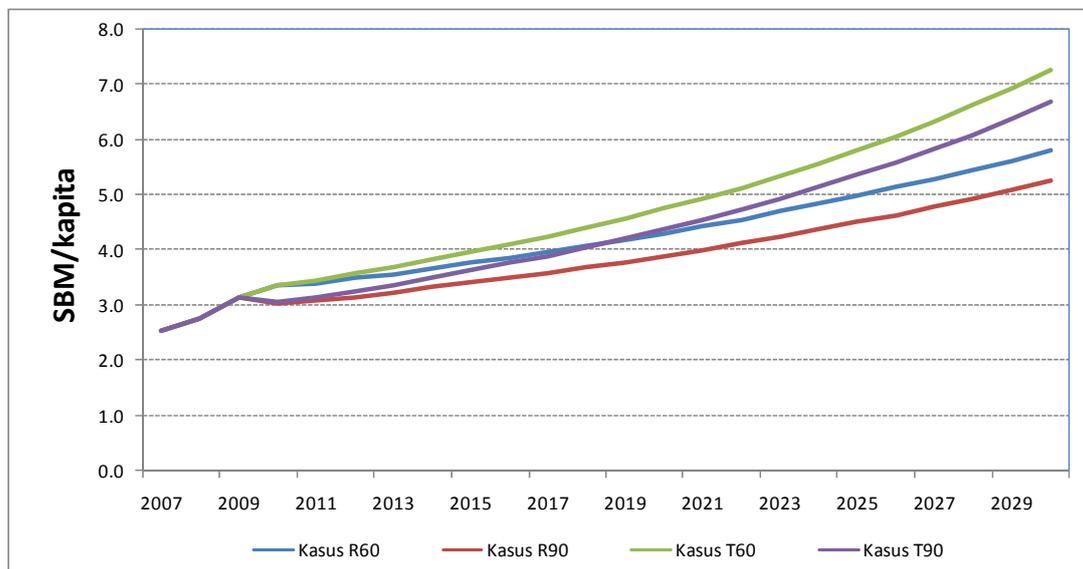
Dari intensitas energi per kapita untuk tiap skenario, dapat diketahui bahwa perubahan pertumbuhan PDB dari 5,5% menjadi 7% memberikan kenaikan intensitas energi per kapita sekitar 22% pada konsumsi energi final keseluruhan (dengan biomassa) dan 25%-27% untuk konsumsi energi tanpa biomassa. Sedangkan perubahan harga minyak dari 60 \$/barel menjadi 90 \$/barel akan menurunkan pertumbuhan intensitas energi per kapita sebesar 9%-10%.

Hal ini menunjukkan bahwa pengaruh perubahan pertumbuhan PDB lebih besar daripada perubahan harga minyak. Perubahan pertumbuhan PDB berpengaruh pada peningkatan intensitas energi per kapita (pemakaian energi), sedangkan harga minyak yang tinggi akan menurunkan intensitas energi per kapita. Hal ini menunjukkan bahwa kedua parameter ekonomi ini sangat mempengaruhi daya guna energi serta gaya hidup pengguna energi di berbagai sektor.

Prakiraan intensitas energi terhadap populasi untuk konsumsi energi final dengan biomassa ditunjukkan pada Gambar 4.7, sedangkan prakiraan intensitas energi terhadap populasi untuk konsumsi energi final komersial ditunjukkan pada Gambar 4.8.



Gambar 4.7 Prakiraan intensitas pemakaian energi final keseluruhan (termasuk biomasa) terhadap penduduk



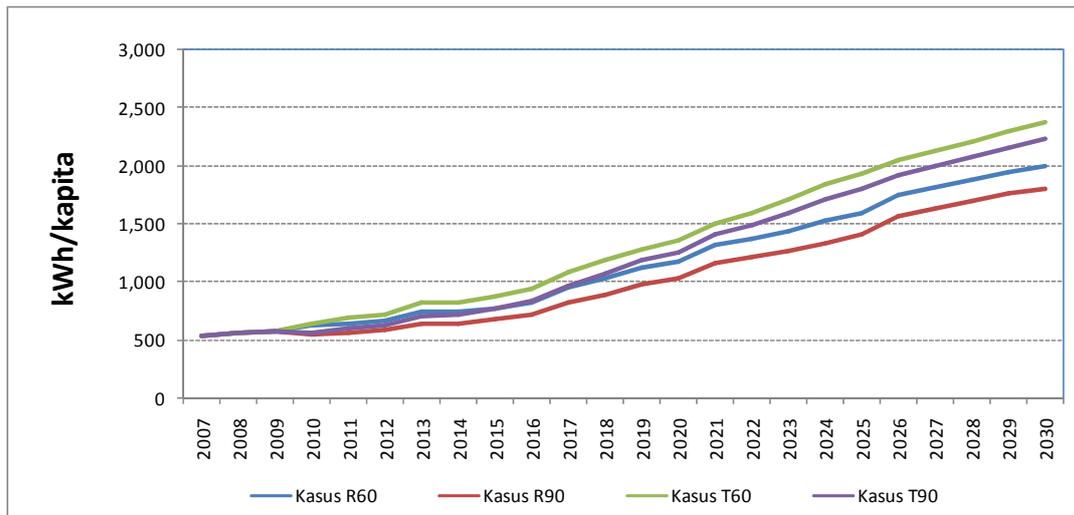
Gambar 4.8 Prakiraan intensitas pemakaian energi final komersial terhadap penduduk

4.3.3 Intensitas Pemanfaatan Listrik Terhadap Populasi

Disamping indikator-indikator di atas, indikator yang lazim digunakan adalah intensitas pemakaian listrik per kapita. Intensitas pemakaian listrik pada tahun 2007 sebesar 537 kWh per kapita. Dengan meningkatnya PDB dan jumlah penduduk, maka diperkirakan intensitas energi listrik akan terus naik. Perhitungan intensitas pemakaian listrik pada masing-masing kasus mengikuti kecenderungan yang serupa dengan yang dialami pada perhitungan intensitas energi final komersial.

Sesuai kasus dasar, yakni pertumbuhan PDB rata-rata sebesar 5,5% per tahun dan harga minyak 60 \$/barell, diperkirakan intensitas pemakaian akan mencapai 625 kWh/kapita pada tahun 2010 dan terus naik hingga mencapai 2.003 kWh/kapita pada tahun 2030, atau naik hampir 4 kali lipat dibandingkan

intensitas listrik per kapita pada tahun 2007. Sementara itu, untuk kasus harga minyak tinggi dengan pertumbuhan PDB yang sama (R90), konsumsi listrik per kapita akan lebih rendah, yakni hanya mencapai 1.800 kWh/kapita pada tahun 2030. Di lain pihak, dengan naiknya pertumbuhan PDB sesuai skenario tinggi (rata-rata 7%/tahun) akan menyebabkan intensitas pemakaian listrik per kapita naik menjadi 2.380 kWh/kapita pada tahun 2030. Untuk harga minyak tinggi, intensitas pemakaian listrik per kapita sedikit turun menjadi 2.230 kWh/kapita pada tahun 2030. Gambar 4.9 menunjukkan perkembangan intensitas pemakaian energi final jenis listrik untuk keempat kasus yang dikaji.



Gambar 4.9 Prakiraan intensitas pemakaian energi final jenis listrik terhadap penduduk

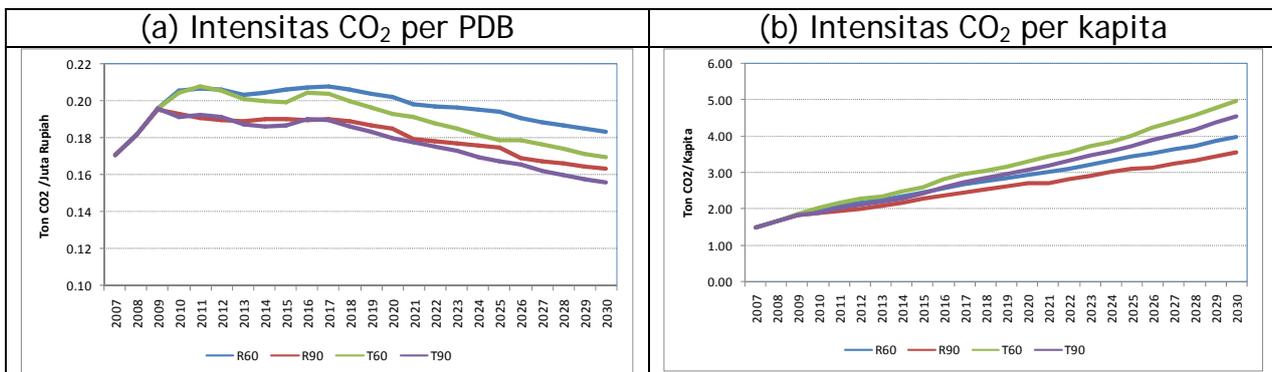
Angka intensitas pemanfaatan listrik yang diperkirakan pada tahun 2030 untuk berbagai kasus masih lebih rendah dibandingkan negara-negara maju seperti Amerika Serikat, Uni Eropa, Jepang, Jerman dan beberapa negara ASEAN. Sebagai perbandingan, pada tahun 2005 intensitas pemanfaatan listrik untuk beberapa negara seperti AS sudah mendekati 13.000 kWh/kapita, Uni Eropa sekitar 6.400 kWh/kapita, Jepang sekitar 7.800 kWh/kapita, Jerman sekitar 6.600 kWh/kapita, Thailand sekitar 1.800 kWh/kapita, dan Malaysia sekitar 3.100 kWh/kapita. Intensitas pemanfaatan listrik untuk negara-negara seperti India dan Vietnam pada tahun 2005 mencapai 500 kWh/kapita dan 600 kWh/kapita. Tingkat pemakaian listrik per kapita di Indonesia pada akhir tahun proyeksi (2030) yang lebih rendah dari intensitas pemakaian listrik pada saat ini di negara-negara maju mengindikasikan perlunya pembangunan yang lebih intensif untuk meningkatkan intensitas pemakaian listrik di Indonesia.

4.3.4 Intensitas CO₂

Indikator penting untuk aspek lingkungan yang berhubungan dengan GRK adalah CO₂ per PDB dan CO₂ per kapita. Intensitas CO₂ per PDB menggambarkan tingkat produksi CO₂ untuk setiap unit produktifitas ekonomis. Sesuai kasus dasar, intensitas CO₂ per PDB pada tahun 2009 diperkirakan mencapai 0,19 ton per juta rupiah dan turun menjadi 0.183 ton

per juta Rp pada tahun 2030. Naiknya harga minyak akan menimbulkan penyusutan kebutuhan energi yang pada gilirannya menyebabkan emisi CO₂ turun. Karena itu sesuai kasus R90, intensitas CO₂ per PDB diperkirakan akan turun menjadi 0,163 ton CO₂ per PDB. Dengan meningkatnya laju pertumbuhan ekonomi sesuai kasus T60 maka emisi CO₂ diperkirakan akan meningkat 24% dibandingkan kasus R60, tetapi karena tingkat ekonomi naik 34% maka intensitas CO₂ per PDB diperkirakan akan turun menjadi 0,170 ton per PDB pada tahun 2030. Dengan naiknya harga minyak maka penyusutan kebutuhan energi menyebabkan turunnya emisi CO₂ sehingga intensitas CO₂ per PDB untuk kasus T90 diperkirakan akan turun menjadi 0,156 pada tahun 2030.

Sementara itu, intensitas CO₂ per kapita diperkirakan akan terus meningkat selama kurun waktu 2009-2030. Pada tahun 2009 CO₂ per kapita diperkirakan sebesar 2,07 ton CO₂/kapita dan akan meningkat menjadi 4,10 ton CO₂/kapita pada tahun 2030 untuk kasus dasar. Peningkatan ini sejalan dengan semakin meningkatkan kebutuhan energi per kapita dan kebutuhan tersebut sebagian besar masih dipasok dari penggunaan batubara dan minyak bumi. Untuk kasus yang lain indikator ini tetap menunjukkan peningkatan dibandingkan dengan tahun dasar dan pada tahun 2030 berkisar antara 3,71 ton CO₂/kapita (kasus R90) sampai dengan 4,96 ton CO₂/kapita (kasus T60). Gambar 4.10 (a) dan 4.10 (b) masing-masing menunjukkan intensitas CO₂ per PDB dan CO₂ per kapita.



Gambar 4.10 Intensitas CO₂ per PDB (a) dan intensitas CO₂ per kapita (b)

BAB 5

KEBUTUHAN DAN PENYEDIAAN ENERGI

5.1 Kebutuhan Energi

5.1.1 Kondisi Saat Ini

Kebutuhan energi di setiap sektor pengguna energi dapat ditentukan dengan dua pendekatan yaitu energi termanfaatkan (*useful*) dan energi final. Pendekatan energi termanfaatkan memperhitungkan energi yang dibutuhkan untuk melakukan suatu aktivitas, misalnya jumlah kalor (bukan jumlah bahan bakar) yang dibutuhkan untuk memasak atau intensitas cahaya yang dibutuhkan dalam penerangan. Dengan mengkaji kebutuhan energi termanfaatkan, fokus terletak pada total kebutuhan energi, sehingga terbuka peluang untuk kompetisi pemakaian bahan bakar dalam memenuhi total kebutuhan energi tersebut. Namun data penggunaan energi termanfaatkan sangat sulit untuk diperoleh, sehingga perhitungan energi ini sering didekati dengan kebutuhan bahan bakar yang dikaitkan dengan efisiensi teknologi alat.

Sedangkan energi final merupakan energi akhir dalam bentuk penggunaan bahan bakar yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan termanfaatkan. Dalam sektor pengguna energi, energi final didefinisikan dalam bentuk banyaknya pemakaian BBM, gas alam, batubara dan bahan bakar lainnya. Energi final adalah energi yang dipakai oleh peralatan pemakai energi (*demand devices*).

Penerapan kedua pendekatan ini dalam proyeksi kebutuhan energi bergantung pada peluang substitusi bahan bakar di setiap jenis teknologi. Contohnya pada sektor industri, teknologi *boiler* yang ada memungkinkan adanya persaingan bahan bakar, sehingga pendekatan yang digunakan adalah pendekatan energi termanfaatkan. Sebaliknya pada teknologi penerangan, listrik merupakan satu-satunya energi yang digunakan sehingga digunakan pendekatan energi final. Fokus kajian energi final ditujukan pada penggunaan bahan bakar, maka tidak terbuka peluang untuk substitusi dan persaingan.

Tabel 5.1 menunjukkan data konsumsi total bahan bakar per sektor dari tahun 2000-2008. Dari Tabel 5.1 tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi untuk sektor industri mendominasi kebutuhan energi final total, dengan pangsa sekitar 43 - 50% terhadap kebutuhan energi final total. Kebutuhannya terus meningkat dengan laju pertumbuhan 3,7% per tahun. Lain halnya dengan sektor rumah tangga, dari tahun 2000-2004 kebutuhan energinya terus meningkat, akan tetapi dari tahun 2005 sampai tahun 2008 kebutuhannya menurun. Hal ini disebabkan karena sektor rumah tangga sangat dipengaruhi oleh gaya hidup yang terkait erat dengan naik turunnya harga minyak dunia.

Tabel 5.1 Kebutuhan energi final per sektor tahun 2000-2008

Sektor	Juta SBM									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Industri	278,9	275,0	271,0	300,1	288,0	287,4	304,1	325,6	374,3	
Rumah Tangga	296,6	301,3	303,0	309,0	314,1	313,8	312,7	319,3	316,8	
Komersial	20,7	21,5	21,8	22,4	25,4	26,2	26,2	27,9	29,0	
Transportasi	139,2	148,3	151,5	156,2	178,4	178,5	170,1	179,1	191,3	
Lainnya	29,2	30,6	30,0	28,4	31,7	29,1	25,9	24,9	24,8	
Total	764,6	776,7	777,3	816,1	837,6	83,05	839,0	876,8	936,2	

Sumber: CDIEMR (2009)

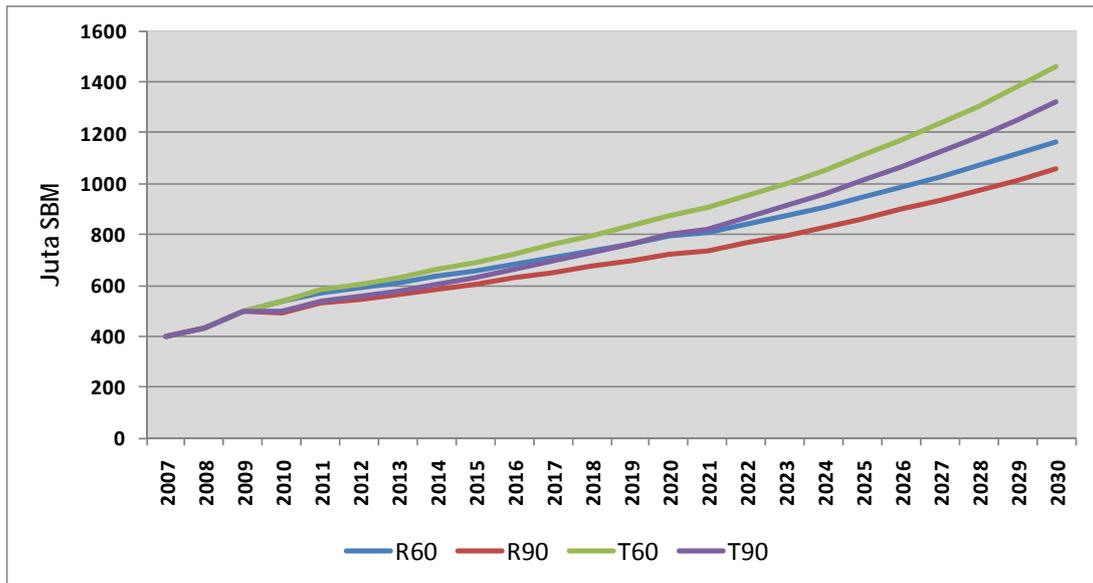
Sama halnya dengan sektor industri, sektor komersial dan sektor transportasi terus meningkat dengan laju pertumbuhan 4,3% per tahun dan 4,1% per tahun. Meskipun harga minyak dunia berfluktuasi, namun kedua sektor ini terus meningkat karena sektor transportasi merupakan sektor pendukung semua aktivitas sektor pengguna energi lainnya. Sektor komersial akan terus berkembang karena aktivitasnya meningkatkan devisa negara. Fluktuasi harga minyak cukup mempengaruhi pemakaian BBM pada sektor ini. Selama kurun waktu 8 tahun, total pemanfaatan energi pada sektor lainnya menurun dengan laju penurunan 2% per tahun.

Kebutuhan energi *useful* pada tahun dasar dihitung dari data konsumsi energi final 2007, yang kemudian diproyeksikan dengan pendekatan pertumbuhan ekonomi dan penduduk serta pergerakan harga minyak mentah dengan mempertimbangkan perubahan-perubahan faktor-faktor sosial, ekonomi, dan teknologi yang dapat mempengaruhi perubahan gaya hidup masyarakat. Dalam buku ini dilakukan kajian mengenai 4 kasus kebutuhan energi (*demand*) dengan pembahasan Produk Domestik Bruto (PDB) rendah dan PDB tinggi dengan variasi harga minyak. Selanjutnya kasus R60 merupakan kasus kebutuhan energi dengan PDB rendah 5,5% pada harga minyak 60 \$/bareil, selanjutnya disebut dengan kasus dasar. Kasus T60 yaitu kasus dengan PDB tinggi 7% pada harga minyak 60 \$/bareil. Kasus R90 yaitu kasus kebutuhan energi dengan PDB rendah 5,5% pada harga minyak 90 \$/bareil. Kasus T90 yaitu kasus dengan PDB tinggi 7% pada harga minyak 90 \$/bareil.

5.1.2 Kebutuhan Energi Total

A. Energi useful

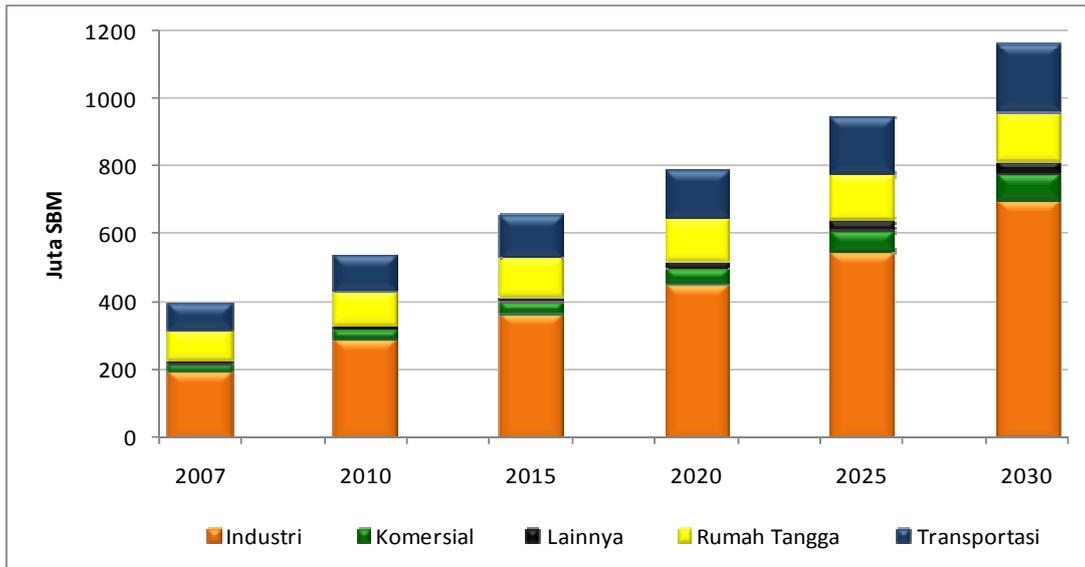
Dari hasil analisis model kebutuhan energi, untuk setiap kasus yang digunakan diperoleh kebutuhan energi termanfaatkan yang berbeda. Pada tahun 2007 kebutuhan energi termanfaatkan adalah sebesar 356,7 juta SBM. Dengan adanya beberapa kondisi perkembangan harga minyak dan PDB, energi *useful* diproyeksikan berkembang sesuai dengan kasus yang diberikan. Hingga tahun 2030, untuk kasus R60 proyeksi kebutuhan energi useful meningkat dengan laju pertumbuhan 4,1% per tahun hingga mencapai 1.162,6 juta SBM. Untuk kasus R90, laju pertumbuhannya sebesar 3,7% per tahun. Kasus T60 mempunyai laju pertumbuhan sebesar 5,3% per tahun dan kasus T90 dengan laju pertumbuhan sebesar 4,8% per tahun. Kebutuhan energi termanfaatkan (*useful*) untuk semua kasus ditunjukkan pada Gambar 5.1.



Gambar 5.1 Prakiraan kebutuhan energi *useful* total (setiap kasus)

Jika ditinjau dari pertumbuhan energi termanfaatkan per kasus, dapat diketahui perubahan laju pertumbuhan PDB dari 5,5% menjadi 7% memberikan kenaikan pertumbuhan energi termanfaatkan sebesar 1%. Sedangkan perubahan harga minyak dari 60 \$/barell menjadi 90 \$/barell akan menurunkan pertumbuhan energi termanfaatkan sebesar 0,5%. Hal ini menunjukkan perubahan pertumbuhan PDB lebih berpengaruh kepada perkembangan pemakaian energi termanfaatkan, dan harga minyak yang tinggi akan menurunkan penggunaan energi termanfaatkan. Hal ini terjadi karena kedua parameter ekonomi ini sangat mempengaruhi daya guna energi serta gaya hidup pengguna energi di berbagai sektor. Jika ditinjau dari sektor pengguna energi, sektor industri merupakan sektor terbesar yang mendominasi penggunaan energi.

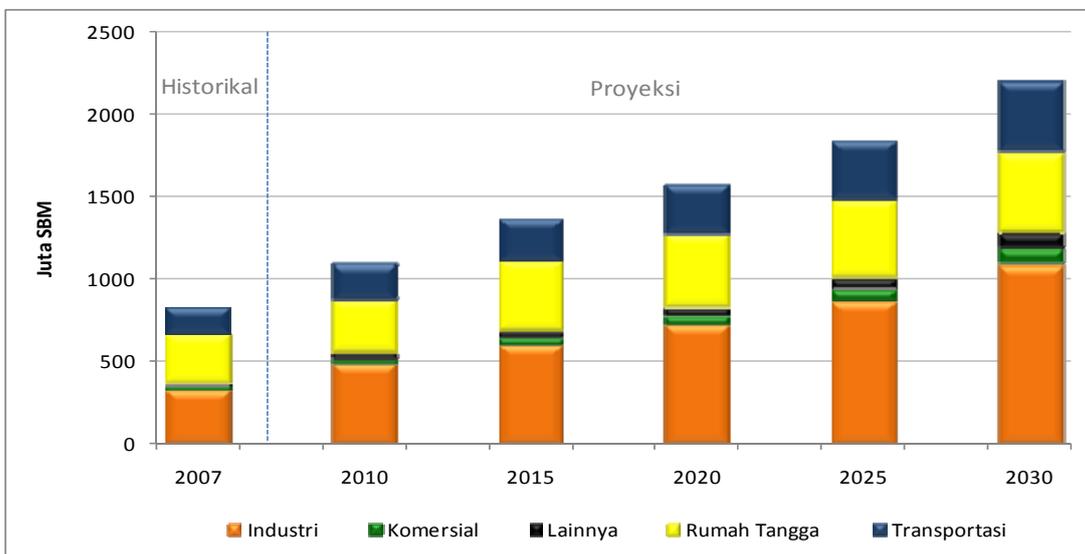
Pada kasus dasar (R60) dalam kurun waktu 2007-2030, pertumbuhan sektor industri termasuk pemakaian bahan baku (*feedstock*) mencapai rata-rata 4,7% per tahun. Demikian juga dengan pertumbuhan pada sektor komersial, dengan laju pertumbuhan 5,5% per tahun. Sektor lainnya yang mencakup sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan diperkirakan tumbuh dengan laju pertumbuhan tertinggi yaitu sebesar 6,2% per tahun. Dalam hal ini sektor lainnya diterapkan dalam penggunaan energi final mengingat teknologi penggunaannya yang cukup bervariasi. Sektor pengguna energi lainnya tumbuh lebih rendah dari sektor industri. Pertumbuhan energi termanfaatkan berturut-turut untuk sektor transportasi dan rumah tangga adalah sebesar 3,5%, dan 2,1%. Kecilnya pertumbuhan pemakaian energi di sektor rumah tangga terjadi karena sektor rumah tangga sangat dipengaruhi oleh pertumbuhan penduduk. Sesuai dengan kecilnya pertumbuhan penduduk, yaitu sebesar 1,36% per tahun menyebabkan rendahnya pertumbuhan pemanfaatan energi pada sektor ini.



Gambar 5.2 Prakiraan kebutuhan energi *useful* per sektor (kasus dasar)

B. Energi final

Seperti telah dijelaskan diatas kebutuhan energi final merupakan energi akhir dalam bentuk penggunaan bahan bakar yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi termanfaatkan (*useful*). Setiap sektor pengguna energi menggunakan berbagai jenis teknologi yang berbeda, menghasilkan fluktuasi pemakaian bahan bakar pada setiap sektor.

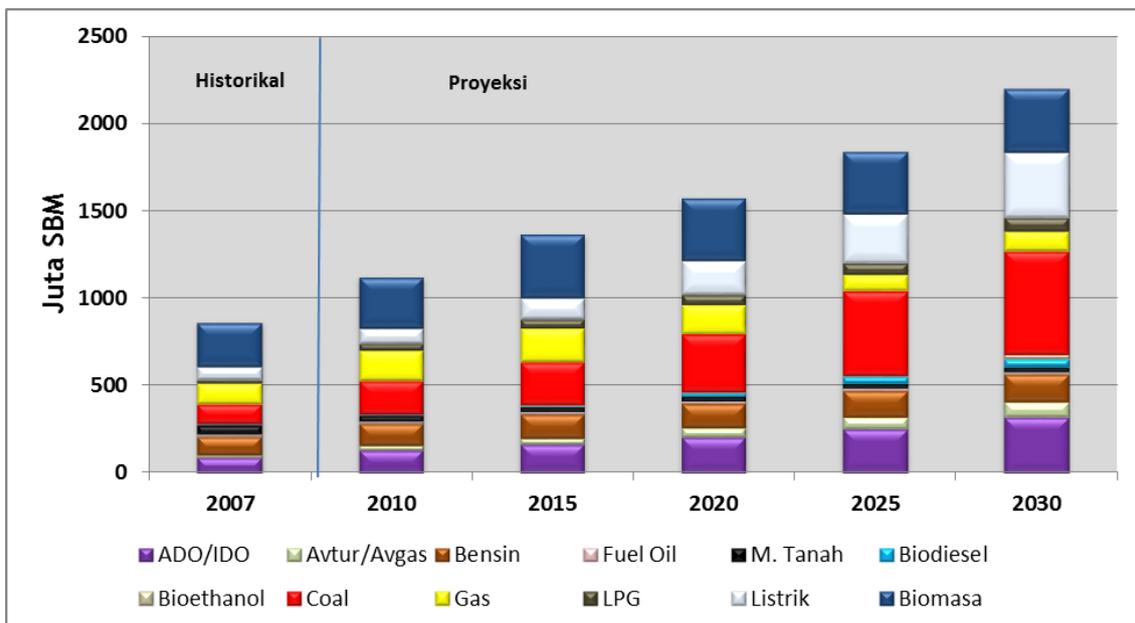


Gambar 5.3 Prakiraan kebutuhan energi final per sektor (kasus dasar)

Jika penggunaan energi final ditinjau menurut sektoral untuk kasus dasar R60, laju pertumbuhan peningkatan penggunaan energi final lebih rendah dibandingkan dengan laju pertumbuhan energi *useful*. Hal ini terkait dengan efisiensi dari peralatan yang digunakan. Fluktuasi penggunaan energi final pada sektor rumah tangga terjadi peningkatan cukup tajam pada tahun 2011 disebabkan oleh percepatan pemakaian LPG untuk kegiatan memasak.

Perkembangan pemanfaatan energi final sektoral mengikuti perkembangan kebutuhan energi termanfaatkan. Dengan mempertimbangkan faktor efisiensi setiap peralatan yang digunakan pada sektor pengguna serta tersedianya pasokan energi, menghasilkan pemakaian energi final seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.3. Selama kurun waktu 21 tahun (2009-2030) pemakaian energi sektor industri berkembang dengan laju pertumbuhan 4,6% per tahun. Untuk sektor transportasi, rumah tangga, komersial dan lainnya berturut-turut berkembang dengan laju pertumbuhan 3,6%, 2,2%, 5,4% dan 6,2%.

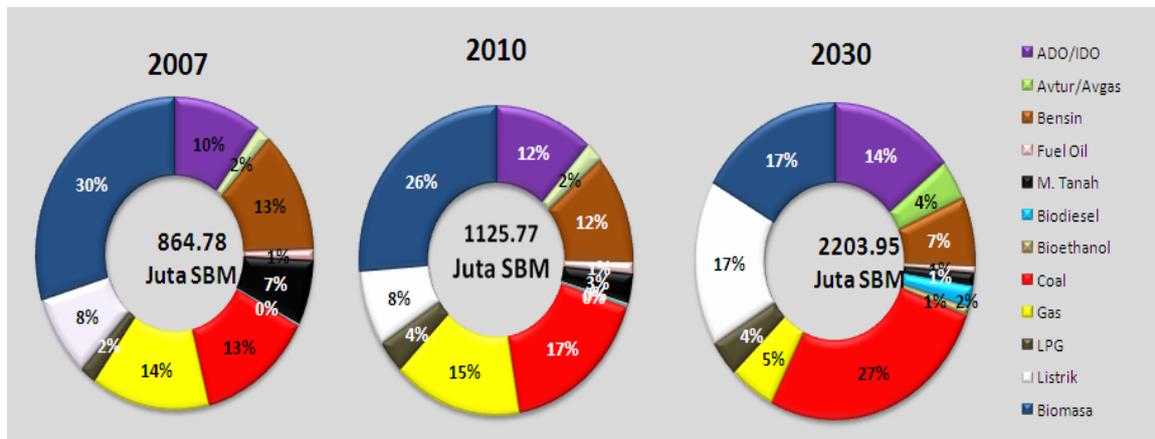
Untuk meninjau pemanfaatan energi final per jenis bahan bakar, perlu diketahui teknologi yang digunakan pada masing-masing sektor pengguna energi. Teknologi pada sektor industri lebih banyak memanfaatkan bahan bakar gas, batubara dan bahan bakar minyak (BBM), sedangkan sektor transportasi didominasi oleh bahan bakar minyak. Sebagai penggerak ekonomi, sektor industri merupakan pemakai energi final terbesar. Untuk sektor rumah tangga dan komersial sesuai dengan teknologi yang digunakan, lebih banyak memanfaatkan listrik. Untuk sektor lainnya lebih banyak menggunakan bahan bakar minyak. Pada tahun 2009, total pemanfaatan energi final adalah sebesar 1.050,1 juta SBM dan meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 3,6% menjadi 2.204 juta SBM. Kebutuhan energi final menurut pemanfaatan bahan bakar ditunjukkan pada Gambar 5.4.



Gambar 5.4 Prakiraan total kebutuhan energi final per jenis bahan bakar untuk kasus dasar

Pada kasus dasar di tahun 2007, pemakaian biomasa mendominasi pemanfaatan bahan bakar yaitu sebesar 30% terhadap total energi final, kemudian diikuti oleh pemakaian batubara, gas bumi, bensin, dan diesel. Sementara itu listrik di berbagai sektor mempunyai pangsa hanya 8%. Demikian juga komposisi pemakaian bahan bakar pada tahun 2010, masih didominasi biomasa, batubara dan gas bumi. Pangsa pemakaian BBM terutama

diesel dan bensin mulai menurun. Sedangkan LPG meningkat akibat program percepatan pemakaian LPG pada tahun 2010 meningkat menjadi 4% terhadap pemanfaatan energi final.



Gambar 5.5 Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar (kasus dasar)

Selanjutnya pada tahun 2030 diperkirakan akan terjadi beberapa perubahan pemanfaatan bahan bakar. Mengingat sumber dayanya yang cukup besar, batubara akan menjadi komoditas energi yang paling dominan yaitu sebesar 27%, disusul dengan biomasa sebesar 17%. Sesuai dengan kemampuan produksi dari lapangan gas yang ada di Indonesia pemakaian gas bumi menurun menjadi sekitar 5%. Akibat perubahan gaya hidup masyarakat diperkirakan pemakaian listrik akan meningkat menjadi 17%. Pemakaian diesel sedikit meningkat menjadi 14%, tetapi pemakaian bensin menurun cukup tajam hingga 7%. Kebutuhannya mulai digantikan oleh bahan bakar nabati (BBN) yaitu biodiesel dan bioetanol sebesar 2% dan 1% terhadap pemanfaatan energi final.

C. Peluang konservasi energi

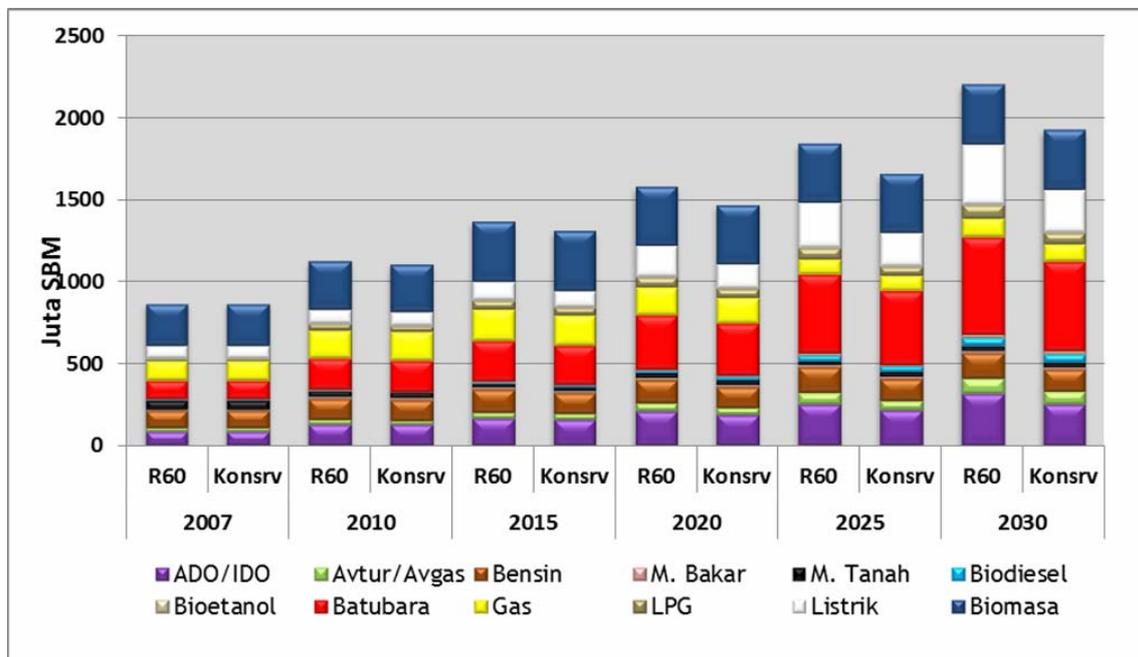
Dalam kasus dasar diasumsikan bahwa seluruh teknologi yang digunakan saat ini akan digunakan hingga akhir periode, yakni tahun 2030. Selanjutnya pada kasus dasar dipertimbangkan peluang konservasi energi pada sektor *end-use demand* melalui berbagai upaya diantaranya dengan upaya manajemen energi. Peluang konservasi dilakukan dengan melakukan peningkatan efisiensi peralatan, mengganti teknologi yang lebih efisien dan pengaturan pengoperasian pemakaian energi serta perawatan terhadap peralatan yang digunakan (*operation and maintenance*). Peluang konservasi yang dilakukan berbeda untuk masing-masing sektor pengguna energi, yang paling besar peluangnya adalah pada sektor komersial dan rumah tangga, dan yang terkecil adalah pada sektor lainnya. Hal ini terjadi karena pada sektor rumah tangga dan komersial berhubungan langsung dengan pemakai energi (konsumen) yang dapat mengurangi penggunaan energi secara langsung. Pada sektor industri dan transportasi berhubungan dengan peralatan dimana konservasi yang dibuat peluangnya cukup terbatas. Dalam sektor lainnya, teknologi yang digunakan terkait dengan produk akhir dengan menggunakan jenis peralatan tertentu. Oleh karena itu peluang konservasi yang dilakukan pada sektor

lainnya menjadi terbatas dengan tidak mengurangi produk yang dihasilkan oleh sektor pertanian, pertambangan dan konstruksi. Besarnya penambahan efisiensi melalui peningkatan efisiensi alat dan konservasi energi pada sektor pengguna energi ditunjukkan pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2 Penambahan efisiensi melalui konservasi energi periode 2007-2030

Sektor	Konservasi Energi
	%
Pertanian	10
Komersial	10 - 20
Industri	10 - 15
Rumah Tangga	10 - 20
Transportasi	10 - 15

Apabila faktor konservasi dipertimbangkan dalam perhitungan total kebutuhan energi pada kasus dasar (R60), maka peningkatan efisiensi mengakibatkan penurunan total kebutuhan energi. Faktor konservasi yang berbeda untuk setiap sektor pengguna energi menyebabkan penurunan laju pertumbuhan total kebutuhan energi final menjadi 3,9% per tahun. Akibatnya pada tahun 2030 total kebutuhan energi dengan mempertimbangkan faktor konservasi adalah sebesar 1.925,1 juta SBM atau turun sebesar 12,7% terhadap total kebutuhan energi tahun 2030 pada kasus dasar (R60). Gambar 5.6 menunjukkan perbandingan total kebutuhan energi final pada kasus dasar dengan kasus konservasi.

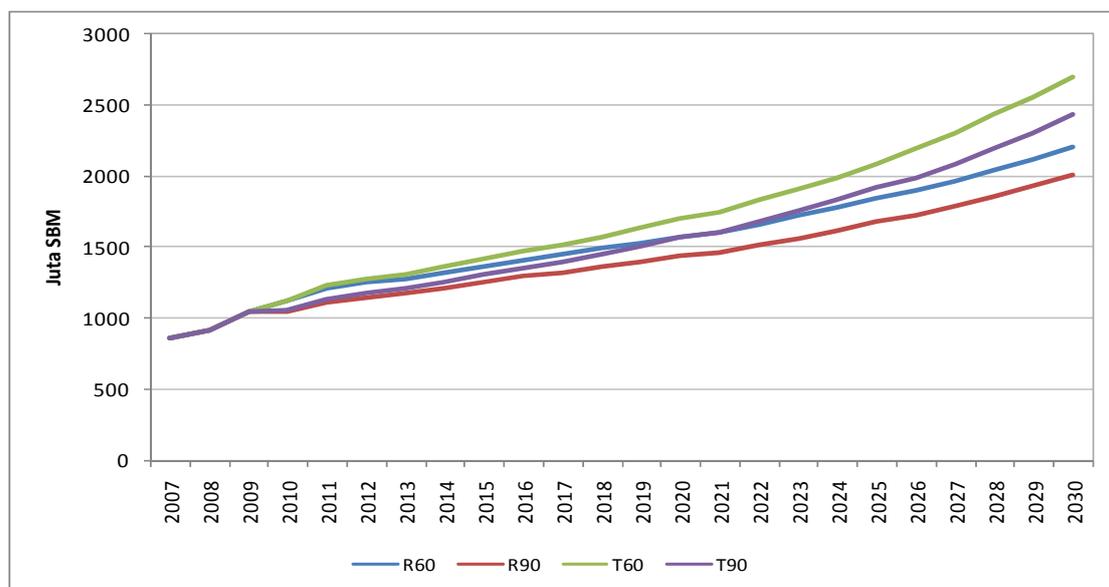


Gambar 5.6 Perbandingan prakiraan total kebutuhan energi final untuk kasus dasar dengan kasus konservasi

D. Prakiraan kebutuhan energi final untuk setiap kasus

Pada umumnya pada harga minyak yang sama dengan kenaikan laju pertumbuhan PDB akan mendorong peningkatan pemanfaatan energi dalam negeri. Hal ini menunjukkan bahwa pertumbuhan perekonomian memacu peningkatan aktivitas perekonomian yang menyebabkan pemakaian energi yang lebih banyak. Selanjutnya sesuai dengan asas perekonomian, kenaikan harga minyak mentah pada pertumbuhan PDB yang sama akan mendorong pengurangan pemakaian energi. Hal ini menunjukkan bahwa harga energi yang mahal akan mendorong konsumen dalam menghemat pemakaian energi.

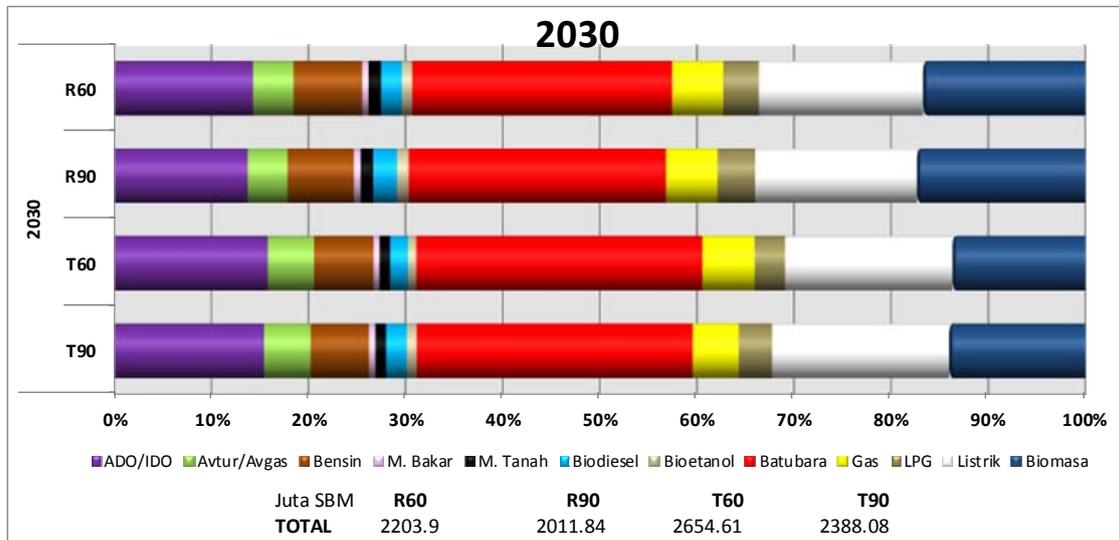
Total pemanfaatan energi final untuk setiap kasus seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.7. Seperti telah disebutkan diatas, bahwa tahun proyeksi mulai diperhitungkan tahun 2009. Pada kasus dasar (R60) di tahun 2009, energi final yang digunakan adalah sebesar 1.050,1 juta SBM, kemudian berkembang dengan laju pertumbuhan 3,6% per tahun sehingga pada akhir studi menjadi 2.204 juta SBM. Untuk kasus R90, T60, dan T90, energi final berkembang dengan masing-masing laju pertumbuhan sebesar 3,1%, 4,7% dan 4,2% per tahun. Maka pada tahun 2030 masing-masing kasus diperkirakan akan memanfaatkan energi final sebesar 2.011,8 juta SBM, 2.654,6 juta SBM dan 2.388,1 juta SBM.



Gambar 5.7 Prakiraan kebutuhan energi final total (setiap kasus)

Pada tahun 2030 komposisi penggunaan bahan bakar didominasi oleh batubara dengan pangsa tertinggi pada kasus T60, yaitu sebesar 28,7% atau sebesar 781,7 juta SBM (195,4 juta ton). Selanjutnya total pemanfaatan BBM yang terdiri ADO, avtur/avgas, bensin, minyak bakar dan minyak tanah mempunyai pangsa 27,6% atau 754 juta SBM. Kemudian diikuti oleh biomasa dan listrik. Pemakaian gas cukup bervariasi pada setiap kasus, pangasanya pada kasus dasar sebesar 5,3% (sebesar 121,8 juta SBM) menurun menjadi 4,8% pada kasus T90. Pada kasus T60 pangasanya tetap 5,3%, meskipun demikian jumlah pemanfaatan gas terbesar adalah pada kasus T60 yaitu sebesar 142,4 juta SBM

(821,5 BCF). Pangsa pemakaian listrik adalah berkisar 16,6% hingga 18,2% terhadap total pemanfaatan energi. Kasus T60 merupakan kondisi dengan jumlah pemanfaatan energi terbesar dibandingkan dengan kasus lainnya.



Gambar 5.8 Pangsa kebutuhan energi final tahun 2030 untuk setiap kasus

5.1.3 Kebutuhan Energi Final Sektor Industri

Meskipun harga minyak dari tahun 2000 sampai dengan 2008 berfluktuasi, namun menurut data historikal konsumsi energi final sektor industri tahun 2000 - 2008 meningkat dengan laju pertumbuhan 3,7%. Hal ini terjadi karena sektor industri merupakan sektor penggerak ekonomi. Kebutuhan energi pada tahun 2007 dijadikan dasar perhitungan untuk melakukan proyeksi pemanfaatan energi pada sektor industri hingga tahun 2030.

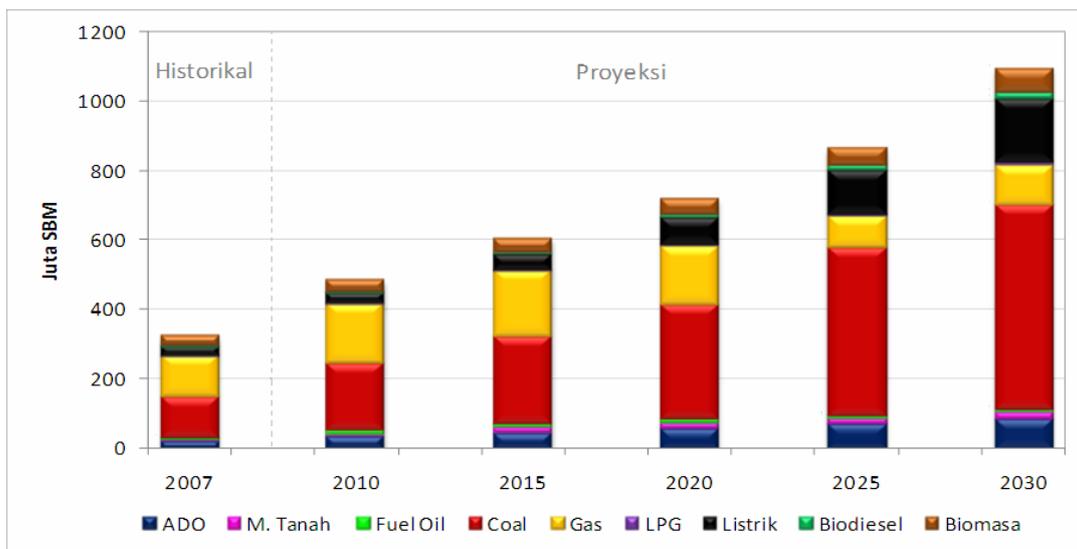
Tabel 5.3 Kebutuhan energi final sektor industri

Tahun	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Juta SBM	278,9	275,0	271,0	300,1	288,0	287,4	304,1	325,6	374,3

Sumber: CDIEMR (2009)

Untuk memproyeksikan pemanfaatan energi final pada sektor industri, perlu diketahui teknologi yang digunakan untuk mengetahui jenis pemanfaatan bahan bakar. Pada sektor industri, setiap teknologi yang digunakan memiliki kemampuan produksi yang berbeda dan juga ditentukan dari bahan bakar yang digunakan. Teknologi *boiler* (ketel uap) yang digunakan pada sektor industri menggunakan berbagai jenis bahan bakar, demikian juga dengan teknologi tungku (*furnace*). Teknologi *boiler* berbahan bakar minyak rata-rata mempunyai efisiensi peralatan sebesar 70%. *Boiler* berbahan bakar batubara, gas dan LPG mempunyai efisiensi lebih rendah. Demikian juga dengan *boiler* berbahan bakar biomasa, efisiensinya hanya 30%. *Boiler* dengan tenaga listrik mempunyai efisiensi tertinggi yaitu sebesar 80%. Teknologi tungku (*furnace*) yang memanfaatkan panas secara langsung mempunyai efisiensi lebih rendah dari *boiler*.

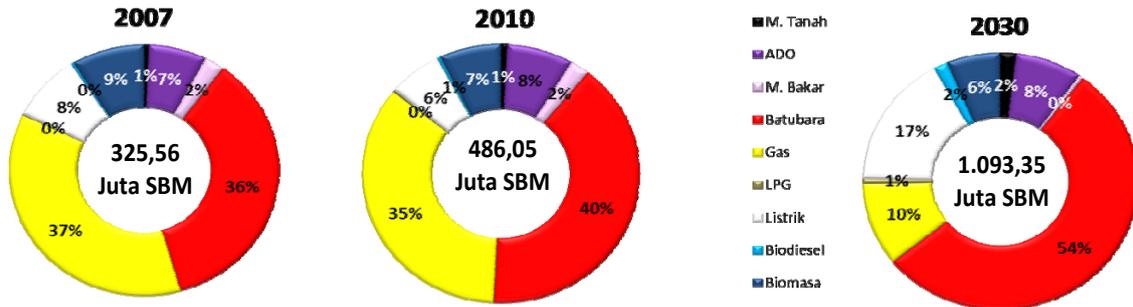
Dengan memperhitungkan nilai efisiensi dari setiap peralatan serta pertimbangan pemakaian teknologi dari setiap jenis industri, maka prakiraan pemakaian energi final dapat diproyeksikan. Dengan kondisi cadangan penyediaan batubara dan gas alam saat ini, maka diperkirakan batubara akan mendominasi pemakaian energi final. Pada kasus dasar, selama periode 21 tahun pemanfaatan energi final pada sektor industri meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 4,3% per tahun sehingga pada tahun 2030 diperkirakan meningkat menjadi 1.093,3 juta SBM. Sektor industri mempunyai peranan penting dalam meningkatkan produk domestik bruto (PDB). Sehingga pemanfaatan energi final pada sektor ini sangat mempengaruhi total pemanfaatan energi final.



Gambar 5.9 Prakiraan kebutuhan energi final sektor industri (kasus dasar)

Pada tahun 2007, gas bumi dan batubara memegang peranan penting yaitu dengan pangsa sebesar 36% dan 37% terhadap pemanfaatan energi final pada sektor industri. Hal ini terjadi karena penyediaan batubara dan gas bumi melebihi penyediaan minyak bumi. Kemudian sesuai dengan kemampuan produksi gas (*gas delivery*) nasional serta kontrak kebutuhan gas pada sektor industri terutama pada industri pupuk, maka pemanfaatan gas meningkat dari tahun 2007 hingga 2016 meningkat dengan laju pertumbuhan 5,7% per tahun, kemudian dari tahun 2016 hingga tahun 2030 menurun dengan laju penurunan 3,7%. Proyeksi mulai diperhitungkan pada tahun 2009 dimana batubara meningkat dengan laju pertumbuhan cukup tajam yaitu 5,9% per tahun dan diperkirakan pada tahun 2030 menjadi 590 juta SBM (147,5 juta ton).

Pemakaian listrik meningkat tajam dengan laju pertumbuhan 9,4% per tahun, demikian juga dengan LPG yang meningkat dengan laju pertumbuhan 10,7%. Pada sektor ini peranan BBM tidak terlalu besar, meskipun meningkat dengan laju pertumbuhan 5,5% per tahun, pada tahun 2030 peranan BBM hanya 111,7 juta SBM. Dengan adanya mandatori BBN maka pemakaian bahan bakar tersebut juga mulai dipertimbangkan pada sektor ini. Pemakaiannya meningkat tinggi dengan laju pertumbuhan 12,1% per tahun selama kurun waktu 21 tahun.



Gambar 5.10 Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor industri (R60)

5.1.4 Kebutuhan Energi Final Sektor Transportasi

Sebagai sektor penunjang ekonomi, kebutuhan energi pada sektor transportasi tahun 2000 - 2008 juga meningkat dengan laju pertumbuhan 4,1%. Karena sektor transportasi merupakan sektor penunjang sektor pengguna energi lainnya, seperti pergerakan industri, rumah tangga maupun kegiatan komersial. Lain halnya dengan sektor industri, data historikal pada sektor transportasi tidak digunakan langsung dalam perhitungan proyeksi sektor transportasi. Hal ini terjadi karena faktor konversi yang digunakan untuk memperhitungkan beberapa bahan bakar seperti Pertamina, Pertamina Plus, Avgas tidak sama dengan yang digunakan dalam analisa proyeksi. Dalam memproyeksikan pemanfaatan energi sektor transportasi pemanfaatan Pertamina, Pertamina Plus digabung dengan pemanfaatan bensin, maka menggunakan faktor konversi bensin. Maka yang digunakan dari data historikal adalah data dengan satuan asal yaitu dalam nilai dalam satuan juta barel. Berdasarkan perhitungan pada tahun 2007, menurut data historikal 179,1 juta SBM, sedangkan menurut perhitungan proyeksi adalah sebesar 168,6 juta SBM.

Tabel 5.4 Kebutuhan energi final sektor transportasi

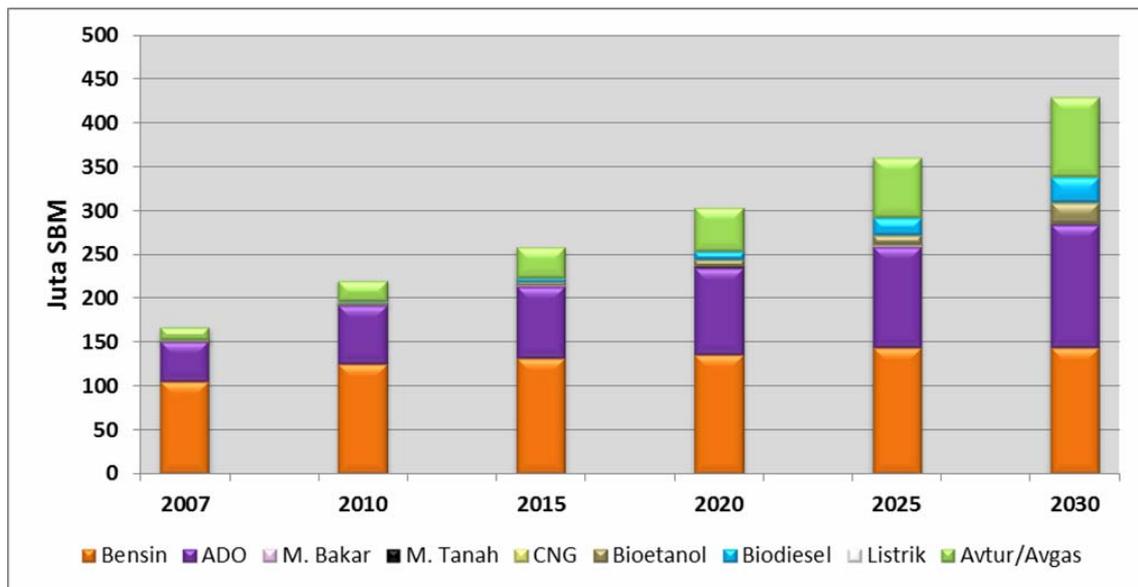
Tahun	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Juta SBM	139,2	148,3	151,5	156,2	178,4	178,5	170,1	179,1	191,3

Sumber: CDIEMR (2009)

Hampir semua kendaraan berbahan bakar minyak, baik kendaraan darat, laut maupun udara, mempunyai nilai efisiensi sekitar 50%. Hanya kendaraan berbahan bakar listrik yang mempunyai efisiensi sekitar 80%. Pemanfaatan energi final pada sektor transportasi pada berbagai moda kendaraan pada kasus dasar (R60) ditunjukkan pada Gambar 5.11. Energi final pada sektor transportasi pada tahun 2009 adalah sebesar 205,4 juta SBM kemudian meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 3,6% menjadi 430,3 juta SBM pada tahun 2030. Pada tahun 2007 pemanfaatan energi final sebagian besar dipenuhi oleh minyak bensin, yaitu sebesar 63%. Hal ini terjadi karena moda kendaraan didominasi oleh kendaraan darat yang berupa sepeda motor dan kendaraan penumpang. Kemudian diikuti oleh minyak diesel, yaitu sebesar 27% sebagai bahan bakar kendaraan bus, truk dan kereta api.

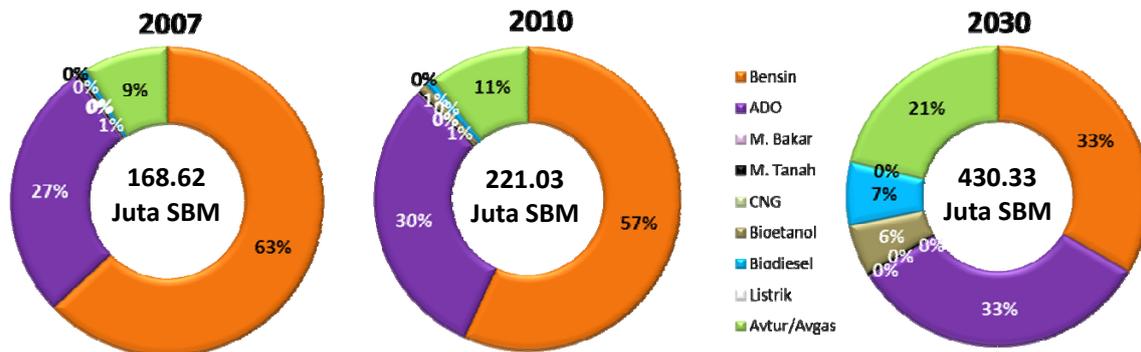
Perkembangan pemakaian bensin cukup rendah jika dibandingkan dengan

minyak diesel, dalam periode 2009 - 2030 laju pertumbuhannya hanya 0.9% per tahun. Sehingga pada tahun 2010 pangsa pemanfaatan bahan bakar bensin mulai berkurang sedangkan pemakaian minyak diesel meningkat. Pemakaian minyak diesel banyak digunakan pada kendaraan truk, kereta api barang, ASDP dan kapal laut yang sangat dipengaruhi oleh perkembangan sektor industri dan diperkirakan meningkat sangat pesat. Maka pada kurun waktu 21 tahun minyak diesel meningkat dengan laju pertumbuhan sekitar 4% per tahun.



Gambar 5.11 Prakiraan kebutuhan energi final sektor transportasi (kasus dasar)

Pemanfaatan avtur meningkat sangat pesat yaitu sekitar 8,3% per tahun karena dipengaruhi oleh perkembangan PDB pada transportasi udara, pangsaanya terus meningkat dari 9% pada tahun 2007 menjadi 21% pada tahun 2030. Pemakaian BBN terus meningkat seiring dengan adanya mandatori penggunaan biofuel sebagai substitusi pemakaian minyak diesel dan bensin. Dengan laju pertumbuhan cukup tinggi, yaitu 19,2% per tahun untuk bioetanol dan 15,7% per tahun untuk biodiesel, pada tahun 2030 pemakaian biodiesel dan bioetanol diperkirakan berturut-turut akan mencapai 6,8% dan 5,4% terhadap total pemakaian energi final di sektor transportasi. Pemanfaatan CNG (*compressed natural gas*) dan listrik kurang dipertimbangkan dalam sektor ini, karena infrastruktur yang menunjang pemakaian kedua jenis bahan bakar ini tidak berkembang. Saat ini pemanfaatan listrik hanya digunakan untuk kereta api, sedangkan gas kota hanya digunakan untuk beberapa taxi di dalam kota. Pertumbuhan pemakaian listrik pada sektor transportasi selama kurun waktu 21 tahun adalah sebesar 1,5% per tahun. CNG meningkat dengan laju pertumbuhan sekitar 0,2% per tahun, pada tahun 2030 hanya mempunyai pangsa 0,03% terhadap total pemakaian energi final sektor transportasi.



Gambar 5.12 Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor transportasi (R60)

5.1.5 Kebutuhan Energi Final Sektor Rumah Tangga

Menurut data historikal dalam kurun waktu 2000-2008, total pemakaian energi final pada sektor rumah tangga meningkat sebesar 0,8% per tahun. Kecilnya pertumbuhan pada sektor rumah tangga karena perkembangan pemakaian energi rumah tangga sangat dipengaruhi oleh laju pertumbuhan penduduk, berdasarkan data historikal tahun 2000-2008 adalah sebesar rata-rata 1,36% per tahun.

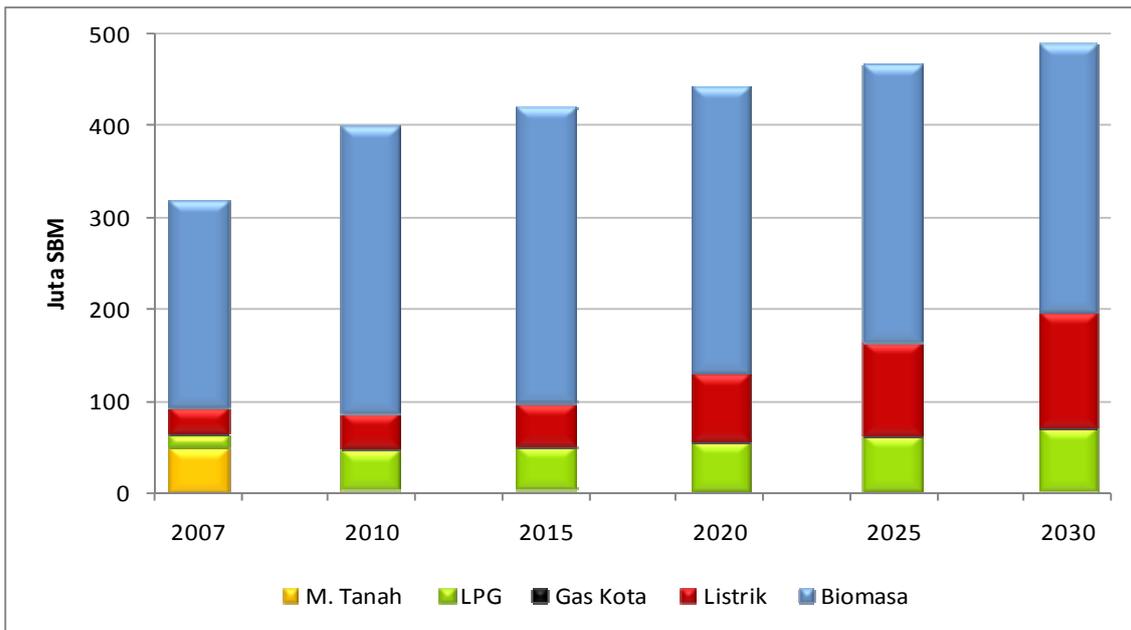
Tabel 5.5 Kebutuhan energi final sektor rumah tangga

Tahun	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Juta SBM	296,6	301,3	303,0	309,0	314,1	313,8	312,7	319,3	316,8

Sumber: CDIEMR (2009)

Pemanfaatan energi final dalam sektor rumah tangga didominasi oleh pemakaian biomasa, dimana pada tahun 2007 pangsa pemakaian biomasa adalah mencapai 70%. Pada tahun 2007, program percepatan LPG belum sepenuhnya berjalan, maka pemakaian minyak tanah masih berperan dengan pangsa sekitar 15% terhadap total pemakaian energi final di rumah tangga. Dengan berkembangnya peralatan listrik yang digunakan pada sektor ini, maka pangsa energi listrik terus meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 6,2% per tahun selama kurun waktu 21 tahun menjadi 125 juta SBM (206,6 TWh) pada tahun 2030. Program percepatan substitusi minyak tanah dengan LPG mulai diterapkan terutama terhadap penggunaan minyak tanah untuk memasak. Sedangkan minyak tanah untuk keperluan penerangan, masih terus digunakan mengingat sulitnya pembangunan jaringan listrik di daerah terpencil.

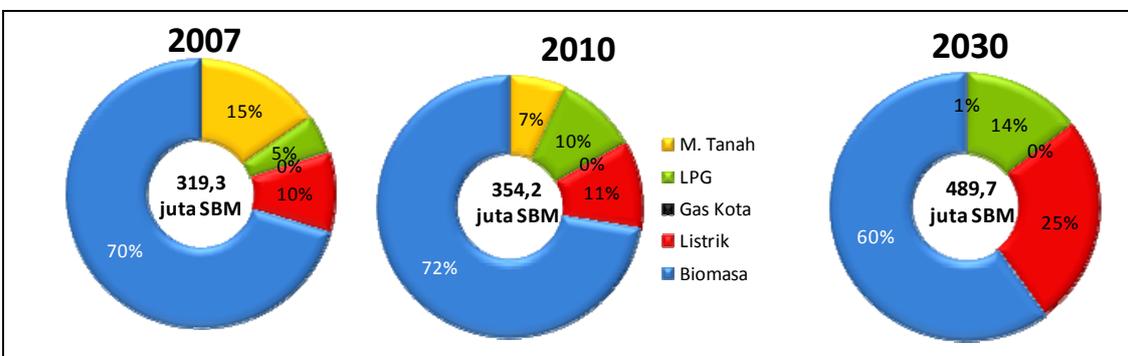
Penggunaan LPG terus meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar rata-rata 5,3% per tahun selama periode 2009-2030. Pemanfaatan gas bumi di sektor ini sangat kecil yaitu sebesar 0,1% pada tahun 2007 atau sebesar 0,3 juta SBM (1,6 BCF). Hal ini karena pemakaian gas kota hanya terdapat di wilayah tertentu yang memiliki jaringan pipa gas untuk rumah tangga. Dalam kurun waktu 21 tahun total pemanfaatan energi final di sektor rumah tangga terus meningkat dengan laju pertumbuhan 1,8% per tahun, sehingga pada tahun 2030 menjadi 489,7 juta SBM.



Gambar 5.13 Prakiraan kebutuhan energi final sektor rumah tangga untuk kasus dasar

Pada tahun 2010, pangsa biomasa masih mendominasi pemanfaatan energi final rumah tangga. Seiring dengan program percepatan LPG, pemakaian minyak tanah terus menurun dengan pangsa 7% pada tahun 2010 dan menjadi 1% di tahun 2030. Pemakaian LPG pada tahun 2007 adalah sebesar 14,7 juta SBM (1,9 juta ton), sedangkan pada tahun 2010 meningkat menjadi 35,3 juta SBM (4,5 juta ton). Dengan adanya substitusi minyak tanah dengan LPG, pada tahun 2030 pemakaian LPG terus bertambah menjadi 68,6 juta SBM (8,7 juta ton).

Dengan laju pertumbuhan yang cukup rendah yaitu 0,9% per tahun, pada tahun 2030, pangsa pemakaian biomasa terus menurun menjadi 60% terhadap total pemanfaatan energi final sektor rumah tangga. Kemudian diikuti oleh pemanfaatan listrik dengan pangsa 25% dan LPG 14%. Pangsa pemakaian minyak tanah hanya sebesar 0,5% dan pangsa pemanfaatan gas kota untuk memasak hanya 0,1%.



Gambar 5.14 Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor rumah tangga (R60)

5.1.6 Kebutuhan Energi Final Sektor Komersial

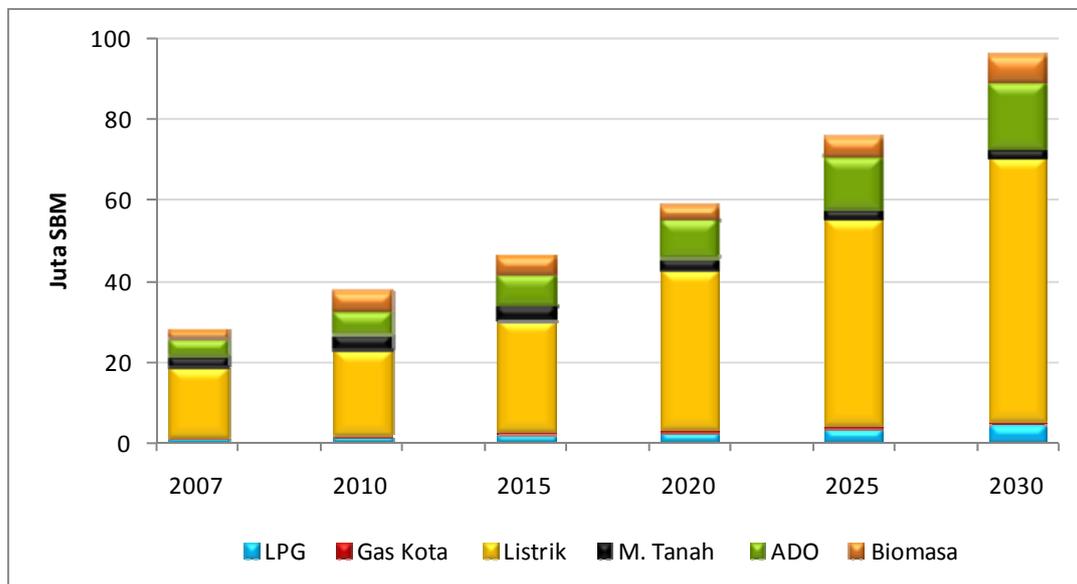
Menurut data historikal, konsumsi energi untuk sektor komersial meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 4,3% per tahun. Data historikal tahun 2007 dijadikan data dasar untuk melakukan perhitungan proyeksi kebutuhan energi final sektor komersial hingga tahun 2030. Sektor ini meningkat seiring dengan perkembangan penduduk serta berkembangnya gaya hidup manusia dalam memanfaatkan kegiatan dalam sektor ini, seperti perkantoran, perhotelan, restoran (rumah makan), jasa dan telekomunikasi. Tabel 5.6 menunjukkan perkembangan pemanfaatan energi final pada sektor komersial dari tahun 2000 - 2008.

Tabel 5.6 Kebutuhan energi final sektor komersial

Tahun	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Juta SBM	20,7	21,5	21,8	22,4	25,4	26,2	26,2	27,9	29,0

Sumber: CDIEMR (2009)

Sama halnya dengan sektor rumah tangga, dalam sektor komersial terdapat kegiatan memasak (terutama untuk perhotelan dan rumah makan) yang memanfaatkan berbagai jenis bahan bakar. Penerangan dan peralatan listrik merupakan peralatan yang paling dominan digunakan dalam sektor ini. Selain memasak, penerangan dan peralatan listrik, dalam sektor komersial terdapat *boiler* yang dimanfaatkan dalam perhotelan terutama untuk pemanas air. Bahan bakar untuk *boiler* ini terutama memanfaatkan minyak diesel.

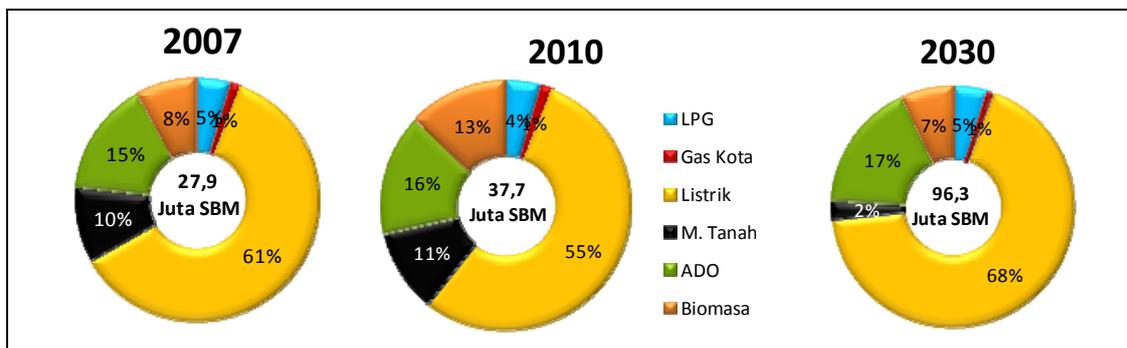


Gambar 5.15 Prakiraan kebutuhan energi final sektor komersial untuk kasus dasar

Berdasarkan hasil optimasi terhadap sektor komersial pada kasus dasar (R60) dalam periode 2009-2030 diperkirakan sektor ini akan meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 5,4% per tahun. Pada tahun 2030 pemanfaatan energi final sektor komersial pada kasus dasar mencapai 96,3 juta SBM. Pemanfaatan listrik mendominasi pemakaian energi final pada sektor komersial. Pada tahun

2009 pemanfaatan listrik adalah sebesar 17,6 juta SBM (29 TWh) kemudian meningkat pesat dengan laju pertumbuhan 6,4% per tahun menjadi 65,3 juta SBM (107,9 TWh). Seperti pada sektor rumah tangga, pemanfaatan gas kota hanya di beberapa kota yang menyediakan infrastruktur pipa gas untuk perhotelan atau perkantoran.

Pemanfaatan LPG dan minyak tanah lebih ditujukan untuk kegiatan memasak, namun perkembangannya tidak terlalu besar. Untuk LPG laju pertumbuhannya hanya sekitar 3,5%, sedangkan minyak tanah cenderung menurun dengan laju penurunan sebesar 0,3%. Pemakaian biomasa masih digunakan di beberapa restoran yang masih memanfaatkan kayu bakar untuk memasak beberapa jenis makanan. Begitu juga kegiatan memasak di rumah sakit yang masih memanfaatkan arang kayu untuk mematangkan beberapa masakan tertentu. Penggunaan biomasa meningkat dengan laju pertumbuhan 2,7% per tahun. Pemakaian minyak diesel terus meningkat seiring dengan peningkatan perkembangan perhotelan di tanah air. Dengan laju pertumbuhan sebesar 5,8% per tahun pada tahun 2030 diperkirakan pemakaian minyak diesel akan mencapai 16,5 juta SBM (17,2 juta barel).



Gambar 5.16 Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor komersial (R60)

5.1.7 Kebutuhan Energi Final Sektor Lainnya

Dalam data historikal total kebutuhan energi final pada sektor lainnya pada periode 2000 - 2008 mengalami fluktuasi. Dari tahun 2000-2004, total kebutuhan energi sektor ini mengalami peningkatan dengan laju peningkatan 2% per tahun, namun selanjutnya pada periode 2004-2008 menurun dengan laju penurunan 5,9% per tahun.

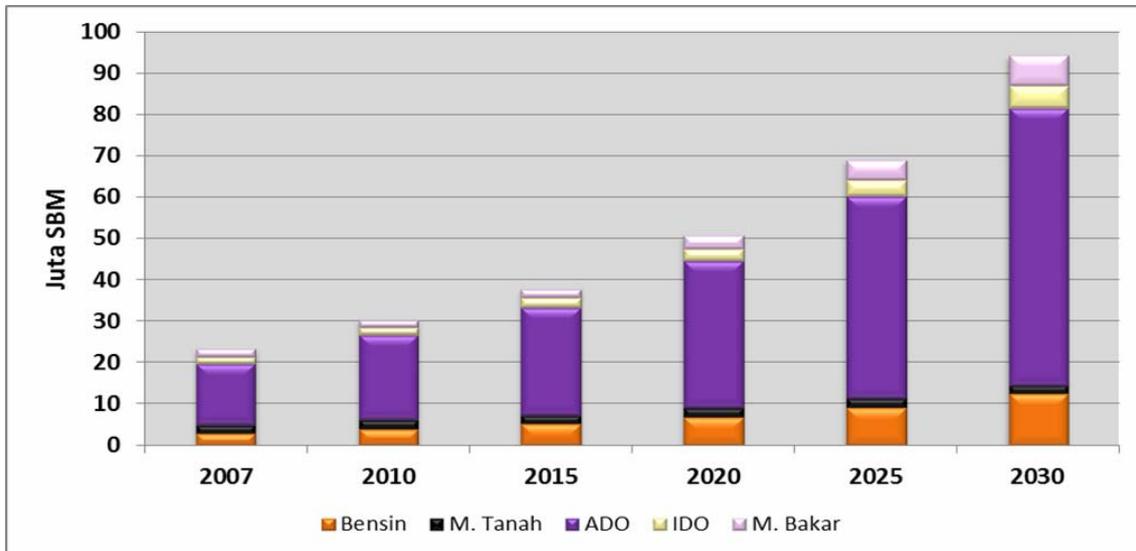
Tabel 5.7 Kebutuhan energi final sektor lainnya

Tahun	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Juta SBM	29,2	30,6	30,0	28,4	31,7	29,1	25,9	24,9	24,8

Sumber : CDIEMR (2009)

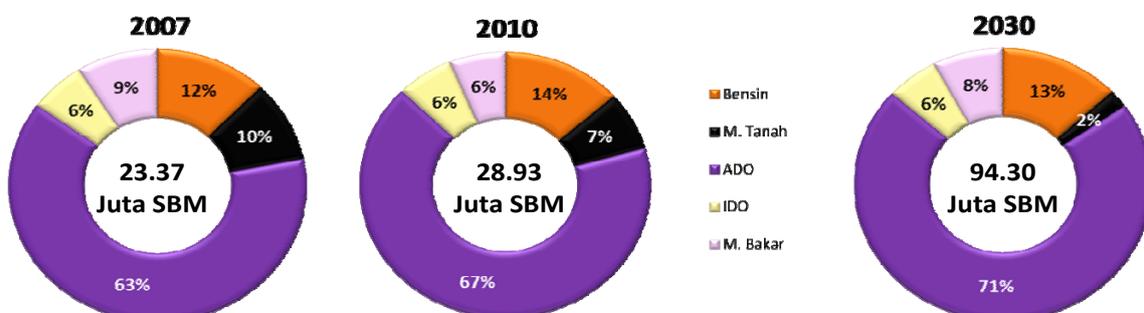
Terkait dengan kegiatan dalam sektor lainnya maka kebutuhan energi final pada sektor ini memanfaatkan energi berbahan bakar minyak seperti minyak solar, minyak diesel, minyak bakar, minyak tanah, dan premium. Sektor pertanian menggunakan bahan bakar solar, minyak tanah dan premium untuk alat mesin pertanian seperti pompa air, *power thresher*, *rice milling unit*

(RMU), *dryer* dan traktor. Pada sektor pertambangan penggalian seperti timah, nikel, tembaga, bauksit dan aluminium bahan bakar minyak solar dan premium sebagai bahan bakar alat penggerak (*motor fuel*), dan minyak bakar sebagai pemanas.



Gambar 5.17 Prakiraan kebutuhan energi final sektor lainnya (kasus dasar)

Dari hasil optimasi selama periode 2009–2030 pada kasus dasar diperkirakan laju pertumbuhan total kebutuhan energi sektor lainnya meningkat rata-rata 6,2% pertahun. Sedangkan laju pertumbuhan kebutuhan energi menurut jenis bahan bakar diperkirakan meningkat rata-rata per tahun sebesar 7,2% untuk minyak bakar, minyak solar sebesar 6,4% dan premium sebesar 6%, kecuali minyak tanah mengalami penurunan rata-rata 0,2% per tahun. Namun ditinjau dari kontribusi tertinggi masih bahan bakar minyak solar dari 73,2% menjadi 77,1%. Hal ini terjadi karena peralatan sektor lainnya yang berupa alat-alat berat lebih banyak memanfaatkan minyak diesel/solar. Kemudian disusul minyak bakar dari 6,3% menjadi 7,7%. Sedangkan minyak tanah mengalami penurunan 7,1% menjadi 2,1%, karena peralatan yang berbahan bakar minyak tanah banyak digunakan pada sektor pertanian dan perikanan.



Gambar 5.18. Pangsa kebutuhan energi final per jenis bahan bakar di sektor lainnya (R60)

Pada tahun 2030 diperkirakan pemakaian minyak solar mencapai 67,3 juta SBM (70 juta barel), sedangkan bensin menjadi 12,4 juta SBM (14,2 juta barel). Sisanya dipenuhi oleh minyak bakar, minyak diesel (IDO) dan minyak tanah.

5.2 Penyediaan Energi

Sumber energi yang ideal adalah energi yang mempunyai cadangan yang tak terbatas, mudah dan murah dalam proses produksi dan konversi, serta tidak merusak lingkungan. Sayangnya belum ada sumber energi yang memenuhi kriteria tersebut. Semua sumber energi mempunyai kelebihan dan kekurangan masing-masing, baik dari segi ekonomi maupun lingkungan. Membandingkan kelebihan dan kekurangan ini merupakan salah satu hal tersulit dalam memproyeksikan penyediaan energi Indonesia.

5.2.1 Kondisi Saat Ini

Penyediaan energi selama kurun waktu 2000-2008 didominasi oleh minyak bumi dengan pangsa terhadap total penyediaan energi sekitar 59,6% pada tahun 2000. Akan tetapi laju pertumbuhannya hanya sebesar 0,6% sehingga pangasanya terus menurun dan menjadi 44,9% pada tahun 2008. Sementara itu penyediaan batubara meningkat cukup tajam yaitu dengan laju pertumbuhan 16,7% per tahun, hingga pada tahun 2008 komoditas batubara dan minyak bumi cukup bersaing. Demikian juga dengan gas bumi, penyediaannya meningkat dengan laju pertumbuhan 2,0% per tahun. Hal ini menunjukkan mulai terealisasinya diversifikasi dalam penyediaan energi.

Penyediaan energi terbarukan seperti panas bumi dan tenaga air juga memperlihatkan peningkatan. Selama kurun waktu 8 tahun panas bumi meningkat sebesar 4,3% per tahun, sedangkan tenaga air tumbuh dengan laju pertumbuhan 1,8% per tahun. Rendahnya pertumbuhan energi terbarukan disebabkan oleh sumber daya panas bumi dan tenaga air terbatas dan hanya terdapat di beberapa wilayah. Tabel 5.8 menunjukkan perkembangan energi primer tahun 2000-2008.

Tabel 5.8 Penggunaan energi primer

Juta SBM	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Batubara	93,8	119,1	122,9	165,0	151,5	173,7	205,8	258,2	322,9
Minyak Bumi	433,4	441,7	452,8	456,6	498,1	493,6	459,3	474,0	455,6
Gas	164,6	172,1	188,8	204,1	187,6	191,2	196,6	183,6	193,4
Tenaga Air	25,2	29,4	25,0	22,9	24,4	27,0	24,3	28,5	29,1
Panas Bumi	9,6	10,0	10,2	10,4	11,1	10,9	11,2	11,4	13,4

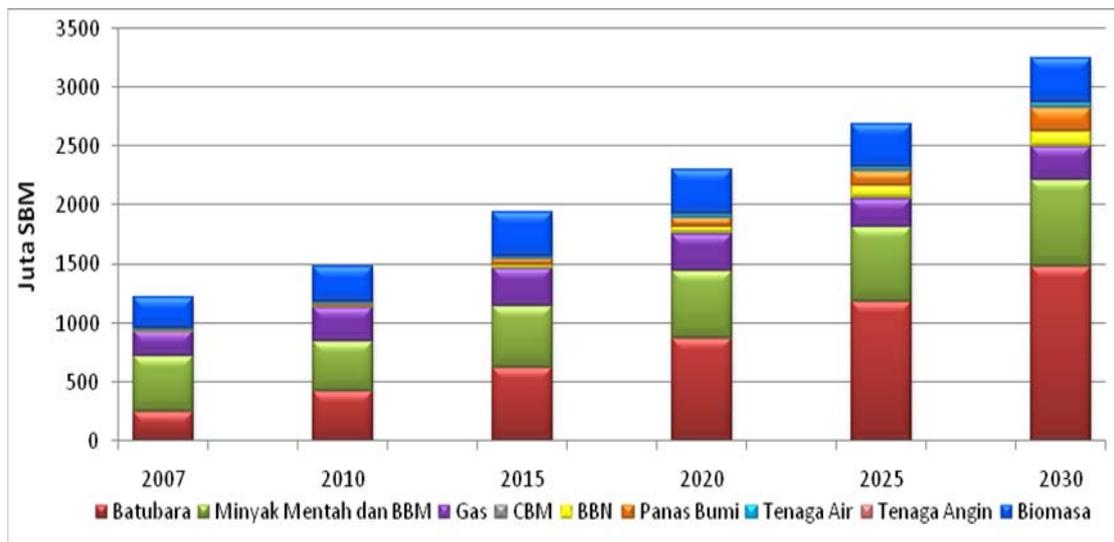
Sumber: CDIEMR (2009)

5.2.2 Proyeksi Penyediaan Energi

Total penyediaan energi Indonesia pada kasus dasar (R60) diproyeksikan tumbuh sebesar 4,2% per tahun, dari 1377,8 juta SBM pada tahun 2009

menjadi 3.244,3 juta SBM pada tahun 2030. Pada Gambar 5.19 dapat dilihat bahwa hingga tahun 2030, energi fosil seperti minyak mentah dan BBM, batubara, dan gas bumi masih mendominasi penyediaan energi di Indonesia. Dari ketiga jenis energi fosil tersebut, minyak bumi menempati posisi teratas.

Namun penyediaan minyak bumi yang semula 431,0 juta SBM atau 31,3% dari total penyediaan di tahun 2009 hanya tumbuh 2,6% per tahun, jauh lebih kecil bila dibandingkan dengan pertumbuhan batubara yang mencapai 8,0% per tahun. Tidak heran jika batubara yang pada tahun 2009 hanya mempunyai pangsa 25,4% meningkat cukup tajam hingga pada akhir tahun proyeksi menjadi 45,5% atau sebesar 1476,7 juta SBM dan menggeser dominasi minyak bumi.



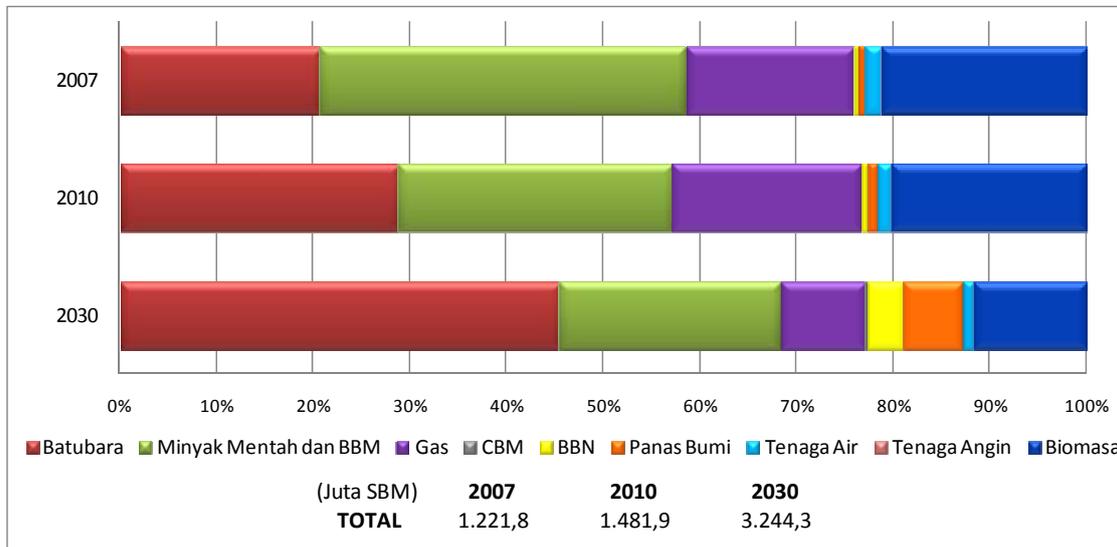
Gambar 5.19 Prakiraan penyediaan energi Indonesia (kasus dasar)

Keterbatasan cadangan dan penurunan produksi tambang yang sebagian besar sudah tua (*mature*) menyebabkan penyediaan gas bumi tidak terlalu banyak berubah, bahkan menurun di pertengahan tahun proyeksi. Penyediaan gas bumi yang pada tahun 2009 sebesar 274,4 juta SBM mengalami pertumbuhan 2,3% per tahun sampai tahun 2018 menjadi 335,8 juta SBM kemudian mengalami penurunan 1,4% per tahun hingga akhir tahun proyeksi menjadi hanya 283,1 juta SBM.

Sementara itu, EBT (energi baru terbarukan) menunjukkan pertumbuhan yang cukup signifikan. EBT yang mempunyai pertumbuhan paling pesat adalah tenaga angin, sebesar 15,9%. Namun besarnya penyediaan tenaga angin di tahun 2030 hanya 0,05 juta SBM sehingga tidak berpengaruh banyak pada total bauran energi nasional. BBN dan panas bumi tumbuh masing-masing sebesar 14,2% dan 13,7% per tahun. Walaupun tidak sebesar EBT lainnya, penyediaan tenaga air pun menunjukkan peningkatan sebesar 4,0% per tahun. Penyediaan tenaga air sebesar 21,4 juta SBM pada tahun 2007 naik menjadi 39,4 juta SBM di akhir tahun proyeksi.

Pesatnya pertumbuhan penyediaan BBN didorong oleh pelaksanaan Peraturan

Menteri ESDM No 32 tahun 2008 tentang penyediaan, pemanfaatan, dan tata niaga bahan bakar nabati (*biofuel*) sebagai bahan bakar lain. BBN yang pada tahun 2007 penyediaannya hanya sebesar 6,2 juta SBM meningkat tajam hingga menjadi 123,1 juta SBM di tahun 2030.



Gambar 5.20 Prakiraan pangsa penyediaan energi (kasus dasar)

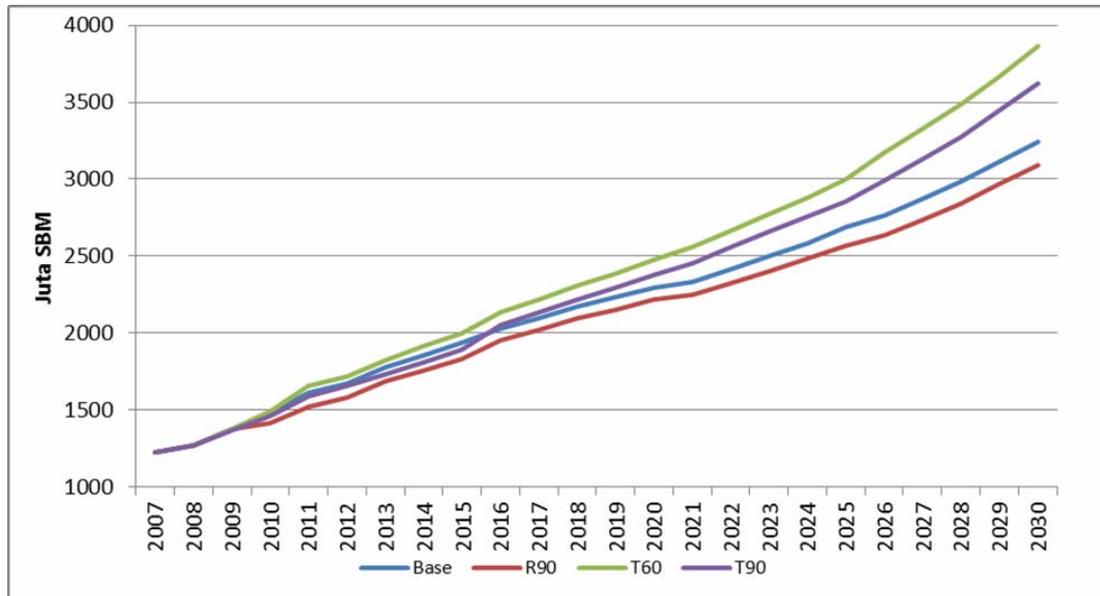
Begitu pula dengan panas bumi, pertumbuhan penyediaan panas bumi yang cukup besar didorong oleh Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Tahun 2007 penyediaan panas bumi hanya sebesar 8,6 juta SBM dan berangsur naik hingga tahun 2030 mencapai 200,9 juta SBM. Penjelasan Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 secara lebih terperinci dapat dibaca pada Bab 9 tentang Ketenagalistrikan. Selain EBT, CBM (*Coal Bed Methane*) juga diperkirakan akan muncul pada tahun 2015 sebesar 7,6 juta SBM dan meningkat hingga 9,1 juta SBM pada tahun 2030 dengan laju pertumbuhan sebesar 1,2% per tahun.

Pangsa penyediaan baik EBT maupun energi fosil serta CBM dalam bauran energi pada tahun 2007, 2010, dan 2030 dapat dilihat pada Gambar 5.20. Pangsa gas dan minyak bumi dalam bauran energi nasional menunjukkan penurunan. Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, minyak bumi mengalami penurunan pangsa yang paling besar, yaitu dari 37,8% pada tahun 2007 menjadi 28,3% pada tahun 2010, dan turun menjadi 22,8% pada tahun 2030.

Hal yang sama terjadi pada gas bumi. Pangsa penyediaan gas bumi yang semula 17,3% sempat naik menjadi 19,5% pada tahun 2010. Namun keterbatasan cadangan menyebabkan pangsa gas bumi kembali turun menjadi hanya 8,7% pada tahun 2030. Di lain pihak, pangsa batubara menunjukkan peningkatan yang cukup pesat. Pangsa penyediaan batubara sebesar 20,8% pada tahun 2007 terus naik hingga hampir 50% total bauran energi nasional pada tahun 2030.

Pangsa panas bumi dan BBN pada tahun 2007 berturut-turut sebesar 0,7% dan 0,5% meningkat menjadi 6,2% dan 3,8% di tahun 2030. Pangsa tenaga air pada

tahun 2007 yang lebih besar dari pangsa panas bumi dan BBN yaitu sebesar 1,8% turun menjadi 1,6% di tahun 2010 dan terus menurun hingga pada tahun 2030 menjadi 1,2%. Hal ini disebabkan keterbatasan sumberdaya dan lokasi tenaga air yang hanya dimiliki beberapa wilayah. Pengaruh perubahan harga minyak dan pertumbuhan PDB terhadap total penyediaan energi ditampilkan pada Gambar 5.21.



Gambar 5.21 Perbandingan prakiraan penyediaan energi total

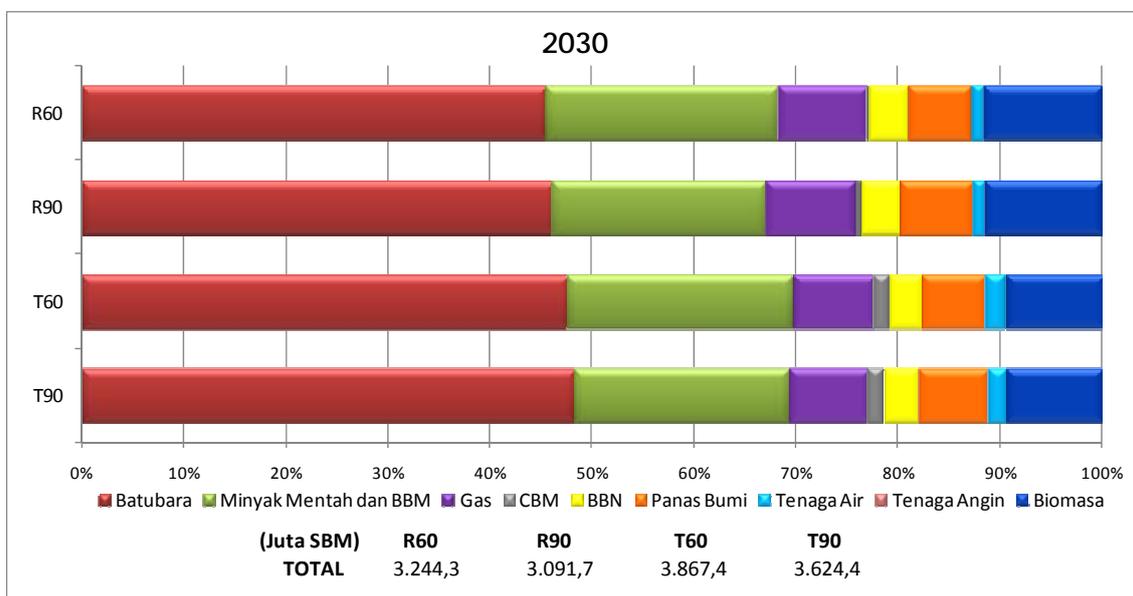
Perilaku total penyediaan energi tidak terlepas dari pola permintaan masing-masing kasus. Pada Gambar 5.21 dapat dilihat bahwa proyeksi total penyediaan energi untuk kasus R90 lebih rendah dari pada kasus dasar. Sedangkan total penyediaan pada kasus T60 jauh di atas kasus dasar. Kenaikan harga minyak pada kasus R90 mengakibatkan permintaan energi lebih kecil jika dibandingkan dengan kasus dasar. Pertumbuhan total penyediaan kasus R90 adalah 3,9% per tahun sehingga pada tahun 2030 menjadi 3.091,7 juta SBM, berbeda 152,6 juta SBM dengan kasus dasar.

Seperti yang terjadi pada kasus R90, pola permintaan energi menjadi penyebab pesatnya peningkatan total penyediaan kasus T60. Pertumbuhan PDB sebesar 7% pada kasus T60 menyebabkan tingginya permintaan hampir di semua sektor pengguna energi dan mendorong angka total penyediaan energi. Laju pertumbuhan total penyediaan 5,0% per tahun mengakibatkan perbedaan pada kasus T60 dengan kasus dasar sebesar 623,1 juta SBM diakhir tahun proyeksi.

Sementara itu dari sisi pangsa dalam bauran energi, perubahan pada kasus R90, kasus T60, maupun kasus T90 terhadap kasus dasar tidak terlalu besar. Gambar 5.22 menampilkan perbandingan pangsa keempat kasus pada tahun 2030. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa pangsa energi fosil pada kasus R90 adalah sebesar 76,0%, lebih kecil 1,1% dari kasus dasar. Hal ini menunjukkan bahwa saat harga minyak mentah 90\$/barel, peluang EBT untuk

bersaing dengan energi fosil lebih terbuka. EBT yang menunjukkan potensi terbesar untuk bersaing adalah panas bumi, dengan pangsa 7,1% dari total penyediaan. Sedangkan pangsa CBM, pada kasus R90 tidak menunjukkan perubahan yang signifikan dibanding kasus dasar, yaitu hanya sebesar 0,4%.

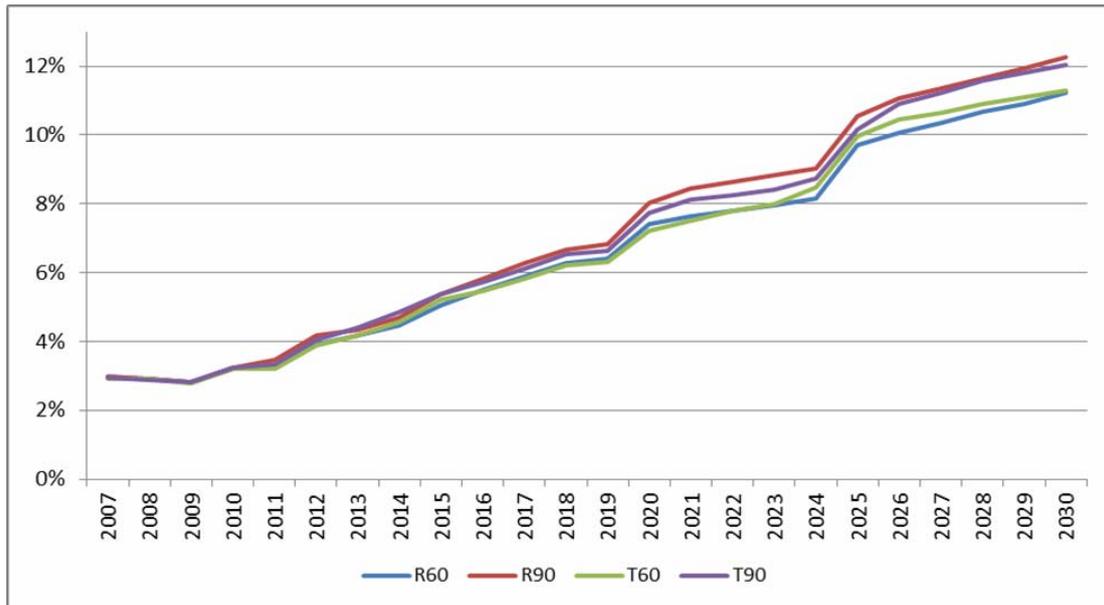
Perbandingan pangsa energi fosil pada kasus dasar dan kasus T60 di tahun 2030 juga menunjukkan hal yang serupa. Tingginya permintaan energi tidak dapat sepenuhnya dipenuhi oleh energi fosil karena keterbatasan cadangan yang ada. Oleh karena itu pangsa total energi fosil kasus T60 sedikit diatas kasus dasar yaitu 77,7%. Berbeda dengan kasus R90 dimana peluang untuk EBT lebih terbuka, di kasus T60 justru peluang CBM untuk bersaing dengan energi fosil yang lebih terbuka. Pangsa CBM yang pada kasus dasar hanya 0,3% meningkat menjadi 1,6% dari total penyediaan pada kasus T60. Sementara itu pangsa EBT kasus T60 relatif sama dengan kasus dasar.



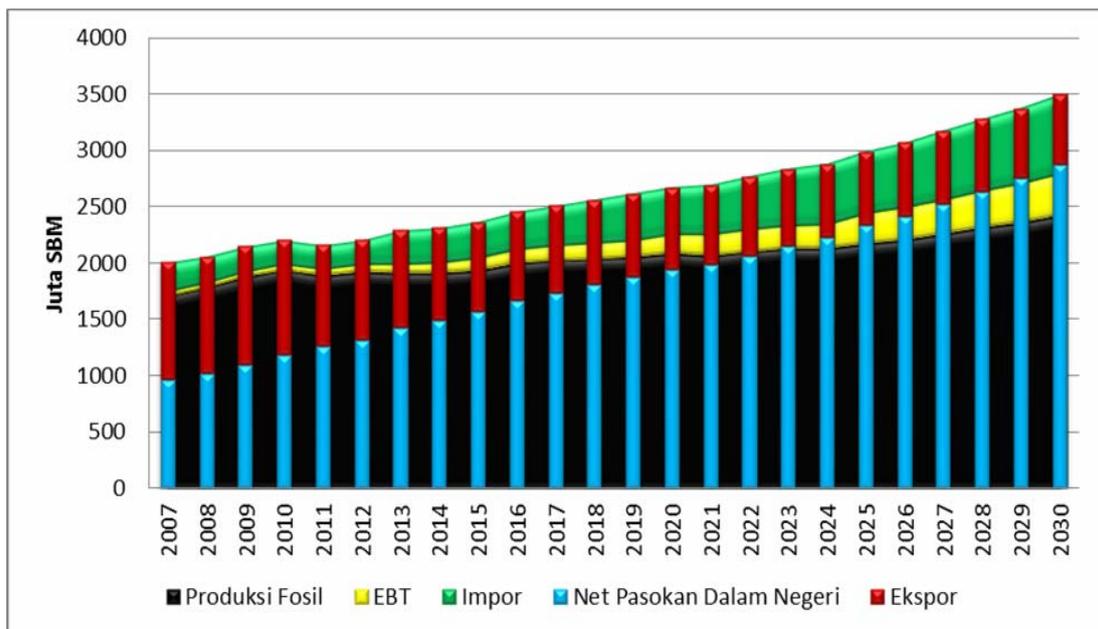
Gambar 5.22 Perbandingan pangsa penyediaan energi tahun 2030 untuk semua kasus

Kontribusi EBT terhadap total penyediaan dari masing-masing kasus disajikan pada Gambar 5.22. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa kontribusi EBT pada setiap kasus terus meningkat dari tahun ke tahun. Pada kasus dasar, kontribusi EBT tumbuh dari 3,0% di tahun 2007 menjadi 11,2% di tahun 2030. Kenaikan harga minyak mentah menjadi 90\$ US di kasus R90 mampu mendorong penyediaan EBT lebih tinggi dibanding kasus dasar. Pertumbuhan PDB 7% pada kasus T60 juga mampu mendorong penyediaan EBT namun tidak sebesar kasus R90. Kontribusi EBT pada tahun 2030 untuk kasus R90 dan kasus T60 adalah sebesar masing-masing 12,3% dan 11,3%.

Kenaikan harga minyak mentah dan tingginya pertumbuhan PDB seperti yang terjadi pada empat kasus di atas ternyata belum mampu membuka peluang untuk jenis EBT lainnya seperti nuklir dan tenaga surya. Mahalnya biaya pembangkitan dan kurangnya dukungan dari pemerintah membuat ketiga jenis energi ini tidak dapat bersaing dengan energi lain.



Gambar 5.23 Prakiraan rasio kontribusi EBT terhadap penyediaan energi



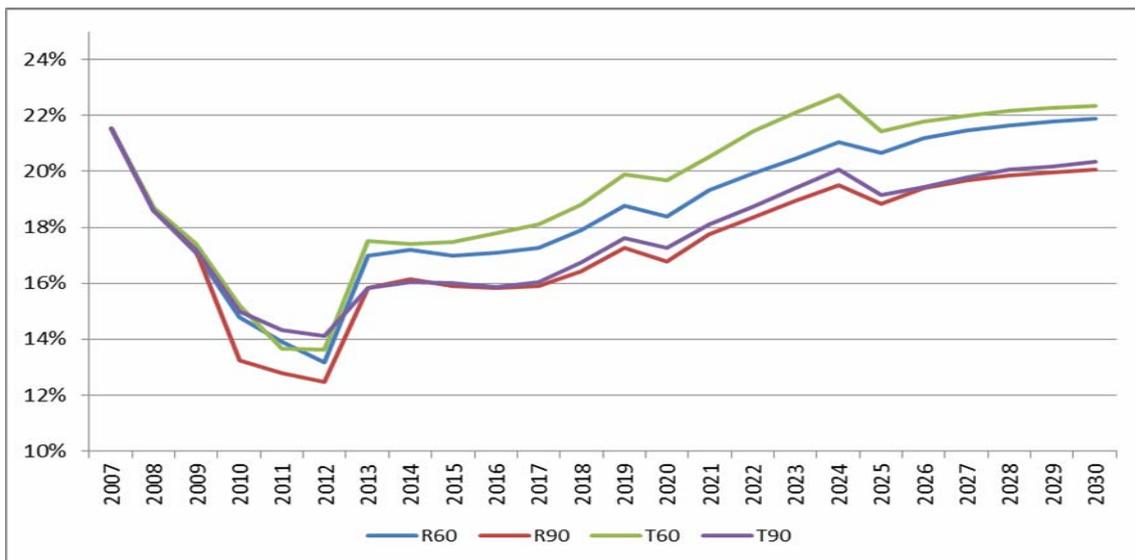
Gambar 5.24 Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi untuk kasus dasar

Gambar 5.24 menampilkan prakiraan produksi, impor, dan ekspor energi serta produksi EBT setara energi fosil (*fossil equivalent*) untuk kasus dasar. Net pasokan energi untuk kebutuhan dalam negeri diperkirakan tumbuh dengan laju rata-rata 4,7%, dimana kontribusi produksi energi fosil tumbuh dengan laju rata-rata hanya 1,2% per tahun. Impor tumbuh dengan laju rata-rata 5,4% per tahun, dan produksi EBT tumbuh pesat dengan laju rata-rata 11,3% per tahun sehingga menyumbang 13,0% dari total penyediaan energi. Sementara itu, ekspor energi mengalami penurunan dengan laju rata-rata 2,4% per tahun.

Pada awal tahun proyeksi sumberdaya energi fosil masih berlimpah dan

Indonesia berada pada posisi negara pengeksport energi. Namun pesatnya permintaan energi menyebabkan produksi dalam negeri tidak lagi mencukupi untuk pasokan dalam negeri. Pangsa ekspor yang pada tahun 2007 sebesar 36,5% turun menjadi 22,0% pada tahun 2030. Hal ini mencerminkan perubahan posisi Indonesia dari negara pengeksport energi (*net energy exporter*) menjadi negara pengimpor energi (*net energy importer*) pada tahun 2028.

Kontribusi impor terhadap total penyediaan energi untuk kasus dasar turun dari 21,5% pada tahun 2007 menjadi 13,2% pada tahun 2012 kemudian meningkat menjadi 21,9% pada tahun 2030. Penurunan kontribusi impor di awal tahun proyeksi disebabkan produksi minyak mentah pada periode tersebut masih dapat memenuhi konsumsi dalam negeri yang berdampak pada menurunnya impor minyak mentah. Namun keterbatasan cadangan minyak dan gas bumi akhirnya kembali mendorong angka impor terutama untuk jenis komoditi BBM. Pada tahun 2030, total impor energi pada kasus dasar diperkirakan mencapai 709,9 juta SBM dengan impor minyak bumi dan BBM mencapai 92,6% dan sisanya diisi oleh impor LPG. Gambar 5.25 menampilkan perbandingan rasio impor terhadap total penyediaan energi untuk masing-masing kasus.



Gambar 5.25 Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi

Perubahan harga minyak menjadi 90 \$/barell pada kasus R90 dan T90 menyebabkan harga energi internasional meningkat sehingga impor cenderung turun bila dibandingkan dengan kasus R60 dan T60. Dengan tingkat pertumbuhan produksi energi domestik relatif sama dengan kasus R60, tingkat pertumbuhan impor pada kasus R90 berkurang rata-rata 4,7% per tahun. Akibatnya, kontribusi impor terhadap total penyediaan energi tidak sebesar kasus dasar, yakni hanya mencapai 20,1% pada tahun 2030.

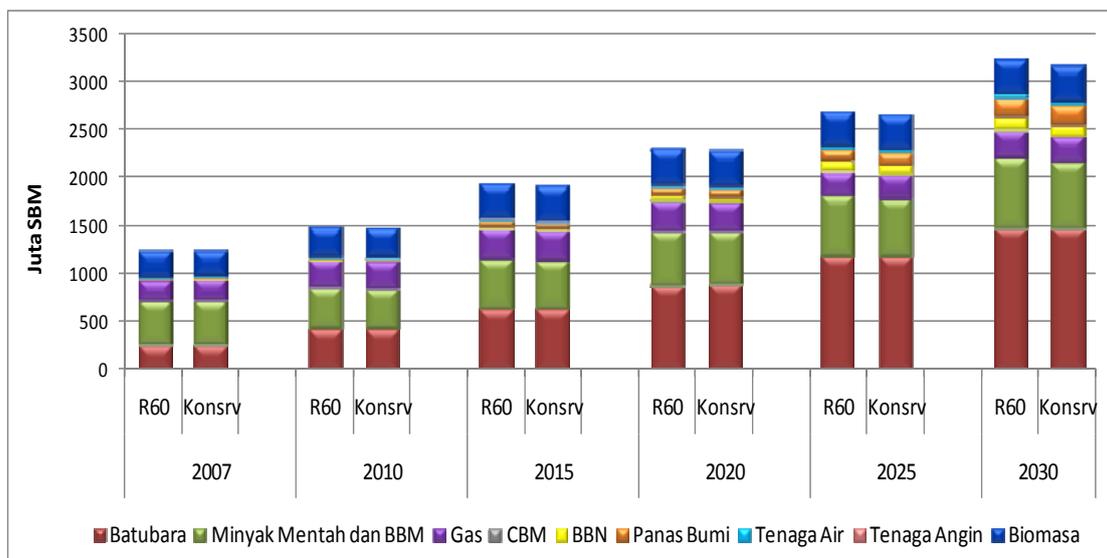
Tingginya permintaan energi menyebabkan rasio impor pada kasus T60 relatif paling tinggi dibandingkan kasus-kasus lainnya. Permintaan energi yang tinggi pada kasus T60 serta pertumbuhan produksi energi yang relatif sama dengan kasus dasar mendorong naiknya impor dengan laju pertumbuhan 6,2%.

Kontribusi impor terhadap total penyediaan pada kasus T60 di tahun 2030 adalah sebesar 22,4%.

5.2.3 Konservasi Energi

Dalam rangka menjaga ketersediaan pasokan energi, maka berbagai upaya dilakukan seperti mencari sumber energi alternatif dan konservasi energi. Namun besarnya biaya investasi dan sulitnya alih teknologi membuat energi alternatif membutuhkan waktu lama untuk dapat bersaing dengan energi lain. Maka konservasi energi merupakan usaha yang paling memungkinkan untuk menjaga ketersediaan pasokan saat ini.

Konservasi energi yang dilakukan dapat berupa perbaikan manajemen energi dan/atau peningkatan efisiensi dari teknologi yang digunakan. Dalam buku Outlook Energi 2010 ini konservasi energi dianalisa dalam sebuah kasus khusus. Pada kasus konservasi, jumlah energi yang dapat dihemat digambarkan dalam kenaikan efisiensi teknologi yang berkisar antara 10% sampai 20% tergantung dari sektor pengguna energi.



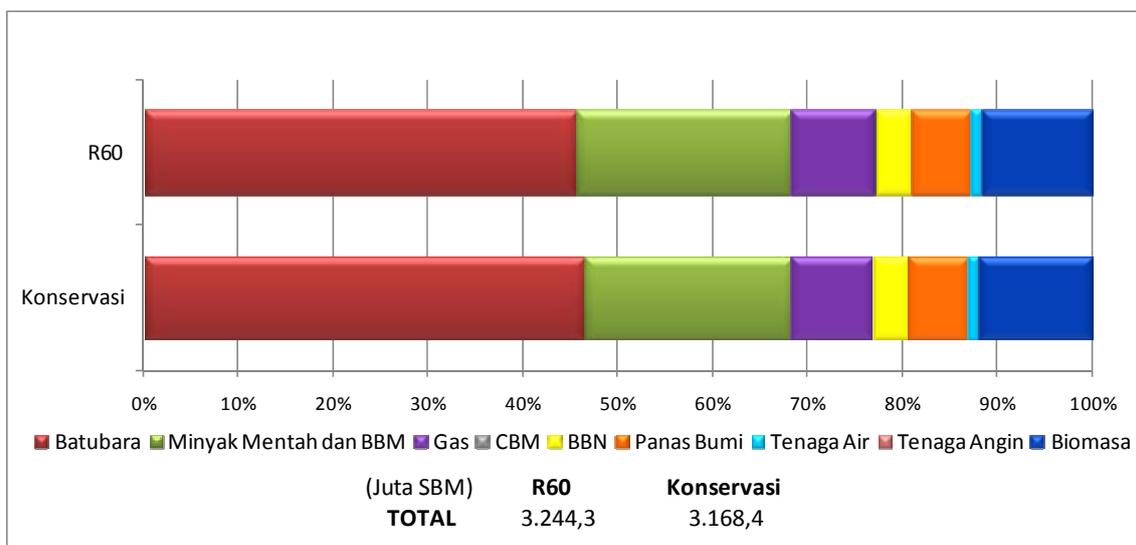
Gambar 5.26 Perbandingan penyediaan per jenis energi untuk kasus dasar dan kasus konservasi

Total penyediaan energi pada kasus konservasi menunjukkan sedikit penurunan. Besarnya pengurangan pasokan energi terhadap kasus dasar per tahun rata-rata mencapai 1,2%. Pada tahun 2030, total penyediaan kasus konservasi sebesar 3.168,4 juta SBM, atau berhasil mengurangi pasokan sebesar 2,3% bila dibandingkan dengan kasus dasar pada tahun yang sama.

Pasokan energi yang paling banyak berkurang adalah minyak bumi dan BBM. Seperti yang disajikan pada Gambar 5.26, pada tahun 2010 perbedaan penyediaan minyak bumi kasus dasar dan kasus konservasi adalah sebesar 7,8 juta SBM. Angka ini terus bertambah hingga pada tahun 2030 diperkirakan terjadi selisih penyediaan minyak bumi sebanyak 45,2 juta SBM atau 1,4% dari

total penyediaan kasus R60. Penyediaan gas bumi dan batubara di kasus konservasi pada tahun 2030 adalah masing-masing 272,6 juta SBM dan 1.469,6 juta SBM. Perbedaan penyediaan gas bumi pada tahun tersebut mencapai 10,4 juta SBM sedangkan untuk penyediaan batubara sebesar 7,1 juta SBM.

Walau tidak sebesar pengurangan energi fosil, penyediaan EBT juga menunjukkan penurunan. Total selisih penyediaan EBT pada tahun 2030 adalah sebesar 4,1 juta SBM. Dilain pihak, CBM diperkirakan sama sekali tidak kompetitif pada kasus konservasi. Kenaikan efisiensi pada teknologi sektor pengguna energi menyebabkan penurunan konsumsi gas bumi. Hal ini mengakibatkan penyediaan gas yang pada kasus dasar tidak cukup untuk memasok permintaan, kini mampu memenuhi permintaan tersebut tanpa ada pasokan tambahan dari CBM.



Gambar 5.27 Perbandingan pangsa penyediaan energi tahun 2030 untuk kasus dasar dan kasus konservasi

Sementara itu, perbandingan pangsa penyediaan energi di tahun 2030 pada kedua kasus ini tidak menunjukkan perbedaan yang mencolok. Pangsa tiap jenis energi relatif tidak berubah kecuali minyak bumi dan batubara. Besarnya selisih penyediaan minyak bumi dibanding penyediaan batubara menyebabkan pangsa minyak bumi berkurang dari 22,8% pada kasus dasar menjadi 21,9% di kasus konservasi. Sedangkan pangsa batubara bertambah 0,8% dari 45,6% di kasus dasar menjadi 46,4% pada kasus konservasi.

BAB 6 MINYAK BUMI DAN BBM

6.1 Cadangan Minyak Bumi (*Crude Oil*)

Berdasarkan informasi yang disampaikan dalam *International Energy Outlook 2009*, cadangan terbukti minyak bumi dunia per Januari 2009 adalah sebesar 1342,2 miliar barel. Jumlah cadangan terbukti minyak bumi Indonesia hanya setara dengan 0,3% dari cadangan minyak bumi dunia (OPEC, 2009).

Cadangan minyak bumi Indonesia terdapat diberbagai wilayah kepulauan Indonesia seperti wilayah Sumatera (NAD, Sumatera Utara, Sumatera Tengah, dan Sumatera Selatan), Natuna, Jawa (Jawa Barat dan Jawa Timur), Kalimantan (Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan), Sulawesi (Sulawesi Tengah dan Sulawesi Selatan), Maluku dan Papua. Total cadangan minyak bumi per Januari 2008 adalah sebesar 8.219,22 MMSTB (*Million Stock Tank Barrels*). Cadangan tersebut berupa cadangan terbukti sebesar 3.747,50 MMSTB dan cadangan potensial sebesar 4.471,72 MMSTB. Perincian cadangan minyak bumi dalam masing-masing wilayah dapat dilihat pada Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Cadangan minyak bumi berdasarkan wilayah

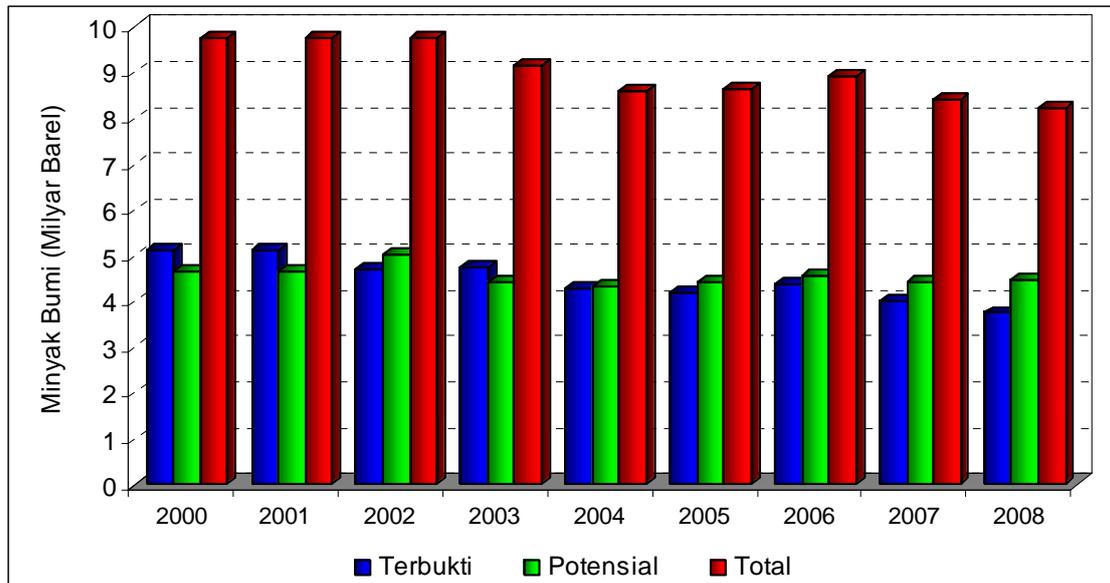
Wilayah	Cadangan (MMSTB)
Sumatera	5.273,99
Natuna	414,03
Jawa	1.509,90
Kalimantan	765,75
Sulawesi	58,02
Maluku	136,70
Papua	60,83
Total	8.219,22

Sumber: Ditjen Migas, status Januari 2008

Tabel 6.1 menunjukkan bahwa lokasi cadangan minyak bumi terbesar (64%) terdapat di Sumatera, diikuti oleh Jawa (18%) dan Kalimantan (9%). Sisa cadangan minyak bumi, sebesar 9% tersebar diberbagai wilayah Indonesia.

Secara umum, terjadi penurunan jumlah cadangan minyak Indonesia, baik cadangan terbukti maupun cadangan potensial. Berbagai kebijakan telah dikelurakan pemerintah untuk mendorong kegiatan pencarian dan penemuan cadangan baru, antara lain Permen ESDM No. 0008 tahun 2005 tentang insentif pengembangan lapangan minyak bumi marginal dan Permen Keuangan No. 177/PMK.011/2007 tentang pembebasan bea masuk atas impor barang untuk kegiatan hulu minyak dan gas bumi serta panas bumi. Meskipun demikian, usaha ini relatif belum tampak hasilnya. Perkembangan cadangan terbukti dan

potensial minyak bumi di Indonesia dari tahun 2000 - 2008 ditunjukkan pada Gambar 6.1.



Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 6.1 Perkembangan cadangan terbukti dan potensial minyak bumi

6.2 Pasokan Minyak Bumi dan BBM Saat Ini

6.2.1 Minyak Bumi

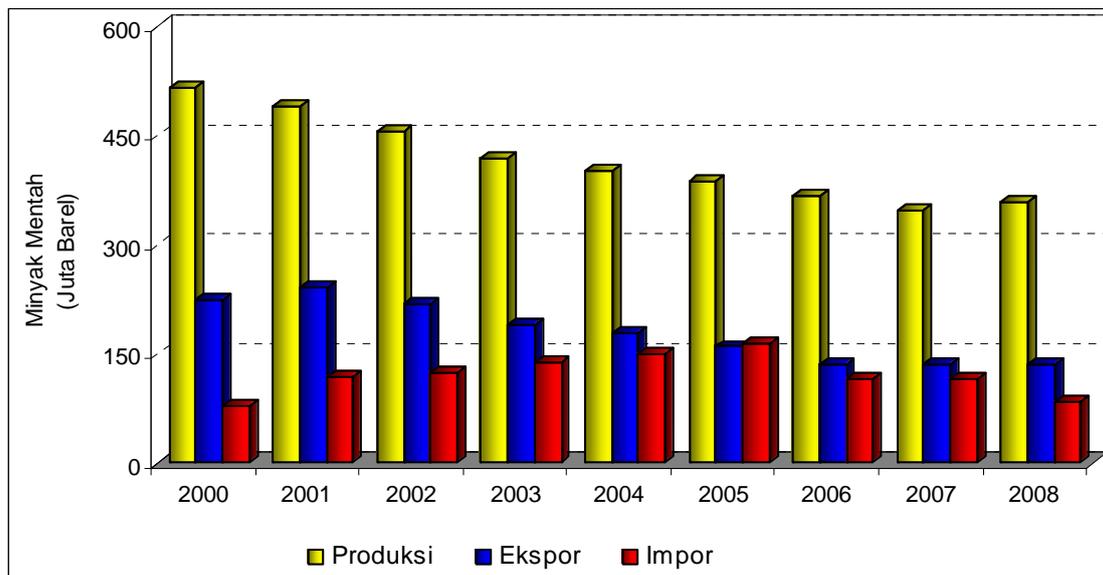
Produksi minyak bumi dilakukan oleh berbagai perusahaan seperti Pertamina dan perusahaan-perusahaan swasta lainnya yang mengelola wilayah usaha pertambangan Pertamina dengan sistem Daerah Operasi Hulu (DOH), *Joint Operation Body* (JOB), dan *Technical Assistant Contract* (TAC), serta perusahaan-perusahaan yang mengelola wilayah usaha pertambangan pemerintah dalam bentuk *Production Sharing Contract* (PSC). Pola pengelolaan ini mengakibatkan hanya sekitar 65% dari semua produksi minyak di Indonesia yang benar-benar merupakan bagian pemerintah karena harus dikurangi bagian operator dan biaya produksi.

Secara umum produksi minyak bumi terus mengalami penurunan. Penurunan produksi tersebut sejalan dengan menurunnya cadangan terbukti minyak bumi, karena tidak ditemukannya cadangan minyak bumi yang potensial. Penurunan produksi minyak bumi ini mengakibatkan penurunan ekspor minyak bumi dan input minyak bumi dalam negeri ke kilang.

Sesuai dengan kapasitas kilang minyak yang ada, pasokan minyak bumi ke kilang diupayakan selalu tetap. Guna menjamin pasokan yang relatif tetap tersebut, penurunan pasokan minyak bumi dari dalam negeri perlu diimbangi dengan peningkatan impor minyak bumi. Adapun laju penurunan produksi minyak bumi rata-rata dalam kurun waktu 2000-2008 adalah sebesar 4,5% per

tahun. Penurunan produksi minyak tersebut berpengaruh terhadap jumlah minyak bumi yang dapat diekspor.

Sesuai dengan rancang bangun kilang minyak yang ada di Indonesia pada saat ini, tidak semua jenis minyak bumi yang diproduksi di dalam negeri dapat diolah pada kilang minyak yang ada dengan hasil yang optimal. Hal ini disebabkan oleh spesifikasi minyak bumi tersebut tidak sesuai dengan jenis proses yang terdapat pada kilang yang ada, sehingga ekspor harus dilakukan terhadap jenis minyak bumi yang tidak/kurang dibutuhkan dan impor harus dilakukan terhadap jenis minyak bumi yang dibutuhkan untuk memproduksi produk kilang minyak tertentu. Perincian produksi, ekspor dan impor minyak bumi di dalam negeri dari tahun 2000-2008 dapat dilihat pada Gambar 6.2.



Sumber: Ditjen Migas

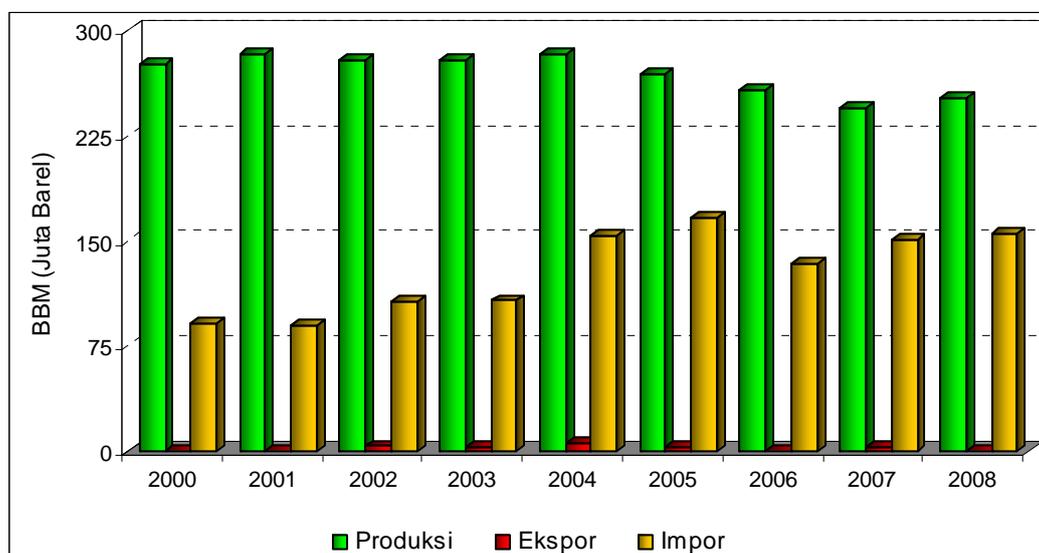
Gambar 6.2 Perkembangan produksi, impor, dan ekspor minyak mentah

Pasokan minyak bumi yang merupakan penjumlahan produksi dan impor dikurangi ekspor minyak bumi. Impor minyak bumi merupakan bagian yang sangat penting dalam pemenuhan kebutuhan minyak bumi di dalam negeri.

6.2.2 BBM

Sesuai dengan kapasitas kilang yang ada pada saat ini, produksi BBM dalam kurun waktu 2000-2008 cenderung menurun dengan laju penurunan rata-rata sekitar 1% per tahun. Penurunan tersebut disebabkan oleh tidak optimalnya operasi kilang minyak yang ada sebagai akibat spesifikasi minyak mentah yang digunakan tidak sesuai dengan spesifikasi minyak mentah yang digunakan dalam rancang bangun kilang tersebut. Upaya yang biasa dilakukan untuk memperkecil ketidaksesuaian tersebut adalah dengan mencampur beberapa jenis minyak mentah, sehingga diperoleh spesifikasi minyak mentah yang mendekati.

Meningkatnya kegiatan perekonomian telah mendorong peningkatan konsumsi BBM. Impor BBM harus dilakukan untuk mengatasi kekurangan BBM di dalam negeri. Jenis BBM yang diimpor dalam jumlah yang relatif besar adalah premium, minyak diesel dan minyak bakar. Adapun laju peningkatan impor BBM rata-rata dalam kurun waktu 2000-2008 adalah sebesar 7% per tahun. Dalam jumlah yang terbatas, kadang-kadang beberapa jenis BBM, seperti premium, minyak diesel dan minyak bakar diekspor. Dimasa depan, minyak bakar tidak akan dijual karena harganya yang rendah, bahkan lebih rendah dari pada harga minyak mentah itu sendiri. Minyak bakar yang dihasilkan kilang minyak akan diproses lagi untuk mendapatkan produk kilang minyak yang bernilai ekonomi tinggi, seperti premium dan minyak diesel. Pada Gambar 6.3 dapat dilihat perkembangan produksi, ekspor, dan impor BBM dari tahun 2000-2008.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 6.3 Perkembangan produksi, impor dan ekspor BBM

Melihat pada kapasitas dan kemampuan kilang minyak yang ada untuk memproduksi BBM serta pola konsumsi BBM di dalam negeri, maka impor BBM akan terus meningkat di masa yang datang.

6.3 Proyeksi Pasokan Minyak Bumi dan BBM

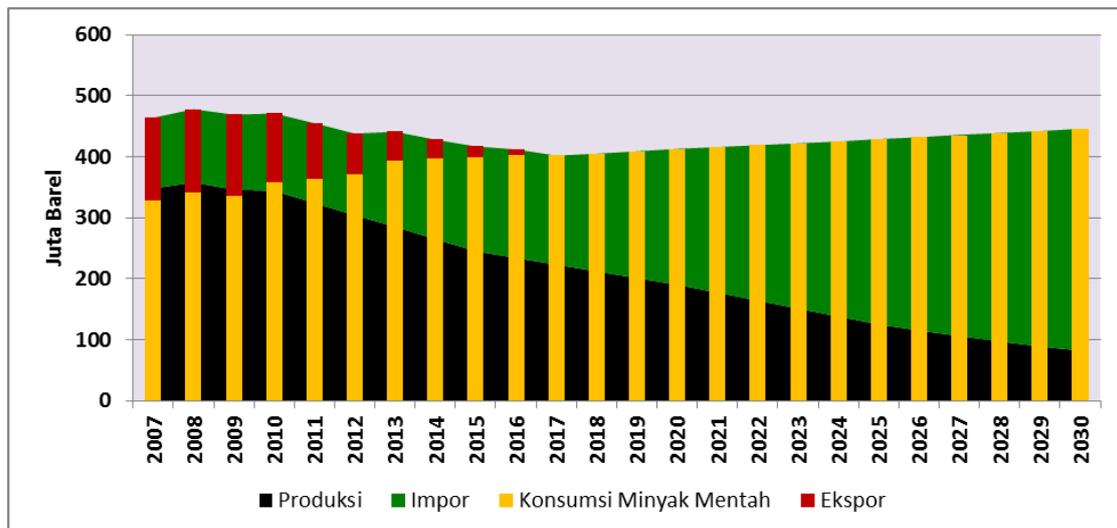
Pada bagian ini akan dibahas proyeksi pasokan minyak bumi (minyak mentah, crude) dan BBM yang dibuat untuk skenario PDB rendah (5,5%) dan PDB tinggi (7,0%). Pada masing-masing skenario tersebut, ditetapkan kasus harga minyak rendah 60 \$/barel dan harga minyak kasus tinggi 90 \$/barel. Pasokan minyak bumi dan BBC (BBM plus BBN) diuraikan secara terperinci untuk kasus dasar, yaitu pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak rendah. Pada kasus dasar, juga diuraikan pasokan minyak total yang merupakan penjumlahan dari pasokan minyak bumi dan BBM. Selanjutnya, pasokan dan konsumsi minyak bumi, BBC dan minyak total pada skenario yang lain (PDB tinggi) dan kasus yang lain (harga minyak mentah tinggi dan rendah) disampaikan di bawah ini.

6.3.1 Kasus GDP Rendah dan Harga Minyak Mentah Rendah

Adapun perkembangan pasokan minyak bumi, BBM dan minyak total pada kasus dapat dilihat pada bagian berikut.

A. Minyak Bumi

Minyak yang diproduksi dan tidak diekspor akan diolah menjadi BBM di beberapa kilang minyak dalam negeri, sehingga kebutuhan minyak berkaitan dengan kebutuhan BBM. Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak mentah dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Gambar 6.4.



Gambar 6.4 Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi (kasus dasar)

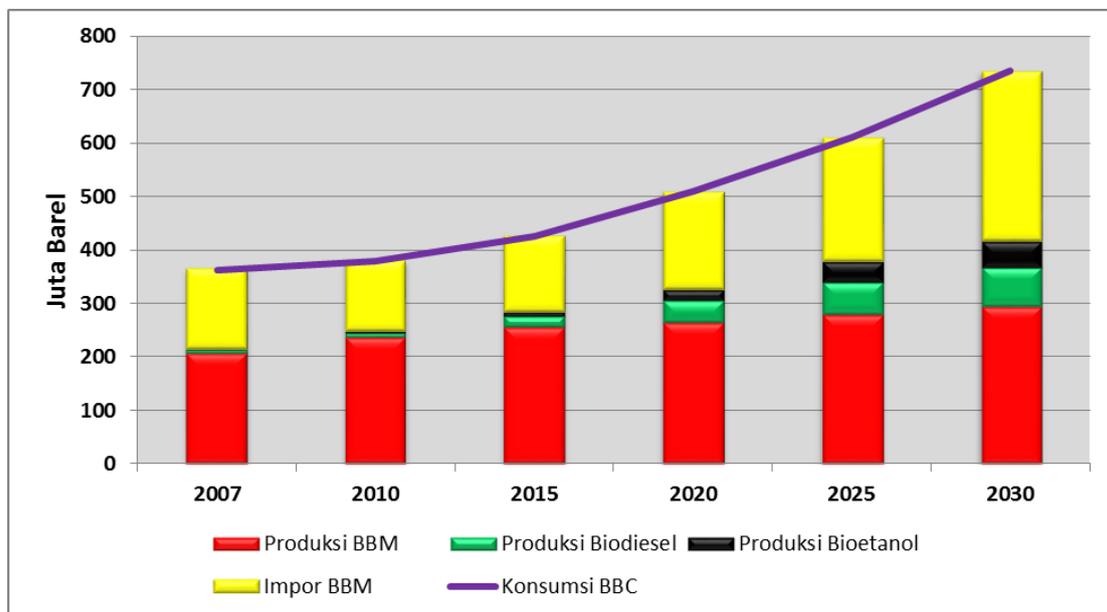
Pada kasus dengan tingkat pertumbuhan ekonomi rendah (5,5%) menyebabkan kegiatan perekonomian sedikit tertekan sehingga sektor produksi seperti sektor industri, komersial, sektor lain-lain (pertanian, konstruksi dan Pertambangan) dan sektor transportasi kegiatannya menjadi lambat. Namun dengan terjadinya harga minyak mentah yang rendah (60 \$/barell) kondisinya menjadi berbeda, sektor industri dapat menekan biaya produksinya. Selanjutnya kondisi ini akan mendorong dan meningkatkan kegiatan sektor-sektor lainnya dan berakhir pada pertumbuhan ekonomi. Pada kasus ini kebutuhan minyak mentah akan terus meningkat dengan tingkat pertumbuhan sekitar 1,3% per tahun. Meningkatnya kebutuhan minyak mentah ini merupakan akibat dari bertambahnya kapasitas kilang minyak yang ada.

Menurunnya cadangan terbukti minyak bumi, karena tidak ditemukannya cadangan minyak bumi yang potensial, dan makin sulit dan tingginya biaya pencarian cadangan minyak, maka produksi minyak mentah akan menurun. Produksi minyak mentah pada kurun waktu tersebut akan menurun dengan tingkat penurunan sekitar 6% pertahun, demikian juga dengan ekspor minyak mentah akan turun dari sekitar 133 juta barell pada tahun 2009 menjadi sekitar 10 juta barell pada tahun 2016.

Untuk memenuhi kebutuhan minyak mentah yang terus meningkat, diperlukan peningkatan impor minyak mentah. Impor minyak mentah meningkat dengan tingkat pertumbuhan rata-rata per tahun sekitar 4,8%. Berdasarkan jumlahnya, maka impor minyak mentah pada tahun 2030 mencapai 3 kali jumlah impor minyak mentah pada tahun 2009.

B. Bahan Bakar Cair (BBC)

BBC adalah gabungan dari BBM, bahan bakar nabati (BBN) dan BBM sintesis dari produk pencairan batubara (PPB), sedangkan BBN terdiri atas biodiesel dan bioetanol. Biaya produksi biodiesel dan bioetanol diperkirakan dapat bersaing dengan produk BBM fosil dan masuk dalam sistem penyediaan energi nasional. Sementara itu, BBM sintesis dari PPB pada kasus dasar belum mencapai tingkat keekonomiannya untuk diproduksi. Perkembangan produksi, impor dan konsumsi BBC pada kasus dasar dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Gambar 6.5.

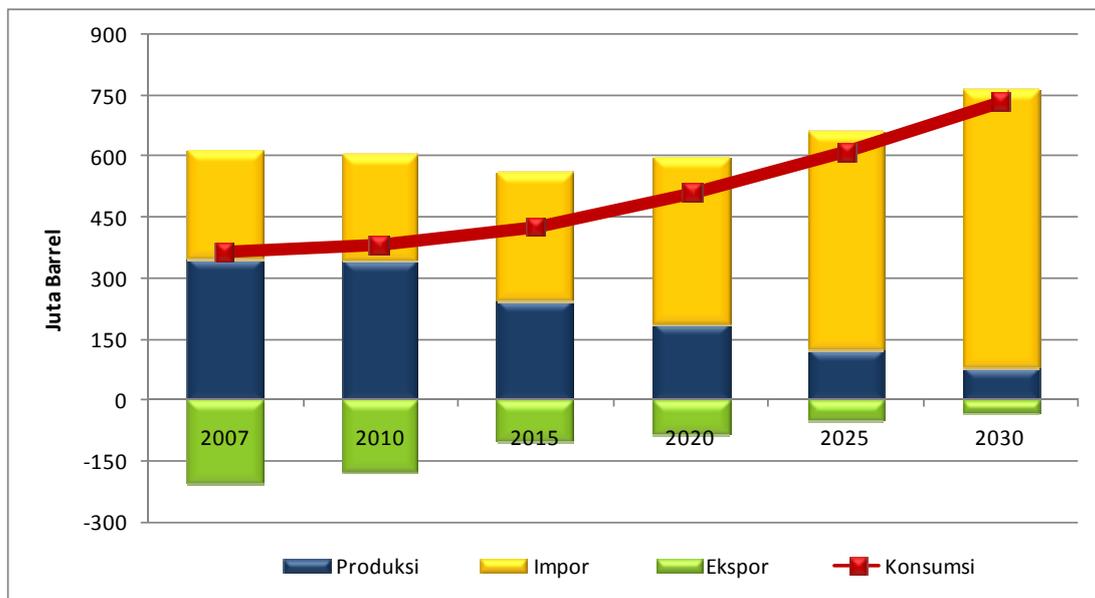


Gambar 6.5 Prakiraan produksi, impor dan konsumsi BBC

Pada kasus ini kebutuhan BBC dalam negeri pada kurun waktu 2009-2030 akan meningkat dengan tingkat pertumbuhan rata-rata sekitar 3% per tahun. Sebagian besar dari kebutuhan BBC tersebut akan dipenuhi dari produksi BBM dari kilang minyak dalam negeri, biodiesel dan bioetanol. Pada kasus ini untuk memenuhi kebutuhan BBM yang terus meningkat, seluruh produksi BBC (BBM, biodiesel dan bioetanol) nasional jumlahnya dapat ditingkatkan dengan tingkat pertumbuhan rata-rata 2,9% per tahun. Perincian pasokan BBC tersebut adalah sebagai berikut, produksi BBM meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 0,84% per tahun, produksi biodiesel meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 11,4% per tahun. Adapun produksi bioetanol meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 19,0% per tahun. Selanjutnya, juga diperlukan tambahan dari impor BBM yang meningkat dengan tingkat pertumbuhan rata-rata 3,3% per tahun.

C. Minyak total

Produksi minyak total adalah penjumlahan produksi minyak bumi dan produksi kilang (BBM dan non BBM). Pada kasus dasar, produksi minyak total selama kurun waktu dari tahun 2009-2030 menurun dengan laju penurunan 6,7% pertahun. Sementara itu, impor minyak total meningkat dengan laju peningkatan 4,95% per tahun. Ekspor minyak total adalah penjumlahan ekspor minyak bumi, ditambah ekspor produk kilang, baik BBM dan ekspor non BBM. Ekspor produk kilang minyak terutama dalam bentuk non BBM. Ekspor minyak total menurun dengan laju penurunan 8,47% pertahun. Gambar 6.6 memperlihatkan perkiraan produksi, impor dan ekspor, serta konsumsi minyak total untuk kasus dasar.



Gambar 6.6 Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak total

Dari Gambar 6.6 terlihat bahwa defisit pasokan minyak total akan meningkat dengan laju peningkatan 15,58% per tahun. Kondisi ini menggambarkan bahwa peran BBN masih kurang besar untuk mengurangi impor. Melihat pada besarnya jumlah defisit tersebut, peran BBN dan bahan bakar sintetis dari pencairan batubara perlu digiatkan. BBN pada harga minyak mentah 60 \$/barel telah layak secara ekonomi untuk dikembangkan. Sementara itu, bahan bakar sintetis dari pencairan batubara pada harga minyak mentah 60 \$/barel belum layak secara ekonomi untuk dikembangkan.

6.3.2. Kasus Lainnya

A. Minyak bumi

Sesuai dengan kasus dan skenario yang dipilih, maka pasokan maupun konsumsi minyak mentah dan BBC berubah untuk mendapatkan hasil yang optimal. Tingkat PDB dan Harga minyak bumi akan berpengaruh terhadap pasokan minyak bumi. PDB yang rendah (5,5%) menyebabkan kondisi perekonomian menjadi kurang berkembang, bila dibandingkan dengan PDB yang tinggi (7%). Selanjutnya, meningkatnya harga minyak bumi dari 60

\$/barel menjadi 90 \$/barel semakin menambah tekanan terhadap kegiatan ekonomi. Hal ini mengakibatkan sektor-sektor produksi menurunkan tingkat produksinya. Selanjutnya, peningkatan harga minyak bumi ini mengakibatkan penurunan pasokan minyak bumi, kondisi sebaliknya terjadi pada saat penurunan harga minyak.

Persentase peningkatan jumlah kebutuhan minyak bumi tahun 2030 dibandingkan dengan jumlah kebutuhan minyak bumi tahun 2009 untuk setiap kasus R60, R90, T60, T90 secara berturut-turut adalah 33%, 25%, 34%, dan 26%.

Untuk mengetahui pengaruh dari setiap kasus yang terjadi terhadap parameter produksi, ekspor, impor dan kebutuhan minyak bumi dilakukan dengan menjumlahkan seluruh parameter-parameter tersebut selama kurun waktu dari tahun 2009-2030. Selain itu juga dilakukan dengan memperbandingkan jumlah kebutuhan minyak mentah tiap tahunnya selama kurun waktu tersebut. Pengaruh dari skenario terhadap jumlah produksi, ekspor, impor dan kebutuhan minyak bumi pada kasus R60, R90, T60 dan T90 selama kurun dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Tabel 6.2 berikut ini.

Tabel 6.2 Produksi, ekspor, impor dan kebutuhan minyak bumi untuk setiap kasus

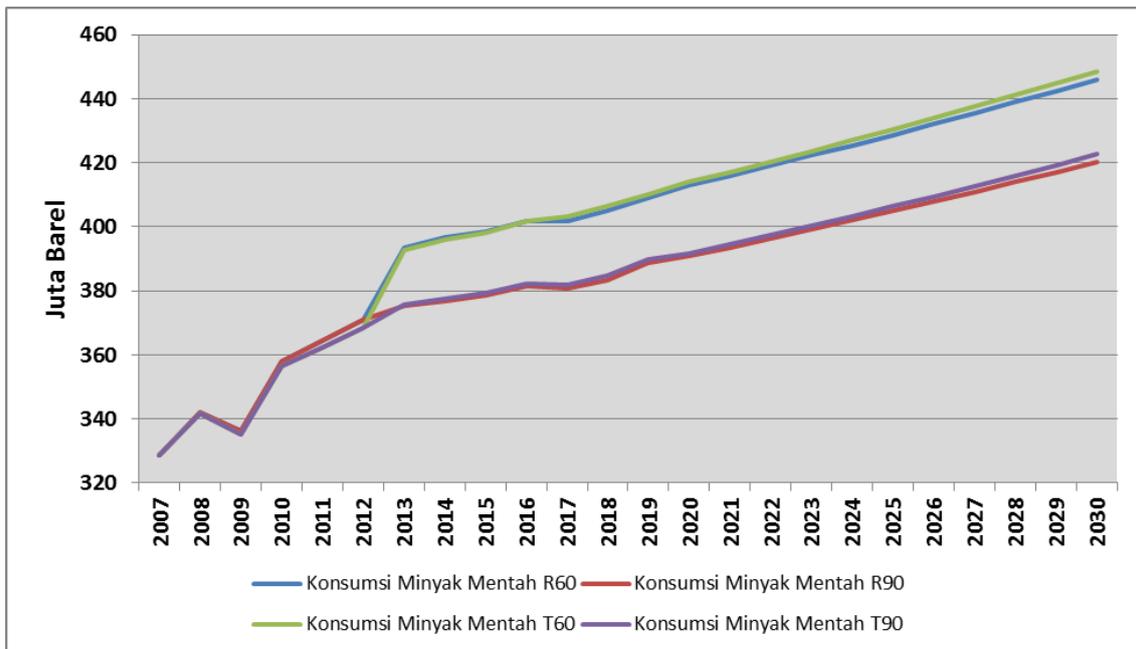
Parameter	Kasus			
	R60	R90	T60	T90
Produksi (Juta Barel)	4.417	4.417	4.417	4.417
Ekspor (Juta Barel)	511	511	511	511
Impor (Juta Barel)	5.056	4.646	5.069	4.661
Konsumsi (Juta Barel)	8.962	8.552	8.975	8.567

Dari Tabel 6.2 terlihat bahwa untuk semua kasus, jumlah produksi, dan jumlah ekspor minyak bumi selama kurun waktu 2009-2030 adalah sama. Hal ini menunjukkan bahwa tingkat produksi dan ekspor minyak mentah telah mencapai tingkat yang maksimal, sehingga tidak terpengaruh oleh tingkat pertumbuhan ekonomi dan perubahan harga minyak mentah. Tingkat produksi hanya ditentukan oleh kesiapan peralatan produksi para pengelola tambang, dan ekspor minyak hanya ditentukan oleh jenis minyak bumi yang diproduksi. Dalam mengolah minyak bumi di kilang minyak, tidak semua minyak bumi yang diproduksi spesifikasinya sesuai dengan jenis proses yang terdapat pada kilang yang ada. Minyak mentah yang sesuai dengan spesifikasi kilang minyak yang ada akan diolah menjadi BBM, sedangkan minyak mentah yang spesifikasinya tidak sesuai akan diekspor sehingga jumlahnya sama untuk semua kasus.

Pada Tabel 6.2 juga terlihat bahwa peningkatan impor minyak bumi terkait erat dengan peningkatan kebutuhan minyak, karena tingkat produksi yang tetap untuk semua kasus yang ada. Sehingga impor minyak bumi terbesar hingga terkecil secara berurutan dicapai oleh T60, R60, T90 dan R90. Urutan yang sama juga terjadi pada kebutuhan minyak bumi. Urutan ini memberikan

informasi bahwa perubahan harga minyak bumi lebih berpengaruh dari pada perubahan laju pertumbuhan ekonomi.

Pada minyak bumi, kebutuhan adalah setara dengan produksi dikurangi ekspor ditambah impor. Definisi ini berlaku pada kurun waktu 2007-2016, tetapi pada tahun 2017-2030 kebutuhan hanyalah setara dengan produksi ditambah impor. Perbandingan jumlah kebutuhan minyak mentah dari setiap kasus setiap tahunnya dapat dilihat pada Gambar 6.7.



Gambar 6.7 Prakiraan kebutuhan minyak mentah setiap kasus

Dari Gambar 6.7 tersebut dapat dilihat bahwa antara tahun 2007-2012 jumlah kebutuhan minyak bumi adalah sama untuk semua kasus. Pada saat tersebut, kebutuhan minyak bumi disesuaikan dengan kemampuan kilang yang ada untuk memproduksi BBM. Pada tahun 2013 terjadi penambahan kapasitas kilang, sehingga terjadi variasi dalam kebutuhan minyak bumi sebagai akibat perbedaan tingkat pertumbuhan ekonomi maupun perbedaan harga minyak. Pada kasus harga minyak bumi yang rendah (R60 dan T60) kebutuhan minyak mentahnya lebih banyak dari pada kasus harga minyak bumi yang tinggi (R90 dan T90), hal ini terkait kecenderungan konsumen untuk melakukan penghematan ketika harga energi meningkat. Selanjutnya pada Gambar ini juga terlihat bahwa peningkatan laju pertumbuhan PDB tidak terlalu berpengaruh terhadap perubahan kebutuhan minyak bumi, dimana kurva T60 berhimpit dengan R60, sedangkan kurva T90 berhimpit dengan R90.

Secara umum pemakaian minyak (BBM) sangatlah disukai karena kemudahan dalam pemakaiannya, sehingga cenderung digunakan secara optimal oleh konsumennya. Oleh sebab itu peningkatan maupun penurunan laju pertumbuhan tidak serta membuat konsumen merubah pola pemakaian minyak yang ada.

B. BBC

Pengaruh tingkat PDB dan Harga minyak mentah akan memberikan pengaruh terhadap pola kebutuhan BBM yang sama dengan pola kebutuhan pada kasus-kasus minyak mentah. Pengaruh dari tingkat PDB dan harga minyak mentah terhadap persentase peningkatan jumlah kebutuhan BBM tahun 2030 dibandingkan dengan tahun 2009 sesuai dengan kasusnya, R60, R90, T60, T90 secara berurutan adalah adalah 190%, 170%, 220% dan 200%.

6.3.3 Perbandingan antar kasus

Untuk mengetahui bagaimana pengaruh dari setiap kasus terhadap parameter produksi, ekspor, impor dan kebutuhan BBC (BBM & BBN), dilakukan dengan penjumlahan terhadap masing-masing parameter tersebut dari tahun 2009-2030. Berbeda dengan minyak mentah dimana jumlah produksi dan jumlah ekspor minyak mentah sama untuk setiap kasus, dan tidak tergantung pada laju pertumbuhan ekonomi serta tingkat harga minyak mentah. Pada BBC, semua parameter produksi, ekspor impor dan kebutuhan sangat tergantung kepada kondisi perekonomian dan harga minyak mentah. Pengaruh dari skenario terhadap jumlah produksi, ekspor, impor dan kebutuhan minyak mentah dari tahun 2009-2030 pada kasus R60, R90, T60 dan T90 dapat dilihat pada Tabel 6.3.

Tabel 6.3 Produksi, ekspor, impor dan kebutuhan BBC untuk setiap kasus

Parameter	Kasus			
	R60	R90	T60	T90
Produksi (Juta Barel)	7.059	6.825	7.259	6.839
Ekspor (Juta Barel)	19	44	11	27
Impor (Juta Barel)	4.326	3.530	5.313	4.565
Kebutuhan BBM (Juta Barel)	11.366	10.312	12.559	11.378

Pada Tabel 6.3 terlihat bahwa kebutuhan BBC pada kasus T60, pertumbuhan PDB tinggi (7%) dan harga minyak rendah 60 \$/barel merupakan yang paling besar. Pertumbuhan PDB yang tinggi dan harga minyak yang rendah akan lebih mendorong dan meningkatkan aktivitas sektor penggerak ekonomi sehingga kebutuhan energi termasuk diantaranya BBC menjadi besar. Selanjutnya kebutuhan BBC pada kasus R90, PDB rendah (5,5%) dan harga minyak tinggi 90 \$/barel merupakan yang paling kecil. Pada kasus R90, semua hal yang bertentangan dengan kondisi kasus T60 terjadi, sehingga kebutuhan energi termasuk diantaranya BBC menjadi kecil.

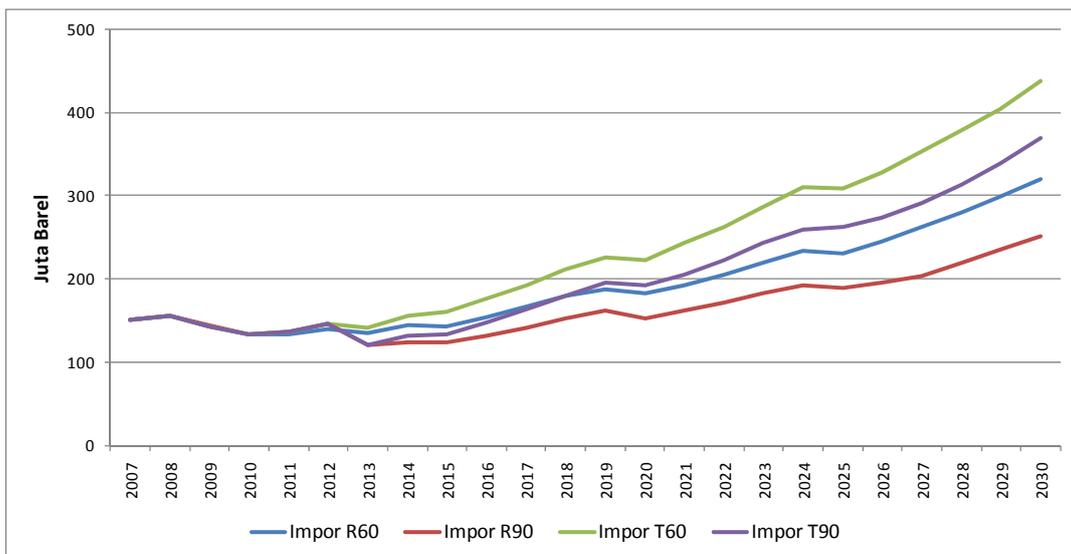
Pada kasus T60, total kebutuhan BBC selama kurun waktu 21 tahun, mulai tahun 2009 diperkirakan akan mencapai 1.259 juta barel. Kebutuhan ini tidak dapat dipenuhi hanya dari produksi di dalam negeri yang dalam kurun waktu tersebut hanya dapat memproduksi sekitar 7.259 juta barel. Kekurangannya ditutupi dari impor yang jumlahnya mencapai sekitar 5.313 juta barel.

Namun apabila ditinjau dari jumlah ekspor BBM, kasus ini merupakan yang paling rendah diantara kasus-kasus tersebut. Hal ini disebabkan pada kondisi

harga minyak mentah yang rendah dan kebutuhan BBCnya sangat besar, sehingga kebutuhan tersebut diupayakan untuk dipenuhi dari produksi BBC di dalam negeri.

Pemanfaatan sumberdaya energi dalam negeri secara maksimal untuk memenuhi kebutuhan energi nasional merupakan salah satu target yang harus segera dilakukan. Mandatori pemanfaatan BBN merupakan salah satu cara yang dilakukan untuk mengurangi pemakaian minyak. Mandatori ini memiliki target waktu dan persentase volume pencapaian dari pemanfaatan BBN biodiesel, bioetanol, dan minyak nabati murni sebagai bahan bakar pengganti minyak diesel, *fuel oil* dan premium di sektor transportasi, industri, komersial dan pembangkit listrik. Hal yang menarik untuk dicermati adalah bahwa pelaksanaan mandatori berpengaruh terhadap impor BBM, dimana dengan adanya peningkatan target pencapaian BBN pada waktu tertentu, maka impor BBM pada waktu tersebut juga tertahan. Import BBM untuk setiap kasus dapat dilihat pada Gambar 6.8 berikut ini.

Pada Gambar ini terlihat bahwa impor BBM pada PDB rendah (R60 dan R90) lebih kecil dari pada PDB tinggi (T60 dan T90), hal ini menunjukkan bahwa impor terbesar diperlukan pada kasus T60, sedangkan impor terkecil dicapai pada kasus R90.



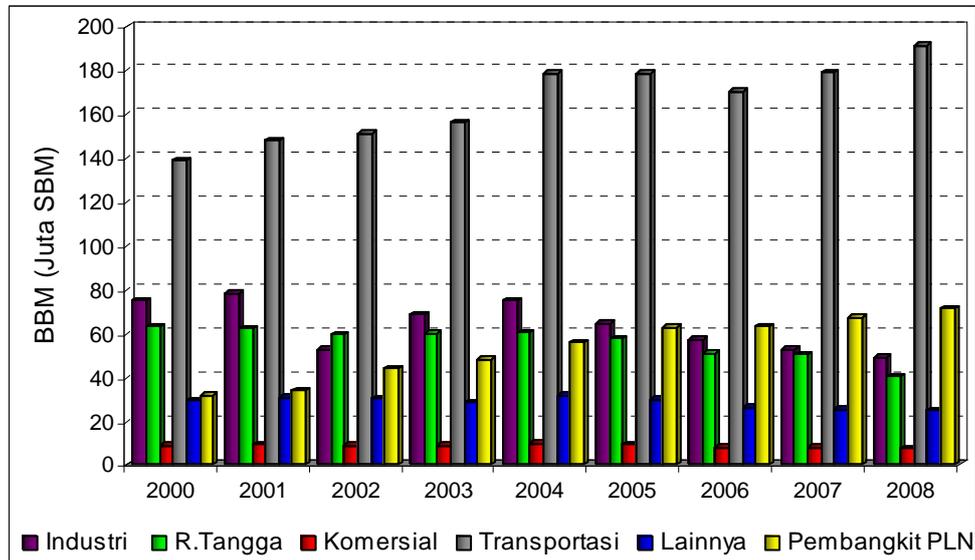
Gambar 6.8 Impor BBM setiap kasus

6.4 Pemanfaatan BBM

6.4.1 Pemanfaatan Saat Ini

Pemanfaatan BBM di dalam negeri dalam kurun waktu 2000-2008 mengalami peningkatan, dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 1,3% per tahun. Konsumsi BBM pada sektor transportasi dan pembangkit PLN mengalami peningkatan, dengan laju peningkatan rata-rata untuk masing-masing sektor secara berurutan adalah sebesar 4,1% dan 10,7% per tahun. Sementara itu, sektor komersial, rumah tangga, industri, dan lainnya (pertanian, konstruksi dan

pertambahan) mengalami penurunan, dengan laju penurunan rata-rata untuk masing-masing sektor secara berurutan adalah sebesar 2,5%; 5,5%; 5,2% dan 2,0% per tahun. Perincian BBM yang dikonsumsi pada masing-masing sektor dapat dilihat pada Gambar 6.9.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 6.9 Konsumsi BBM berdasarkan sektor

Pada sektor transportasi, jenis BBM yang paling banyak digunakan adalah premium dan minyak diesel. Pilihan jenis bahan bakar alternatif pada sektor tersebut sangatlah terbatas, sementara itu harga bahan bakar alternatif yang ada relatif mahal, sehingga bahan bakar alternatif tersebut sukar untuk bersaing dengan BBM. Mulai tahun 2006, bahan bakar alternatif berupa biopremium, biopertamax dan biodiesel telah digunakan dalam jumlah yang relatif kecil. Secara umum, jumlah konsumsi BBM akan meningkat sesuai dengan meningkatnya jumlah kendaraan yang ada.

Pada sektor pembangkit listrik, jenis BBM yang digunakan adalah minyak diesel dan minyak bakar. Upaya PLN untuk meningkatkan ratio elektrifikasi diseluruh wilayah Indonesia mendorong peningkatan pemakaian BBM, karena tidak diperlukannya infrastuktur khusus untuk pemakaian BBM. BBM merupakan pilihan untuk penyediaan listrik yang mendesak/jangka pendek dan untuk pembangkit listrik di wilayah terpencil. Sesuai dengan kebijakan Pemerintah yang tertuang dalam RUKN tahun 2004, pemakaian BBM pada pembangkit listrik hanyalah untuk penanggulangan daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek, menunggu pembangunan pembangkit listrik non BBM, dan pusat beban kecil dan terisolasi. Selanjutnya, konsumsi BBM untuk pembangkit listrik non PLN termasuk dalam sektor komersial dan industri.

Pada sektor komersial, jenis BBM yang banyak digunakan adalah minyak diesel dan minyak tanah. Sesuai dengan aktivitasnya, seperti restoran, perhotelan, perkantoran dan pemberi jasa. Aktivitas-aktivitas ini relatif tidak padat energi. Pemakaian BBM pada sektor ini terutama untuk memasak dan pembangkit listrik yang diperlukan untuk penerangan maupun pendinginan.

Pada sektor rumah tangga, jenis BBM yang digunakan adalah minyak tanah. Perluasan jaringan pipa gas kota dan program konversi minyak tanah ke LPG telah mengurangi konsumsi minyak tanah di rumah tangga. Dimasa mendatang pemakaian minyak tanah di rumah tangga akan sangat berkurang, karena harga dari minyak tanah di pasaran adalah harga keekonomiannya yang mahal, sehingga sulit terjangkau oleh masyarakat luas.

Pada sektor industri, jenis BBM yang banyak digunakan adalah minyak diesel dan minyak bakar. BBM diperlukan untuk bahan bakar motor penggerak dan pembangkit listrik. Dimasa mendatang akan lebih banyak minyak diesel maupun jenis bahan bakar lain seperti LPG, gas dan batubara, hal ini disebabkan karena tidak tersedianya minyak bakar dipasaran.

Pada sektor lainnya, jenis BBM yang paling banyak digunakan adalah minyak diesel. Sektor ini meliputi subsektor pertanian, konstruksi dan pertambangan yang memerlukan banyak minyak diesel untuk mesin penggerak, alat berat dan pembangkit listrik. Peralatan-peralatan tersebut memerlukan BBM yang tidak untuk digantikan dengan bahan bakar alternatif.

Berdasarkan persentasenya pada kurun waktu 2000-2008, sektor transportasi merupakan sektor yang paling banyak mengkonsumsi BBM, setiap tahunnya rata-rata sektor ini mengkonsumsi sekitar 44,2% dari total konsumsi BBM nasional, selanjutnya diikuti oleh sektor industri, rumah tangga dan pembangkit listrik, dengan persentase rata-rata per tahun secara berurutan sekitar 16,9%, 14,9% dan 14,1% dari total konsumsi BBM nasional. Adapun pangsa konsumsi sektor komersial dan lain relatif kecil, yaitu sekitar 2,3% dan 7,6% dari total konsumsi BBM nasional.

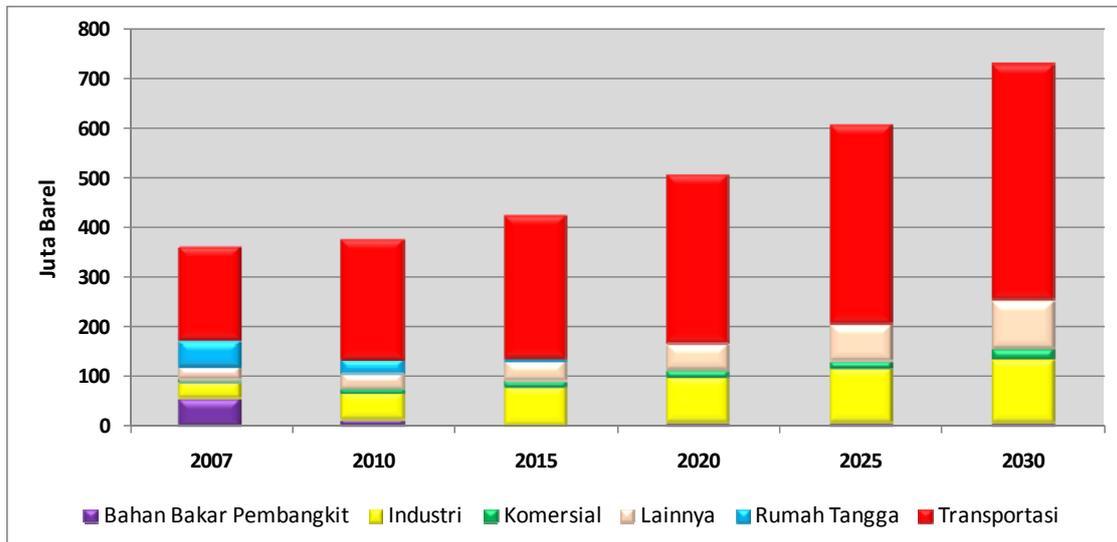
6.4.2 Proyeksi

A. Kasus dasar

Berdasarkan sektor pemakainya, BBM digunakan pada sektor pembangkit listrik, industri, komersial, lainnya, rumah tangga dan transportasi. Adapun perincian kebutuhan BBM berdasarkan sektornya selama kurun waktu dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Gambar 6.10.

Pada sektor transportasi, jenis BBM yang paling banyak digunakan adalah premium yang meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 0,85% per tahun, minyak diesel meningkat dengan laju cukup tinggi dengan laju pertumbuhan rata-rata 3,9% per tahun. Demikian juga dengan avtur yang meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 7% per tahun. Bahan bakar cair alternatif berupa biodiesel dan bioetanol (berupa produk biopremium dan biopetramax) sebagai substitusi BBM mulai masuk sebagai sumber bahan bakar sektor transportasi pada tahun 2009. Adapun kebutuhan biodiesel akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 15,7% per tahun. Selanjutnya, kebutuhan bioetanol meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 22,9% per tahun. Meningkatnya penggunaan minyak diesel dan avtur di masa yang akan datang karena digunakannya lebih banyak alat transportasi yang bermesin diesel dan adanya

peningkatan penggunaan moda transportasi udara sebagai sarana penghubung antar wilayah dan pulau. Minyak tanah dimanfaatkan di sektor transportasi untuk kapal-kapal kecil dan konsumsinya selama kurun waktu 21 tahun tersebut relatif kecil rata-rata hanya sekitar 0,4 juta barel per tahunnya. Secara umum, konsumsi BBM pada sektor transportasi akan meningkat sesuai dengan meningkatnya jumlah kendaraan yang ada.



Gambar 6.10 Prakiraan kebutuhan BBC sektoral untuk kasus dasar

Pada sektor pembangkit listrik, jenis BBM yang digunakan adalah minyak diesel dan minyak bakar (*fuel oil*). Pemanfaatan kedua jenis bahan bakar ini di masa yang akan datang akan mengalami penurunan dengan laju penurunan masing-masing berturut-turut minyak diesel menurun dengan laju penurunan rata-rata 7,8% per tahun. Sedangkan kebutuhan *fuel oil* menurun dengan laju penurunan rata-rata 5,4% per tahun. Pemanfaatan biodiesel selama kurun waktu 21 tahun tersebut diperkirakan relatif kecil, hanya sekitar 0,1 juta barel per tahun. Menurunnya kebutuhan BBM di sektor pembangkit dimungkinkan karena adanya penggunaan bahan bakar lain non BBM yang harga pembangkitan listriknya lebih murah bila dibandingkan dengan menggunakan BBM. Selain itu, kemungkinan telah tercapainya kehandalan pelayanan listrik oleh pengelola listrik dan telah terinterkoneksikannya jaringan listrik di wilayah-wilayah utama Indonesia.

Pada sektor komersial, jenis BBM yang banyak digunakan adalah minyak diesel dan minyak tanah. Sesuai dengan aktivitasnya, seperti restoran, perhotelan, perkantoran dan pemberi jasa. Aktivitas-aktivitas ini relatif tidak padat energi sehingga kebutuhan BBMnya pun diperkirakan relatif kecil. Kebutuhan minyak diesel akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 5,8% per tahun. Minyak tanah kebutuhannya menurun dengan laju penurunan rata-rata 0,3% per tahun.

Pada sektor rumah tangga kebutuhan minyak tanah mengalami penurunan dengan laju penurunan yang sangat tinggi. Kebutuhan minyak tanah menurun dengan laju penurunan rata-rata 11,5% per tahun. Perluasan jaringan pipa gas

kota dan program konversi minyak tanah ke LPG telah mengurangi konsumsi minyak tanah di rumah tangga.

Pada sektor industri, jenis BBM yang banyak digunakan adalah minyak diesel dan *fuel oil*. Minyak diesel diperkirakan akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 4,4% per tahun. *Fuel oil* kebutuhannya menurun dengan laju penurunan rata-rata 0,2% per tahun. Kecilnya peningkatan kebutuhan BBM di sektor industri karena telah handalnya pelayanan listrik oleh pengelola listrik sehingga industri tidak perlu membangkitkan listrik sendiri dan masuknya LPG, gas dan batubara sebagai bahan bakar pengganti di sektor industri.

Pada sektor lain-lain, jenis BBM yang paling banyak digunakan adalah minyak diesel, premium dan *fuel oil*. Minyak diesel diperkirakan akan meningkat kebutuhannya dengan laju pertumbuhan rata-rata 6,5% per tahun, premium kebutuhannya meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 6,3% per tahun. Sedangkan *fuel oil* akan meningkat kebutuhannya dengan laju pertumbuhan rata-rata 7% per tahun.

Berdasarkan persentasenya pada kurun waktu 2009-2030, sektor transportasi merupakan sektor yang paling banyak mengkonsumsi BBM, setiap tahunnya rata-rata sektor ini mengkonsumsi sekitar 64% dari total konsumsi BBM nasional, selanjutnya diikuti oleh sektor industri, lain-lain, komersial, pembangkit listrik dan rumah tangga dengan persentase rata-rata per tahun secara berurutan sekitar 17,5%, 11,5%, 2,8%, 2,1% dan 1,2% dari total konsumsi BBM nasional.

B. Perbandingan antar kasus

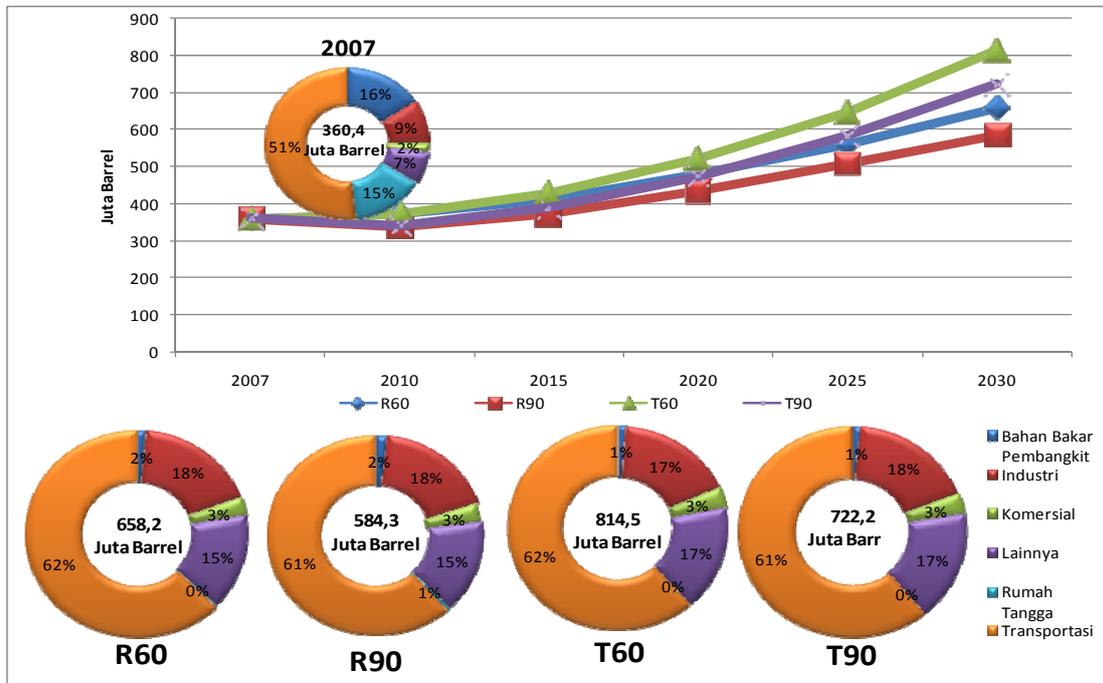
Perbandingan kebutuhan BBM pada setiap sektor untuk setiap kasus selama kurun waktu 2009-2030 dapat dilihat pada Tabel 6.4.

Tabel 6.4 Total kebutuhan BBM untuk setiap kasus

Sektor	Kebutuhan (Juta Barel)			
	R60	R90	T60	T90
	2009-2030	2009-2030	2009-2030	2009-2030
Bahan Bakar Pembangkit	230	231	230	231
Industri	1.866	1.710	2.072	1.916
Komersial	303	269	369	321
Lainnya	1.236	1.111	1.501	1.348
Rumah Tangga	132	138	66	66
Transportasi	6.916	6.196	7.632	6.836
TOTAL	10.684	9.656	11.870	10.718

Pada Tabel 6.4 dapat dilihat bahwa diantara ke empat kasus tersebut kasus T60 merupakan kasus yang membutuhkan BBM yang paling tinggi, diikuti oleh T90, R60 dan R90. Hal ini disebabkan karena dengan tingkat pertumbuhan ekonomi yang tinggi dan harga minyak mentah yang rendah (T60) akan lebih mendorong peningkatan kebutuhan BBM. Sementara itu, tingkat pertumbuhan ekonomi yang rendah dan harga minyak mentah yang tinggi (R90) akan lebih mendorong penurunan kebutuhan BBM.

Selanjutnya pangsa pemanfaatan BBM per kasus pada setiap sektor untuk tahun 2007 dan 2030 dapat dilihat pada Gambar 6.11. Pada gambar ini terlihat bahwa meskipun kebutuhan BBM total pada setiap kasus berbeda, tetapi secara umum pangsa kebutuhan BBM pada setiap sektornya relatif hampir sama.



Gambar 6.11 Prosentase pemanfaatan BBM per kasus per sektor tahun 2007 dan 2030

6.5 Infrastruktur BBM

Infrastruktur BBM dimulai dengan infrastruktur penyediaan minyak mentah untuk bahan baku kilang minyak, dilanjutkan dengan pengolahan minyak mentah menjadi BBM, dan akhirnya pendistribusian BBM ke konsumen. Adapun perinciannya akan diuraikan sebagai berikut.

6.5.1 Penyediaan dan Pengolahan Minyak Mentah

A. Penyediaan minyak mentah untuk bahan baku kilang

Minyak mentah diangkut dari sumur minyak ke kilang minyak melalui jaringan pipa dan kapal tanker. Secara umum jaringan pipa minyak yang ada di lapangan minyak dipergunakan untuk mengangkut minyak ke pelabuhan tempat menampung minyak untuk diekspor, atau ke kilang minyak guna diolah.

B. Pengolahan minyak mentah menjadi BBM

Kilang minyak merupakan infrastruktur utama dalam pengolahan minyak mentah menjadi BBM. Pada saat ini, terdapat 9 buah kilang dengan kapasitas

total sebanyak 1.057 ribu barel per hari. Adapun perincian dari kilang minyak yang ada pada saat ini dapat dilihat pada Tabel 6.5.

Tabel 6.5 Lokasi dan kapasitas kilang saat ini

Lokasi Kilang	Kapasitas (ribu barel/hari)	Keterangan
Pangkalan Brandan	5	
Dumai	120	Termasuk fasilitas baru
Sungai Pakning	50	
Musi	135,2	
Balongan	125	
Cepu	3,8	
Cilacap	348	Termasuk fasilitas baru
Balikpapan	260	Termasuk fasilitas baru
Kasim	10	
Total	1.057	

Meningkatnya kebutuhan BBM dimasa mendatang akan mendorong peningkatan kapasitas kilang minyak dan tentunya juga meningkatkan impor minyak mentah yang diperlukan untuk bahan baku kilang minyak. Pada saat ini terdapat beberapa rencana proyek kilang minyak, seperti di Selayar dan Tuban, tetapi belum ada satupun yang terealisasi. Kendala utama dalam pembangunan sebuah kilang adalah diperlukannya dana yang besar dan diperlukannya kepastian pasokan minyak mentah yang akan menjadi bahan baku kilang yang akan dibangun.

6.5.2 Pendistribusian BBM

Pola pendistribusian BBM secara umum adalah pengangkutan BBM hasil kilang atau BBM impor ke *seafed depot* tujuan. Pengangkutan BBM tersebut dapat dilakukan berbagai sarana seperti pipa, kapal tanker, mobil tanki dan kereta api. Distribusi BBM melalui kapal tanker dari kilang ke *seafed depot* dan/atau pihak ke III dibedakan atas beberapa pola distribusi sesuai dengan kapasitas kapal yang mengangkut BBM. Jalur distribusi BBM dari produksi kilang dan impor ke *seafed depot* dan/atau pihak ke III melalui kapal tanker.

Indonesia selain memproduksi BBM melalui kilang nasional, juga mengimpor BBM, terutama minyak solar yang ditampung pada 2 (dua) titik penampungan, yaitu pada *floating storage* Teluk Semangka di Selat Sunda dan *floating storage* Kalbut Situbondo di perairan Situbondo, Jawa Timur. Minyak solar dari *floating storage* Teluk Semangka, digunakan di Bengkulu, Lampung, Pontianak, dan sebagian kebutuhan pembangkit listrik (PLTGU) di Jawa. Sedangkan minyak solar dari *floating storage* Kalbut Situbondo digunakan di Surabaya dan sekitarnya, Bali, NTB, NTT, Ambon, dan Papua Barat.

Indonesia terbagi atas 8 Unit Pemasaran Dalam Negeri (UPDN), dengan pusatnya di kota Medan, Palembang, Jakarta, Semarang, Surabaya, Balikpapan, Ujung Pandang dan Jaya Pura. Sesuai dengan kondisi wilayah UPDN nya, lokasi kilang minyak, storage, terminal transit, depot (*seafed* atau

inland), maka distribusi BBM dapat dilakukan melalui truk tanki, kereta api, pipa, kapal tanker dan pesawat terbang.

BBM yang didistribusikan melalui pipa adalah BBM yang diproduksi oleh kilang Balongan dan Cilacap untuk konsumen di Jawa, sedangkan BBM yang didistribusikan dengan kapal tanker adalah BBM yang diproduksi oleh kilang Dumai, Sungai Pakning, Musi, Cilacap, Balikpapan, dan Kasim. Distribusi BBM melalui kapal tanker, merupakan sistem distribusi utama, dimana BBM yang didistribusi mencapai sekitar 87 juta kilo liter setiap tahunnya atau sekitar 80% dari total BBM yang didistribusikan oleh Pertamina. Kapal tanker yang digunakan untuk pendistribusian BBM tersebut adalah milik Pertamina atau merupakan sewaan yang bobotnya bervariasi mulai dari 3500 DWT hingga 80.000 DWT. Sejumlah kecil BBM juga didistribusikan melalui pesawat terbang yaitu ke Timika dan Jayapura.

Perlu diketahui, bahwa pola distribusi BBM dari kilang ke depot tersebut akan berubah apabila terdapat pembangunan kilang minyak baru yang lokasinya terpisah dari 9 lokasi kilang yang sudah ada. Selanjutnya, berdasarkan karakteristik konsumennya, maka dikenal sistem distribusi BBM ke konsumen yang berbeda untuk bensin dan minyak solar yang dijual secara eceran ke konsumennya.

Sistem distribusi bensin terbagi atas dua pola, yaitu kendaraan melalui SPBU dan industri yang dikirimkan secara langsung oleh transporter. Dalam sistem distribusi bensin terdapat pengecer yang bukan merupakan bagian resmi dari sistem distribusi bensin. Pengecer bensin pada umumnya menjual bensin kepada sepeda motor dan angkutan umum perkotaan. Keberadaan pengecer masih diperlukan, karena memberi kemudahan bagi konsumen untuk memperoleh bensin. Hal tersebut disebabkan antara lain oleh lokasi SPBU yang jauh dan adanya fleksibilitas dalam hal volume penjualan.

Sistem distribusi minyak solar merupakan sistem distribusi yang kompleks, karena terdapat dua harga solar yang berbeda, yaitu solar bersubsidi dan tanpa subsidi. Solar bersubsidi diperjual belikan di SPBU, SPBN/SPDN, SPBB dan bunker. Solar tersebut diperuntukan bagi kendaraan, kapal di dalam negeri, usaha industri kecil dan menengah. Sementara itu, solar tanpa subsidi dikirim langsung oleh transporter untuk industri dan pembangkit listrik, serta pembelian di bunker bagi kapal berbendera asing dan kapal dengan tujuan ke luar negeri.

Adanya perbedaan harga solar, bersubsidi untuk kendaraan dan tanpa subsidi untuk industri, sering menimbulkan masalah. Perbedaan harga tersebut mendorong adanya upaya penyalahgunaan alokasi minyak solar karena sebagian pengusaha SPBU juga memiliki industri.

Permasalahan yang umum terjadi sehubungan dengan sistem distribusi BBM adalah sering terjadinya keterlambatan penyaluran BBM ke wilayah terpencil dan sulit dijangkau oleh moda transportasi.

6.6 Penyediaan Bahan Bakar Alternatif (Non-Konvensional)

Beberapa teknologi pembuatan bahan bakar alternatif seperti *biofuel*, DME dan Pencairan batubara merupakan teknologi masa kini yang mampu memberikan solusi untuk mengantisipasi penggunaan minyak bumi yang semakin meningkat.

6.6.1 *Biofuel*

Sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006, tentang Kebijakan Energi Nasional 2005-2025, Pemerintah telah menetapkan target pasokan *biofuel* minimum pada tahun 2025 mencapai 5% dari total konsumsi energi nasional. Kebijakan ini diperkuat dengan turunnya Instruksi Presiden Nomor 1, tahun 2006 tentang percepatan penyediaan dan pemanfaatan bahan bakar nabati, yang berintikan pada 3 jalur program, *pro-growth*, *pro-job* dan *pro-poor*.

Secara umum bahan bakar nabati atau *biofuel* terbagi menjadi dua kelompok, yaitu bioetanol atau gasohol sebagai pengganti bensin, dan biodiesel termasuk *pure plant oil* sebagai bahan pengganti minyak solar, minyak bakar dan minyak tanah. Bioetanol diproduksi dari bahan baku dengan dasar gula-gulaan atau pati-patian, sedangkan biodiesel diproduksi dari bahan baku dengan dasar lemak.

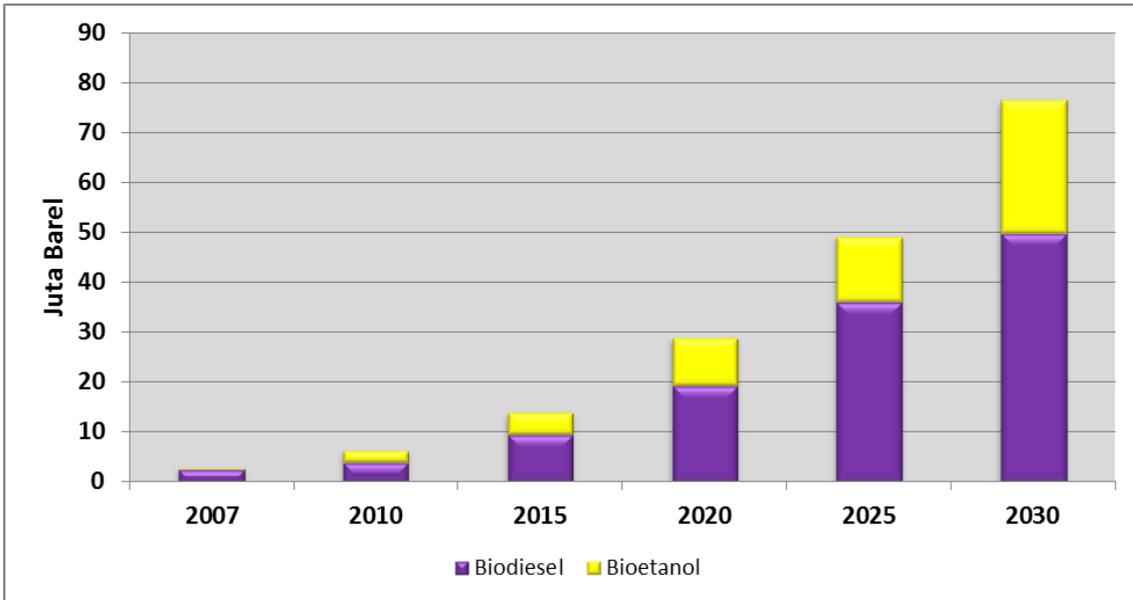
Tabel 6.6 Mandatori pencapaian target pemanfaatan BBN

Biodiesel (%)	Industri & Komersial	Transportasi Bersubsidi	Transportasi Non Subsidi	Pembangkit Listrik
2008*	1			0,1
2009	2,5	1	1	0,25
2010	5	2,5	3	1
2015	10	5	7	10
2020	15	10	10	15
2025	20	20	20	20
Bioetanol (%)	Industri & Komersial	Transportasi Bersubsidi	Transportasi Non Subsidi	Pembangkit Listrik
2008*		0,3	5	-
2009	5	1	5	-
2010	7	3	7	-
2015	10	5	10	-
2020	12	10	12	-
2025	15	15	15	-

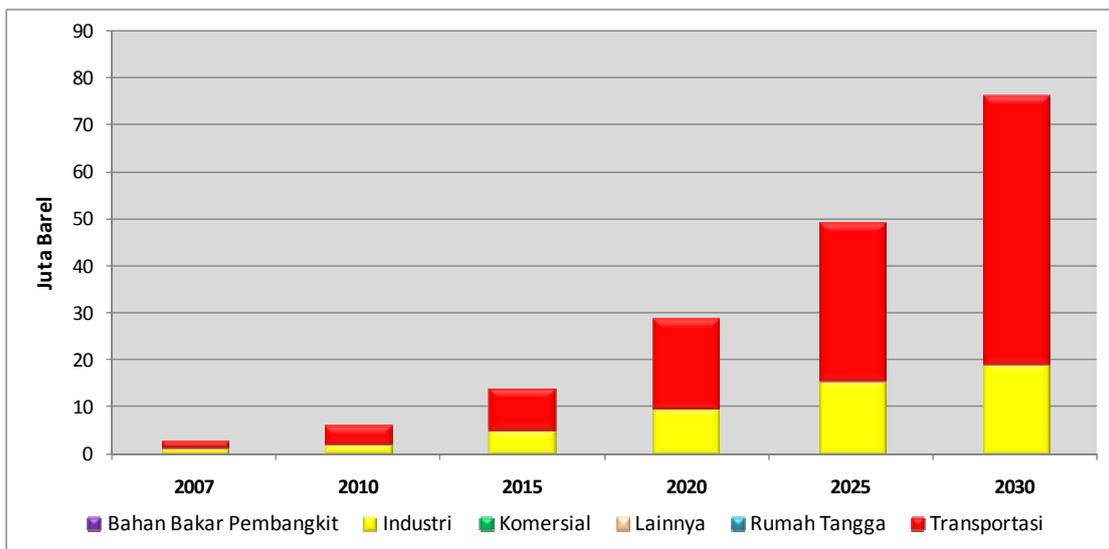
Bensin yang mendapat tambahan bioetanol dinamai biopremium dan disepakati dengan penamaan Ex, dimana nilai x adalah persentase volume bioetanol yang ditambahkan, misalkan E5 artinya bensin tersebut mengandung bioetanol sebanyak 5%. Berdasarkan jumlah bioetanol yang ditambahkan dikenal E5, E15, E20, E85 dan E100. Campuran biodiesel dengan minyak solar menggunakan sistem penamaan Bx, campuran yang mengandung 2%, 3%, atau 5% biodiesel diberi label B2, B3 atau B5. Biodiesel dapat dicampur dengan

solar tanpa memodifikasi mesin. Umumnya B20 adalah konsentrasi tertinggi yang sering digunakan sebagai campuran dengan solar.

Kebutuhan BBM dalam negeri yang terus meningkat sementara produksi BBM terus menurun sebagai akibat dari menurunnya cadangan minyak, telah mendorong dilaksanakannya pemanfaatan energi alternatif yang dapat diperbaharui. Pemanfaatan energi alternatif melalui mandatori pemanfaatan BBN dengan target pencapaian seperti pada Tabel 6.6 merupakan program yang dilakukan oleh pemerintah.



Gambar 6.12 Total pemanfaatan biodiesel dan bioetanol sebagai substitusi ADO dan premium



Gambar 6.13 Total pemanfaatan biodiesel dan bioetanol per sektor

Pelaksanaan mandatori pemanfaatan BBN seperti biodiesel dan bioetanol untuk substitusi penggunaan minyak diesel dan premium di berbagai sektor. Diperkirakan pemanfaatan BBN sebagai bahan bakar pengganti BBM di berbagai sektor terus meningkat setiap tahunnya. Perkiraan total

pemanfaatan biodiesel dan bioetanol dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Gambar 6.12. Sedangkan total pemanfaatannya diberbagai sektor dari dapat dilihat pada Gambar 6.13.

6.6.2 Dimetil Ether (DME)

Terdapat dua cara untuk membuat DME, yaitu dengan menghilangkan air dari metanol atau dibuat secara langsung dari gas sintetis yang diperoleh dari gasifikasi batubara atau biomassa atau melalui *reforming* gas alam. DME memiliki sifat-sifat fisik yang menyerupai LPG, yakni berbentuk gas pada tekanan dan temperatur ruang dan berbentuk cair pada temperatur dibawah 25 °C atau pada tekanan diatas 6 atm, sehingga mudah untuk diangkut dan disimpan.

Sebagai bahan bakar pengganti minyak diesel, pada sektor transportasi dan industri, DME memiliki kandungan karbon yang rendah dan oksigen yang tinggi, sehingga menghasilkan pembakaran yang bersih. Pemakaian DME tidak memerlukan modifikasi pada mesin diesel, tetapi memerlukan pompa injeksi bahan bakar bertekanan tinggi dan penambahan aditif untuk meningkatkan viskositas bahan bakar tersebut.

Berbagai negara didunia, seperti Jepang, Swedia dan China adalah negara-negara yang intensif dalam pengembangan dan pemanfaatan DME sebagai bahan bakar transportasi. Pada saat ini, DME dalam jumlah yang relatif kecil telah diproduksi di Indonesia untuk keperluan industri *aerosol propellant* untuk cat, *hair spray*, parfum, deodorant dan pembasmi serangga. Pemerintah berharap pemanfaatan DME sebagai bahan bakar sudah dapat dilakukan pada November 2011.

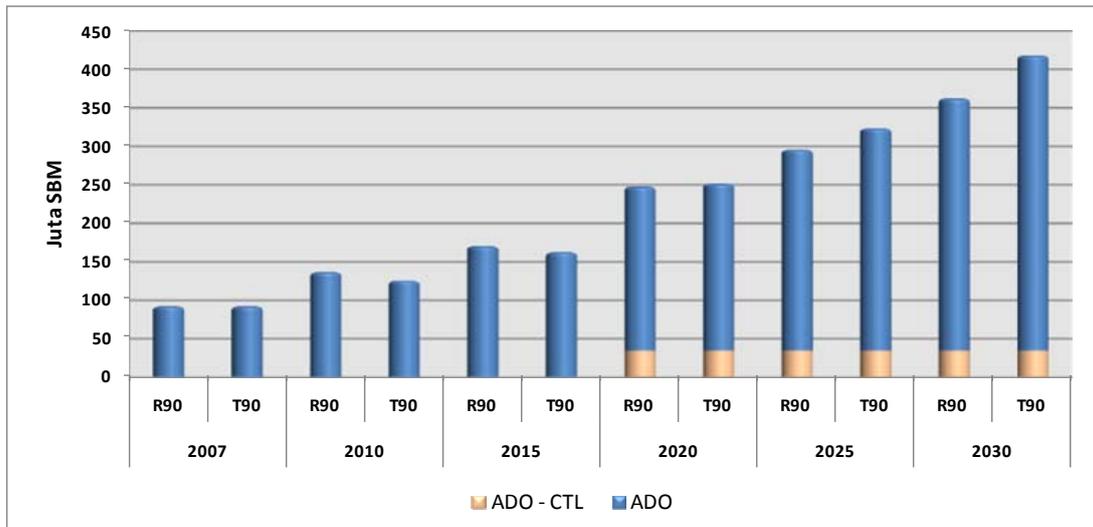
6.6.3 Pencairan Batubara

Sesuai dengan kebijakan energi nasional, minimum penggunaan minyak sintetis dari pencairan batubara minimum sebesar 2% dari energi bauran Indonesia pada tahun 2025. Ketersediaan minyak sintetis dari teknologi pencairan batubara, diharapkan meningkatkan ketersediaan bahan bakar minyak yang diproduksi di dalam negeri.

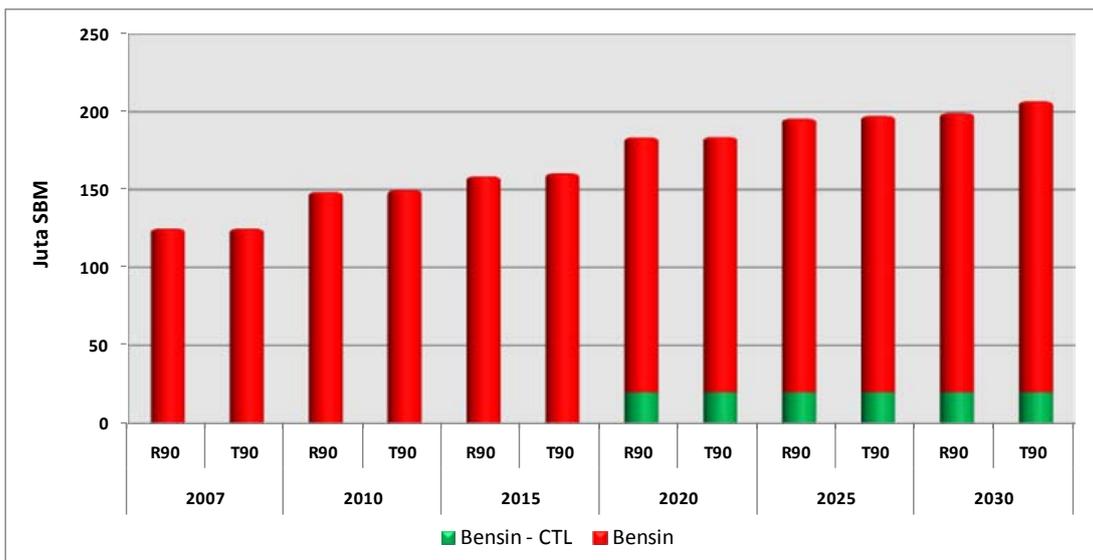
Produk pencairan batubara (PPB) diperkirakan baru dapat bersaing dengan BBM yang berasal dari minyak bumi pada harga minyak mentah 90 \$/barel pada tahun 2020. Perbandingan antara volume Produksi Produk Pencairan Batubara dalam bentuk ADO-CTL dan bensin-CTL dan perbandingannya terhadap volume ADO dan bensin dari minyak bumi dalam penyediaan energi nasional dari tahun 2009-2030 dapat dilihat pada Gambar 6.14 dan Gambar 6.15.

Guna mengembangkan pencairan batubara di Indonesia, Pemerintah telah menjajaki kemungkinan membentuk perusahaan patungan (*joint venture*) dengan perusahaan Sasol dari Afrika Selatan. Di Indonesia, Sasol akan mengembangkan teknologi pencairan batubara tidak langsung dengan

menggunakan batubara berkalori tinggi. Adapun produk yang dihasilkan adalah gasoline dan beberapa jenis bahan kimia yang lain.



Gambar 6.14 Perbandingan volume produk pencairan batubara (ADO-CTL terhadap minyak diesel



Gambar 6.15 Perbandingan volume produk pencairan batubara (bensin-CTL terhadap premium

6.7 Rekomendasi Kebijakan

Minyak bumi merupakan sumber energi yang sangat dominan digunakan oleh masyarakat karena sifatnya yang *compatible*/mudah untuk digunakan. Kemudahan tersebut membuat ketergantungan kita terhadap minyak bumi sangat besar. Hal ini sesungguhnya tidak dikehendaki, karena terbatasnya ketersediaan minyak bumi. Guna mengantisipasi masalah tersebut, berbagai kebijakan yang terkait dengan pencarian cadangan baru, penghematan pemakaian minyak bumi dan pengembangan sumber energi alternatif

diusulkan. Perincian usulan kebijakan tersebut dapat dilihat pada bagian berikut.

6.7.1 Intensifikasi Eksplorasi

Intensifikasi eksplorasi adalah program kegiatan eksplorasi untuk mencari wilayah baru termasuk wilayah *frontier* dan laut dalam, guna meningkatkan jumlah cadangan minyak bumi potensial. Mengingat kegiatan eksplorasi tersebut banyak dilakukan pada wilayah yang terpencil dan sulit dicapai, bahkan banyak diantaranya yang terletak di daerah *frontier* dan laut dalam, maka biaya eksplorasi tersebut meningkat sesuai dengan tingkat kesulitan mendapatkan cadangan minyak bumi tersebut. Tingginya resiko yang harus ditanggung oleh para pelaku usaha tersebut, maka perlu adanya insentive dari Pemerintah seperti keringanan pajak masuk bagi peralatan yang digunakan dalam kegiatan eksplorasi. Hal ini diharapkan dapat membuat kegiatan eksplorasi di wilayah terpencil dan sulit dicapai masih menarik untuk dilakukan oleh para pelaku usaha.

6.7.2 Peningkatan Efisiensi

Secara umum peningkatan efisiensi dapat dilakukan melalui penggunaan peralatan yang lebih efisien, sehingga tercapai penghemat pemakaian energi. Hal ini merupakan salah satu cara untuk mengatasi permasalahan dalam penyediaan dan pemanfaatan energi nasional. Peningkatan efisiensi pemakaian energi dapat dimulai dengan audit energi, sehingga dapat dilakukan pengurangan pemakaian energi yang kurang dibutuhkan, penggantian dan perbaikan peralatan yang boros dalam penggunaan energi.

Program peningkatan efisiensi energi atau penghematan energi dapat dilakukan dengan penerapan *demand side management* di seluruh sektor pengguna energi, seperti di sektor Industri dan pembangkit listrik dengan jalan memanfaatkan teknologi hemat energi dan manajemen energi, rumah tangga dan komersial dengan jalan memanfaatkan peralatan hemat energi, transportasi dengan jalan memanfaatkan moda transportasi masal dan pemakaian moda transportasi yang memiliki efisiensi yang tinggi.

6.7.3 Pengembangan Bahan Bakar Alternatif

Guna mengatasi besarnya defisit penyediaan minyak yang besar dimasa mendatang, maka perlu upaya pengembangan bahan bakar alternatif, seperti gas, BBN, produk pencairan batubara dan DME. Gas dalam bentuk LPG dan LNG juga dapat menjadi bahan bakar alternatif pada sektor transportasi.

Untuk meningkatkan penggunaan gas (CNG, LPG dan LNG) dan DME, perlu adanya insentif maupun disinsentif bagi pihak produsen yang menyediakan bahan bakar gas dan juga konsumen yang menggunakan bahan bakar tersebut. Untuk BBN, telah terdapat beberapa kebijakan dan peraturan yang bertujuan mendorong pemakaian BBN di dalam negeri. Meskipun demikian, maksud dari kebijakan atau aturan tersebut belum mencapai hasil yang optimal karena belum jelasnya pemberian insentif dan disinsentif bagi produsen maupun

menggunanya. Pengembangan produk pencairan batubara masih terhambat oleh harga keekonomiannya yang masih lebih mahal dari pada BBM.

6.7.4 Pengembangan Infrastruktur

Berdasarkan pada kondisi saat ini, infrastruktur minyak bumi yang dibutuhkan adalah kilang minyak. Untuk jangka pendek adalah dengan menambah unit proses tertentu pada kilang yang ada, sehingga dapat diperoleh produk kilang baik BBM maupun non BBM yang bernilai tinggi dan menambah kapasitas tangki timbun minyak mentah di Kilang minyak yang ada, sehingga kilang tersebut dapat bekerja dengan hasil yang lebih optimal.

Untuk jangka panjang adalah dengan menambah kapasitas kilang. Penambahan kapasitas kilang tersebut dapat dilakukan dengan cara menambah kapasitas kilang yang masih beroperasi atau dengan membangun kilang baru. Kilang baru yang hendak dibangun hendaknya bersifat fleksibel, sehingga dapat mengolah semua jenis minyak mentah yang disediakan.

BAB 7 GAS BUMI, LPG, DAN LNG

7.1 Cadangan Gas Bumi

Berdasarkan informasi yang disampaikan dalam *International Energy Outlook 2009*, cadangan terbukti gas bumi dunia per Januari 2009 adalah sebesar 6.254 *trillion cubic feet* (TCF). Jumlah cadangan terbukti gas bumi Indonesia adalah setara dengan 1,7% dari cadangan gas bumi dunia.

Cadangan gas bumi Indonesia terdapat dalam enam wilayah. Total cadangan gas bumi pada tahun 2008 adalah sebesar 170,07 TSCF, berupa cadangan terbukti sebesar 66% dan cadangan potensial sebesar 34%. Perincian cadangan gas dalam masing-masing wilayah dapat dilihat pada Tabel 7.1.

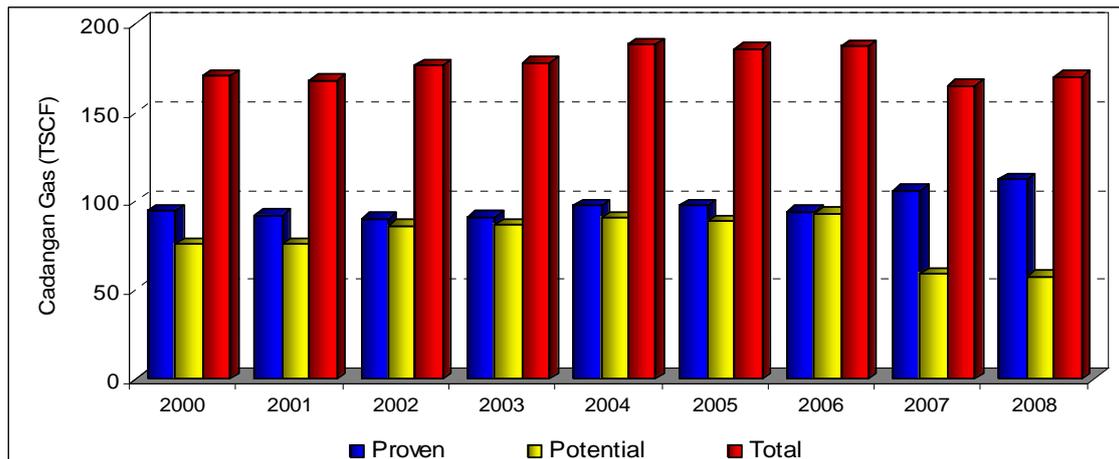
Tabel 7.1 Cadangan gas bumi berdasarkan wilayah

Wilayah	Cadangan (TSCF)
Sumatera	15,42
Natuna	52,59
Jawa	9,24
Kalimantan	24,96
Pulau Lainnya	23,13
Papua	24,21
Total	170,07

Sumber: Ditjen Migas, status Januari 2008

Wilayah Natuna memiliki total cadangan gas terbesar, tetapi gas dari lapangan D-Alpha, Natuna Timur dengan cadangan terbesar memiliki kandungan CO₂ sebesar 70%. Natuna dan Sumatera merupakan wilayah penyedia gas yang utama di Indonesia. Pada beberapa tahun ini, terjadi peningkatan jumlah cadangan gas bumi dengan diketemukannya beberapa cadangan gas bumi baru, seperti cadangan gas bumi Donggi di Sulawesi Tengah, Laut Dalam di Selat Makasar dan Masela di Maluku. Penemuan cadangan gas bumi tersebut lebih besar dibandingkan dengan produksinya, sehingga cadangan terbukti gas bumi cenderung meningkat. Perkembangan cadangan gas bumi di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 7.1.

Coal bed methane (CBM), juga telah dianggap sebagai sumber gas dimasa depan. Secara umum CBM dapat ditemukan pada cekungan sumber daya batubara. Potensi CBM diseluruh Indonesia diperkirakan sekitar 453,3 TCF. Perincian potensi sumberdaya CBM dapat dilihat pada Tabel 7.2.



Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 7.1 Perkembangan cadangan gas bumi

Tabel 7.2 Potensi sumberdaya *coal bed methane*

Cekungan	Potensi (TCF)
Sumatera Selatan	183,0
Sumatera Tengah	52,5
Ombilin	0,5
Bengkulu	3,6
Jatibarang	0,8
Barito	101,6
Kutei	80,4
Tarakan	17,5
Pasir & Asem-Asem	3,0
Berau	8,4
Sulawesi	2,0
Total	453,3

Sumber : Dirjen Migas, 2008

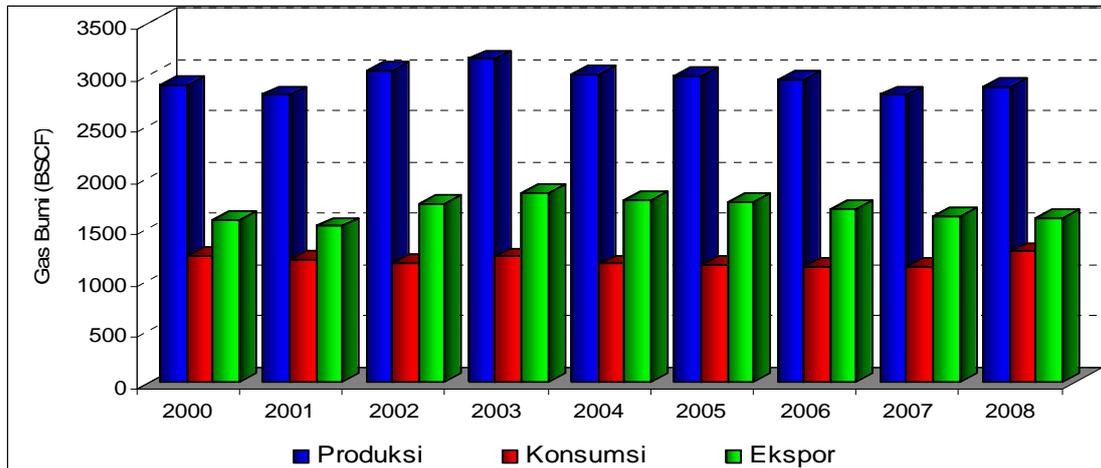
Sampai saat ini, pemerintah telah menandatangani 20 kontrak kerja sama (KKS) blok CBM melalui mekanisme penawaran langsung. Pemerintah menargetkan produksi pertama CBM pada tahun 2011. Perkiraan produksi CBM pada tahun 2015 mencapai 500 juta kaki kubik per hari (MMSCFD), 900 MMSCFD pada tahun 2020, dan 1.500 MMSCFD pada 2025.

7.2 Pasokan Gas Bumi dan LPG

7.2.1 Gas Bumi

Berdasarkan informasi yang disampaikan dalam *International Energy Outlook 2009*, rasio antara cadangan terbukti dan produksi (C/P) gas bumi dunia per Januari 2009 adalah sebesar 63 tahun. Sebagai perbandingan, Rusia memiliki C/P sekitar 78 tahun, rata-rata negara-negara Timur Tengah memiliki C/P lebih dari 100 tahun. Adapun Indonesia memiliki C/P sekitar 38 tahun.

Produksi dan pemanfaatan gas bumi baik untuk domestik maupun ekspor relatif konstant. Penurunan pada produksi gas bumi, maupun kenaikan pada konsumsi domestik dan ekspor gas bumi selama kurun waktu 2000 - 2008 rata-rata kurang dari 1% per tahun. Ekspor gas bumi selain dalam bentuk LNG, juga dilakukan dalam bentuk gas pipa, yang dimulai dari tahun 2001. Perkembangan produksi, konsumsi domestik dan ekspor gas bumi ditunjukkan pada Gambar 7.2.



Sumber: CDIEMR (2009)

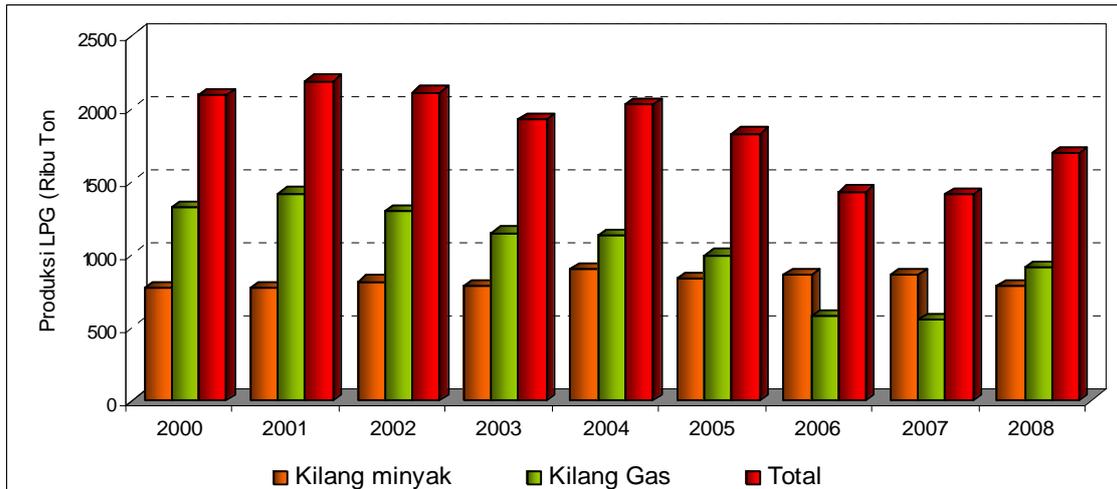
Gambar 7.2 Perkembangan produksi dan pemanfaatan gas bumi

Dalam kurun waktu 2000 - 2008, ekspor gas bumi rata-rata mencapai 57% dari total produksi gas bumi, sedangkan pemakaian gas bumi di dalam negeri rata-rata hanya sekitar 40% dari total produksi di gas bumi. Sisanya adalah gas bumi yang masih dibakar.

Produksi gas dilakukan pada 11 wilayah, yaitu Aceh, Sumatera Utara, Riau + Jambi (Sumatera Tengah), Sumatera Selatan, Natuna, DKI + Banten + Jawa Barat, Jawa Timur Kalimantan Timur, Sulawesi Selatan, Maluku dan Papua. Penurunan produksi gas bumi yang terjadi di wilayah Aceh mengakibatkan menurunnya produksi LNG dan pasokan gas ke industri, sedangkan di wilayah Sumatera Utara, DKI + Banten + Jawa Barat dan Jawa Timur mengakibatkan menurunnya pasokan gas ke pembangkit listrik dan ke industri. Upaya menambah pasokan gas ke Jawa Barat dilakukan dengan membangun jalur pipa transmisi dari lapangan gas di Sumatera Tengah ke Sumatera Selatan dan akhirnya ke Jawa Barat.

7.2.2 LPG

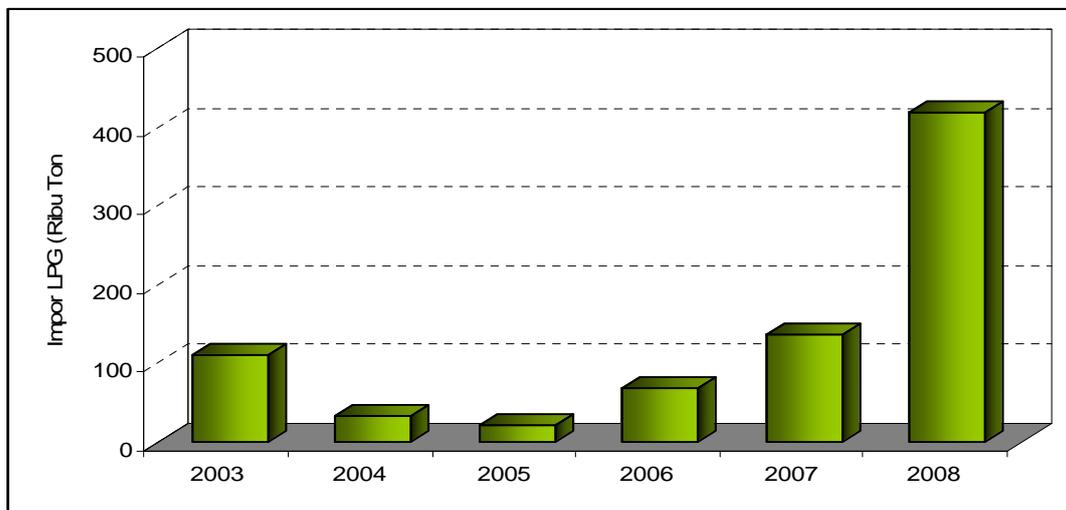
LPG di Indonesia diperoleh dari kilang gas dan dari kilang minyak. Secara umum, jumlah LPG yang dihasilkan dari kilang gas terkait erat dengan jumlah gas bumi yang diproduksi dari lapangan gas. Sementara itu jumlah LPG yang dihasilkan dari kilang minyak relatif tetap, karena jumlah produksi LPG terkait dengan kapasitas kilang yang ada. Besarnya produksi LPG dari kedua jenis kilang tersebut ditunjukkan pada Gambar 7.3.



Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 7.3 Produksi LPG berdasarkan sumbernya

Indonesia selain mengekspor juga mengimpor LPG. Mulai tahun 2008 tidak ada lagi LPG yang dapat diekspor. Impor LPG mulai dilakukan pada tahun 2003, karena melonjaknya permintaan LPG di dalam negeri. Program konversi minyak tanah menjadi LPG mengakibatkan peningkatan konsumsi LPG yang sangat besar. Jumlah LPG yang diimpor dapat dilihat pada Gambar 7.4.



Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 7.4 Impor LPG

7.2.3 Proyeksi

Proyeksi pasokan gas dan LPG yang dibuat berdasarkan dua skenario yaitu pertumbuhan PDB rendah (5,5%) dan PDB tinggi (7,0%). Pada masing-masing skenario tersebut, ditetapkan dua kasus, yaitu harga minyak mentah tinggi (90\$/barel) dan harga minyak mentah rendah (60\$/barel). Pasokan gas dan LPG diuraikan secara terperinci untuk kasus dasar, yaitu pertumbuhan PDB

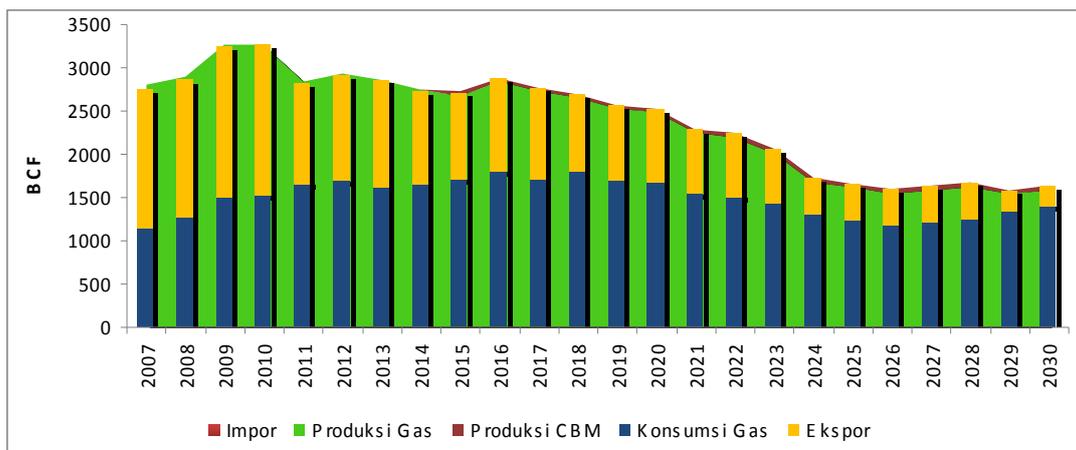
rendah dan harga minyak rendah. Pada kasus dasar, juga diuraikan pasokan gas dan LPG bila impor LNG dipertimbangkan, serta cadangan gas. Selanjutnya, pasokan dan konsumsi gas dan LPG pada skenario yang lain (PDB tinggi) dan kasus yang lain (harga minyak mentah tinggi dan rendah) juga akan disampaikan di bawah ini.

A. Kasus GDP Rendah dan Harga Minyak Mentah Rendah

Adapun perkembangan pasokan gas dan LPG pada kasus ini tanpa mempertimbangkan impor LNG dapat dilihat pada bagian berikut.

- Gas

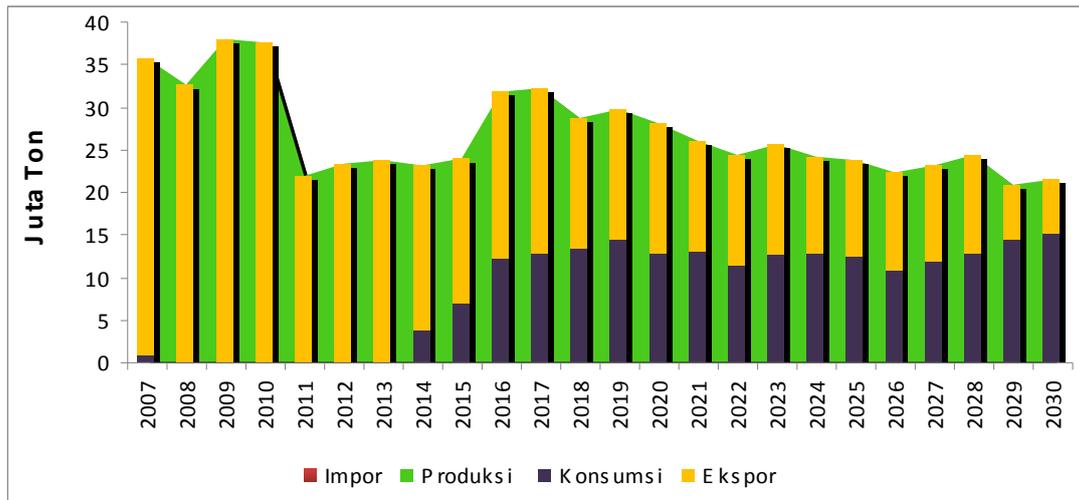
Mulai tahun 2009, produksi dan ekspor gas mengalami penurunan. Dalam kurun waktu 2009-2030, produksi gas menurun dengan laju rata-rata sebesar 3,4% per tahun. Produksi gas ini termasuk gas yang diperoleh dari CBM. Gas dari CBM dalam jumlah yang relatif kecil mulai tersedia pada tahun 2015. Dalam kurun waktu 2015-2030, gas dari CBM meningkat dengan laju rata-rata sebesar 1,2% per tahun. Dalam kurun 2009-2030 ekspor gas menurun dengan laju rata-rata sebesar 9,0% per tahun. Ekspor gas ini berasal dari ekspor gas melalui pipa dan LNG. Perincian produksi gas bumi dan gas dari CBM, konsumsi serta ekspor gas dapat dilihat pada Gambar 7.5.



Gambar 7.5 Produksi, konsumsi dan ekspor gas untuk kasus dasar

Dalam kurun 2009-2030, konsumsi gas menurun dengan laju rata-rata sebesar 0,4% per tahun. Penurunan tersebut disebabkan oleh terbatasnya ketersediaan gas untuk memenuhi kebutuhan gas di dalam negeri.

Dalam kurun waktu 2009-2030, produksi dan ekspor LNG secara berurutan menurun rata-rata sebesar 2,7% dan 8,1% per tahun. LNG mulai digunakan di dalam negeri pada tahun 2014, yaitu dengan mulai beroperasinya *receiving terminal* LNG. Konsumsi LNG meningkat dengan laju rata-rata sebesar 9,1% per tahun dalam kurun waktu 2014-2030. Impor LNG tidak diperhitungkan dalam analisa ini. Jumlah LNG yang diproduksi dan dikonsumsi di dalam negeri serta yang diekspor dapat dilihat pada Gambar 7.6.

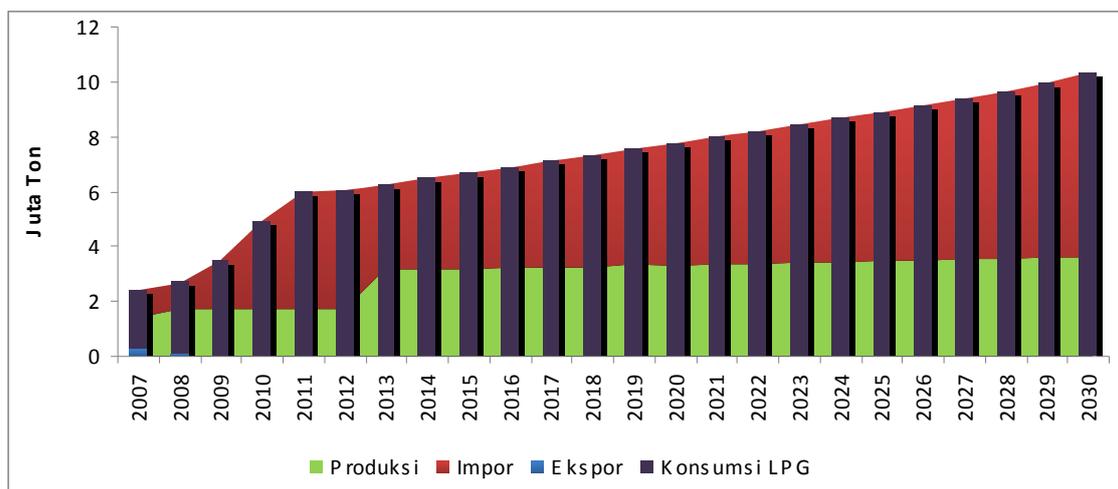


Gambar 7.6 Produksi, konsumsi dan ekspor LNG untuk kasus dasar

Produksi LNG menurun pada tahun 2012, meningkat pada tahun 2016 dan akhirnya mengalami penurunan hingga akhir periode studi (2030). Hal ini terkait erat dengan menyusutnya cadangan gas di Arun dan Bontang. Selanjutnya produksi LNG meningkat kembali karena diproduksi LNG dari kilang LNG yang baru, seperti LNG Tangguh 3, LNG Donggi dan LNG Masela.

• LPG

Sesuai dengan program konversi minyak tanah ke LPG, mulai tahun 2009 konsumsi dan impor LPG meningkat dengan pesat. Perincian produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG dapat dilihat pada Gambar 7.7.



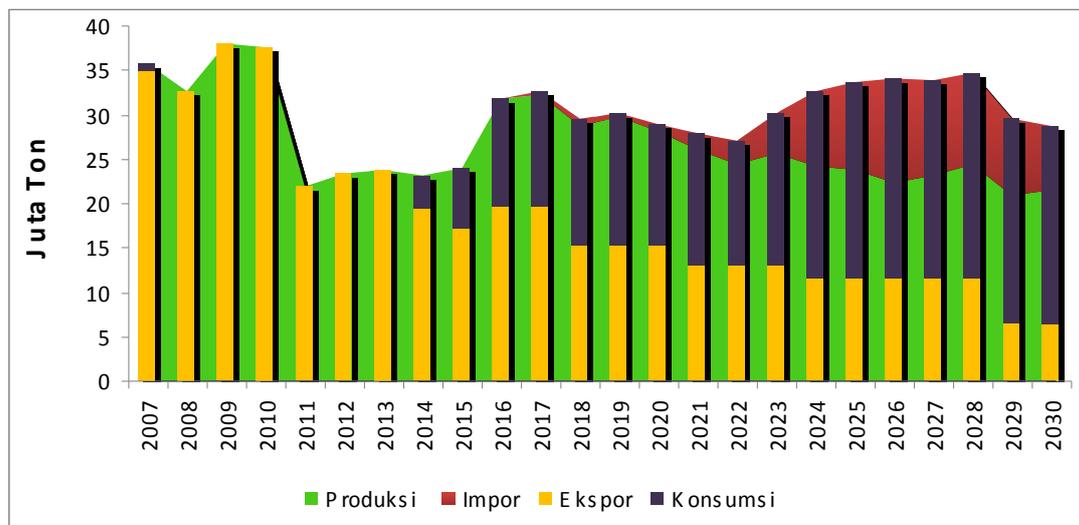
Gambar 7.7 Produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG untuk kasus dasar

Dalam kurun waktu 2009-2030, konsumsi LPG meningkat dengan laju rata-rata sebesar 5,4% per tahun. Terbatasnya kapasitas produksi LPG di dalam negeri, sehingga produksi LPG hanya meningkat dengan laju rata-rata sebesar 3,7% per tahun. Impor LPG dengan laju rata-rata sebesar 6,6% per tahun

dibutuhkan untuk memenuhi konsumsi LPG di dalam negeri. Guna memenuhi konsumsi LPG di dalam negeri tersebut, impor LPG rata-rata sekitar 60% dari konsumsi LPG.

- **Impor LNG Dipertimbangkan**

Konsumsi gas berasal dari LNG mulai dilakukan pada tahun 2014, yaitu dengan dioperasikannya *receiving terminal* LNG. Pada kasus impor LNG dipertimbangkan, LNG selain diperoleh dari dalam negeri juga dari impor yang dimulai pada tahun 2017. Perincian LNG yang diproduksi, diekspor, diimpor dan dikonsumsi dapat dilihat pada Gambar 7.8.

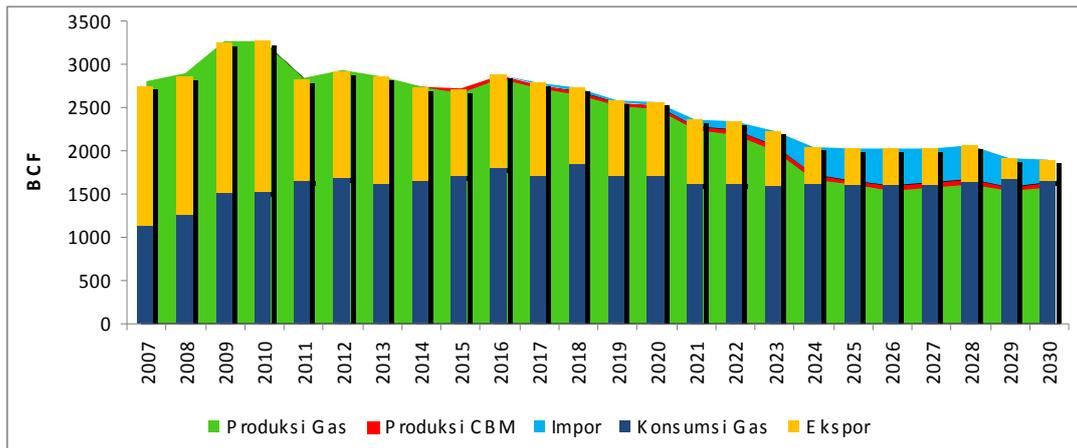


Gambar 7.8 Kondisi LNG bila impor LNG dipertimbangkan

LNG impor menjadi bagian yang penting dalam pemenuhan konsumsi LNG di dalam negeri. Dalam kurun waktu 2014-2030 konsumsi LNG meningkat dengan laju rata-rata sebesar 11,7% per tahun, sedangkan impor LNG dalam kurun waktu 2017-2030 meningkat dengan laju rata-rata sebesar 28,3% per tahun.

Tersedianya lebih banyak gas di dalam negeri sebagai akibat dari dipertimbangkannya impor LNG memungkinkan konsumsi gas di dalam negeri yang lebih banyak. Perincian produksi gas bumi dan gas dari CBM, konsumsi, ekspor dan impor gas dapat dilihat pada Gambar 7.9.

Impor LNG diperlukan untuk memenuhi kekurangan produksi gas, sehingga kewajiban ekspor gas dan konsumsi gas di dalam negeri dapat terpenuhi tanpa mengalami gangguan yang berarti. Dalam kurun waktu 2009-2030, produksi gas menurun dengan laju rata-rata sebesar 3,4% per tahun dan ekspor gas menurun dengan laju rata-rata sebesar 9,0% per tahun. Sementara itu, konsumsi gas meningkat dengan laju rata-rata sebesar 0,5% per tahun. Perbandingan jumlah produksi dan konsumsi gas untuk kasus LNG impor tidak dipertimbangkan dan LNG impor dipertimbangkan dapat dilihat pada Tabel 7.3.



Gambar 7.9 Kondisi gas bila impor LNG dipertimbangkan

Tabel 7.3 Pasokan gas untuk tanpa impor dan dengan impor LNG

Kasus	Komoditi	2007	2010	2015	2020	2025	2030	Total
R60	Gas (BCF)							
Tanpa Impor LNG	Ekspor	1.619,7	1.737,1	994,8	853,3	427,4	239,2	5.871,4
	Impor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Produksi Gas	2.805,5	2.885,3	3.253,8	3.261,1	2.830,9	2.921,3	17.958,0
	Konsumsi Gas	1.123,7	1.515,2	1.712,3	1.672,3	1.225,8	1.383,3	8.632,6
Dengan Impor LNG	Ekspor	1.619,7	1.737,1	994,8	853,3	427,4	239,2	5.871,4
	Impor	0,0	0,0	0,0	27,9	367,5	265,7	661,2
	Produksi Gas	2.805,5	2.885,3	3.253,8	3.261,1	2.830,9	2.921,3	17.958,0
	Konsumsi Gas	1.123,7	1.515,2	1.712,3	1.695,3	1.593,8	1.649,0	9.289,4

Produksi dan ekspor gas adalah sama untuk kasus LNG impor tidak dipertimbangkan maupun LNG impor dipertimbangkan. Hal ini disebabkan oleh terbatasnya cadangan gas yang ada dan adanya kewajiban ekspor gas dan LNG yang harus dipenuhi, sehingga impor LNG tidak mempengaruhi kondisi yang ada. Impor LNG meningkatkan ketersediaan gas di dalam negeri untuk dikonsumsi, tingginya kebutuhan gas dan terbatasnya pasokan gas yang ada.

Perbandingan jumlah produksi dan konsumsi LPG untuk kasus LNG impor tidak dipertimbangkan dan LNG impor dipertimbangkan dapat dilihat pada Tabel 7.4.

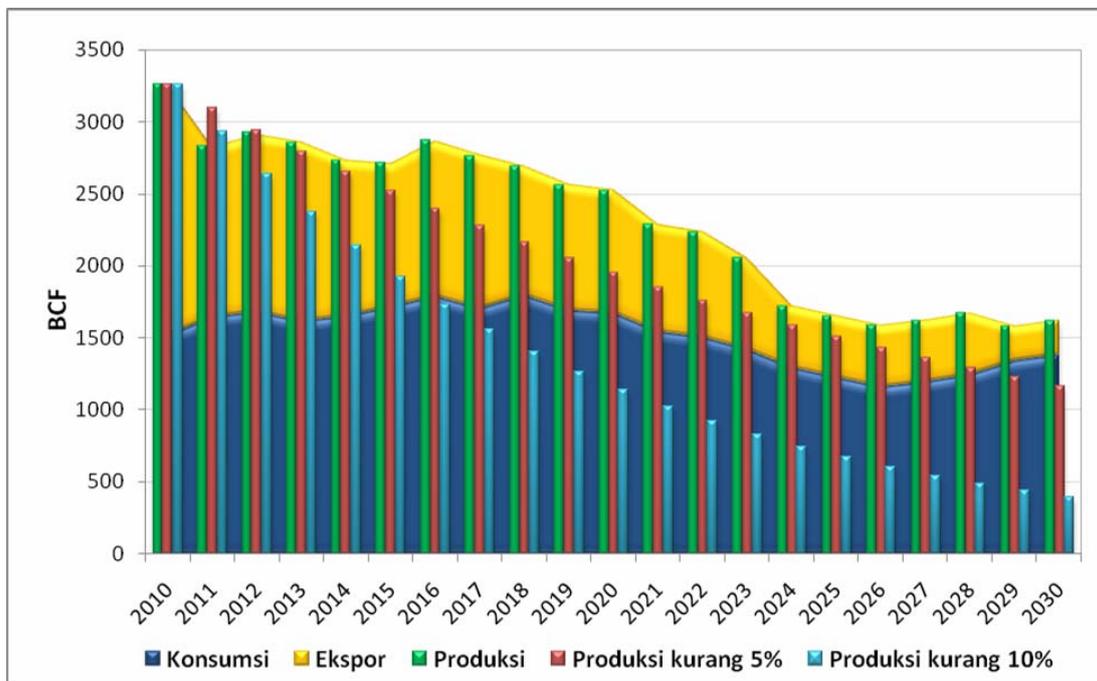
Tabel 7.4 Pasokan LPG untuk tanpa impor dan dengan impor LNG

Kasus	Komoditi	2007	2010	2015	2020	2025	2030	Total
R60	LPG (Juta Ton)							
Tanpa Impor LNG	Impor	1,0	3,2	3,5	4,5	5,4	6,7	24,3
	Produksi	1,4	1,7	3,2	3,3	3,4	3,6	16,6
	Konsumsi	2,1	4,9	6,7	7,7	8,9	10,3	40,6
Dengan Impor LNG	Impor	1,0	3,2	3,5	4,5	5,4	6,7	24,3
	Produksi	1,4	1,7	3,2	3,3	3,4	3,6	16,6
	Konsumsi	2,1	4,9	6,7	7,7	8,9	10,3	40,6

Produksi, impor dan konsumsi LPG adalah sama untuk kasus LNG impor tidak dipertimbangkan maupun LNG impor dipertimbangkan. Konsumen LPG berbeda dengan konsumen gas, dimana LPG terutama digunakan pada sektor rumah tangga, sedangkan gas terutama digunakan pada sektor industri dan pembangkit listrik. Terbatasnya jaringan infrastruktur gas, sehingga konsumen LPG belum memungkinkan beralih ke gas.

- **Cadangan Gas**

Penurunan jumlah cadangan gas di dalam negeri mengakibatkan penurunan rata-rata produksi gas dalam kurun waktu 2009-2030 sebesar 3,4% per tahun. Laju penurunan produksi gas tersebut disusun berdasarkan asumsi yang paling optimis. Sementara itu, tingkat ketidakpastian jumlah cadangan gas yang dapat diambil sebelum suatu cadangan gas memperoleh sertifikasi sangatlah tinggi. Jumlah produksi gas berdasarkan asumsi yang optimis, pengurangan produksi gas rata-rata sebesar 5% dan pengurangan produksi gas rata-rata sebesar 10% dapat dilihat Gambar 7.10.



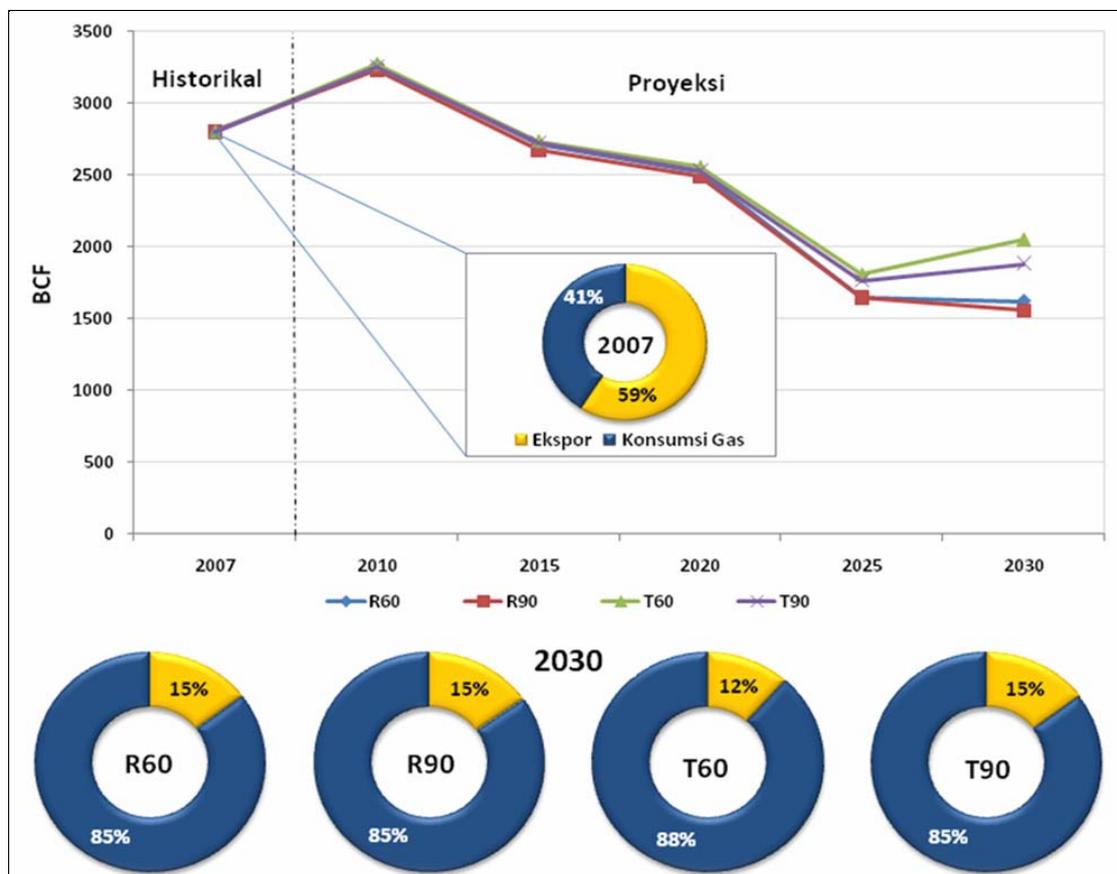
Gambar 7.10 Pengurangan produksi gas optimis, 5% dan 10%

Pengurangan produksi gas yang optimis menghasilkan pengurangan produksi gas rata-rata sebesar 3,4% per tahun bila dibandingkan tingkat produksi gas pada tahun 2010. Bila produksi gas berkurang rata-rata sebesar 5% per tahun dari tingkat produksi gas pada 2010, maka diperlukan penambahan gas total sebesar 5.755,9 BCF atau penambahan rata-rata sebesar 287,8 BCF per tahun untuk mencapai tingkat produksi gas yang sama dengan produksi gas yang optimis. Guna mengantisipasi pengurangan produksi gas tersebut, diperlukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang intensif, agar dapat diperoleh peningkatan jumlah cadangan dan juga produksi gas. Kondisi ini diperberat bila ternyata produksi gas berkurang rata-rata sebesar 10% per tahun, sehingga diperlukan penambahan gas total sebesar 19.722,9 BCF atau

penambahan rata-rata sebesar 986,1 BCF per tahun untuk mencapai tingkat produksi gas yang sama dengan produksi gas yang optimis.

B. Pasokan Gas dan LPG pada Berbagai Kasus dan Skenario

Sesuai dengan kasus dan skenario yang dipilih, maka pasokan maupun konsumsi gas, LNG dan LPG berubah untuk mendapatkan hasil yang optimal. Secara umum, konsumsi adalah penjumlahan dari produksi ditambah impor dikurangi ekspor. Untuk gas, konsumsi adalah produksi dikurangi ekspor karena tidak adanya impor gas. Perlu diketahui, bahwa jumlah ekspor gas tahun 2007-2030 adalah tetap untuk semua skenario dan kasus. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa ekspor gas baik melalui pipa maupun dalam bentuk LNG terikat oleh kontrak jangka panjang yang harus dipenuhi. Produksi gas dan pangsa pemanfaatannya untuk berbagai skenario dan kasus dapat dilihat pada Gambar 7.11.



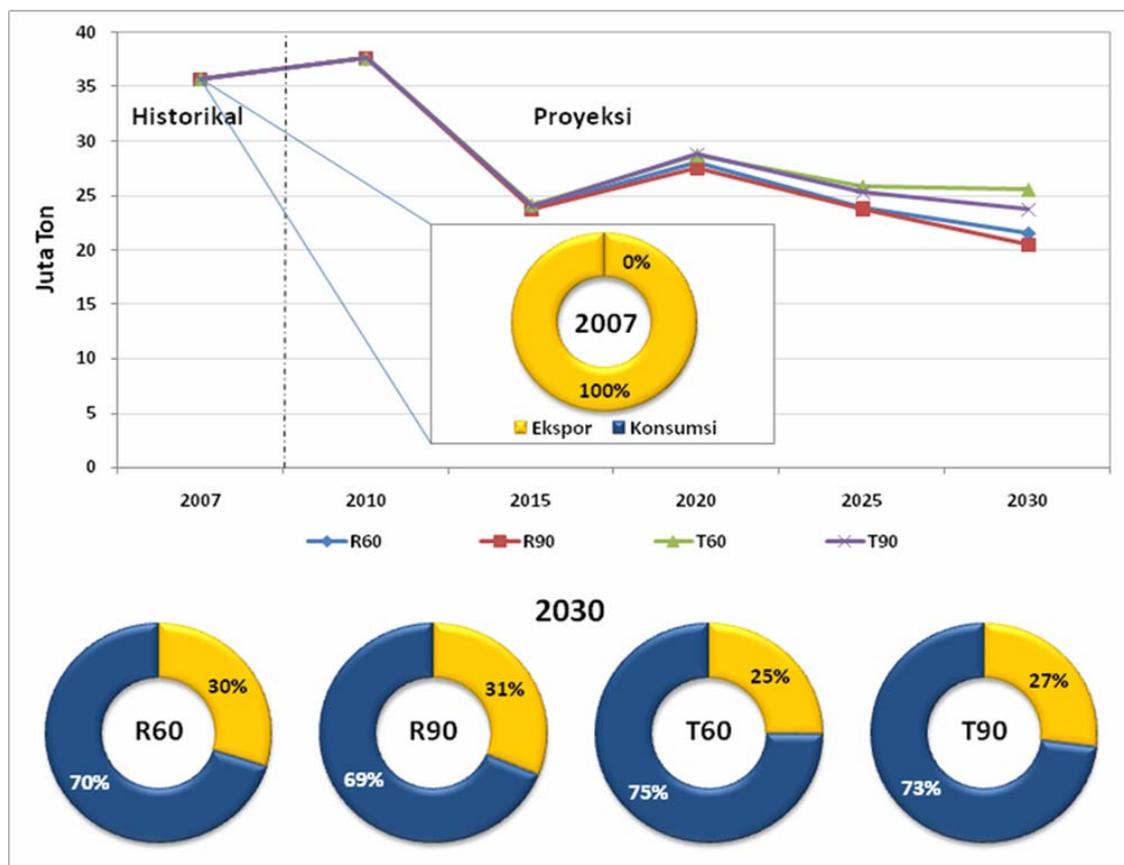
Gambar 7.11 Produksi gas dan pangsa pemanfaatannya untuk berbagai kasus

Kenaikan pertumbuhan PDB mengakibatkan produksi gas yang lebih banyak. Pertumbuhan perekonomian yang lebih tinggi mendorong peningkatan aktivitas perekonomian, sehingga memerlukan konsumsi gas yang lebih banyak, yang pada akhirnya juga mendorong produksi gas. Pada kondisi tersebut, pengaruh pertumbuhan PDB lebih dominan dari pada perubahan harga minyak mentah. Selanjutnya, kenaikan harga minyak mentah pada

pertumbuhan PDB yang sama mendorong pengurangan produksi gas, sebagai akibat berkurangnya konsumsi gas. Hal ini sesuai dengan asas perekonomian, dimana harga energi yang mahal mendorong konsumen untuk melakukan penghematan dalam pemakaian energi.

Berdasarkan pangsa, pada tahun 2007 ekspor gas mendominasi produksi gas. Selanjutnya, pada tahun 2030 konsumsi gas mendominasi produksi gas. Berdasarkan pangsa, perubahan pangsa hanya terlihat skenario T60, sedangkan skenario yang lain mempunyai pangsa yang sama.

Untuk LNG, konsumsi adalah produksi dikurangi ekspor karena tidak adanya impor LNG. Jumlah ekspor LNG tahun 2007-2030 adalah tetap untuk semua skenario dan kasus. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa ekspor LNG terikat oleh kontrak jangka panjang yang harus dipenuhi. Produksi LNG dan Pangsa Pemanfaatannya untuk berbagai Skenario dan Kasus dapat dilihat pada Gambar 7.12.



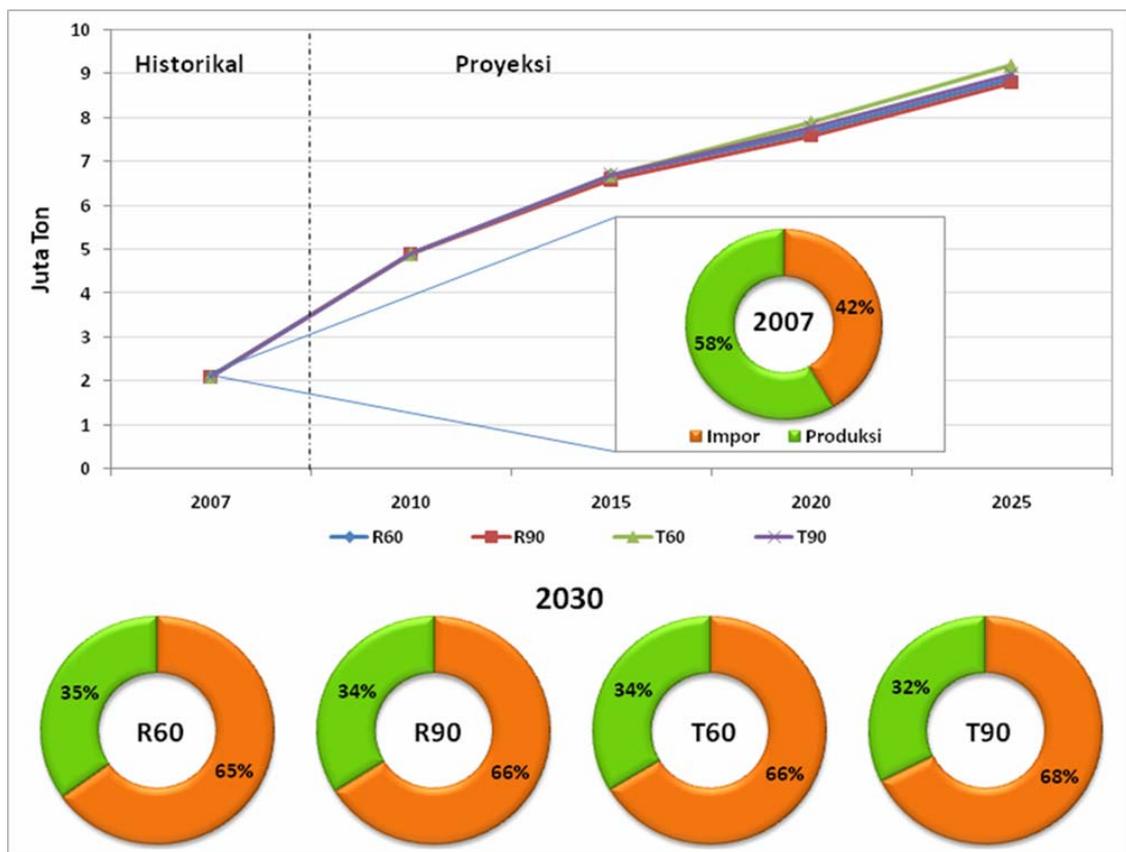
Gambar 7.12 Produksi LNG dan pangsa pemanfaatannya untuk berbagai kasus

Sama halnya dengan gas, kenaikan pertumbuhan PDB mengakibatkan produksi LNG yang lebih banyak. Pertumbuhan perekonomian yang lebih tinggi mendorong peningkatan aktivitas perekonomian, sehingga memerlukan konsumsi LNG yang lebih banyak, yang pada akhirnya juga mendorong produksi LNG. Pada kondisi tersebut, pengaruh pertumbuhan PDB lebih dominan dari pada perubahan harga minyak mentah. Hal lain yang dapat

dicermati adalah bahwa kenaikan harga minyak mentah pada pertumbuhan PDB yang sama mendorong pengurangan konsumsi LNG yang pada akhirnya mengurangi produksi LNG. Hal ini sesuai dengan asas perekonomian, dimana harga energi yang mahal mendorong konsumen untuk melakukan penghematan dalam pemakaian energi.

Berdasarkan pangsaanya, pada tahun 2007 seluruh produksi LNG diekspor. LNG dalam bentuk gas mulai dikonsumsi didalam negeri pada tahun 2014. Pada tahun 2030 konsumsi LNG mendominasi produksi LNG. Berdasarkan pangsaanya, perbedaan pangsa yang berarti terlihat sebagai akibat kenaikan PDB, sedangkan perubahan pangsa yang relatif kecil terlihat sebagai akibat kenaikan harga minyak mentah.

Sejumlah LPG masih dapat diekspor hingga tahun 2007. Setelah dicanangkannya program konversi minyak tanah ke LPG, maka tidak ada lagi LPG yang dapat diekspor. Bahkan dalam jumlah yang besar, LPG harus diimpor untuk memenuhi konsumsi di dalam negeri. Untuk LPG, konsumsi adalah produksi ditambah impor. Konsumsi LPG dan Pangsa Penyediaannya untuk berbagai kasus dapat dilihat pada Gambar 7.13.



Gambar 7.13 Konsumsi LPG dan pangsa penyediaannya untuk berbagai kasus

Secara umum kenaikan pertumbuhan PDB dengan harga minyak mentah yang sama mendorong peningkatan konsumsi LPG di dalam negeri, sehingga mengakibatkan peningkatan impor LPG. Sementara itu, produksi LPG sulit

ditingkatkan. Pertumbuhan perekonomian mendorong peningkatan aktivitas perekonomian yang mengakibatkan pemakaian energi yang lebih banyak. Selanjutnya, kenaikan harga minyak mentah pada pertumbuhan PDB yang sama mendorong pengurangan konsumsi LPG yang pada akhirnya mengurangi produksi LPG. Hal ini sesuai dengan asas perekonomian, dimana harga energi yang mahal mendorong konsumen untuk melakukan penghematan dalam pemakaian energi atau mencari sumber energi alternatif yang lebih murah.

7.3 Pemanfaatan Gas Bumi dan LPG

Jumlah gas bumi yang diproduksi, diekspor dan dimanfaatkan di dalam negeri baik untuk transformasi energi maupun untuk digunakan pada pemakai akhir diberikan pada neraca gas bumi. Perincian neraca gas bumi pada tahun 2008 dapat dilihat pada Tabel 7.5.

Tabel 7.5 Neraca gas bumi tahun 2008

Keterangan	MMSCF
1. Pasokan energi primer	2.216.111
a. Produksi	2.556.635
b. Impor	0
c. Ekspor	-340.524
d. Perubahan stok	37.713
2. Transformasi energi	-1.602.802
a. Kilang minyak	-30.726
b. Kilang LPG	-13.640
c. Kilang LNG	-1.313.573
d. Pengolahan batubara	0
e. Pembangkit listrik	-244.862
- PLN	-187.766
- Non PLN	-57.091
3. Penggunaan sendiri & rugi-rugi	-38.559
a. Dalam Proses Transformasi	0
b. Transmisi & Distribusi	-38.559
4. Pasokan energi final	574.751
5. Perbedaan statistik	48.406
6. Konsumsi energi final	526.344
a. Industri	385.482
b. Transportasi	714
c. Rumah tangga	754
d. Komersial	2.055
e. Sektor lainnya	35
f. Penggunaan non energi	137.340

Sumber: CDIEMR (2009)

Melihat pada jumlah gas bumi yang diekspor dalam bentuk gas pipa dan yang diolah menjadi LNG, maka jumlahnya sekitar 65% dari jumlah total produksi gas bumi Indonesia. Pada saat ini, seluruh gas yang diolah pada kilang LNG adalah merupakan jumlah gas bumi yang diekspor dalam bentuk LNG.

Indonesia pada saat ini masih merupakan salah satu produser dan eksporter LNG besar di dunia. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa harga gas untuk ekspor lebih tinggi dari pada harga gas di dalam negeri, sehingga kegiatan ekspor merupakan pilihan yang menarik bagi produsen gas. Besarnya jumlah gas bumi yang diekspor, baik dalam bentuk gas pipa maupun LNG merupakan kendala dalam upaya meningkatkan penyediaan gas bumi di dalam negeri.

Terbatasnya infrastruktur gas di dalam negeri mengakibatkan sebagian besar gas bumi (74%) digunakan untuk kegiatan transformasi energi, dimana masing-masing kegiatan tersebut mengkonsumsi gas bumi dalam jumlah besar. Sisanya dikonsumsi oleh konsumen akhir seperti pada sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan lainnya yang masing-masingnya mengkonsumsi gas bumi dalam jumlah yang relatif kecil. Kesenjangan ini terkait erat dengan tingginya kebutuhan investasi untuk pengembangan infrastruktur gas, sehingga penyediaan gas bumi ke satu titik dalam jumlah yang besar lebih menguntungkan daripada penyediaan gas bumi ke beberapa titik dalam jumlah yang kecil.

Produksi gas bumi selain digunakan untuk memenuhi kebutuhan di dalam negeri, juga merupakan komoditi ekspor. Gas bumi Indonesia diekspor dalam bentuk gas pipa, LNG dan LPG. Besarnya volume ekspor dari masing-masing bentuk gas ditunjukkan pada Tabel 7.6.

Tabel 7.6 Jenis dan volume ekspor gas bumi

Jenis	Satuan	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Gas pipa	MMSCF	31.967	82.619	126.450	163.045	251.303	257.224	319.397	329.448
LNG	Juta Ton	24,34	26,18	26,07	25,24	23,67	22,40	20,85	20,58
LPG	Ribu Ton	1.423,9	1.217,4	1.033,7	981,8	1.015,4	289,7	268,5	0

Sumber: CDIEMR (2009)

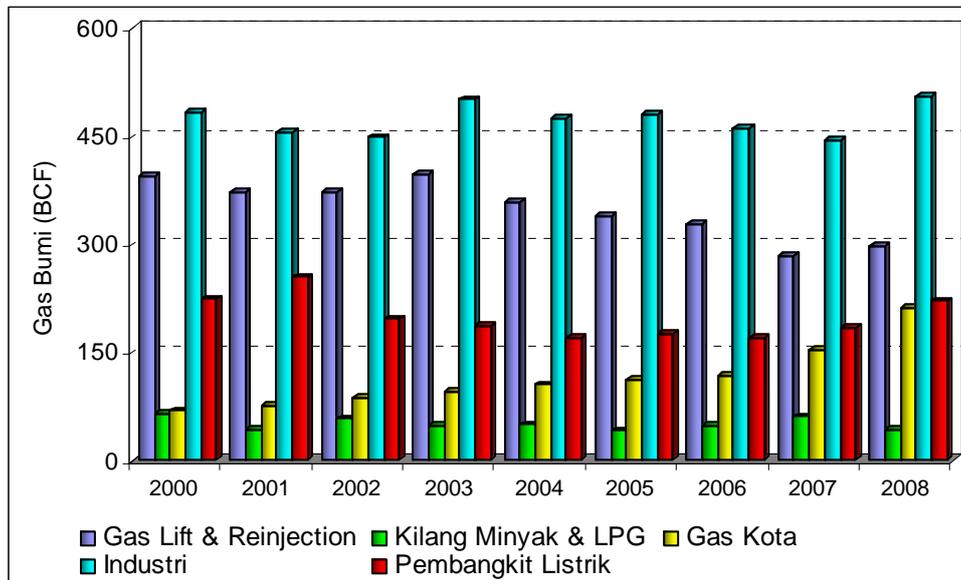
Mulai tahun 2001, gas bumi dari lapangan gas Natuna Barat diekspor melalui pipa ke Singapura, kemudian dari lapangan gas Grissik (Sumatera Tengah) juga diekspor ke Singapore. Terakhir, dari lapangan gas Natuna Barat diekspor ke Malaysia. Jumlah gas pipa yang diekspor selama jangka waktu 2001-2008 mengalami peningkatan yang pesat, dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 39,5% per tahun.

Berlainan dengan gas bumi yang memerlukan fasilitas jaringan pipa, LNG menggunakan tanker untuk mengangkutnya. Sampai tahun 2008, LNG diproduksi dari Arun, Aceh dan Bontang, Kalimantan Timur. Seluruh produk LNG tersebut diekspor ke Jepang, Korea Selatan, dan Taiwan. Jepang adalah tujuan utama untuk ekspor LNG. Secara keseluruhan terjadi penurunan jumlah LNG yang diekspor, sebagai akibat menurunnya jumlah cadangan gas bumi untuk bahan baku kilang LNG Arun maupun LNG Bontang.

7.3.1 Menurut Sektor

Konsumsi gas di dalam negeri berdasarkan sektornya adalah gas *lift & reinjection*, kilang minyak & LPG, gas kota, industri dan pembangkit listrik. Konsumsi gas untuk kilang LNG tidak diperhitungkan sebagai konsumsi gas di

dalam negeri, mengingat seluruh produk LNG diekspor. Pada pengelompokan ini, konsumsi gas untuk industri adalah gas yang disalurkan langsung oleh Pertamina ke industri. Gas kota adalah gas bumi yang disalurkan ke Perusahaan Gas Negara (PGN), dimana PGN akan menyalurkan gas tersebut kepada pengguna akhir, seperti ke rumah tangga, transportasi dan industri. Perincian gas yang dikonsumsi pada masing-masing konsumen dapat dilihat pada Gambar 7.14.



Sumber: CDIEMR (2009)

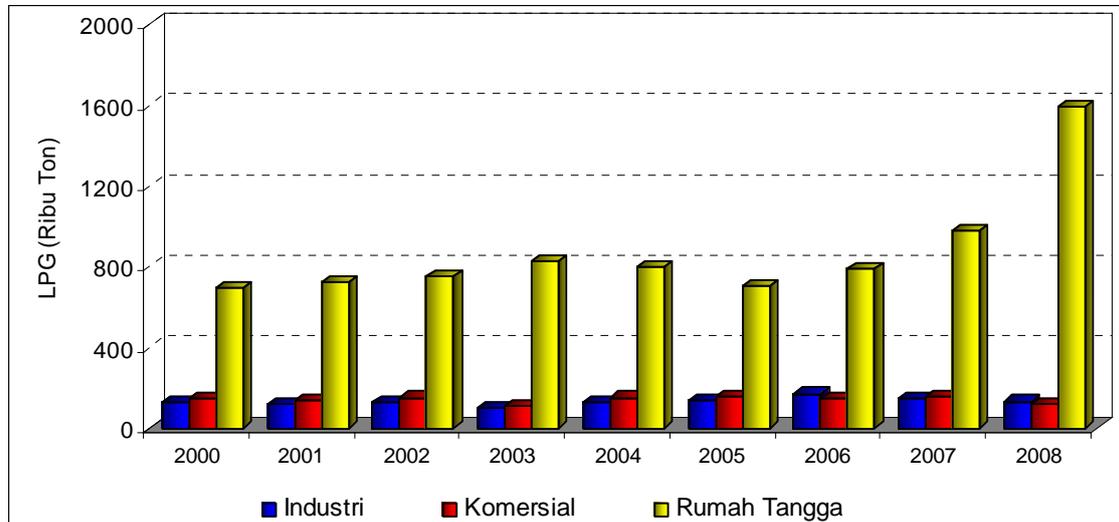
Gambar 7.14 Konsumsi gas bumi berdasarkan sektornya

Gas *lift & reinjection*, kilang minyak & LPG serta pembangkit listrik merupakan bagian dari proses transformasi energi di dalam negeri. Ketiga kelompok tersebut dalam kurun waktu 2000-2008 mengkonsumsi rata-rata sekitar 61% dari total gas bumi di dalam negeri. Dalam kurun waktu yang sama, gas kota meningkat rata-rata sekitar 15% per tahun, sedangkan konsumsi gas pada industri meningkat rata-rata sebesar 0,6% per tahun. Konsumsi gas untuk pembangkit listrik idealnya adalah untuk memenuhi beban menengah, tetapi pada kenyataannya digunakan untuk memenuhi beban dasar. Hal ini terkait dengan adanya sistem *take or pay* dari produsen ke konsumen gas.

Konsumsi gas bumi berdasarkan sektor ekonomi dikelompokkan menjadi sektor industri, rumah tangga dan transportasi. Konsumsi gas untuk industri meliputi gas untuk bahan baku seperti pada industri pupuk dan petrokimia maupun untuk bahan bakar. Konsumsi gas pada sektor transportasi relatif sangat kecil bila dibandingkan dengan konsumsi gas pada sektor lainnya.

LPG dikonsumsi pada sektor industri, komersial dan rumah tangga. Dalam kurun waktu 2000-2008, sektor rumah tangga dan industri rata-rata mengkonsumsi sekitar 87% dari konsumsi LPG di dalam negeri. Dalam kurun waktu yang sama, konsumsi LPG pada sektor rumah tangga rata-rata

meningkat sebesar 8,4% per tahun. Selanjutnya, konsumsi LPG pada sektor industri relatif konstan, dimana peningkatan rata-rata yang terjadi adalah sekitar 0,6% per tahun. Perincian LPG yang dikonsumsi pada masing-masing sektor dapat dilihat pada Gambar 7.15.



Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 7.15 Konsumsi LPG berdasarkan sektornya

Untuk program konversi minyak tanah ke LPG, telah digunakan tabung LPG berukuran 3 kg. Sementara itu, tabung LPG berukuran 12 kg telah digunakan oleh konsumen sebelum adanya program konservasi tersebut. Adanya perbedaan harga LPG dalam tabung 3 kg dan tabung 12 kg telah mendorong adanya kecurangan, dimana isi tabung LPG 3 kg diambil dan dijual dalam tabung LPG 12 kg. Hal ini selain merugikan Pemerintah, juga membahayakan konsumen LPG tabung 3 kg karena rusaknya katup tabung tersebut. Dalam beberapa kejadian, kerusakan katup tabung LPG tersebut mengakibatkan kebakaran.

7.3.2 Proyeksi

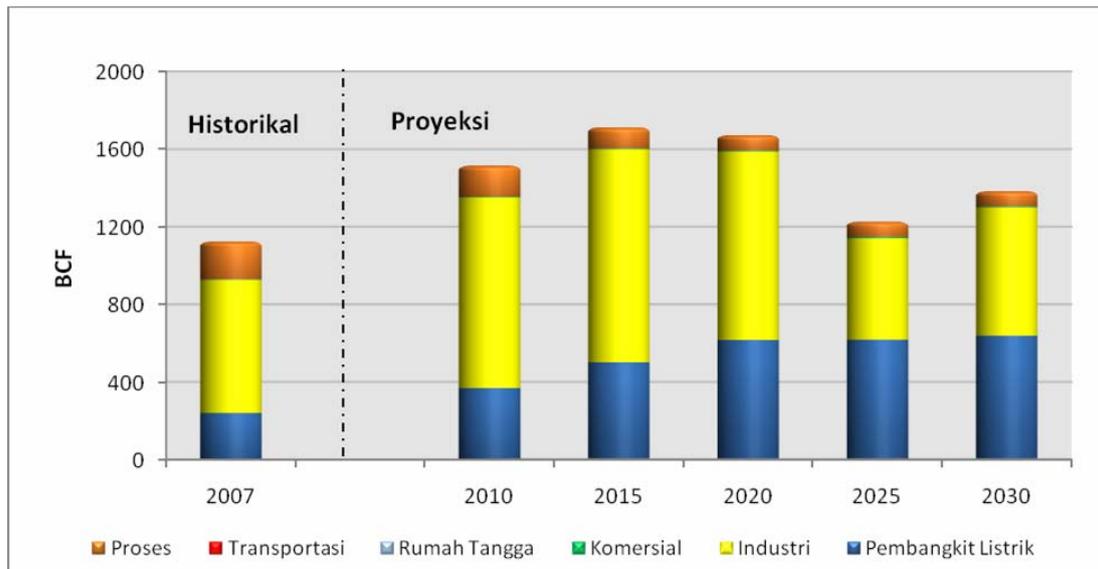
Pada bagian ini akan dibahas proyeksi konsumsi gas bumi dan LPG yang dibuat untuk dua skenario yaitu skenario pertumbuhan PDB rendah (5,5%) dan PDB tinggi (7,0%). Pada masing-masing skenario tersebut, ditetapkan dua kasus yaitu harga minyak mentah tinggi (90 \$/barel) dan harga minyak mentah rendah (60 \$/barel). Konsumsi gas dan LPG diuraikan secara terperinci untuk kasus dasar, yaitu pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak rendah. Pada kasus dasar, juga diuraikan konsumsi gas dan LPG bila impor LNG dipertimbangkan. Selanjutnya, konsumsi gas dan LPG pada kasus yang lain juga dibandingkan dengan kasus dasar.

A. Kasus GDP Rendah dan Harga Minyak Mentah Rendah

Konsumsi gas dan LPG diuraikan secara terperinci untuk skenario pertumbuhan PDB rendah dan kasus harga minyak rendah, baik dengan mempertimbangkan impor LNG maupun tanpa mempertimbangkan impor LNG.

- Gas

Proyeksi konsumsi gas bumi pada kasus dasar tanpa mempertimbangkan impor LNG dapat dilihat pada Gambar 7.16.



Gambar 7.16 Konsumsi gas pada kasus dasar

Pada Gambar 7.16 terlihat bahwa gas yang berasal dari gas bumi, gas CBM dan LNG dikonsumsi di dalam negeri pada sektor proses, transportasi, rumah tangga, komersial, industri dan pembangkit listrik. Sektor pembangkit listrik dan industri adalah dua sektor yang dominan dalam mengonsumsi gas bumi. Dalam kurun waktu 2009-2030, konsumsi gas untuk pembangkit listrik meningkat dengan laju rata-rata sebesar 11,6% per tahun. Sementara itu, konsumsi gas untuk industri menurun dengan laju rata-rata sebesar 1,7% per tahun. Penurunan juga terjadi pada konsumsi gas untuk proses, sedangkan konsumsi gas untuk sektor yang lain, seperti komersial, rumah tangga dan transportasi mengalami peningkatan.

Pada sektor pembangkit listrik, gas digunakan untuk bahan bakar pembangkit dan *captive & cogen*. Gas pada PLTG digunakan untuk memenuhi beban puncak. Pada sektor industri, gas bumi digunakan sebagai bahan bakar dan bahan baku. Sebagai bahan bakar, gas bumi merupakan bahan bakar untuk *boiler* dan *furnace* pada berbagai jenis industri dan merupakan bahan bakar pengganti BBM yang disukai, karena harganya yang lebih murah dan lebih bersih, tetapi terbatasnya pasokan gas mengakibatkan penurunan konsumsi gas. Sebagai bahan baku, gas digunakan pada industri kimia dan pupuk. Pada sektor proses, gas digunakan pada kilang minyak dan kilang LPG serta EOR.

Pangsa konsumsi gas di dalam negeri terhadap pasokan gas meningkat dari 46% pada tahun 2009 menjadi 85% pada tahun 2030. Peningkatan tersebut terutama karena menurunnya pasokan gas ke dalam negeri.

- **LPG**

Proyeksi konsumsi LPG pada kasus dasar tanpa mempertimbangkan impor LNG dapat dilihat pada Gambar 7.17.

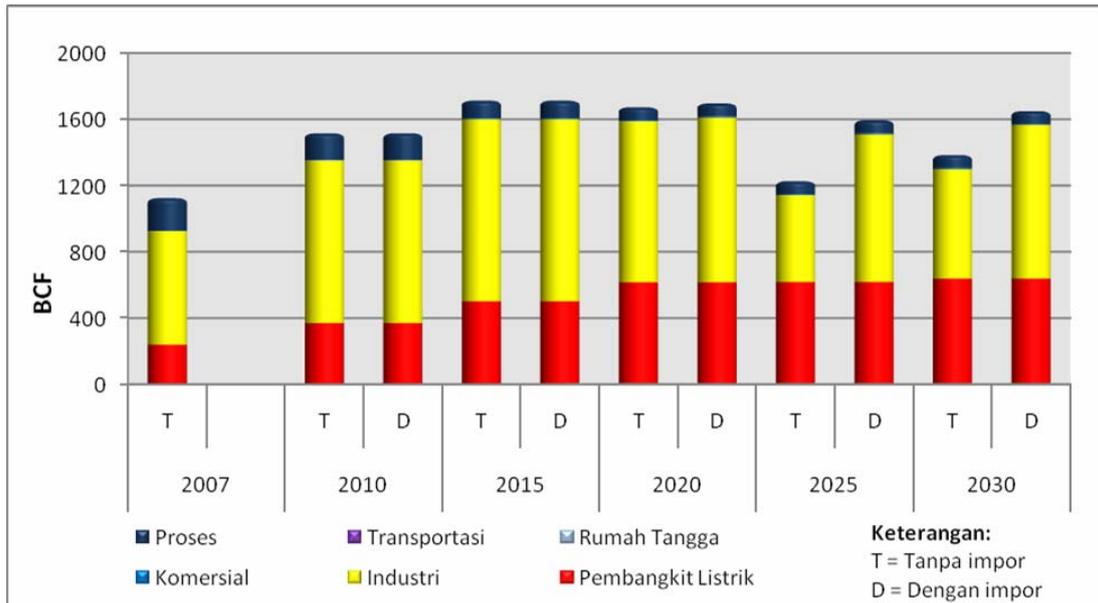


Gambar 7.17 Konsumsi LPG pada kasus dasar

LPG digunakan pada sektor rumah tangga, komersial dan industri. Rumah tangga merupakan sektor yang dominan dalam penggunaan LPG, dalam kurun waktu 2009-2030 rata-rata pangsa sektor rumah tangga adalah sekitar 88,3% dari total pemakaian LPG di dalam negeri. Hal ini terkait dengan program konversi minyak tanah dengan LPG di sektor rumah tangga. Adapun laju pertumbuhan rata-rata pemakaian LPG pada sektor rumah tangga adalah sebesar 5,3% per tahun. Pertumbuhan konsumsi LPG pada sektor industri sangatlah pesat. Dalam kurun waktu 2009-2030, konsumsi LPG pada sektor industri meningkat dengan laju rata-rata sebesar 8,1% per tahun, sedangkan laju pertumbuhan rata-rata konsumsi LPG pada sektor komersial adalah sebesar 3,5% per tahun. LPG merupakan bahan bakar pengganti BBM yang disukai, karena harganya yang lebih murah dan lebih bersih serta sangat praktis digunakan, sehingga kebutuhannya cenderung meningkat.

- **Impor LNG Dipertimbangkan**

Konsumsi LNG mulai dilakukan pada tahun 2014, yaitu dengan dioperasikannya *receiving terminal* LNG. Pada kasus impor LNG dipertimbangkan, LNG selain diperoleh dari dalam negeri juga dari impor. Impor LNG mulai dilakukan pada tahun 2017 untuk mengatasi berkurangnya pasokan gas di dalam negeri. Perbandingan konsumsi gas pada kasus dasar bila impor LNG tidak dipertimbangkan dan impor LNG dipertimbangkan dapat dilihat pada Gambar 7.18.



Gambar 7.18 Perbandingan konsumsi gas, tanpa dan dengan impor LNG

Dengan mempertimbangkan impor LNG sebagai alternatif pasokan gas, konsumsi gas pada sektor industri dapat ditingkatkan. Bila tidak mempertimbangkan impor LNG, maka pasokan gas pada sektor industri akan menurun sebesar 1,7%. Sementara itu bila mempertimbangkan impor LNG, maka pasokan gas pada sektor industri hanya akan menurun sebesar 0,1%. Selanjutnya konsumsi gas untuk sektor-sektor yang lain adalah tetap, baik bila tidak mempertimbangkan impor LNG maupun bila mempertimbangkan impor LNG.

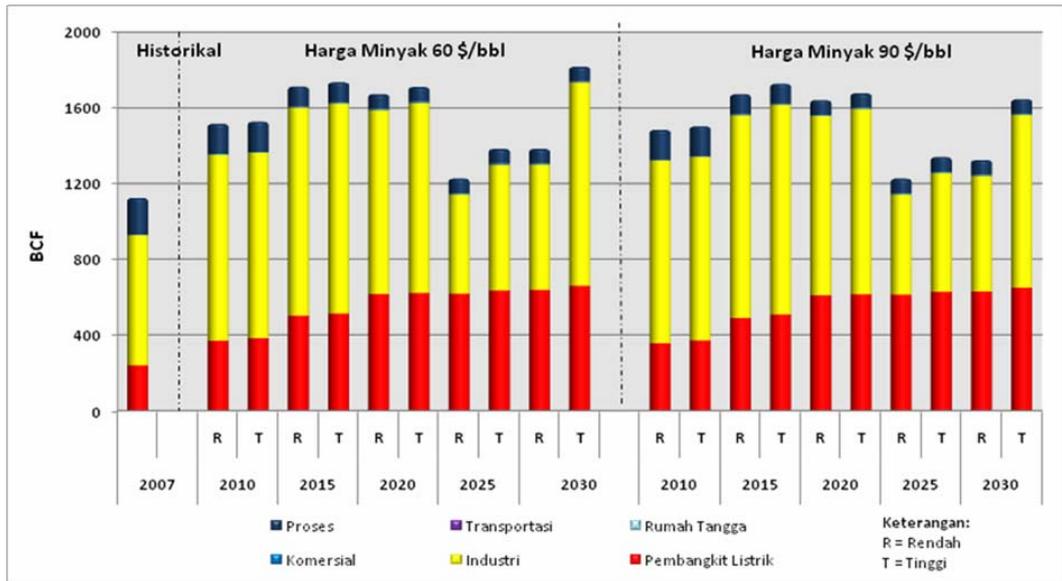
Impor LNG tidak mempengaruhi konsumsi LPG, hal ini dapat diketahui dari jumlah LPG yang dipasok, lihat Tabel 7.3. Pada tabel tersebut, jumlah LPG yang diproduksi, diimpor dan dikonsumsi adalah sama untuk kasus tidak mempertimbangkan impor LNG maupun untuk mempertimbangkan impor LNG.

B. Pemanfaatan Gas dan LPG pada Berbagai Skenario dan Kasus

Perbandingan jumlah kebutuhan gas dan LPG untuk skenario pertumbuhan PDB rendah dan PDB tinggi, serta masing-masing skenario tersebut untuk harga minyak mentah rendah dan harga minyak mentah tinggi dapat dilihat pada bagian berikut.

- Gas

Proyeksi kebutuhan gas bumi berdasarkan sektor pemakainya untuk kedua skenario dengan dua kasus untuk masing-masing skenarionya dapat dilihat pada Gambar 7.19.

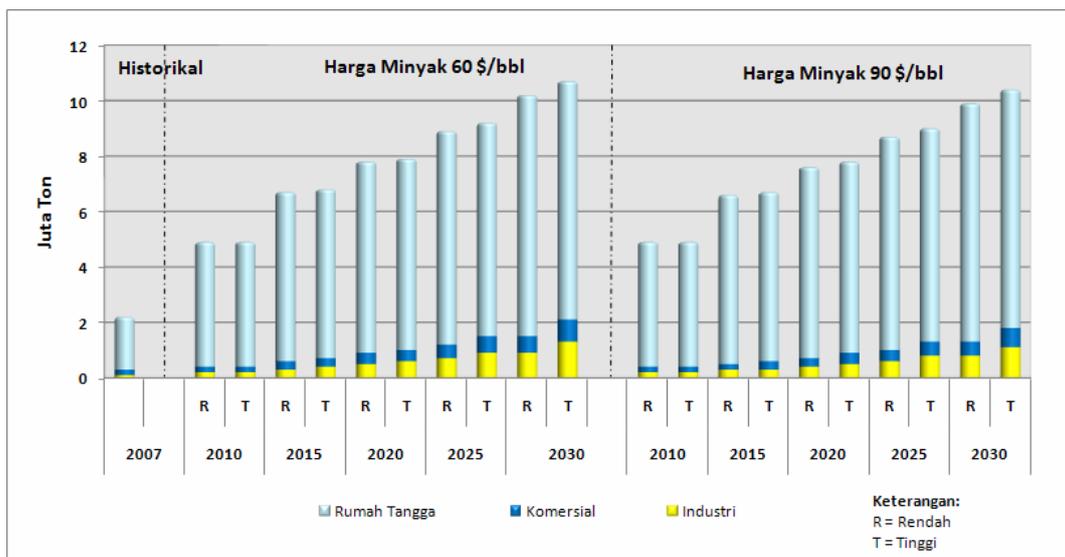


Gambar 7.19 Kebutuhan gas untuk setiap skenario dan kasus

Pada Gambar ini terlihat bahwa kebutuhan gas cenderung lebih tinggi untuk harga minyak mentah 60 \$/barel dari pada harga minyak mentah 90 \$/barel. Harga minyak mentah yang tinggi akan meningkatkan harga gas. Hal ini mengakibatkan konsumen berupaya melakukan penghematan dalam konsumsi gas. Selanjutnya, pertumbuhan PDB tinggi dengan harga minyak yang sama mengakibatkan konsumsi gas yang lebih tinggi. Hal ini terkait dengan kegiatan perekonomian yakni aktivitas ekonomi yang tinggi menuntut konsumsi energi yang tinggi pula.

- LPG

Proyeksi kebutuhan LPG berdasarkan sektor pemakainya untuk kedua skenario dengan dua kasus untuk masing-masing skenarionya dapat dilihat pada Gambar 7.20.



Gambar 7.20 Kebutuhan LPG untuk setiap kasus

Pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, aktivitas sektor industri dan komersial meningkat. Hal ini mengakibatkan peningkatan konsumsi LPG pada sektor-sektor tersebut, sementara itu konsumsi LPG pada sektor rumah tangga relatif tidak dipengaruhi oleh pertumbuhan GDP, sehingga kebutuhan LPG nya relatif tetap. Pada pertumbuhan PDB yang sama, harga minyak mentah yang tinggi mengakibatkan harga LPG meningkat. Reaksi sektor-sektor perekonomian terhadap kenaikan harga LPG adalah mengurangi konsumsi LPG mereka.

7.4 Infrastruktur Gas Bumi, LPG, dan LNG

7.4.1 Gas Bumi

Sarana penyediaan gas bumi, LNG dan LPG nasional terdiri dari lapangan gas bumi, kilang LNG dan LPG serta distribusi gas dan LPG. Gas dapat didistribusikan langsung melalui jaringan pipa maupun truk trailer khususnya untuk CNG. LNG dalam bentuk cair dikirim dengan menggunakan kapal tanker ke *receiving terminal*, setelah diubah menjadi gas dapat didistribusikan melalui jaringan pipa. Sistem distribusi LPG berupa kapal tanker dan truk tangki untuk jumlah yang besar, selanjutnya tabung baja ukuran 3 kg, 12 kg dan 45 kg digunakan untuk jumlah yang kecil. Perincian dari masing-masing sarana penyediaan gas dapat dilihat pada bagian berikut.

A. Lapangan Gas Bumi

Lapangan gas bumi terdapat di wilayah Aceh, Sumatera Utara, Jambi, Riau, Sumatera Selatan, Jawa Barat, Jawa Timur, Kalimantan Timur, Sulawesi Tengah, Sulawesi Selatan dan Papua Barat. Gas bumi yang diperoleh dari sumur pengembang dikumpulkan pada pipa pengumpul untuk dialirkan ke sistem distribusi gas.

B. Sistem Distribusi dan Transmisi Gas Bumi

Sistem distribusi gas terdiri dari jaringan pipa transmisi dan jaringan pipa distribusi, yang bertujuan untuk menyalurkan gas bumi dari sumur gas ke konsumen di rumah-tangga, industri, komersial, pembangkit listrik maupun stasiun pengisian bahan bakar gas (SPBG). Jaringan pipa gas terdapat di wilayah Aceh, Sumatera Utara, Jambi, Riau, Sumatera Selatan, Jawa Barat, Jakarta, Jawa Timur, Kalimantan Timur dan Sulawesi Selatan. Beberapa jaringan pipa transmisi gas penting terdapat di wilayah Riau, Sumatera Selatan dan Jawa Barat. Adapun perincian dari pipa-pipa transmisi tersebut dapat dilihat pada Tabel 7.7.

Tabel 7.7 Jaringan pipa transmisi gas

Wilayah	Jalur Pipa	Panjang (km)	Diam. (inch)	Keterangan
Riau	Grissik-Sakerman-Duri	550	28	EOR Duri
	Sakerman-Batam-P.Sakra	335	28	Ekspor ke Singapura
	Natuna Barat-Singapura	471	28	Ekspor ke Singapura
Sumsel	Grissik-Pagardewa	196	36	Transmisi Grissik-Pagardewa
	Pagardewa-Rawa Maju	463	32	Sumsel-Jabar
Jabar	Pagardewa-Serpong	455	32	Sumsel-Jabar
	Cilamaya-Cilegon	220	24	Industri baja, pupuk, lainnya, rumah tangga
Jatim	Bali Utara-Gresik	423	28	Industri pupuk, lainnya, pembangkit listrik, rumah tangga
Kaltim	Wilayah Badak-Bontang	953	28	Kilang LNG, industri lainnya
Sulsel	Sengkang-Makasar	200	16	Pembangkit listrik

Sumber: Dirjen MIGAS 2008

7.4.2 CNG

Dalam proses pembuatan dan distribusi CNG, dikenal 2 sistem yaitu sistem *online* dan *mother-daughter*. Pada sistem *online*, pasokan gas dari pipa distribusi diproses menjadi CNG di SPBG dan dijual dalam bentuk CNG. Pada sistem *mother-daughter*, pasokan gas dari pipa transmisi diproses menjadi CNG di unit proses yang terdapat pada pipa transmisi tersebut, selanjutnya gas dalam bentuk CNG diangkut dalam tabung baja ke SPBG untuk disimpan, didistribusi dan dijual dalam bentuk CNG.

CNG dalam rangka Program Langit Biru telah dikembangkan di Jakarta, Surabaya, Medan dan Palembang pada tahun 1987. Hingga tahun 1998, terdapat beberapa ribu taksi dan beberapa puluh mikrolet berbahan bakar premium yang memasang *conversion kit* untuk penggunaan CNG. Selanjutnya, juga terdapat beberapa puluh bus berbahan bakar diesel yang memasang *conversion kit* untuk penggunaan CNG.

Pada tahun 2000 pemakaian CNG menurun, karena Pertamina tidak berkeinginan untuk melanjutkan kegiatan usaha CNG yang dinilai merugikan. Dimana Pertamina harus menanggung sendiri beban subsidi harga CNG. Pada tahun 2006, program pemakaian CNG digiatkan kembali, sejalan dengan program *busway* oleh Pemda DKI Jakarta. Adapun jenis bus yang dipilih adalah bus yang hanya menggunakan CNG.

Pada saat ini terdapat 20 fasilitas pengisian BBG dan 2 fasilitas pendistribusian CNG. Fasilitas pengisian BBG untuk transportasi dimiliki oleh

Pertamina, PGN dan pihak swasta, sedangkan fasilitas pendistribusian CNG dimiliki oleh pihak swasta.

7.4.3 LPG

LPG dapat dihasilkan dari kilang gas dan kilang minyak. Kilang gas yang menghasilkan LPG adalah kilang Mundu, Tanjung Santan, Arar, Jabung, Tugu Barat, Musi Banyuasin, Limau Timur, Langkat, Lembak dan Tambun. Selanjutnya kilang minyak yang menghasilkan LPG adalah kilang Dumai, Musi, Cilacap, Balikpapan dan Balongan. Pada saat ini, LPG yang digunakan di dalam negeri memiliki komposisi perbandingan antara butana dan propana sebanyak 70% dan 30%.

Wilayah pemasaran LPG biasanya untuk memenuhi kebutuhan rumah tangga dan industri yang berlokasi dekat dengan depot LPG, agen penjualan LPG atau stasiun penjualan bahan bakar LPG dengan tujuan untuk menurunkan biaya transportasi. Wilayah-wilayah pemasaran LPG ini antara lain, DKI Jakarta, Cilegon, Cirebon, Surabaya, Semarang, Ujung Pandang, Palembang, Dumai dan Balikpapan.

Pada saat ini, penjualan elpiji ke rumah tangga dilakukan dalam tabung baja dengan isi 12 kg dan 3 kg. Tabung baja isi 3 kg merupakan bagian dari program konversi minyak tanah ke LPG, dimana pada mulanya tabung isi 3 kg beserta kompor dan perlengkapannya diberikan secara cuma-cuma kepada rumah tangga yang layak menerimanya.

7.4.4 LNG

Pada saat ini terdapat tiga kilang LNG yang telah beroperasi di Indonesia, yaitu Arun, Badak dan Tangguh dan dua buah kilang masih dalam tahap perencanaan, yaitu Donggi-Senoro dan Masela. Pada saat ini, seluruh produk kilang LNG diekspor. Dimasa mendatang, LNG juga akan digunakan di dalam negeri.

Kilang LNG Arun sebanyak 6 *train* dengan total kapasitas terpasang sebesar 13,2 juta metrik ton/tahun. Ekspor LNG dimulai pada tahun 1978. Menurunnya jumlah cadangan gas alam yang ada mengakibatkan hanya dua *train* LNG yang masih dioperasikan pada saat ini dan tidak ada lagi LPG yang diproduksi dari kilang tersebut. Sehubungan akan berakhir masa kontrak kerja PT. Arun pada tahun 2014 nanti, PT. PGN sedang menjajaki kemungkinan pemanfaatan *loading terminal* LNG yang ada menjadi *receiving terminal* LNG. Terminal ini diharapkan dapat menerima pasokan LNG impor dari Timur Tengah guna memenuhi kebutuhan gas bagi industri pupuk maupun industri lainnya di wilayah Aceh.

Kilang LNG Bontang sebanyak 8 *train* dengan total kapasitas terpasang sebesar 22,5 juta metrik ton/tahun. Ekspor LNG dimulai pada tahun 1977. Menurunnya jumlah cadangan gas alam yang ada mengakibatkan hanya 6-7 *train* LNG yang dioperasikan pada saat ini.

Kilang LNG Tangguh sebanyak 2 *train* dengan total kapasitas terpasang sekitar 7,6 juta metrik ton/tahun. Ekspor LNG dimulai pada Juli 2009. Seluruh produk LNG yang dihasilkan akan di ekspor ke berbagai negara, seperti China, Korea Selatan, Meksiko dan Jepang.

Kilang LNG Donggi-Senoro sebanyak satu *train* dengan kapasitas yang direncanakan sekitar 2 juta metrik ton/tahun. Dalam tahap perencanaan kilang tersebut, diketahui bahwa cadangan gas pada wilayah tersebut ternyata lebih kecil dari perkiraan semula, dan Pemerintah berkeinginan untuk menggunakan produk LNG Donggi-Senoro untuk memenuhi kebutuhan gas di dalam negeri. Kedua hal tersebut merupakan kendala bagi pihak pengembang kilang LNG Donggi-Senoro, karena tingginya harga keekonomian produk LNG yang dihasilkan. Harga tersebut masih layak untuk harga ekspor, tetapi terlalu tinggi untuk harga jual LNG di dalam negeri.

Kilang LNG Masela dengan kapasitas maksimum yang direncanakan sekitar 4,5 juta metrik ton/tahun. Lokasi cadangan gas Masela di Laut Arafura merupakan kendala untuk pembangunan kilang LNG tersebut. Alternatif pembangunan kilang LNG yang mungkin adalah menggunakan anjungan terapung atau mengalirkan gas ke pulau terdekat di wilayah Indonesia dan membangun kilang LNG di pulau tersebut. Membangun kilang LNG di darat akan mempercepat proses pembangunan kilang LNG. Pada saat ini masih dilakukan kajian untuk menentukan lokasi kilang LNG tersebut.

Guna meningkatkan pasokan gas ke Jawa, pada saat ini sedang dibangun *receiving terminal* LNG di Banten dengan kapasitas 2,5 juta ton per tahun. Pasokan LNG diharapkan dapat diperoleh dari kilang LNG Bontang dan kilang LNG Tangguh atau impor dari Qatar.

7.5 Alternatif Penyediaan Gas

7.5.1 Gasifikasi Batubara

Teknologi gasifikasi batubara telah lama dikenal orang untuk menghasilkan gas kota, sebelum pemakaian gas bumi. Gas sintetis yang dihasilkan memiliki komponen utama berupa hidrogen (H₂) dan karbon monoksida (CO). Sama seperti halnya gas bumi, gas sintetis dapat digunakan sebagai energi maupun sebagai bahan baku.

Teknologi gasifikasi batubara dalam beberapa aplikasi digabung dengan teknologi konversi yang lain. Tujuan penggabungan tersebut untuk mendapatkan efisiensi yang tinggi dengan emisi yang rendah. Beberapa contoh penggabungan teknologi gasifikasi dengan teknologi konversi yang lain adalah penggabungan gasifikasi dan turbin gas (*Integrated Gasification Combine Cycle*, IGCC), penggabungan gasifikasi dengan proses teknologi *Fischer Tropsch* (FT) *Fuels (gas to liquid)*, penggabungan gasifikasi dengan proses pembuatan bahan kimia (metanol dan amoniak).

Di seluruh dunia terdapat 144 pabrik gasifikasi dan 427 *gasifiers* yang beroperasi pada tahun 2007 (*Gasification Technologies Council*). Kapasitas *thermal* dari seluruh *gasifiers* tersebut setara dengan 56 GW *thermal*, dimana 31 GW *thermal* diantaranya adalah gasifikasi batubara. Terbatasnya cadangan gas bumi yang ada dan meningkatnya harga gas bumi akan mendorong berkembangnya gasifikasi batubara. Diperkirakan kapasitas *thermal* dari gasifikasi diseluruh dunia akan meningkat menjadi 73 GW *thermal* pada tahun 2010 dan menjadi 155 GW *thermal* pada tahun 2014.

7.5.2 Dimetil Ether (DME)

Konsumsi LPG pada sektor rumah tangga meningkat pesat sebagai dampak dari program konversi minyak tanah ke LPG. Hal ini mengakibatkan LPG dalam jumlah yang besar harus diimpor, karena jumlah produksi LPG di dalam negeri tidak memadai. Salah satu alternatif pengganti LPG dirumah tangga adalah DME.

Karakteristik DME memiliki kemiripan dengan komponen LPG yaitu propan dan isobutan, sehingga teknologi handling LPG dapat dimanfaatkan bagi DME. Sebagai bahan bakar rumah tangga pengganti LPG, DME dapat digunakan berbagai persentase hingga 100% DME. Semua fasilitas pengguna (kompur dan tabung) LPG dapat menggunakan campuran LPG(80%) dan DME (20%) tanpa harus dilakukan modifikasi. Guna memakai campuran LPG dan DME (>20%), diperlukan kompor yang khusus dirancang untuk DME.

7.5.3 Gas Shale

Batuan *shale* diketahui sebagai tempat terbentuknya gas bumi. Pengeboran yang dilakukan pada batuan *shale* yang mengandung gas dan diikuti dengan perekahan menggunakan pompa hidraulik yang bertekanan tinggi akan menghasilkan *gas shale*. Waktu yang diperlukan untuk pembentukan gas dari serpih batuan *shale* adalah sekitar 5 tahun. Amerika Serikat memulai mengembangkan *gas shale* pada tahun 2000 dan mulai berproduksi pada tahun 2004. Kanada, Australia dan beberapa negara Eropa juga telah mulai mengembangkan proses ini.

Hasil studi awal yang dilakukan oleh ITB memberikan indikasi bahwa Indonesia juga memiliki batuan *shale*. Batuan *shale* di wilayah timur Indonesia direncanakan akan dikembangkan. Batuan tersebut diperkirakan mengandung *gas shale* sekitar 1000 triliun kaki kubik. Adapun biaya pengeboran batuan *shale* diperkirakan sebanding dengan biaya pengeboran CBM.

Guna memastikan potensi cadangan *gas shale* tersebut, Pemerintah merencanakan untuk membuka wilayah kerja, dimana pada wilayah kerja tersebut akan dilakukan studi bersama. Beberapa perusahaan yang sudah memiliki pengalaman dalam pengembangan *gas shale* telah menyatakan minatnya untuk turut serta. Pada tahap awal studi *gas shale* akan dipusatkan

didarat (*onshore*). Penemuan dan pemanfaatan *gas shale* diharapkan dapat membantu mengatasi masalah kekurangan gas bumi di dalam negeri.

7.6 Rekomendasi Kebijakan

7.6.1 Ekspor Gas Bumi

Sesuai dengan kontrak ekspor LNG dan gas pipa yang telah ditanda tangani, maka sejumlah gas bumi harus disisihkan untuk memenuhi kontrak ekspor tersebut. Setelah kontrak ekspor tersebut selesai, terindikasi bahwa kontrak-kontrak yang ada untuk ke Jepang akan diperpanjang, sementara itu kontrak-kontrak ke Taiwan dan Korea Selatan akan dihentikan. Perpanjangan kontrak ke Jepang tersebut terkait dengan adanya kegagalan pihak Indonesia untuk memenuhi pengiriman seluruh cargo LNG yang telah disepakati dimasa lalu. Kekurangan pengiriman cargo tersebut wajib dipenuhi, guna menghindari sanksi/tuntutan pihak Jepang ke Indonesia. Hendaknya kebijakan ekspor LNG ini dapat direalisasi, sehingga akan tersedia sejumlah LNG di dalam negeri.

Selanjutnya penghentian/pengurangan jumlah gas bumi yang diekspor melalui pipa ke Malaysia dan Singapore akan meningkatkan ketersediaan cadangan gas bumi di Grissik. Hal ini akan meningkatkan jumlah gas yang dapat dikirim ke Jawa. Selanjutnya, ketersediaan LNG dan cadangan gas bumi di dalam negeri akan meningkatkan jumlah gas bumi untuk keperluan industri maupun pembangkit listrik.

7.6.2 Pengembangan Infrastruktur

Terbatasnya pemanfaatan gas bumi di dalam negeri pada saat ini, antara lain terkait erat dengan masih terbatasnya infrastruktur transmisi dan distribusi gas bumi yang ada. Guna meningkatkan pemakaian gas bumi tersebut, perlu dilakukan pembangunan jaringan pipa, baik untuk keperluan transmisi maupun distribusi, hal ini diharapkan dapat meningkatkan pemakaian gas bumi oleh pemakai akhir.

Melihat pada pola pemakaian gas bumi yang ada pada saat ini, dimana konsumsi gas bumi terpusat di Jawa, maka penambahan pasokan gas ke Jawa merupakan suatu keharusan. Pilihan yang ada adalah membangun pipa transmisi atau terminal penerima LNG. Adanya terminal penerima LNG memungkinkan menerima gas dari banyak sumber, baik dari dalam negeri maupun luar negeri.

7.6.3 Pemanfaatan Teknologi

Hal lain yang perlu dipertimbangkan untuk jangka panjang adalah pemanfaatan gas untuk menggantikan BBM pada kendaraan bermotor. Pada kendaraan bermotor, pilihan untuk bahan bakar menggantikan BBM sangatlah terbatas. Salah satu bahan bakar alternatif pengganti BBM adalah bahan

bakar bakar yang berasal dari gas bumi, karena jumlah cadangan gas bumi yang ada lebih besar dari pada cadangan minyak bumi.

Gas bumi, dengan unsur utama metana dapat digunakan secara langsung pada kendaraan bermotor dalam bentuk CNG, LPG dan LNG. Selain itu, metana juga merupakan bahan baku untuk pembuatan diesel dan gasoline sintetis dengan proses Fischer Tropsch *Fuels (gas to liquid)* maupun untuk pembuatan berbagai jenis bahan kimia yang dapat digunakan sebagai bahan bakar, seperti metanol dan *dimetil ether* (DME).

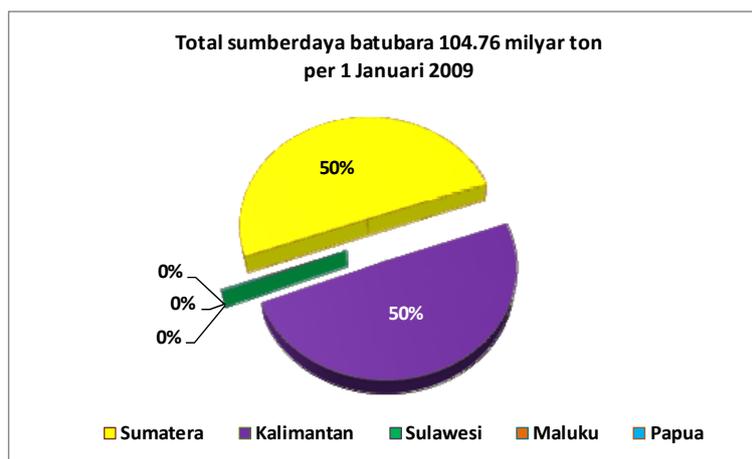
Secara umum, keekonomian bahan bakar non BBM akan meningkat dengan naiknya harga minyak bumi. Pada kondisi harga BBM pada saat ini, perlu adanya kebijakan yang dapat memberi kepastian pasar bagi produsen bahan bakar non BBM.

BAB 8 BATUBARA

8.1 Sumber Daya dan Cadangan

Cadangan maupun sumberdaya batubara di Indonesia cukup besar. Pada tahun 2009, sumber daya atau batubara yang aspek ekonomisnya belum diperhitungkan di Indonesia mencapai 104,76 miliar ton (per 1 Januari 2009), yaitu meningkat dengan pertumbuhan rata-rata hampir 6%/tahun dari dua tahun sebelumnya yang hanya mencapai 93,4 miliar ton (CDIEMR, 2008, 2009). Berdasarkan lokasi, sumberdaya batubara Indonesia tersebut tersebar di wilayah-wilayah Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, Jawa, Maluku dan Papua, namun sumber daya batubara di wilayah-wilayah Maluku, Sulawesi, Jawa, dan Papua, masing-masing hanya mencapai kurang dari 1% dari total sumber daya. Sementara itu sebagian besar dari sumberdaya tersebut berada di Sumatera dan Kalimantan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8.1.

Sumatera merupakan lokasi sumber daya batubara terbesar di Indonesia, sumber daya batubara di Sumatera tersebut sebagian besar berada di wilayah Sumatera Selatan, sedangkan sisanya ditemukan di Sumatera Barat, Riau, Bengkulu, Jambi dan Lampung. Berdasarkan tingkat kepastian keberadaan sumber daya, sumber daya batubara di Sumatera terdiri atas sumberdaya hipotetik (38%), disusul secara berturut-turut oleh sumberdaya tereka atau *inferred* (27%), terunjuk atau *indicated* (20%), dan terukur atau *measured* (15%) (CDIEMR, 2009 dan Petromindo, 2009).

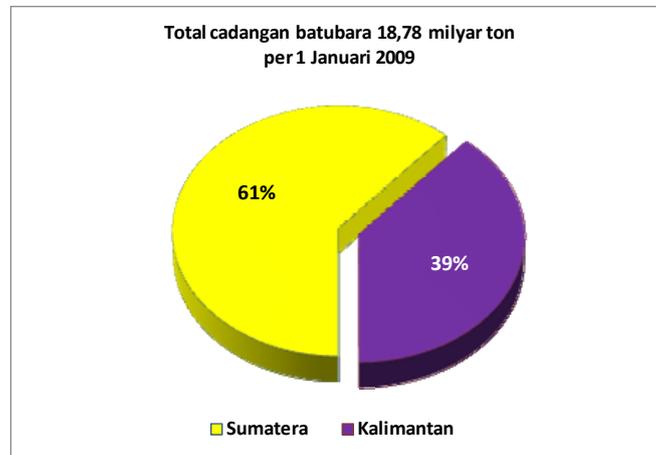


Sumber: CDIEMR (2009)

Gambar 8.1 Sumber daya batubara menurut wilayah (2009)

Kalimantan merupakan lokasi sumber daya batubara terbesar kedua setelah Sumatera. Sebagian besar dari sumber daya batubara di Kalimantan terdiri atas sumber daya tereka (34,63%), disusul oleh sumber daya terukur (27,92%),

sumber daya hipotetik (27,68%), serta sumber daya terunjuk (9,77%) (CDIEMR, 2009). Selain di Sumatera dan Kalimantan, sumber daya batubara juga terdapat di Sulawesi, Papua, Jawa, dan Maluku, namun ketersediaan sumber daya batubara di pulau-pulau tersebut kecil sekali atau pangasanya kurang dari 1%. Sementara itu cadangan batubara menurut wilayah di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 8.2.



Gambar 8.2 Total cadangan batubara menurut wilayah (2009)

Sementara itu cadangan batubara atau batubara yang dapat ditambang di Indonesia pada 2009 mencapai 18,78 miliar ton atau sedikit meningkat dari cadangan batubara pada awal tahun 2007 yang mencapai 18,71 miliar ton (CDIEMR, 2008). Sebagian besar atau sekitar 61% dari cadangan tersebut berlokasi di Kalimantan, sedangkan sisanya berlokasi di Sumatera (CDIEMR, 2009). Pada akhir tahun 2007, kontraktor batubara yang beroperasi dan memegang konsesi dari cadangan batubara di Kalimantan mencapai 5,4 miliar ton. Kontraktor-kontraktor besar yang beroperasi di Kalimantan antara lain PT. Kaltim Prima yang menguasai cadangan paling besar, yaitu 1,4 miliar ton; disusul oleh PT. Arutmin Indonesia, PT. Adaro Indonesia, dan PT. Kideco Jaya Agung yang masing-masing menguasai satu miliar ton dari cadangan batubara tersebut (Petromindo, 2009).

Cadangan batubara di Sumatera, sebagian besar lokasinya berada di Tanjung Enim, Sumatera Selatan. Cadangan tersebut dikelola oleh perusahaan pertambangan milik negara (BUMN), yaitu PT. Tambang Batubara Bukit Asam Tbk (PTBA) dengan total cadangan yang dapat ditambang mencapai hampir 2 miliar ton (Petromindo, 2009). Unit penambangan batubara di Tanjung Enim tersebut terdiri atas Tambang Air Laya, Tambang Muara Tiga Besar Utara, Tambang Muara Tiga Besar Selatan, dan Tambang Banko Barat. Selain itu, PTBA juga mengelola cadangan batubara di Ombilin, Sumatera Barat. Sementara itu cadangan batubara lainnya di Sumatera dikelola oleh perusahaan lainnya antara lain PT. Nusa Riau Kencana Coal di Riau, dan PT. Bukit Bara Utama, PT. Bukit Sunur, dan PT. Danau Mashitam di Bengkulu.

Secara kualitas, cadangan batubara Indonesia umumnya mempunyai kandungan abu dan sulfur yang rendah, namun mempunyai volatilitas (*volatile*) dan kandungan air (*moisture*) yang relatif tinggi. Di Indonesia, batubara dengan nilai kalor lebih dari 5.300 kcal/kg umumnya diklasifikasikan sebagai batubara bituminus, sedangkan batubara dengan nilai kalor antara 4.100 sampai dengan 5.300 kcal/kg diklasifikasikan sebagai batubara sub-bituminus. Batubara bituminus dan sub-bituminus yang mempunyai nilai kalor tinggi dari Indonesia biasanya diproduksi untuk memenuhi pasar ekspor. Sementara itu batubara sub-bituminus Indonesia dengan nilai kalor yang lebih rendah selain dipergunakan untuk memenuhi pasar domestik, juga dipergunakan untuk memenuhi pasar ekspor. Selain itu, sebagian besar batubara *low rank* sub-bituminus dari Indonesia masih diterima di pasar ekspor karena sangat rendahnya kandungan sulfur (Ewart and Vaughn, 2009).

Batubara Indonesia diperkirakan banyak pula diproduksi dari cadangan batubara lignit rendah kalori (*low rank lignite*) dan sub-bituminus yang nilai kalornya 3.700 kcal/kg sampai 4.200 kcal/kg. Meskipun batubara Indonesia yang *low rank* mempunyai kadar abu dan sulfur (rata-rata kandungan sulfur batubara Indonesia di bawah 1%) yang sangat rendah, namun total kandungan airnya (*moisture content*) cukup tinggi, yaitu lebih besar dari 40% (Ewart and Vaughn, 2009). Meskipun demikian batubara Indonesia yang mempunyai kandungan air tinggi tersebut, masih laku diekspor untuk dipergunakan sebagai campuran batubara. Sebagai contoh, pengapalan batubara Indonesia oleh PT. Adaro untuk dicampur dengan batubara Amerika untuk memenuhi standar polusi yang ketat di negara tersebut (Petromindo, 2009).

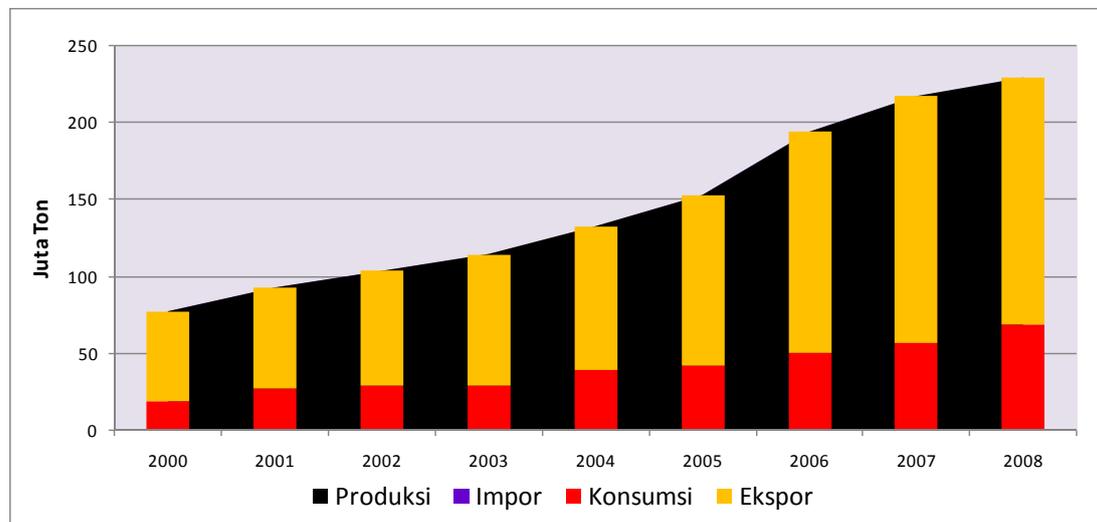
8.2 Produksi, Konsumsi, Ekspor, dan Impor

8.2.1 Perkembangan

Batubara di Indonesia mempunyai peranan penting selain sebagai sumber energi untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri, juga dipergunakan sebagai komoditas ekspor untuk penghasil devisa negara. Bahkan sebagian besar dari produksi batubara Indonesia adalah untuk diekspor, sedangkan sisanya dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, baik sebagai bahan bakar pembangkit listrik, maupun industri. Sumbangan batubara terhadap penerimaan negara cukup besar dan semakin meningkat. Sebagai contoh, penerimaan negara dari batubara dalam beberapa tahun terakhir meningkat dengan pesatnya sampai lebih dari tiga kali lipat, yaitu dari Rp 2,57 triliun pada tahun 2004 menjadi Rp 8,7 triliun pada tahun 2007 (Miranti, 2008).

Namun sumbangan batubara untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri terutama untuk bahan bakar pembangkit listrik dan industri juga tidak kalah pentingnya. Peranan batubara sebagai sumber energi di dalam negeri diperkirakan akan semakin meningkat, seiring dengan semakin terbatasnya cadangan minyak sebagai sumber energi utama. Selain itu, Indonesia juga mengimpor batubara yang diperkirakan dalam bentuk kokas yang

penggunaannya di antaranya untuk pengecoran logam. Dari tahun 2000 sampai 2008; produksi, konsumsi, maupun ekspor batubara Indonesia semakin meningkat dengan pertumbuhan rata-rata masing-masing di atas 13% seperti digambarkan pada Gambar 8.3.



Sumber: Diolah dari Statistik Direktorat Geologi dan Sumberdaya Mineral 2000-2007 dan CDIEMR (2009)

Gambar 8.3 Perkembangan produksi, konsumsi, dan ekspor batubara

Dari tahun 2000 sampai dengan 2008, sebagian besar dari produksi batubara Indonesia adalah untuk diekspor, sedangkan sisanya dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan batubara dalam negeri, baik untuk pembangkit listrik maupun industri. Lebih besarnya pangsa ekspor dari pada konsumsi domestik dari batubara Indonesia tersebut disebabkan oleh lebih kompetitifnya harga batubara ekspor. Oleh karena itu, dalam rangka mencegah terjadinya kelangkaan pasokan batubara dalam negeri dan untuk menjaga ketersediaan pasokan batubara dalam negeri, pemerintah perlu lebih mempertegas kebijakan DMO (*Domestic Market Obligation*) bagi produksi batubara, yaitu kebijakan yang lebih mengutamakan penyediaan batubara dalam negeri, dari pada batubara untuk ekspor.

A. Produksi

Dalam periode delapan tahun terakhir, produksi batubara Indonesia meningkat dengan pesat dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 15% per tahun, sehingga produksi batubara meningkat dari sekitar 77 juta ton pada tahun 2000, meningkat lebih dari tiga kali lipat menjadi di atas 220 juta ton pada tahun 2008, seperti ditunjukkan pada Gambar 8.3. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut adalah untuk memenuhi pasar ekspor, sedangkan sisanya dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan batubara dalam negeri. Pasar batubara saat ini sangat kondusif di Indonesia, hal tersebut bukan saja disebabkan oleh tingginya permintaan batubara, namun disebabkan pula oleh relatif rendahnya biaya produksi karena batubara Indonesia diproduksi dengan metoda *open pit mining* (penambangan terbuka) dan lokasi Indonesia yang

menyebabkan kompetitifnya rata-rata biaya pengangkutan batubara (Petromindo, 2009).

Berdasarkan pengoperasian tambang batubara yang legal, Indonesia sekarang ini memproduksi batubara thermal (*steam coal*) dari lebih 40 tambang yang berbeda di Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan, dan Sumatera. Kalimantan merupakan produsen batubara ekspor Indonesia terbesar, karena sekitar dua per tiga dari ekspor batubara thermal Indonesia diproduksi dari sekitar dua lusin tambang di Kalimantan Timur dan sembilan tambang di Kalimantan Selatan. Sementara itu pemenuhan pasar ekspor batubara dari tambang batubara di Sumatera kurang dari 4% (Ewart and Vaughn, 2009).

Produksi batubara Indonesia tersebut diusahakan oleh perusahaan milik negara PT. Tambang Batubara Bukit Asam (PTBA), pemegang Kontrak Karya (KK) atau Kontraktor Batubara, pemegang Kuasa Pertambangan (KP), serta Koperasi Unit Desa (KUD). Empat perusahaan besar produsen batubara mendominasi pasokan batubara ekspor dari Indonesia, secara total pasokan batubara untuk ekspor dari keempat perusahaan tersebut mencapai lebih dari dua per tiga dari total ekspor batubara thermal dari Indonesia pada tahun 2007. Keempat perusahaan produsen batubara tersebut adalah Bumi Resources (mengendalikan dua anak perusahaannya, yaitu PT. Arutmin Indonesia dan PT. Kaltim Prima Coal), Adaro Resources, Banpu, dan Kideco Jaya Agung yang masing-masing mengekspor batubara thermal sebesar 48,2 juta ton; 24,4 juta ton; 17,9 juta ton; dan 13,5 juta ton dari total ekspor batubara thermal dari Indonesia sebesar 145,5 juta ton (Ewart and Vaughn, 2009).

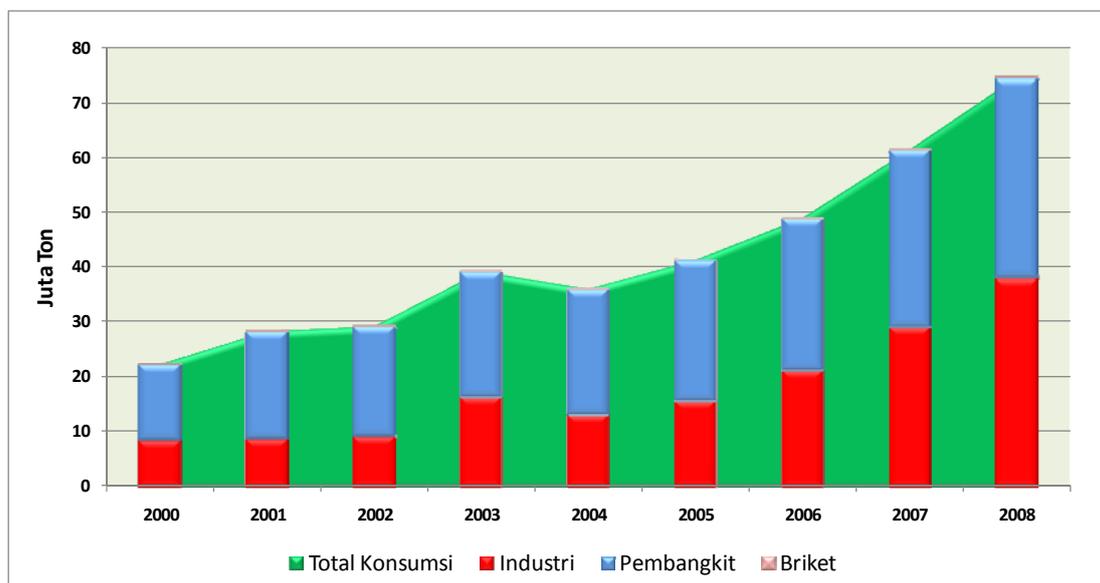
Produksi batubara Indonesia pada tahun 2008 merupakan puncak dari produksi batubara selama delapan tahun terakhir. Jumlah tersebut di antaranya merupakan implementasi dari rencana total produksi batubara yang telah disetujui Indonesia terhadap rencana produksi batubara sebesar 147 juta ton dari enam perusahaan. Keenam perusahaan tersebut adalah Kaltim Prima Coal sebesar 46,26 juta ton, PT. Adaro Indonesia sebesar 38 juta ton, PT. Kideco Jaya Agung sebesar 22 juta ton, PT. Arutmin Indonesia sebesar 20,3 juta ton, PT. Berau Coal sebesar 14,13 juta ton, dan PT. Indominco Mandiri sebesar 11,17 juta ton (Petromindo, 2009).

B. Konsumsi

Dalam delapan tahun terakhir, konsumsi batubara di Indonesia meningkat dengan pertumbuhan rata-rata lebih 15% per tahun, sehingga konsumsi batubara meningkat lebih dari tiga kali lipat, yaitu dari 22 juta ton pada tahun 2000 menjadi sekitar 75 juta ton pada tahun 2008. Sebagian besar dari konsumsi batubara tersebut diserap oleh pembangkit listrik, sedangkan sisanya dipergunakan untuk bahan bakar sektor industri seperti ditunjukkan pada Gambar 8.4. Sementara itu konsumsi batubara untuk pabrik briket batubara masih relatif kecil. Pada tahun 2008, meskipun pembangkit listrik masih mendominasi penggunaan batubara, namun pangsa penggunaannya pada tahun tersebut cenderung menurun. Hal tersebut disebabkan lebih

pesatnya penggunaan batubara pada sektor industri yang meliputi industri-industri semen & keramik, pulp & kertas, besi & baja, serta industri lainnya yang meliputi tekstil dan makanan.

Industri semen merupakan konsumen batubara yang cukup besar, kebutuhan batubara pada industri semen pada tahun 2008 mencapai sekitar 6,8 juta ton atau meningkat lebih dari tiga kalinya dari tahun 2000 yang hanya 2,23 juta ton (CDIEMR, 2009). Selain industri semen, pengguna batubara lainnya pada sektor industri tersebut adalah industri-industri besi & baja, pulp & kertas, dan lain-lain meliputi pabrik-pabrik tekstil, makanan, genteng, bata, dan manufaktur. Umumnya penggunaan batubara pada industri-industri tersebut, selain untuk sumber energi panas, juga untuk bahan bakar pembangkit listrik (*captive power*). Semakin meningkatnya penggunaan batubara pada pabrik-pabrik tersebut diperkirakan disebabkan oleh semakin meningkatnya harga minyak, dan tidak mencukupinya listrik dari PLN (Petromindo, 2009).



Sumber: Diolah dari CDIEMR, 2009

Gambar 8.4 Pemanfaatan batubara menurut pemakai

Selain untuk pembangkit listrik dan industri, batubara juga dimanfaatkan dalam bentuk briket untuk memenuhi kebutuhan energi pada sektor rumah tangga serta industri kecil dan menengah. Kebutuhan batubara untuk pabrik briket tersebut relatif kecil, yaitu berfluktuasi dari hampir 37 ton pada tahun 2000 yang menurun sampai lebih dari 22 ton pada tahun 2004, kemudian meningkat lagi hingga mencapai 43 ribu ton pada tahun 2008 (CDIEMR, 2009). Briket batubara sebagai sumber energi alternatif pada sektor perumahan serta industri kecil dan menengah di masa datang diperkirakan akan semakin kompetitif seiring dengan pengurangan minyak tanah bersubsidi untuk sektor perumahan. Namun secara pangsa, batubara untuk briket masih tidak signifikan bila dibandingkan dengan batubara untuk pembangkit listrik maupun industri.

Briket batubara tersebut selain diproduksi oleh perusahaan swasta, juga oleh PT Bukit Asam (Persero) Tbk. (PTBA). PTBA memproduksi briket batubara melalui Proyek Pengembangan Briket Batubara (P2B2) yang mempunyai unit produksi briket di Tanjung Enim, Sumatera Selatan; Lampung; dan Gresik, Jawa Timur. Pada tahun 2008, jumlah produksi batubara dari PTBA mencapai 19,52 ribu ton atau hampir dua kali lipat dari produksi briket batubara dari perusahaan tersebut tahun 2007 yang mencapai 10,88 ribu ton. Pada tahun 2007, PTBA melakukan pengurangan produksi briket akibat menurunnya permintaan terutama oleh segmen industri kecil dan menengah yang masih mendapatkan harga minyak tanah bersubsidi (PTBA, 2008).

C. Ekspor

Berdasarkan Gambar 8.3, ekspor batubara Indonesia meningkat dengan pertumbuhan rata-rata hampir 14% per tahun, sehingga ekspor tersebut meningkat dari sekitar 58 juta ton pada tahun 2000 menjadi 160 juta ton pada tahun 2008. Besarnya ekspor batubara tersebut, menjadikan Indonesia sebagai salah satu negara pemasok batubara terbesar di dunia. Sebagian besar tujuan ekspor batubara Indonesia adalah negara-negara di Asia seperti Jepang, Cina, Korea Selatan, India, Malaysia, Thailand, dan Filipina; sedangkan sisanya diekspor ke negara-negara Belanda, Jerman, dan Inggris, serta Amerika (CDIEMR, 2009 dan Miranti, 2008).

Jepang merupakan tujuan ekspor batubara Indonesia yang utama. Ekspor batubara Indonesia ke Jepang tersebut diperkirakan akan meningkat terus setelah adanya perjanjian kerjasama *Economic Partnership Agreement* (EPA) yang memuat kerjasama untuk meningkatkan permintaan batubara dari Indonesia ke Jepang. Perjanjian tersebut dilatar belakangi oleh adanya pembatasan ekspor atau pasokan batubara Cina ke Jepang, karena Cina akan memprioritaskan penggunaan batubara untuk kebutuhan pembangunan infrastruktur dalam negerinya (Miranti, 2008).

Pada tahun 2007, Indonesia menjadi eksportir batubara thermal (*steam coal*) terbesar di dunia, yaitu sekitar 160 juta ton; diikuti oleh ekspor batubara thermal dari Australia sekitar 115 juta ton; kemudian ekspor batubara thermal Rusia sekitar 72 juta ton; serta ekspor batubara thermal dari Afrika Selatan dan Colombia masing-masing 66 juta ton dan hampir 65 juta ton. Sementara itu Cina sebagai produsen batubara terbesar dunia yang total produksi batubaranya pada tahun 2007 mencapai 2.549 juta ton (WCI, 2008), ekspor batubara thermalnya hanya mencapai sekitar 45 juta ton (Ewart and Vaughn, 2009).

Semakin meningkatnya ekspor batubara Indonesia tersebut menunjukkan kemampuan industri batubara Indonesia untuk memenuhi pesatnya pertumbuhan permintaan batubara thermal di Asia yang ditunjang oleh keberadaan kapasitas transport dan pelabuhan yang memadai. Pertumbuhan permintaan import batubara thermal di Asia diperkirakan akan meningkat terus, namun tidak dapat sepenuhnya dipenuhi karena keterbatasan pasokan pada beberapa negara pengespor batubara (Petromindo, 2009). Sementara

itu turunnya pangsa ekspor terhadap produksi batubara dari tahun 2007 sampai 2008 diperkirakan selain disebabkan oleh semakin meningkatnya penggunaan batubara dalam negeri, karena semakin berkurangnya peranan minyak untuk memenuhi kebutuhan energi nasional, juga disebabkan oleh adanya peraturan yang memprioritaskan penggunaan batubara untuk dalam negeri melalui Peraturan Menteri ESDM No.34 tahun 2009.

Diminatinya batubara Indonesia oleh negara-negara pengguna batubara seperti Korea Selatan, Taiwan, dan Jepang disebabkan batubara Indonesia baik sebagai bahan bakar pembangkit listrik, maupun industri dianggap sangat menguntungkan baik dari segi ekonomi maupun lingkungan. Keuntungan tersebut disebabkan oleh rendahnya emisi bahan pencemar seperti abu dan sulfur dalam batubara Indonesia, yang berakibat pada rendahnya limbah produksi, sehingga dapat memangkas biaya pemeliharaan alat serta pembuangan abu. Oleh karena itu, negara-negara pengimpor batubara seperti Korea Selatan dan Taiwan sudah mengetahui keuntungan-keuntungan penggunaan batubara Indonesia, yaitu dapat menghasilkan biaya rendah dalam produksi listrik maupun uap (Petromindo, 2009).

D. Impor

Indonesia selain mengekspor, juga masih mengimpor batubara. Impor batubara ke Indonesia relatif sedikit atau kurang dari satu juta ton dan cenderung menurun, yaitu dari 0,14 juta ton pada tahun 2000 menjadi 0,11 juta ton pada tahun 2008 (CDIEMR, 2009). Batubara yang diimpor ke Indonesia tersebut diperkirakan dalam bentuk kokas, yaitu batubara yang sudah mengalami proses karbonisasi. Kokas merupakan komoditas penting pada industri-industri pengecoran logam, timah, dan alumunium. Fungsi kokas pada industri-industri tersebut selain untuk meningkatkan kandungan karbon dalam besi dan sebagai bahan bakar, juga sebagai bahan pereduksi dan penyangga beban.

Sebagian besar atau lebih dari 90% dari pemenuhan kokas dalam negeri Indonesia diperoleh dari kokas impor, seperti Jepang, Cina, dan Taiwan. Besarnya ketergantungan terhadap kokas impor tersebut disebabkan oleh relatif rendahnya mutu kokas dalam negeri yang disebabkan oleh tidak dapat mengkokasnya dengan sempurna dari batubara bahan baku kokas di Indonesia. Dalam rangka mengurangi ketergantungan terhadap kokas impor, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) terus melakukan kajian teknologi peningkatan mutu kokas Ombilin di Sawah Lunto, Sumatera Barat. Kokas hasil kajian tersebut telah diuji coba di beberapa sentra industri pengecoran logam antara lain di PT. Matahari SS di Tegal; PT. Dinoyo di Surabaya; serta beberapa Industri Kecil dan Menengah di Klaten seperti PT. Sinar Industri, CV. Bintang Jaya, PT. Bahama Laksana, CV. Roda Mas, CV. Singer, PT. Rekacipta Teknindo Perkasa, dan CV. Hafindo Utama (SKI, 2009).

8.2.2 Proyeksi

Proyeksi produksi, konsumsi, dan ekspor batubara dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2030 terdiri atas dua skenario pertumbuhan ekonomi (GDP); yaitu skenario pertumbuhan ekonomi rendah (5,5%) dan skenario pertumbuhan ekonomi tinggi (7%). Setiap skenario tersebut terdiri atas dua kasus harga minyak mentah (*crude oil*), yaitu harga minyak mentah 60 \$/barel, dan harga minyak mentah 90 \$/barel. Berdasarkan skenario dan kasus tersebut, pembuatan proyeksi produksi, konsumsi, dan ekspor batubara didasarkan pada empat kasus; yaitu kasus pertumbuhan ekonomi rendah dengan harga minyak 60 \$/barel (R60 atau kasus dasar), kasus pertumbuhan ekonomi rendah dengan harga minyak 90 \$/barel (R90), kasus pertumbuhan ekonomi tinggi dengan harga minyak 60 \$/barel (T60), dan kasus pertumbuhan ekonomi tinggi dengan harga minyak 90 \$/barel (T90).

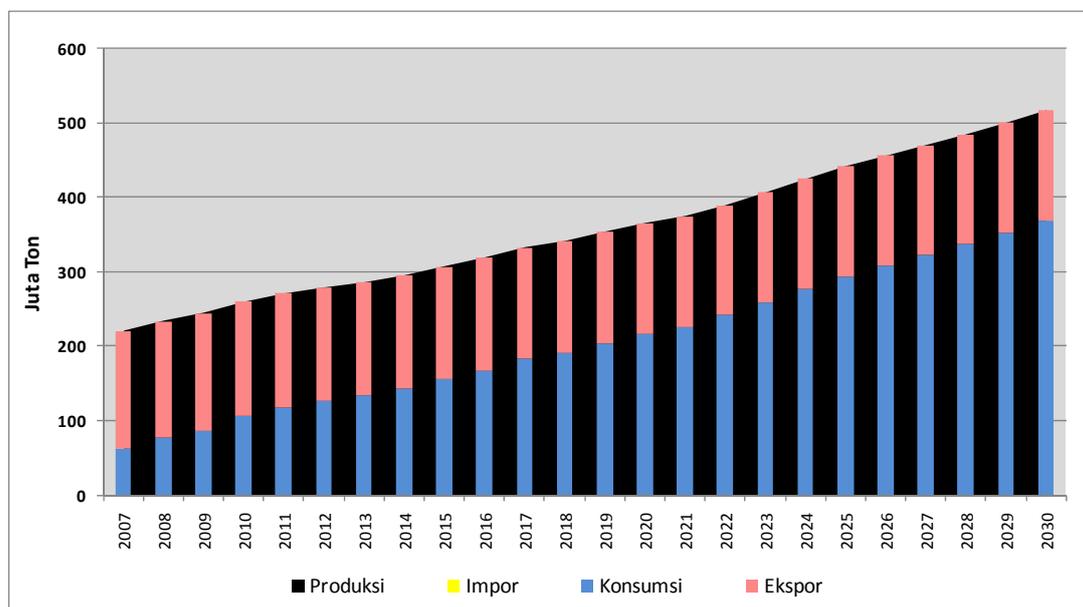
Secara umum setiap kasus baik kasus yang didasarkan pada perubahan pertumbuhan ekonomi, maupun kasus yang didasarkan pada perubahan harga minyak mentah, mempunyai dampak yang berbeda terhadap pertumbuhan konsumsi atau kebutuhan batubara terutama untuk pembangkit listrik dan industri. Pada awal proyeksi tahun 2009, perbedaan pertumbuhan ekonomi sudah mulai terlihat dampaknya terhadap konsumsi batubara, namun relatif tidak ada perbedaan konsumsi batubara pada kasus-kasus harga minyak yang berbeda. Namun dari tahun 2010 sampai 2030, setiap kasus mempunyai dampak yang berbeda terhadap proyeksi konsumsi batubara.

Tingginya pertumbuhan ekonomi memberikan dampak positif terhadap tingginya konsumsi batubara, sehingga kasus-kasus dengan pertumbuhan ekonomi tinggi (7%) mempunyai konsumsi batubara yang tinggi. Sementara itu perbedaan harga minyak memberikan dampak pada tingkat daya saing sumber energi alternatif batubara yang dicairkan (*coal liquefaction*) untuk sektor transportasi. Semakin tinggi harga minyak mentah, semakin tinggi pula daya saing batubara cair, sehingga batubara cair diperkirakan akan semakin kompetitif pada harga minyak tinggi.

Berdasarkan kasus dasar (R60), produksi, dan konsumsi batubara dari 2009 sampai dengan 2030 diproyeksikan akan meningkat terus dengan pertumbuhan masing-masing 3,62% per tahun dan sekitar 7% per tahun. Sementara itu pada periode tahun yang sama pertumbuhan ekspor batubara diperkirakan akan menurun dengan tingkat pertumbuhan rata-rata -0,31% per tahun seperti digambarkan pada Gambar 8.5.

Peningkatan produksi batubara tersebut selain didorong oleh semakin meningkatnya kebutuhan energi, juga didorong oleh adanya program pengurangan peranan bahan bakar minyak dalam bauran energi nasional. Pada awal proyeksi, penggunaan batubara untuk ekspor masih lebih besar dari pada untuk keperluan domestik yang disebabkan lebih menariknya harga batubara ekspor. Namun setelah dikeluarkannya kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) oleh pemerintah melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 34 tahun 2009 yang mengatur usaha pertambangan untuk lebih

mengutamakan penggunaan batubara dalam negeri dari pada ekspor. Pangsa ekspor batubara tersebut diperkirakan akan menurun, sedangkan pangsa penggunaan batubara dalam negeri akan meningkat.



Gambar 8.5 Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor dan impor batubara (kasus dasar)

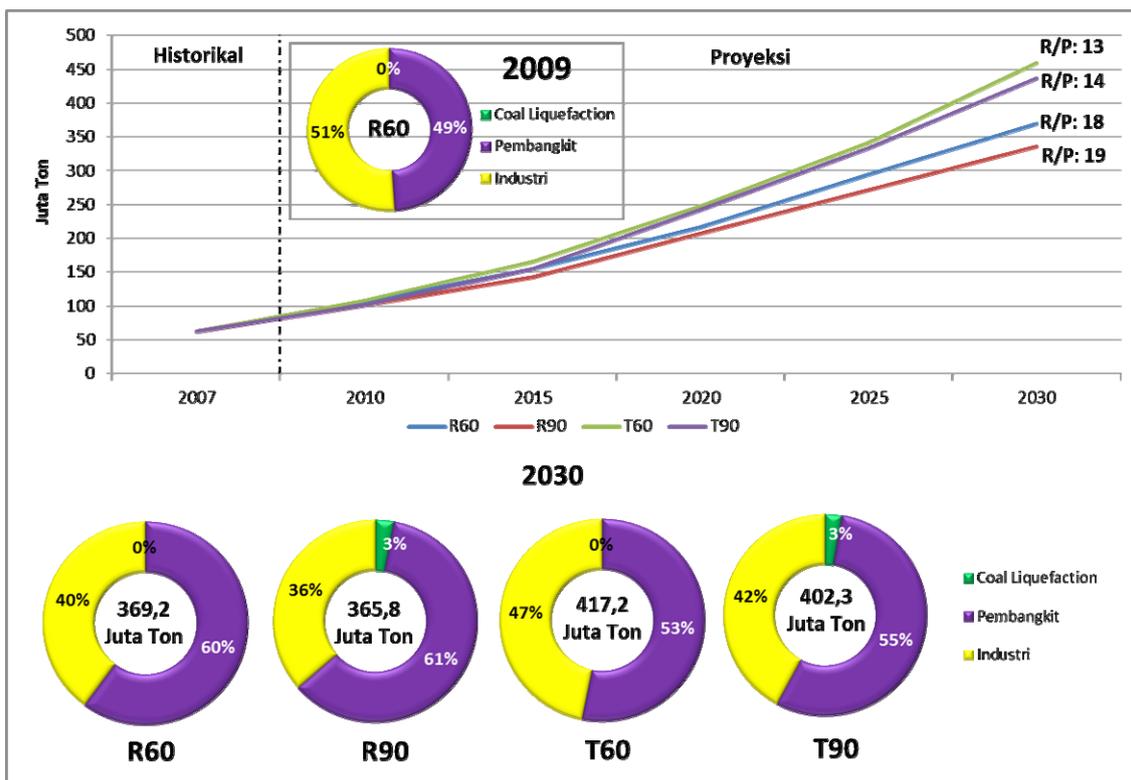
A. Produksi

Pada kasus R60, produksi batubara Indonesia diproyeksikan akan meningkat lebih dari dua kali lipat dari 245 juta ton pada tahun 2009 menjadi 517 juta ton pada tahun 2030 seperti diperlihatkan Gambar 8.5. Peningkatan produksi batubara tersebut disebabkan oleh banyaknya pembukaan tambang batubara baru untuk meningkatkan produksi batubara dalam rangka memenuhi permintaan pasar terutama sektor pembangkit listrik dan industri yang semakin meningkat. Selain itu, produksi batubara dari beberapa PKP2B (Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara) yang sudah selesai melakukan *feasibility study*, sehingga sudah bisa mulai memproduksi batubara pada periode waktu tersebut.

Namun secara umum, peningkatan produksi batubara tersebut disebabkan oleh semakin menariknya harga batubara dunia yang dimulai sejak tahun 2003. Sementara itu semakin meningkatnya harga batubara tersebut dipicu oleh kebijakan Pemerintah Cina yang melarang mengekspor dari produksi batubaranya untuk memenuhi kebutuhan batubara dalam negerinya sendiri, sehingga pasokan batubara di pasar dunia berkurang (Iskandar, 2006). Bagi Indonesia sebagai produsen batubara yang cukup besar, berkurangnya pasokan batubara dari Cina tersebut, selain mengakibatkan kenaikan harga batubara juga berakibat pada semakin terbukanya peluang ekspor batubara Indonesia.

B. Konsumsi

Kebutuhan batubara pada kasus dasar tumbuh sebanyak 7,2%, sehingga meningkat dari sekitar 86 juta ton pada tahun 2009 menjadi 370 juta ton pada tahun 2030. Pertumbuhan kebutuhan batubara ini didorong oleh pesatnya penggunaan untuk pembangkit yang mencapai 60% dari total kebutuhan batubara di tahun 2030. Hal ini tidak lepas dari rencana pemerintah untuk memperbaiki *fuel mix* dan memenuhi kebutuhan *demand* listrik di seluruh Indonesia dengan program percepatan pembangkit tahap satu dan dua. Penjelasan lebih lanjut mengenai program percepatan pembangkit dapat dilihat pada Bab 9 tentang Ketenagalistrikan.



Gambar 8.6 Perbandingan total kebutuhan batubara

Seperti yang telah disinggung sebelumnya, penggunaan batubara untuk sektor pembangkit cukup pesat. Pertumbuhannya mencapai 8,3% per tahun sehingga pangsa penggunaan batubara pada sektor pembangkit mampu menggeser pangsa industri yang pada tahun 2009 sebesar 51% menjadi 40% di akhir tahun proyeksi. Sementara itu produk dari *coal liquefaction* atau pencairan batubara masih belum bisa bersaing dengan produk BBM pada harga minyak mentah 60 \$/barel.

Pada Gambar 8.6 dapat dilihat bahwa pada semua kasus pola konsumsi batubara cenderung terus meningkat. Kasus T60 mempunyai konsumsi batubara terbesar dengan pertumbuhan 8,3% per tahun. Pertumbuhan PDB sebesar 7% mampu meningkatkan penggunaan batubara di sektor industri tumbuh sebanyak 7,4% per tahun. Sehingga total penggunaan batubara di tahun 2030 menjadi 417 juta ton. Walaupun penggunaan batubara di tahun

2030 untuk pembangkit masih mendominasi, tapi selisihnya tidak sebesar kasus dasar.

Total kebutuhan batubara pada kasus R90 diproyeksikan tumbuh sebesar 6,7% atau menjadi 366 juta ton pada tahun 2030. Sedikit lebih kecil jika dibandingkan dengan kasus dasar. Kenaikan harga minyak 90 \$/barell menyebabkan penurunan total kebutuhan energi di semua sektor. Hal ini pun berimbas pada penggunaan batubara. Namun penurunan konsumsi batubara tidak sebesar penurunan minyak bumi. Penjelasan lebih mendalam tentang proyeksi kebutuhan energi ini dapat dilihat pada Bab 5 mengenai Kebutuhan dan Penyediaan Energi.

Pada kasus dengan harga minyak mentah 90 \$/barell produk *coal liquefaction* mulai dapat bersaing. Pada kasus R90 dan kasus T90, kilang pencairan batubara mulai berproduksi di tahun 2016 dengan jumlah konsumsi batubara 9 juta ton dan terus meningkat. Pertumbuhan konsumsi batubara untuk *coal liquefaction* adalah sebesar 1,6% sehingga pada tahun 2030 mencapai 11 juta ton atau 3% dari pangsa total konsumsi batubara. Keterbatasan kapasitas pencairan batubara menyebabkan tingkat pertumbuhan konsumsi pada kedua kasus tidak berbeda.

Rencana pengembangan proyek pencairan batubara atau *coal to liquid* (CTL) yang terintegrasi di Indonesia telah dijajagi dengan telah ditandatangani nota kesepahaman atau *memorandum of understanding* (MOU) antara Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) dengan sebuah perusahaan teknologi pencairan batubara yang berasal dari Afrika Selatan, yaitu South Africa Synthetic Oil Ltd. (Sasol) pada 3 Desember 2009. Pada tahap awal sebelum pendirian pabrik CTL, perusahaan dari Afrika Selatan tersebut terlebih dahulu baru akan melakukan studi. Nilai investasi fasilitas CTL tersebut diperkirakan dapat mencapai lebih dari 2 miliar dolar. Sasol diperkirakan akan memproduksi batubara cair dari cadangan batubara yang berkalori rendah yang sangat berlimpah di Indonesia. Bahan baku batubara berkalori rendah tersebut akan dipergunakan untuk memproduksi bahan bakar yang berkualitas sebesar 80.000 barell per hari (Wahyana, 2009)

Pola konsumsi yang makin meningkat akan memunculkan pertanyaan tentang berapa lama cadangan batubara Indonesia masih mampu memenuhi permintaan dalam negeri. Rasio cadangan terhadap besarnya produksi pada tahun 2030 (*reserve/production* atau R/P) dapat memberikan gambaran waktu yang dimiliki Indonesia sebelum harus membuka impor batubara. Dari gambar 8.6 dapat dilihat bahwa nilai R/P untuk kasus dasar adalah 18 tahun. Hal ini berarti cadangan batubara yang tersisa pada kasus dasar di tahun 2030 hanya mampu mencukupi kebutuhan dalam negeri hingga tahun 2048 (18 tahun dari tahun 2030).

Semakin besar tingkat produksi batubara maka semakin kecil nilai R/P. Kasus T60 dengan kebutuhan batubara tertinggi yaitu 460 juta ton pada tahun 2030 hanya mempunyai R/P sebesar 13 tahun. Sedangkan nilai R/P untuk kasus T90 dan R90 adalah masing-masing 14 tahun dan 19 tahun. Dari keempat kasus

yang dibahas pada buku ini menunjukkan bahwa cadangan batubara yang ada di Indonesia hanya mampu mencukupi kebutuhan dalam negeri tidak lebih dari tahun 2050. Oleh karena itu untuk menjaga ketersediaan energi, Indonesia harus bisa melepas ketergantungan terhadap energi fosil dan mulai serius dalam mengembangkan sumber-sumber energi alternatif secepatnya.

C. Ekspor

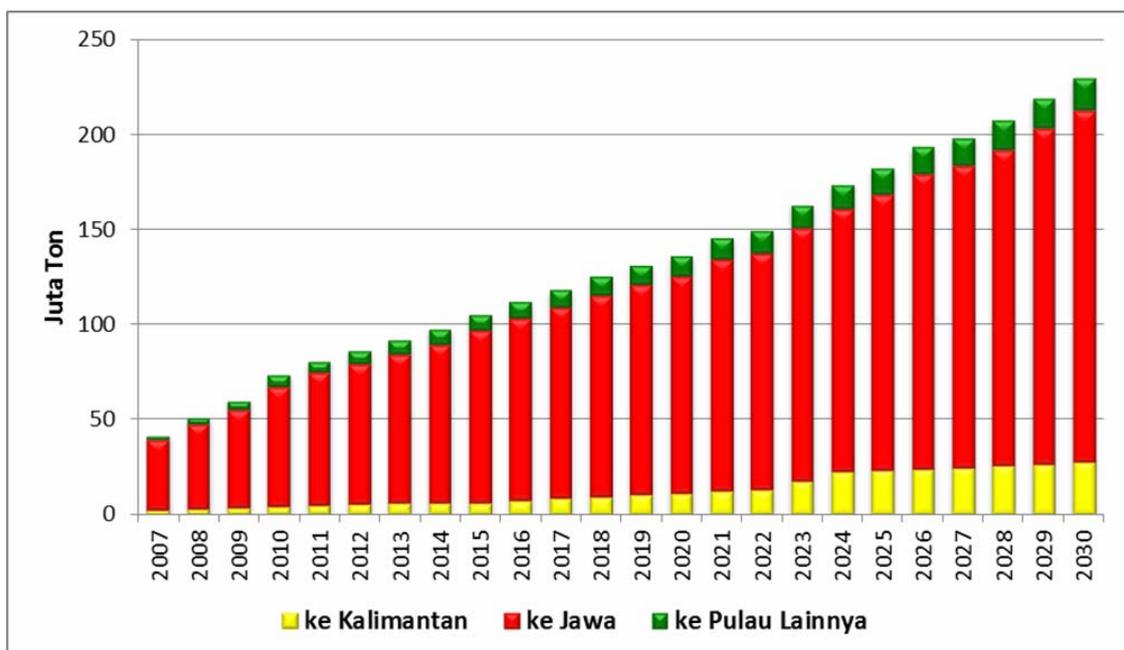
Pada kasus dasar (R60), perkembangan ekspor batubara dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2030 meskipun diperkirakan akan mengalami penurunan dari 157 juta ton pada tahun 2009 menjadi hampir 148 juta ton pada tahun 2030, namun pangsa ekspor batubara Indonesia masih cukup berarti dibandingkan dengan total produksi batubara Indonesia selama periode tersebut. Bahkan dari tahun 2009 sampai 2014, pangsa ekspor batubara masih lebih besar dari pada pangsa penggunaan batubara dalam negeri. Besarnya ekspor batubara Indonesia tersebut juga ditunjang oleh lebih menariknya batubara Indonesia secara lingkungan maupun ekonomi. Hal tersebut disebabkan kandungan emisi bahan pencemar (abu dan sulfur) dari batubara Indonesia relatif kecil, sehingga limbah produksi dari penggunaan batubara Indonesia juga relatif kecil yang mengakibatkan berkurangnya biaya pemeliharaan bagi alat pembuangan limbah.

Selain itu, kebijakan Pemerintah Cina yang membatasi ekspor batubaranya, karena produksi batubaranya lebih diperuntukkan bagi pemenuhan batubara dalam negerinya, juga membuat lebih terbukanya peluang Indonesia melakukan penetrasi pasar ekspor, sehingga ekspor batubara Indonesia semakin meningkat. Jepang menjadi pasar ekspor batubara Indonesia yang baru semakin terbuka, karena pembatasan ekspor batubara Cina ke Jepang, sehingga Jepang menjadi tujuan ekspor batubara Indonesia terbesar. Negara-negara tujuan ekspor batubara Indonesia lainnya adalah Filipina, Korea Selatan, Taiwan, Thailand, India, Hongkong, Amerika Serikat, serta Eropa seperti Belanda, Jerman, dan Inggris (Miranti, 2008).

Sementara itu, menurunnya pangsa ekspor batubara tersebut diperkirakan sebagai implementasi dari Peraturan Menteri ESDM (Energi dan Sumber Daya Mineral) No. 34 tahun 2009 tentang Pengutamaan Pemasokan Kebutuhan Mineral dan Batubara untuk Kepentingan Dalam Negeri, peraturan tersebut dikeluarkan pada tanggal 31 Desember 2009. Tujuan peraturan tersebut adalah untuk mengatasi dan mencegah terjadinya kelangkaan pasokan mineral dan batubara, serta menjamin pasokan mineral dan batubara di dalam negeri. Peraturan tersebut memberikan sanksi baik administratif maupun berupa pemotongan produksi sampai 50% pada tahun berikutnya bagi produsen batubara yang melanggar ketentuan yang ditetapkan dalam peraturan tersebut. Selain produsen, konsumen batubara yang melanggar peraturan tersebut dapat dikenai sanksi, dari peringatan tertulis sampai dengan pengurangan alokasi pasokan batubara paling banyak 50% dari kebutuhan tahun berikutnya (Wahyuni, 2010).

8.3 Sistem Distribusi

Tambang batubara di Indonesia hanya terdapat di Sumatera dan Kalimantan. Oleh karena itu dua pulau besar inilah yang memasok batubara ke seluruh penjuru tanah air. Sebagian besar pasokan batubara berasal dari Kalimantan. Lokasi tambang yang umumnya dekat dengan sungai dan pantai memudahkan dalam transportasi batubara. Aliran batubara dari Kalimantan dapat dilihat pada Gambar 8.7.



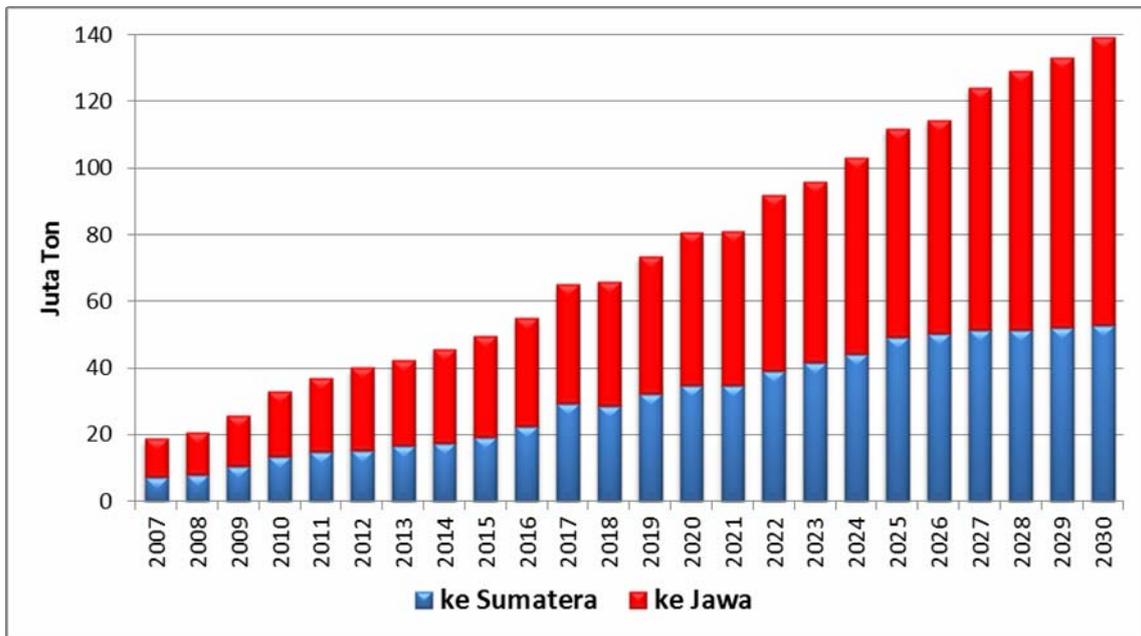
Gambar 8.7 Aliran batubara dari Kalimantan (kasus dasar)

Jawa merupakan daerah yang paling besar menyerap batubara Kalimantan. Pada tahun 2007, 37 juta ton atau sekitar 88% batubara dari Kalimantan dikirim ke Jawa. Sementara sisanya dikirim ke pulau lainnya dan untuk memenuhi kebutuhan pulau Kalimantan sendiri. Sampai tahun 2030 pulau Jawa tetap mendominasi konsumsi batubara Kalimantan, yaitu sebesar 185 juta ton. Namun dengan program percepatan pembangkit yang dicanangkan pemerintah, konsumsi batubara baik di Kalimantan dan pulau lainnya mengalami peningkatan.

Konsumsi batubara Kalimantan untuk kebutuhan sendiri yang pada tahun 2007 hanya 6% meningkat menjadi 12% pada tahun 2030 atau sebesar 28 juta ton. Peningkatan ini terlihat pada periode 2009–2025. Setelah tahun 2025 diperkirakan pasokan listrik sudah mencukupi sehingga tidak ada lagi penambahan pembangkit berbahan bakar batubara. Hal ini yang menyebabkan pertambahan konsumsi batubara setelah tahun 2024 tidak begitu signifikan.

Sama halnya seperti Kalimantan, sebagian besar batubara dari Sumatera dikirim ke Jawa. Jumlah batubara yang dikirim ke Jawa pada tahun 2007 adalah sebesar 12 juta ton atau 62% dari produksi batubara Sumatera. Jumlah ini terus meningkat hingga tahun 2030 Jawa menyerap 86,5 juta ton batubara

Sumatera. Konsumsi Sumatera sendiri mengalami peningkatan yang cukup pesat. Program percepatan pembangkit juga merupakan pendorong utama peningkatan ini.



Gambar 8.8 Aliran batubara dari Sumatera (kasus dasar)

Pada periode 2009-2025 batubara yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan Sumatera mengalami peningkatan 10% per tahun, dari hanya 11 juta ton menjadi 50 juta ton. Sehingga jumlah batubara yang dikonsumsi sendiri pada tahun 2025 hampir sama dengan jumlah batubara yang dikirim ke Jawa. Namun tidak adanya lagi pembangunan pembangkit berbahan bakar batubara setelah tahun 2025 menyebabkan konsumsi Sumatera hanya tumbuh 1% per tahun. Sementara konsumsi batubara pulau Jawa, khususnya dari sektor industri, tetap meningkat. Sehingga pada akhir tahun proyeksi pulau Jawa kembali mendominasi penggunaan batubara Sumatera.

BAB 9 KETENAGALISTRIKAN

9.1 Potensi Energi Terbarukan

9.1.1 Panas Bumi

Potensi energi panas bumi yang ada di Indonesia belum dapat dimanfaatkan secara optimal. Sekitar 80% dari lokasi panas bumi di Indonesia, seperti di Sumatera, Jawa, Bali dan Nusa Tenggara, Maluku, serta Sulawesi Utara berasosiasi dengan sistem vulkanik aktif, sedangkan di Sulawesi, Bangka Belitung, Kalimantan, dan Papua berada di lingkungan non-vulkanik aktif. Dari 252 lokasi panas bumi yang ada, hanya 31% yang telah disurvei secara rinci dan didapatkan potensi cadangan. Namun sebagian besar lokasi panas bumi, terutama yang berada di daerah terpencil masih dalam status survei pendahuluan, sehingga baru diperoleh potensi sumber dayanya. Gambaran distribusi potensi panas bumi per wilayah disajikan pada Tabel 9.1.

Tabel 9.1 Potensi panas bumi per wilayah (MWe)

Wilayah	Cadangan Terbukti	Cadangan Mungkin	Cadangan Terduga	Sumber Daya Hipotetis	Sumber Daya Spekulatif	Total
Jawa	1.815	885	3.225	1.771	1.960	9.656
Sumatera	380	15	5.745	2.194	5.000	13.334
Kalimantan	0	0	0	0	45	45
Sulawesi	78	150	959	32	875	2.094
Bali, NTB, NTT	15	0	973	359	410	1.757
Maluku, Papua	0	0	327	37	420	784
Total	2.288	1.050	11.229	4.393	8.710	27.670

Sumber: CDIEMR (2009)

Sumatera mempunyai potensi panas bumi yang paling besar dan tersebar di 84 lokasi, seperti daerah Sumatera Utara misalnya di daerah Gunung Sinabung, Gunung Sibayak, Sarulla, Sibual-buali, Gunung Sorik Merapi, Gunung Pusuk Buhit dan Simbolan Nainggolan. Namun, potensi panas bumi yang sudah dimanfaatkan baru sekitar 10 MWe yang berlokasi di Gunung Sibayak. Berbeda dengan Sumatera, Jawa walaupun total cadangan panas buminya tidak sebesar di Sumatera, akan tetapi pemanfaatannya jauh lebih besar. Hal tersebut disebabkan kebutuhan listrik di Jawa lebih besar dibanding di luar Jawa. Selain itu, produksi listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) dapat dengan mudah di akses ke jaringan transmisi PLN. Potensi panas bumi di Jawa Barat tersebar di 38 lokasi, yaitu Karaha, Wayang Windu, Patuha, Drajat, Gunung Salak, dan Kamojang. Adapun potensi panas bumi yang telah dimanfaatkan adalah di daerah Kamojang (200 MWe), Gunung Salak (330 MWe), Drajat (235 MWe), dan Wayang Windu (220 MWe). Sedangkan di

Jawa Tengah potensi panas bumi yang sudah dimanfaatkan berada di daerah Dieng, yaitu sebesar 60 MWe, dengan cadangan terbukti sebesar 280 MWe. Jadi secara keseluruhan total panas bumi yang sudah dimanfaatkan di Pulau Jawa adalah sebesar 1045 MWe. Di Sulawesi karena sulitnya akses dari lapangan panas bumi ke konsumen menyebabkan potensi panas bumi yang telah dimanfaatkan hanya di daerah Lahendong sebesar 20 MWe. Lapangan panas bumi Lahendong mempunyai cadangan terbukti sebesar 65 MWe. Secara keseluruhan, Indonesia mempunyai potensi panas bumi sebesar 27.670 MWe yang terdiri dari cadangan terbukti (*proven reserve*) sebesar 2.288 MWe, cadangan mungkin (*possible reserve*) sebesar 1.050 MWe, cadangan terduga (*probable reserve*) sebesar 11.229 MWe, sumber daya hipotetis (*hypothetical resource*) sebesar 4.393 MWe dan sumber daya spekulatif (*speculative resource*) sebesar 8.710 MWe.

9.1.2 Tenaga Air

Indonesia memiliki potensi tenaga air yang cukup besar, mengingat kondisi topografi yang sangat mendukung yaitu bergunung dan berbukit serta dialiri oleh banyak sungai dan adanya danau/waduk yang cukup potensial sebagai sumber tenaga air. Potensi tenaga air yang besarnya dari tahun 2003-2007 cenderung konstan tersebut tersebar hampir di seluruh wilayah Indonesia dan mempunyai peluang untuk dapat dikembangkan secara optimal, khususnya yang berada di luar Jawa. Sedangkan potensi tenaga air di Jawa walaupun cukup besar namun sebagian besar telah dimanfaatkan. Selain itu lahan di Jawa sudah terbatas sehingga untuk mengembangkan tenaga air skala besar akan menemui banyak kendala.

Selain potensi tenaga air skala besar, Indonesia juga mempunyai potensi tenaga air skala kecil (mini dan mikrohidro) yang berkapasitas antara 200-5.000 kW. Seperti halnya potensi tenaga air skala besar, potensi tenaga mikrohidro juga cukup besar dan tersebar merata di seluruh wilayah Indonesia, seperti Sumatera, Jawa, Kalimantan, Sulawesi, dan pulau lain. Di Sumatera, potensi minihidro tersebar di 8 provinsi, kecuali provinsi Bangka Belitung, sedangkan di Jawa, potensi minihidro tersebar di 5 provinsi dengan potensi terbesar terdapat di Provinsi Jawa Timur.

Potensi tenaga mikrohidro selain dimanfaatkan pada pembangkit listrik juga untuk irigasi. Namun hanya di beberapa propinsi seperti Riau, Jambi, Lampung, Kalimantan Barat, dan Nusa Tenggara Timur yang potensinya dapat dimanfaatkan untuk irigasi.

Pada tahun 2007, potensi tenaga air skala besar adalah sebesar 75,67 GW dan 71,14 GW berada di luar Jawa-Bali, sedangkan potensi tenaga air skala kecil (mini dan mikrohidro) pada tahun yang sama adalah sekitar 460 MW. Dari total potensi tenaga air skala besar tersebut yang sudah dimanfaatkan adalah sebesar 4.405 MW (3.221 MW PLN dan 1.184 MW non-PLN) dan sebagian besar berada di Jawa. Potensi tenaga air di Jawa-Bali hanya sekitar 6% dari total potensi yang ada di Indonesia, sedangkan di pulau lain yang mempunyai potensi tenaga air terbesar, yaitu sekitar 44,5% dari total potensi Indonesia,

namun kebanyakan potensi tersebut belum dimanfaatkan secara optimal. Distribusi potensi hidro dan minihidro ditampilkan pada Tabel 9.2.

Tabel 9.2 Potensi hidro dan minihidro Indonesia (MW)

Wilayah	Potensi Minihidro	Potensi Hidro Skala Besar
Sumatera	115	15.804
Jawa-Bali	7	4.531
Kalimantan	244	21.661
Pulau Lain	94	33.678
Indonesia	460	75.674

Sumber: Pusdatin-DESDM dan BPPT

Seperti halnya potensi tenaga air skala besar, potensi tenaga air skala kecil yang telah dimanfaatkan masih relatif kecil yaitu hanya sekitar 18% dari total potensi yang ada. Pemanfaatan tenaga air skala kecil tersebut masih relatif kecil karena potensinya biasanya berada di daerah terpencil yang kebutuhan listriknya relatif kecil sehingga untuk potensi minihidro yang lokasinya jauh dari konsumen belum dimanfaatkan. Namun dengan terjadinya krisis listrik di Indonesia, provinsi yang mempunyai potensi tenaga air (hidro dan minihidro), terutama di luar Jawa, dapat memanfaatkan potensi tenaga air untuk menghasilkan listrik.

9.1.3 Tenaga Surya

Potensi tenaga surya di Indonesia sangat ditentukan dari intensitas radiasi matahari. Mengingat Indonesia mempunyai dua musim, yaitu musim panas dan musim penghujan, dan disertai kelembaban udara cukup tinggi, sehingga intensitas radiasi rata-rata hanya mencapai sekitar 2 hingga 5 kWh/m².

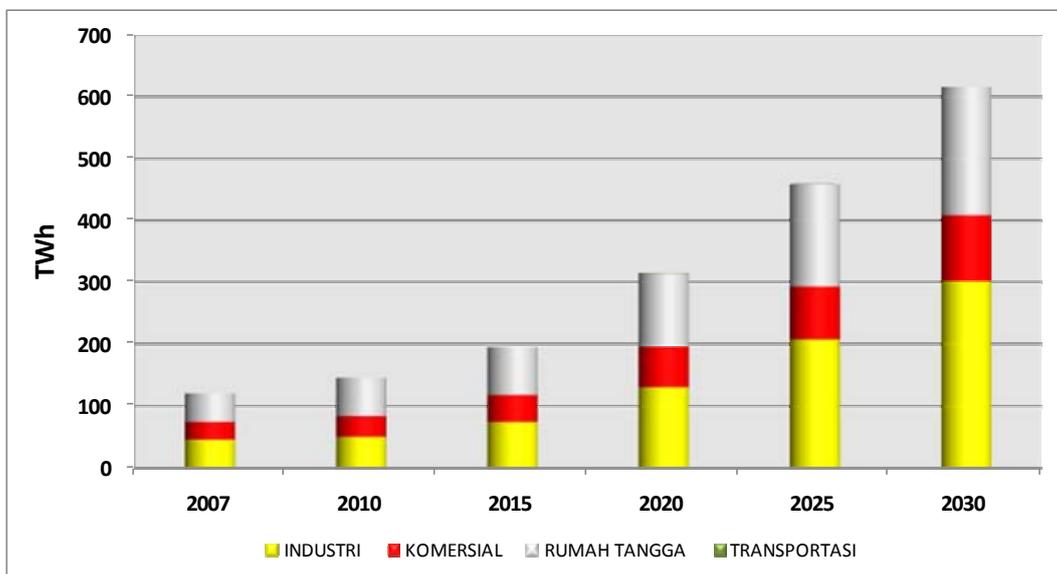
Dari seluruh wilayah Indonesia, Lampung, Jawa Tengah, Sulawesi Tengah, Papua, Bali, NTB, dan NTT mempunyai intensitas radiasi sekitar 5 kWh/m². Sedangkan di Jawa Barat, khususnya di Bogor dan Bandung mempunyai intensitas radiasi sekitar 2 kWh/m² dan untuk wilayah Indonesia lainnya besarnya rata-rata intensitas radiasi adalah sekitar 4 kWh/m². Namun rata-rata wilayah tersebut belum seluruhnya memanfaatkan tenaga matahari.

9.2 Pemanfaatan Tenaga Listrik Tiap Sektor

Pemanfaatan listrik total tiap sektor selama kurun waktu 2000-2008 mengalami laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun, dari 79,2 TWh menjadi 129 TWh, dimana sektor rumah tangga dan sektor industri sebagai konsumen tenaga listrik terbesar dengan pangsa masing masing berturut turut sebesar 39% dan 37%. Adapun penggunaan listrik yang paling kecil adalah di sektor transportasi, sekitar 0,1% dari total pemanfaatan tenaga listrik, mengingat listrik di sektor transportasi hanya digunakan pada angkutan kereta api. Selanjutnya selama rentang waktu 21 tahun kedepan, mulai dari 2009-2030, pemanfaatan tenaga listrik di semua sektor untuk kasus dasar (harga

minyak 60 \$/barel, PDB 5,5% per tahun) diperkirakan akan meningkat terus secara signifikan, khususnya sektor industri.

Peningkatan target rasio elektrifikasi hingga mencapai 95% pada tahun 2025 dan peningkatan jumlah rumah tangga berdampak terhadap peningkatan penggunaan tenaga listrik untuk penerangan pada sektor rumah tangga. Pada tahun 2009, total pemanfaatan tenaga listrik pada sektor rumah tangga mencapai sekitar 58,6 TWh dan pada tahun 2030 diperkirakan meningkat menjadi 206,6 TWh atau meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 6,2% per tahun. Kemudian untuk sektor industri, selama kurun waktu 21 tahun tersebut mempunyai laju pertumbuhan paling tinggi, sebesar 9,4% per tahun dari sekitar 45,5 TWh pada tahun 2009 menjadi sekitar 302 TWh pada tahun 2030. Gambar 9.1 menyajikan pemanfaatan tenaga listrik berdasarkan sektor untuk kasus dasar (R60).



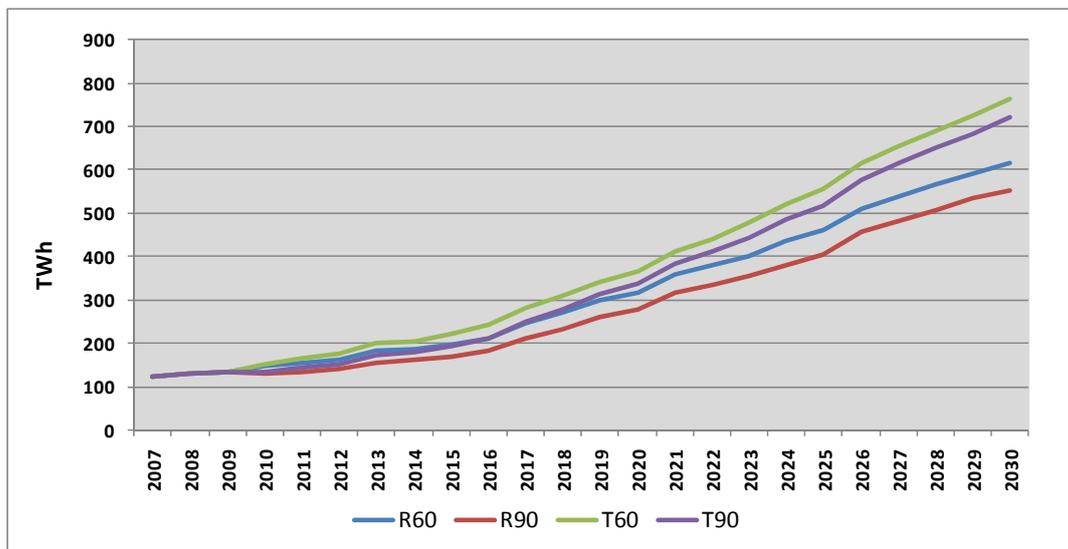
Gambar 9.1 Pemanfaatan tenaga listrik per sektor (kasus dasar)

Adapun penggunaan listrik di sektor komersial (hotel, bank, rumah sakit, restoran, dan perkantoran) dari segi pangsa jauh lebih rendah dibandingkan dengan sektor industri dan rumah tangga, meskipun dari segi pertumbuhan penggunaan listrik lebih tinggi dari sektor rumah tangga. Penggunaan listrik pada sektor komersial selama kurun waktu 2009-2030 diperkirakan tumbuh sebesar 6,4% per tahun, dari 29,1 TWh pada tahun 2009 menjadi 107,9 TWh pada tahun 2030. Untuk sektor transportasi, penggunaan tenaga listriknya relatif kecil dibanding ketiga sektor lainnya dengan laju pertumbuhan sekitar 1,5% per tahun.

Untuk kasus pertumbuhan PDB lebih tinggi dari pada kasus dasar (7% per tahun), akan berdampak pada peningkatan kebutuhan listrik di seluruh sektor. Naiknya kebutuhan listrik tersebut dipacu oleh aktivitas perekonomian masyarakat yang meningkat, karena adanya pertumbuhan di bidang ekonomi yang lebih tinggi dibanding sebelumnya. Pada tahun 2013 misalnya, diperkirakan total kebutuhan listrik akan meningkat sekitar 10% dibanding pertumbuhan PDB rendah (kasus dasar). Selanjutnya sampai tahun 2030

peningkatan kebutuhan listrik tersebut akan mencapai 24%, dari 617 TWh pada kasus dasar menjadi 763 TWh untuk kasus T60.

Pola yang sama terjadi apabila hasil kasus dengan laju pertumbuhan PDB rendah (R90) dibandingkan terhadap hasil kasus dengan laju pertumbuhan PDB tinggi namun pada harga minyak mentah lebih tinggi (T90). Perbandingan pemanfaatan tenaga listrik berdasarkan sektornya untuk setiap kasus disajikan pada Gambar 9.2.



Gambar 9.2 Prakiraan pemanfaatan listrik (semua kasus)

9.3 Infrastruktur Ketenagalistrkan

9.3.1 Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan Swasta per Wilayah

A. Jawa Bali

Pada akhir Desember 2008, total kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN (holding dan anak perusahaan) di wilayah Jawa Bali mencapai 18.534,27 MW, naik dari 15.494,54 MW pada tahun 2000, atau mengalami pertumbuhan sebesar 2,3% per tahun. Pembangkit yang ada di Jawa Bali tersebut terbagi kedalam empat wilayah yaitu wilayah DKI Jakarta dan Banten, wilayah Jawa Barat, wilayah Jawa Tengah dan DIY, dan wilayah Jawa Timur dan Bali. Selama kurun waktu 2000 sampai dengan 2008, pembangkit PLTU berbahan bakar batubara mempunyai prosentase kapasitas terpasang paling besar dari keseluruhan jenis pembangkit yang ada di Indonesia, yaitu sekitar 30%, dengan total kapasitas sebesar 4.330 MW pada tahun 2000 menjadi 5.520 MW untuk kondisi tahun 2008. Sedangkan pembangkit energi terbarukan, seperti PLTP, mempunyai prosentase masih sangat rendah, hanya berkisar 2% selama rentang waktu 8 tahun, dengan total kapasitas 375 MW pada tahun 2008. Adapun pembangkit PLTD mempunyai prosentase paling rendah, hanya 0,6% dari total pembangkit yang ada. Selanjutnya jenis pembangkit lainnya di wilayah Jawa Bali ini adalah PLTGU, PLTG dan PLTU (berbahan bakar minyak

maupun gas) masing masing pada tahun 2008 mempunyai kapasitas total sebesar 6.453,09 MW, 1.784,76 MW dan 1.900 MW. Khusus untuk kapasitas terpasang PLTA, selama kurun waktu tujuh tahun relatif konstan dikisaran 2.397 MW. Perkembangan kapasitas terpasang PLN selama delapan tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 9.3.

Tabel 9.3 Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Jawa Bali

(MW)	PLTA	PLTU- M	PLTU- B	PLTU- G	PLTG- M	PLTG- G	PLTGU- M	PLTGU- G	PLTP	PLTD
2000	2.391,44	970	4330	700	387,05	258,81	3.226,56	2.758,78	360	111,90
2001	2.391,44	970	4330	700	387,05	258,81	3.226,56	2.758,78	360	113,80
2002	2.396,82	1.100	4200	700	387,05	258,81	3.226,56	2.758,78	360	114,47
2003	2.409,22	1.000	4200	800	588,21	57,60	2.717,98	3.267,36	360	94,08
2004	2.409,38	1.000	4200	800	886,56	40,20	2.415,73	3.267,36	375	107,41
2005	2.409,38	800	4200	1000	2.024,56	40,20	2.135,73	3.267,36	375	108,90
2006	2.409,38	800	5520	1000	2.024,56	40,20	2.135,73	4.007,36	375	108,97
2007	2.397,04	900	5520	1000	2.024,56	40,20	2.135,73	4.007,36	375	104,54
2008	2.397,04	900	5520	1000	1.683,01	101,75	2.135,73	4.317,36	375	104,38

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Selanjutnya kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah Jawa Bali selama kurun waktu delapan tahun terakhir hanya tumbuh sebesar 3,7% per tahun, dari 3.025 MW pada tahun 2000 menjadi 4.035 MW pada tahun 2008 (lihat Tabel 9.4). Pertumbuhan tersebut sebagian besar dipicu oleh PLTP (Pembangkit Listrik Panas Bumi) yang mempunyai laju pertumbuhan paling tinggi, sebesar 12% per tahun. Dari segi pangsa pun pembangkit berbasis energi terbarukan ini naik cukup signifikan, dari 9% tahun 2000 menjadi 17% pada tahun 2008. PLTP IPP di wilayah Jawa Bali ini sebagian besar terletak di Jawa Barat, yaitu PLTP Salak (165 MW), PLTP Drajat (180 MW), PLTP Wayang Windu (220 MW), dan PLTP Kamojang (60 MW). Sedangkan sisanya berada di Jawa Tengah, yaitu PLTP Dieng (60 MW).

Secara keseluruhan, pangsa terbesar pembangkit swasta ini adalah PLTU berbahan bakar batubara, sekitar 76% dari total pembangkit IPP yang ada, terdiri dari PLTU Paiton PEC (1.230 MW), PLTU Paiton JP (1.220 MW), dan PLTU Cilacap unit 1 dan 2 (600 MW). Adapun pembangkit jenis lain adalah PLTA Jatiluhur sebesar 150 MW dan PLTG Cikarang Listrindo sebesar 150 MW.

Tabel 9.4 Kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah Jawa Bali

(MW)	PLTA	PLTU - B	PLTG - G	PLTP
2000	150	2.450	150	275
2001	150	2.450	150	275
2002	150	2.450	150	335
2003	150	2.450	150	335
2004	150	2.450	150	335
2005	150	2.450	150	425
2006	150	2.450	150	425
2007	150	3.050	150	515
2008	150	3.050	150	685

Sumber: PLN (2009)

Pada tahun 2008 kapasitas total pembangkit PLN dan IPP di wilayah Jawa Bali adalah sebesar 22,6 GW. Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar gas dan batubara mempunyai pangsa yang paling tinggi, yaitu sebesar 39% dan 25%, sedangkan pembangkit berbahan bakar minyak pangasanya masih cukup tinggi, sekitar 21%. Namun hal ini diimbangi dengan makin meningkatnya pangsa pembangkit berbahan bakar energi terbarukan, seperti panas bumi, dengan pangsa mendekati 5%. Untuk pembangkit berbasis hidro, pangasanya relatif tetap dikisaran 11%.

Hasil proyeksi kapasitas pembangkit PLN dan IPP selama 21 tahun ke depan menurut kasus dasar (R60 atau pertumbuhan PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 60 \$/barel), menunjukkan bahwa terjadi pertumbuhan rata-rata 6,8% per tahun dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 103,98 GW pada tahun 2030. Proyeksi tersebut menunjukkan bahwa PLTU batubara selama masa periode studi lebih dominan dibanding dengan pembangkit jenis lain.

Pada tahun 2010 pangsa PLTU batubara diperkirakan lebih dari 50% dengan kapasitas total 15,6 GW. Tingginya pangsa PLTU batubara tersebut disebabkan adanya program percepatan PLTU batubara 10 GW yang ditujukan untuk mengurangi ketergantungan pembangkit listrik terhadap BBM. PLTU batubara yang diharapkan sudah beroperasi di wilayah Jawa bagian barat diantaranya adalah PLTU Labuan, PLTU Suralaya Baru, PLTU Pelabuhan Ratu, PLTU Teluk Naga, dan PLTU Indramayu. Untuk wilayah Jawa bagian tengah terdapat PLTU Rembang dan di wilayah Jawa bagian Timur terdapat PLTU Pacitan, PLTU Tanjung Awar-Awar dan PLTU Paiton Baru. Selain itu, di wilayah Bali pun terdapat PLTU batubara Celukan Bawang dengan kapasitas 130 MW. Selanjutnya pada tahun 2010 tersebut pembangkit berbahan bakar gas diperkirakan mempunyai pangsa sebesar 21% atau sekitar 6,4 GW, terdiri dari PLTGU, PLTG gas dan PLTU gas. PLTGU berbahan bakar gas adalah PLTGU Tanjung Priok blok 1 dan 2, PLTGU Muara Karang blok 1 dan Muara Karang *repowering*, PLTGU Cilegon, serta PLTGU Gresik blok 1-blok 3. Sedangkan PLTG dan PLTU berbahan bakar gas diantaranya PLTG Cikarang Listrindo, PLTG Sunyaragi, PLTG Gresik, PLTU Muara Karang unit 4 dan 5, PLTU Gresik unit 1-4.

Kemudian untuk pembangkit berbahan bakar minyak, dengan pangsa 17%, terdiri dari pembangkit jenis PLTGU (Muara Tawar blok 1, Tambak Lorok unit 1 dan 2, Grati blok 1), PLTU (PLTU Priok, PLTU Tambak Lorok unit 1-3, PLTU Tanjung Perak), PLTG (Muara Tawar PMT, Muara Tawar blok 2, Priok, Sunyaragi, Cilacap, Grati blok 2, Gilitimur, Gilimanuk, Pamaron), serta PLTD (Bali). Berikutnya untuk pembangkit berbahan bakar energi terbarukan, yaitu PLTP, mempunyai pangsa 3,6% dan sebagian besar berada di Jawa bagian barat seperti PLTP Kamojang, PLTP Drajat, PLTP Wayang Windu, PLTP Patuha, PLTP Salak, serta PLTP Kamojang Baru. Untuk PLTP Dieng berada di wilayah Jawa bagian tengah. Selanjutnya untuk pembangkit berbasis hidro pada tahun yang sama pangasanya adalah sebesar 8%, tersebar diseluruh Pulau Jawa dan 77% diantaranya berada di wilayah Jawa bagian barat (1,95 GW). Sisanya di Jawa bagian tengah (0,36 GW) dan Jawa bagian timur (0,28 GW). Terakhir

adalah pembangkit berbahan bakar sampah rumah tangga (PLTSa) dengan pangsa hanya 0,1% atau sebesar 21,6 MW. Pembangkit berbasis sampah ini terletak di Bantargebang (Jabar) dan di Pulau Bali.

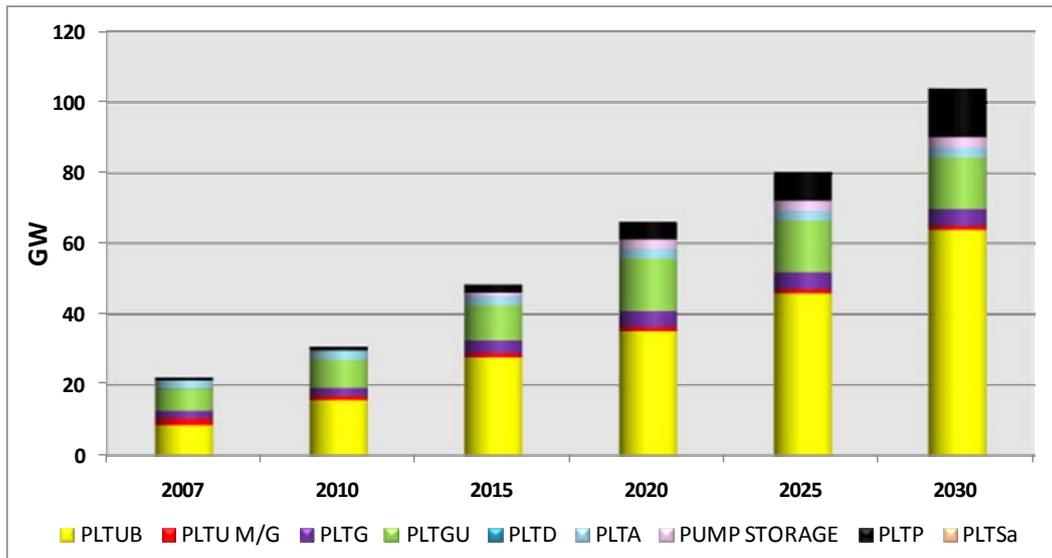
Untuk memenuhi kebutuhan pembangkit beban dasar, dipertimbangkan Teknologi *pulverised coal combustion* (PCC) *supercritical* kelas 1 GW, diperkirakan mulai beroperasi tahun 2012 sebesar 1 GW dan meningkat menjadi 6 GW pada tahun 2030. PCC *supercritical* tersebut berlokasi di wilayah Jawa bagian tengah dan merupakan bagian dari 10 GW tahap II. *Supercritical boiler* ini beroperasi pada temperatur uap sekitar 570 °C pada tekanan 240 sampai 260 bar, efisiensinya mendekati 42% bahkan 45% seperti pembangkit yang berada di Eropa dan Jepang.

Pada tahun 2014 diharapkan pembangkit jenis *pump storage* mulai beroperasi dengan kapasitas 1 GW dan diproyeksikan meningkat menjadi 2,89 GW pada akhir periode studi. Pump storage tersebut berada di Upper Cisokan (2014), Matenggeng (2017), dan Grindulu (2018). Dua yang pertama berada di Jawa bagian barat dan yang terakhir berada di Jawa bagian timur.

Pada tahun 2016 pembangkit mulut tambang (mine mouth coal steam PP) yang berlokasi di Sumatera Selatan diproyeksikan mulai berjalan dengan kapasitas sebesar 1,8 GW. Pada akhir periode studi pembangkit mulut tambang ini diperkirakan akan mencapai 3 GW. Pembangkit tersebut berbahan bakar batubara kualitas rendah dan satu paket dengan transmisi 500 kV HVDC Sumatera - Jawa. Pembangkit ini merupakan proyek yang sangat strategis untuk memenuhi kebutuhan listrik di Pulau Jawa dengan memanfaatkan cadangan batubara kualitas rendah di wilayah Sumsel.

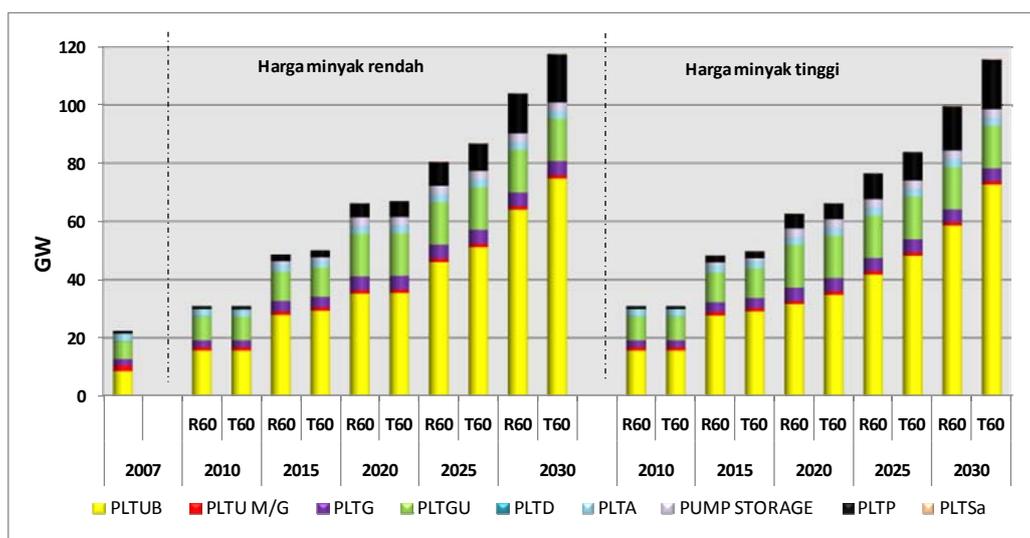
Pada tahun 2030 pangsa pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP) diproyeksikan naik cukup signifikan dibanding tahun 2010, yaitu dari 4% (1,12 GW) menjadi sebesar 13% (13,8 GW). Hal ini terjadi karena dipertimbangkannya proyek pembangkit listrik 10 GW tahap II mulai tahun 2012, dimana 19% diantaranya menggunakan energi terbarukan. Hal yang sama terjadi pada pembangkit berbahan bakar batubara, pangsa pada tahun 2030 meningkat hingga mencapai 62% (64 GW). PLTU batubara ini, bersama sama dengan PLTP, adalah untuk memenuhi beban dasar. Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas, seperti PLTGU, adalah untuk memenuhi beban menengah dan pada tahun 2030 mempunyai pangsa sebesar 14% (14,6 GW). Selama periode 2018-2030 kapasitas terpasang PLTGU tersebut relatif tidak berubah. Hal ini dikarenakan terbatasnya pasokan gas untuk pembangkit listrik. Adapun pembangkit tenaga hidro mempunyai pangsa hanya sekitar 2,7%. Pangsa yang cukup kecil ini terjadi karena penambahan PLTA di Jawa Bali relatif terbatas dan hanya terjadi di Jawa bagian barat (Rajamandala, Jatigede) dan Jawa bagian timur. Selanjutnya teknologi *pump storage* diperkirakan sudah berperan mulai tahun 2014 dan pada tahun 2030 pangsa sedikit lebih tinggi dibanding PLTA, yaitu 2,8% atau sebesar 2,89 GW. Kemudian untuk PLTSa mempunyai pangsa hanya sekitar 0,24% atau sebesar 0,25 GW. Total kapasitas pembangkit wilayah Jawa Bali pada tahun

2030 ini adalah sebesar 104,23 GW. Gambar 9.3 menyajikan kapasitas pembangkit PLN dan IPP Wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar (R60).



Gambar 9.3 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar

Pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barel (kasus T60), terjadi perubahan yang cukup signifikan, terutama periode setelah 2010, bila dibandingkan dengan kasus R60 (lihat Gambar 9.4). Dilihat dari total kapasitas, terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit (PLN maupun IPP) sekitar 5% sampai dengan 16%. Kenaikan yang terjadi sebagian besar pada pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit energi terbarukan (PLTP). Dari sisi laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, kasus T60 untuk wilayah Jawa Bali mempunyai pertumbuhan lebih tinggi, yaitu sebesar 7,4% per tahun, dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 117,8 GW tahun 2030.



Gambar 9.4 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus

Untuk kasus pertumbuhan PDB rendah (5.5% per tahun) dan harga minyak mentah 90 \$/barell (R90), secara total terjadi sedikit penurunan kapasitas di wilayah Jawa Bali selama periode 2011-2030, terutama pada jenis pembangkit berbahan bakar minyak. Hal ini terjadi karena permintaan listrik menurun, akibat dari perilaku masyarakat yang cenderung berhemat menggunakan listrik pada harga BBM lebih mahal. Pada Kasus R90 ini laju pertumbuhan kapasitas pembangkit adalah sebesar 6,6% per tahun. Berikutnya untuk kasus T90 (pertumbuhan PDB 7%, harga minyak mentah 90 \$/barell), bila dibandingkan dengan R90 pengaruhnya pada proyeksi kapasitas pembangkit cukup besar, yaitu adanya kenaikan kapasitas pembangkit sebagai akibat peningkatan aktivitas perekonomian nasional. Laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit pada kasus T90 adalah sebesar 7,3%, dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 115,9 GW tahun 2030.

B. Luar Jawa Bali

- Sumatera

Pembangkit PLN wilayah Sumatera mempunyai total kapasitas sebesar 4.401,5 MW pada tahun 2008, naik dari 3.275 MW pada tahun 2000 atau mempunyai pertumbuhan sebesar 3,8% per tahun. Pembangkitan di Sumatera ini dikelola oleh pembangkitan Sumatera bagian utara (KSU) dan pembangkitan Sumatera bagian selatan (KSS). Sedangkan lalu lintas energi listrik yang dihasilkan dikelola oleh P3B Sumatera (penyaluran dan pusat pengaturan beban). Selanjutnya PLTA yang ada di Sumatera selama rentang waktu 2000-2008 mempunyai pertumbuhan paling tinggi, sekitar 10% pertahun, dari 398,4 MW menjadi 868,16 MW. PLTA tersebut diantaranya adalah PLTA Sipansipahoras, Tapanuli Tengah, yang beroperasi akhir tahun 2004 dengan jumlah pasokan sebesar 50 MW, PLTA Lau Renun, berkapasitas 82 MW yang beroperasi sejak akhir 2005 lalu, PLTA Koto Panjang Pekanbaru Riau berkapasitas 114 MW, PLTA Musi beroperasi 2006 dengan kapasitas 222 MW, dan PLTA Singkarak 176 MW, mulai beroperasi 1998. Adapun pembangkit berbahan bakar batubara umumnya berada di pembangkitan Sumbagsel, seperti PLTU Bukit Asam berkapasitas 260 MW dan mulai beroperasi 1986, PLTU Ombilin mulai beroperasi tahun 1996 dengan total kapasitas 100 MW, dan PLTU Tarahan mempunyai kapasitas 200 MW dan mulai beroperasi tahun 2007. Pada tahun 2008 terjadi penambahan PLTU batubara Labuhan Angin, berlokasi di pembangkitan Sumbagut, dengan total kapasitas 230 MW. Kemudian pembangkit berbahan bakar gas tersebar di pembangkitan Sumbagut, seperti PLTGU Belawan dan PLTG Teluk Lembu, dan pembangkitan Sumbagsel, yaitu PLTU Keramasan unit 1 dan 2, PLTG Borang dan Inderalaya. Untuk pembangkit berbahan bakar minyak terdiri dari PLTU Belawan unit 1-4 dengan bahan bakar MFO, PLTD dan PLTG berbahan bakar solar yang tersebar di pembangkitan Sumbagut maupun Sumbagsel, seperti PLTD Lueng Bata, Tarahan, PLTG Paya Pasir, Teluk Lembu, dan Pauh Limo.

Perkembangan kapasitas terpasang untuk tiap jenis pembangkit di wilayah Sumatera, pada kurun waktu 2000-2008, secara lebih jelas dapat dilihat pada Tabel 9.5.

Tabel 9.5 Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Sumatera

(MW)	PLTA	PLTU-M/G	PLTU-B	PLTG-M/G	PLTGU-M/G	PLTD
2000	398,40	285	460	379,80	817,88	933,92
2001	488,92	285	460	401,15	817,88	943,79
2002	533,41	285	460	401,15	817,88	883,07
2003	533,42	285	460	401,15	817,88	953,56
2004	566,04	285	460	377,10	817,88	1.067,25
2005	566,13	285	460	481,15	817,88	991,11
2006	869,22	285	460	484,75	817,88	1.016,19
2007	858,20	285	660	481,15	817,88	987,51
2008	865,46	285	890	514,21	857,88	988,68

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Selanjutnya kapasitas terpasang pembangkit listrik milik swasta (IPP) pada tahun 2008 adalah sebesar 240 MW, terdiri dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Sibayak dengan kapasitas 10 MW dan mulai beroperasi tahun 2008, PLTGU Palembang Timur berbahan bakar gas dengan kapasitas 150 MW (beroperasi tahun 2004), dan PLTG gas Gunung Megang (80 MW) yang sudah berjalan sejak tahun 2007 (lihat Tabel 9.6).

Tabel 9.6 Kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah Sumatera

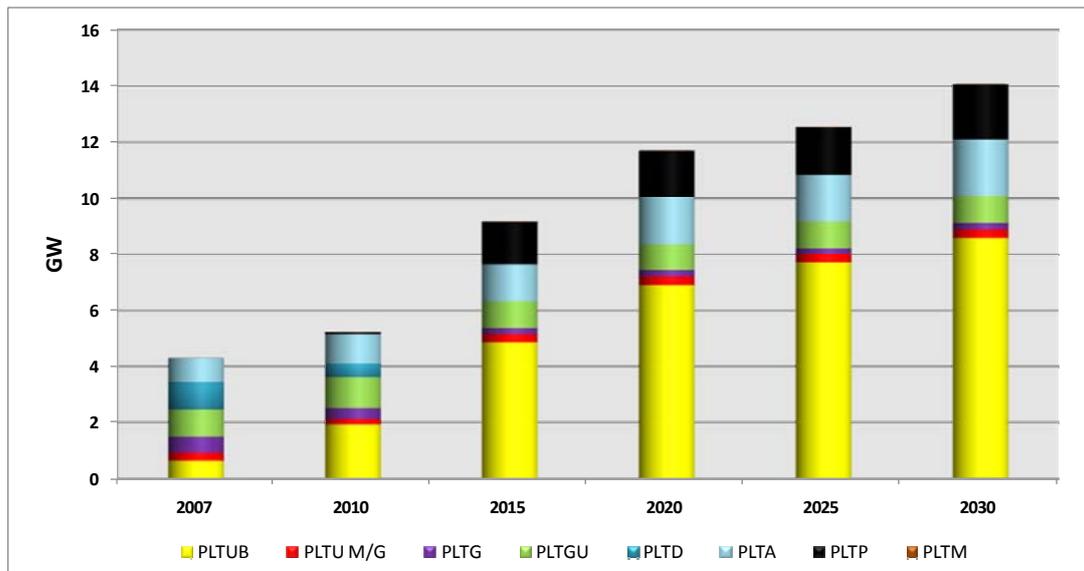
(MW)	PLTG-G	PLTGU-G	PLTP
2004		150	
2005		150	
2006		150	
2007	80	150	
2008	80	150	10

Sumber: PLN

Hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik PLN maupun IPP selama kurun waktu 2009-2030, menurut kasus dasar (R60 atau pertumbuhan PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 60 \$/barell), mengalami laju pertumbuhan sebesar 5,4% per tahun dari 4,7 GW tahun 2009 menjadi 14,1 GW tahun 2030. Selama masa periode studi, PLTU batubara menunjukkan kenaikan yang signifikan, dari 23% (2009) menjadi 61% (2030). Hal yang sama terjadi pada pembangkit energi terbarukan (PLTP), dari hanya 0,2% (2009) meningkat sangat tinggi menjadi 14% (2030).

Pada tahun 2010 diperkirakan kapasitas terpasang PLTP wilayah Sumatera akan naik menjadi 70 MW, dari hanya 10 MW tahun 2008. Hal ini dapat dicapai dengan selesainya PLTP Sarulla (IPP) tahap pertama sebesar 60 MW. Tahun Berikutnya PLTP Sarulla ini diharapkan naik menjadi 170 MW, kemudian mencapai 330 MW tahun 2012. Selanjutnya kapasitas PLTU batubara (PLTUB) pada tahun 2010 ini diproyeksikan mencapai 1,9 GW dengan selesainya beberapa proyek 10 GW tahap I, seperti PLTUB Meulaboh, Pangkalan Susu,

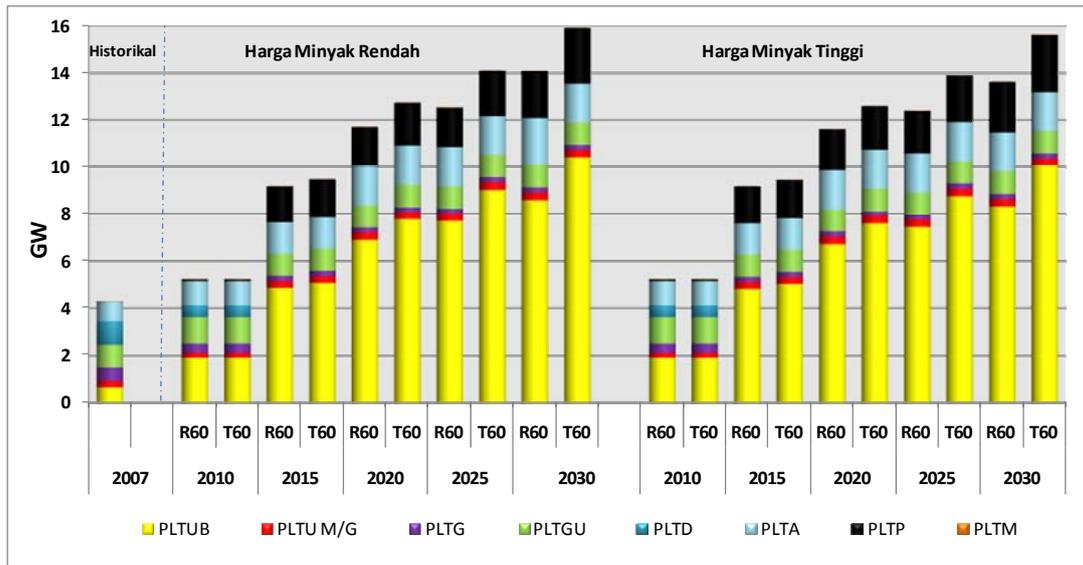
Tarahan, dan Sumbar Pesisir. Pada tahun yang sama pembangkit berbahan bakar gas sekitar 1,26 GW, terdiri dari PLTGU (Belawan, Palembang Timur, Indralaya, Lhokseumawe, Gunung Megang), PLTG (Teluk Lembu, Keramasan) dan PLTU (Keramasan). Sedangkan pembangkit berbahan bakar minyak sekitar 0,95 GW, terdiri dari PLTU, PLTG, dan PLTD. Adapun pembangkit berbasis hidro, pada tahun 2010 ini mempunyai kapasitas total 1,05 GW, terdiri dari PLTA sebesar 1,04 GW dan PLT Minihidro sebesar 0,0075 GW. Pada tahun tersebut terdapat tambahan PLTA Asahan sebesar 180 MW yang berada di Sumatera bagian utara.



Gambar 9.5 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus dasar

Pada tahun 2030 pangsa terbesar tetap dimiliki oleh PLTU berbahan bakar batubara sebesar 61% (8,6 GW). Sedangkan pembangkit energi terbarukan, seperti PLTP, mempunyai pangsa yang sama dengan PLTA yaitu sebesar 14% (masing-masing 2,01 GW). Kemudian pembangkit berbahan bakar minyak pangsa yang paling kecil, hanya sebesar 4% (0,53 GW). Adapun pembangkit berbahan bakar gas mempunyai pangsa dikisaran 7% (0,95 GW) (lihat Gambar 9.5).

Di wilayah Sumatera, pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barell (kasus T60), terjadi perubahan yang cukup signifikan, terutama periode 2015-2030, bila dibandingkan dengan kasus R60. Dilihat dari total kapasitas, terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit (PLN maupun IPP) dikisaran 10%. Hal ini terjadi karena pertumbuhan perekonomian yang lebih tinggi akan memacu aktivitas dibidang ekonomi, pada akhirnya akan menaikkan konsumsi listrik masyarakat. Kenaikan yang terjadi sebagian besar pada pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit energi terbarukan (PLTP). Dari sisi laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, kasus T60 untuk wilayah Sumatera mempunyai pertumbuhan lebih tinggi, yaitu sebesar 6% per tahun, dari 4,7 GW tahun 2009 menjadi 15,9 GW tahun 2030 (lihat Gambar 9.6).



Gambar 9.6 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk setiap kasus

Untuk kasus pertumbuhan PDB rendah (5,5%) dan harga minyak mentah 90 \$/barel (R90) terjadi sedikit penurunan kapasitas pembangkit, karena menurunnya permintaan energi listrik sebagai akibat makin mahalnya harga BBM. Penurunan terutama terjadi pada pembangkit berbahan bakar minyak. Pada kasus R90 ini laju pertumbuhan kapasitas pembangkit adalah sebesar 5,2% per tahun. Berikutnya untuk kasus T90 (pertumbuhan PDB 7%, harga minyak mentah 90 \$/barel), pengaruhnya pada proyeksi kapasitas pembangkit cukup besar apabila dibandingkan dengan R90, yaitu adanya kenaikan kapasitas pembangkit sekitar 7%-10%. Tingginya pertumbuhan ekonomi berakibat naiknya aktivitas perekonomian, pada akhirnya akan menaikkan permintaan energi listrik. Selanjutnya untuk memenuhi demand listrik yang meningkat tersebut akan dipenuhi dari sisi pasokan dengan naiknya kapasitas pembangkit. Laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit pada kasus T90 adalah sebesar 5,9%, dari 4,7 GW tahun 2009 menjadi 15,6 GW tahun 2030.

- Kalimantan

Selama kurun tahun 2000-2008, kemampuan PLN di wilayah Kalimantan dalam meningkatkan kapasitas terpasang pembangkit listrik menunjukkan kemajuan. Pada tahun 2000 kapasitas total adalah sebesar 791,35 MW, naik menjadi 1.178,2 MW pada tahun 2008 atau meningkat dengan laju peningkatan sebesar 4,6% per tahun. Namun di wilayah Kalimantan ini, baik sistem Barito, sistem Mahakam, sistem Kapuas, maupun PLN Tarakan masih didominasi pembangkit berbahan bakar solar seperti PLTD dengan total kapasitas 719,4 MW untuk kondisi tahun 2008. Pada tahun yang sama, pembangkit berbahan bakar Batubara sebesar 144 MW yang berada di sistem Barito, sedangkan PLTA yang ada adalah PLTA Riam Kanan sebesar 30 MW yang sudah beroperasi sejak tahun 1973. Selain itu ada juga PLT Minihidro di Kalimantan Barat sebesar 0,2 MW. Kemudian pembangkit jenis PLTGU mempunyai kapasitas terpasang 60

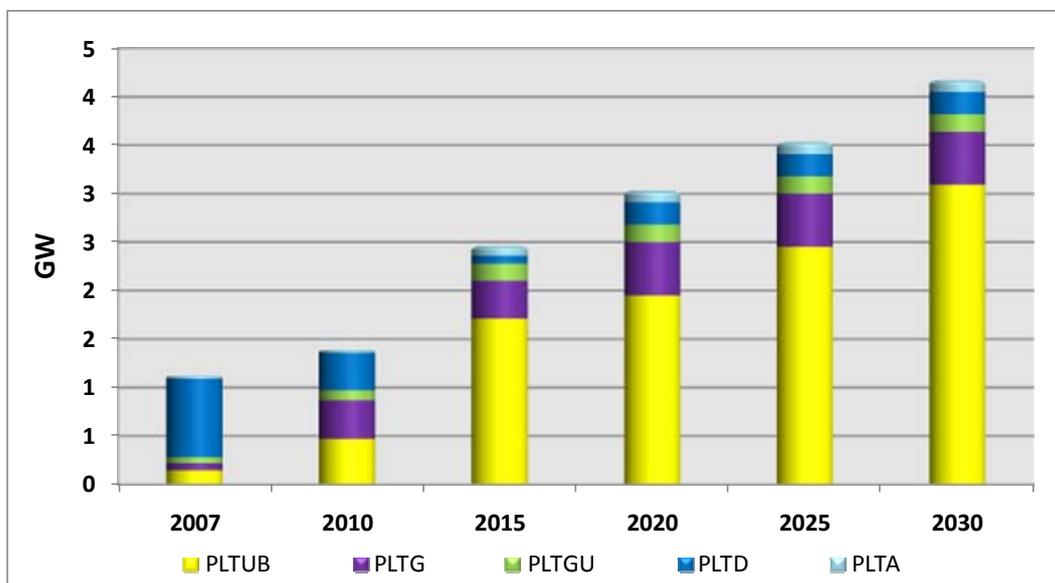
MW dan berada di system Mahakam. Selanjutnya untuk pembangkit milik swasta (IPP), hanya ada PLTU batubara dengan total kapasitas hanya 45 MW dan mulai beroperasi tahun 2008 (lihat Tabel 9.7).

Tabel 9.7 Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah Kalimantan

(MW)	PLTA	PLTU-B	PLTG-M	PLTGU-M/G	PLTD
2000	30	0	55	60	646,35
2001	30	130	55	60	647,80
2002	30	130	55	60	658,53
2003	30	130	55	60	649,10
2004	30	130	55	60	728,32
2005	30	130	55	60	736,41
2006	30	130	55	60	724,59
2007	30	144	75	60	812,18
2008	30,2	144	75	60	824,04

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Hasil proyeksi kapasitas pembangkit PLN dan IPP di wilayah Kalimantan selama 21 tahun ke depan menurut kasus dasar (R60 atau pertumbuhan PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 60 \$/barell) mengalami pertumbuhan rata-rata 6,1% per tahun dari 1,2 GW tahun 2009 menjadi 4,2 GW pada tahun 2030. Sama dengan wilayah Jawa-Bali dan Sumatera, proyeksi tersebut menunjukkan bahwa PLTU batubara selama masa periode studi lebih dominan dibanding dengan pembangkit jenis lain (lihat Gambar 9.7).



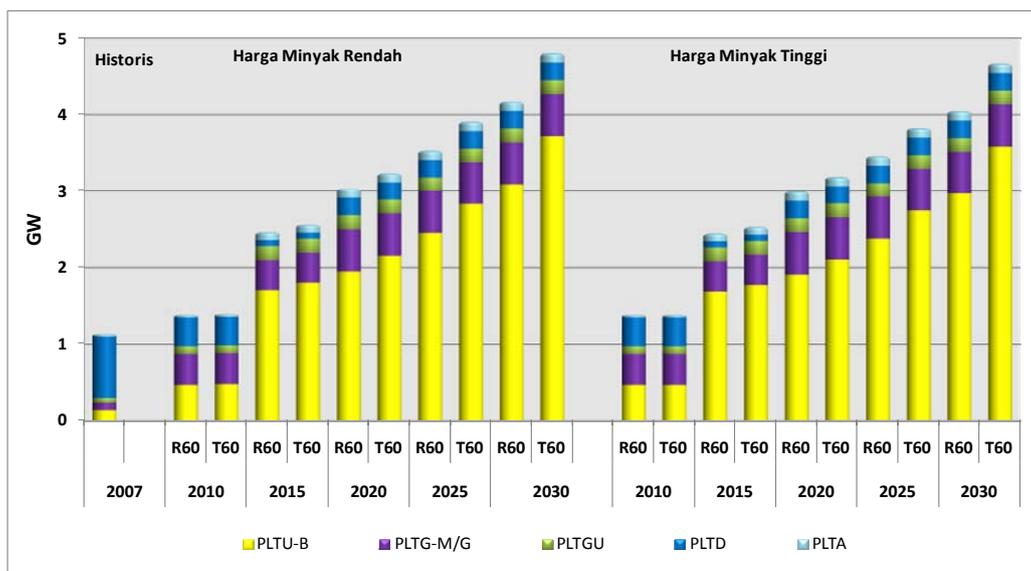
Gambar 9.7 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus dasar

Pada tahun 2010 diharapkan beberapa proyek PLTU batubara yang merupakan bagian dari program percepatan pembangkit berbahan bakar batubara tahap I sudah beroperasi. PLTU batubara tersebut diantaranya adalah PLTU Pulau Pisang dan PLTU Asam-Asam (kelas 65 MW), PLTU Parit dan Singkawang (kelas 50 MW), serta PLTUB IPP Embalut. Untuk pembangkit jenis PLTGU

diperkirakan akan ada tambahan sebesar 40 MW di Muara Teweh, sehingga total PLTGU di Kalimantan sekitar 100 MW. Sedangkan untuk pembangkit jenis PLTD akan ada penurunan kapasitas terpasang sekitar 40% dibanding dengan kapasitas tahun 2008, disebabkan beberapa pembangkit dipensiunkan karena sudah melebihi umur ekonomisnya. Kemudian untuk pembangkit berbasis hidro, pada tahun 2010 tersebut masih tetap sebesar 30,2 MW, belum ada pertambahan kapasitas. Adapun PLTG berbahan bakar gas akan ada tambahan kapasitas, terutama di Kalimantan Timur dan diperkirakan akan mencapai 300 MW.

Pada tahun 2030 diproyeksikan PLTU berbahan bakar batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang beroperasi di wilayah Kalimantan dengan pangsa sekitar 74%. Sedangkan jenis pembangkit PLTGU dan PLTG yang berbahan bakar gas akan mencapai 17% dari keseluruhan pembangkit yang ada di Kalimantan. Selanjutnya pembangkit berbahan bakar minyak masih tetap dioperasikan dengan pangsa 6%. Kemudian pembangkit berbasis hidro, seperti PLTA dan PLTM, mempunyai pangsa dikisaran 3%. Pada tahun 2030 tersebut total kapasitas pembangkit di wilayah Kalimantan diproyeksikan akan mencapai 4,2 GW.

Di wilayah Kalimantan, pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barell (kasus T60), terjadi perubahan yang cukup signifikan, terutama periode 2015-2030, bila dibandingkan dengan kasus R60. Dilihat dari total kapasitas, terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit (PLN maupun IPP) sekitar 6% sampai dengan 14%. Kenaikan yang terjadi sebagian besar pada pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit berbahan bakar gas. Dari sisi laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, kasus T60 untuk wilayah Kalimantan mempunyai pertumbuhan lebih tinggi, yaitu sebesar 6,6% per tahun, dari 1,26 GW tahun 2009 menjadi 4,8 GW tahun 2030 (lihat Gambar 9.8).



Gambar 9.8 Kapasitas terpasang pembangkit listrik wilayah Kalimantan untuk setiap kasus

Untuk kasus pertumbuhan PDB 5,5% dengan harga minyak mentah 90 \$/barell (R90) terjadi sedikit penurunan kapasitas, karena adanya penurunan demand energi listrik sebagai konsekwensi dari mahalnya harga BBM. Penurunan terutama terjadi pada pembangkit berbahan bakar minyak. Pada kasus R90 ini laju pertumbuhan kapasitas pembangkit adalah sebesar 5,9% per tahun. Berikutnya untuk kasus T90 (pertumbuhan PDB 7%, harga minyak mentah 90 \$/barell), pengaruhnya pada proyeksi kapasitas pembangkit cukup signifikan disebabkan adanya kenaikan pertumbuhan ekonomi. Meningkatnya pertumbuhan ekonomi akan memacu aktivitas di bidang perekonomian, pada akhirnya akan mempengaruhi permintaan listrik. Dengan demikian akan ada peningkatan kapasitas pembangkit dengan laju pertumbuhan sebesar 6,6%, dari 1,21 GW tahun 2009 menjadi 4,66 GW tahun 2030.

- Pulau lainnya

Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN di wilayah pulau lainnya selama kurun tahun 2000-2008 hanya berkisar 6% dari total kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN nasional. Pada akhir tahun 2008, total kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN di wilayah ini sebesar 1521,36 MW, meningkat dari 1200,57 MW, atau mengalami pertumbuhan sebesar 3,44% per tahun. Pembangkitan di wilayah pulau lainnya meliputi 6 wilayah yaitu wilayah Sulut, Sulteng, dan Gorontalo, wilayah Sulsel, Sultra, dan Sulbar, wilayah Maluku dan Maluku Utara, wilayah Papua, wilayah Nusa Tenggara Barat, serta wilayah Nusa Tenggara Timur. Sistem kelistrikan di wilayah tersebut sebagian besar merupakan sistem kelistrikan terisolasi dan memiliki 2 sistem interkoneksi yaitu sistem Minahasa dan sistem Sulawesi Selatan.

Tabel 9.8 Kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN wilayah pulau lain

(MW)	PLTA	PLTU	PLTG-M	PLTP	PLTD
2000	195,18	25	122,72	0	857,67
2001	195,18	25	122,72	20	879,72
2002	194,65	25	122,72	20	933,05
2003	194,96	25	122,72	20	973,68
2004	194,00	25	122,72	20	1.030,45
2005	215,20	25	122,72	20	1.158,12
2006	220,26	25	122,72	20	1.104,17
2007	216,30	25	122,72	40	1.060,26
2008	211,78	25	122,72	40	1.121,86

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Pembangkit PLTD (berbahan bakar HSD maupun MFO) memiliki pangsa paling besar, yaitu lebih dari 73,7% dari total kapasitas pada tahun 2008, meningkat dari 857,67 MW pada tahun 2000 menjadi 1121,86 MW, atau mengalami pertumbuhan sebesar 3,9%. Adapun pembangkit energi terbarukan, seperti PLTA memiliki pangsa 13,9% dengan total kapasitas yang relatif stabil dari 195,18 MW (tahun 2000) menjadi 211,78 MW (tahun 2008), antara lain PLTA Bakaru dan PLTA Bili-Bili di Sulawesi Selatan serta PLTA Tonsea Lama dan PLTA Tanggari (Blok I dan Blok II) di wilayah Sulawesi Utara. Pembangkit energi terbarukan lainnya yaitu PLTP hanya terdapat di Sulawesi Utara, yaitu

PLTP Lahendong (Blok I dan Blok II) dengan total kapasitas sebesar 40 MW. Perkembangan kapasitas terpasang pembangkit PLN selama delapan tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 9.8.

Sementara itu, kapasitas terpasang pembangkit listrik swasta (IPP) wilayah pulau lainnya selama kurun tahun 2000-2007 tidak mengalami perkembangan, yaitu sebesar 195 MW yang terdiri dari PLTGU Sengkang dengan kapasitas terpasang 135 MW dan PLTD Pare-Pare (Suppa) dengan kapasitas 60 MW. Pada tahun 2008 terdapat penambahan pembangkit IPP yaitu PLTU Tawaeli, PLTM Mobuya, dan PLTG Sengkang (ekspansi I). Perkembangan kapasitas terpasang pembangkit IPP selama delapan tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 9.9.

Tabel 9.9 Kapasitas terpasang pembangkit listrik IPP wilayah pulau lainnya

(MW)	PLTA	PLTU	PLTG-M/G	PLTGU-M/G	PLTD
2000				135	60
2001				135	60
2002				135	60
2003				135	60
2004				135	60
2005				135	60
2006				135	60
2007				135	60
2008	6.8	27	60	135	60

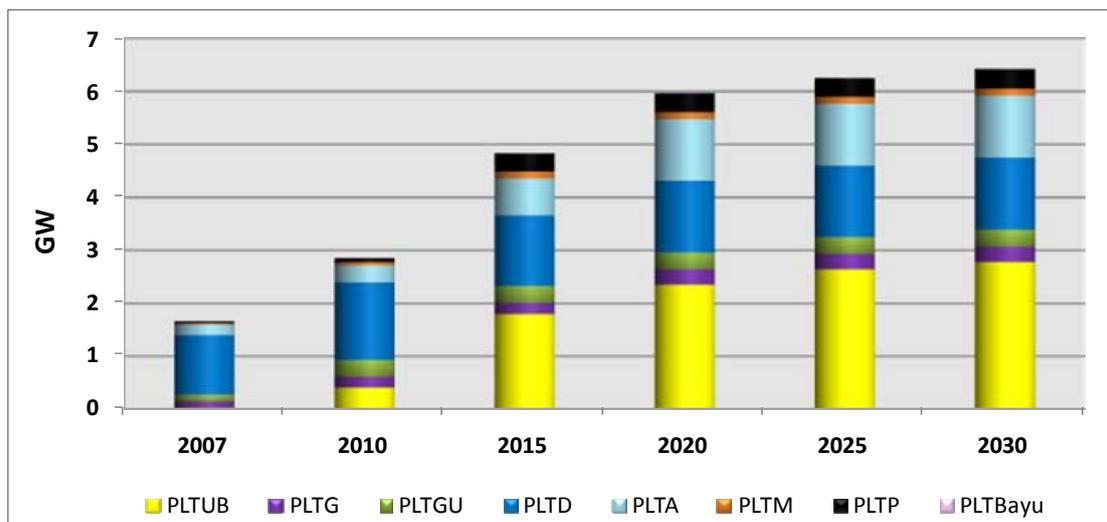
Sumber: PLN

Pada tahun 2008 kapasitas total pembangkit PLN dan IPP di wilayah pulau lainnya adalah sebesar 1,81 GW. Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar minyak masih mendominasi dengan pangsa lebih dari 75% dengan kapasitas terpasang terbesar adalah PLTD dengan bahan bakar HSD. Hal ini disebabkan karena sebagian besar sistem kelistrikan di wilayah ini merupakan sistem kelistrikan terisolasi dengan pembangkit PLTD skala kecil. Sementara itu pembangkit dengan bahan bakar gas masih terkendala oleh ketersediaan pasokan gas. Untuk pembangkit energi terbarukan, yaitu pembangkit berbasis hidro dan pembangkit berbasis panas bumi memiliki pangsa berturut-turut 12,1% dan 2,2%.

Hasil proyeksi kapasitas pembangkit listrik PLN maupun IPP di wilayah pulau lainnya selama kurun waktu 2009-2030, menurut kasus dasar (R60 atau pertumbuhan PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 60 \$/barel), mengalami laju pertumbuhan sebesar 5,5% per tahun dari 2,1 GW tahun 2009 menjadi 6,42 GW tahun 2030. Selama masa periode studi, pangsa PLTU batubara menunjukkan kenaikan yang signifikan, dari 2,4% (2009) menjadi 43,3% (2030). Tingginya pangsa PLTU batubara tersebut dapat dicapai dengan adanya program percepatan PLTU batubara 10 GW tahap I, seperti PLTU Amurang (50 MW), PLTU Gorontalo (50 MW), PLTU Kendari (20 MW), PLTU Barru (100 MW), PLTU Bima (20 MW), PLTU Lombok (50 MW), PLTU Ende (14 MW), PLTU Kupang (33 MW), PLTU Tidore (16 MW), PLTU Ambon (30 MW), PLTU Jayapura (20 MW), dan PLTU Timika (14 MW).

Kenaikan pangsa juga terjadi pada pembangkit berbasis hidro (PLTA dan PLTM), dari 11,5% (2009) meningkat menjadi 20,2% (2030) dan PLTP dari 2,9% (2009) menjadi 5,8% (2030). Kenaikan ini dikarenakan potensi hidro yang dimiliki oleh wilayah ini cukup besar, terutama di Sulawesi Selatan. Potensi panas bumi juga dimiliki oleh hampir seluruh wilayah kecuali Papua, sehingga PLTP diperkirakan dapat berkembang dengan baik. Penambahan kapasitas PLTP tersebut meliputi NTB (40 MW), NTT (31 MW), Sulawesi (125 MW), dan Maluku (37 MW). Wilayah pulau lainnya memiliki potensi tenaga angin yang cukup besar terutama di daerah NTT. Diperkirakan pada tahun 2010 pembangkit listrik tenaga angin (PLTB) mempunyai kapasitas 0,5 MW dan pada tahun 2030 akan mencapai 9,5 MW atau tumbuh sebesar 16% per tahun. Namun pangsa PLTB tersebut hanya sebesar 0,1% dari keseluruhan jenis pembangkit yang beroperasi di wilayah pulau lainnya.

Pada tahun 2030 pangsa terbesar dimiliki oleh PLTU batubara dengan total kapasitas sebesar 2,78 GW atau mengalami pertumbuhan sebesar 21,1% per tahun. Kemudian diikuti oleh PLTA dengan total kapasitas sebesar 1,17 GW (pertumbuhan 8,3% per tahun). Pembangkit berbahan bakar minyak (PLTD dan PLTG) tidak mengalami perubahan signifikan, masing-masing menjadi 1,33 GW dan 0,2 GW. Sementara itu, pembangkit berbahan bakar gas (PLTGU) mengalami pertumbuhan sebesar 4% per tahun menjadi 0,32 GW. Gambar 9.9 menyajikan kapasitas pembangkit PLN dan IPP di wilayah pulau lainnya pada kasus dasar (R60).

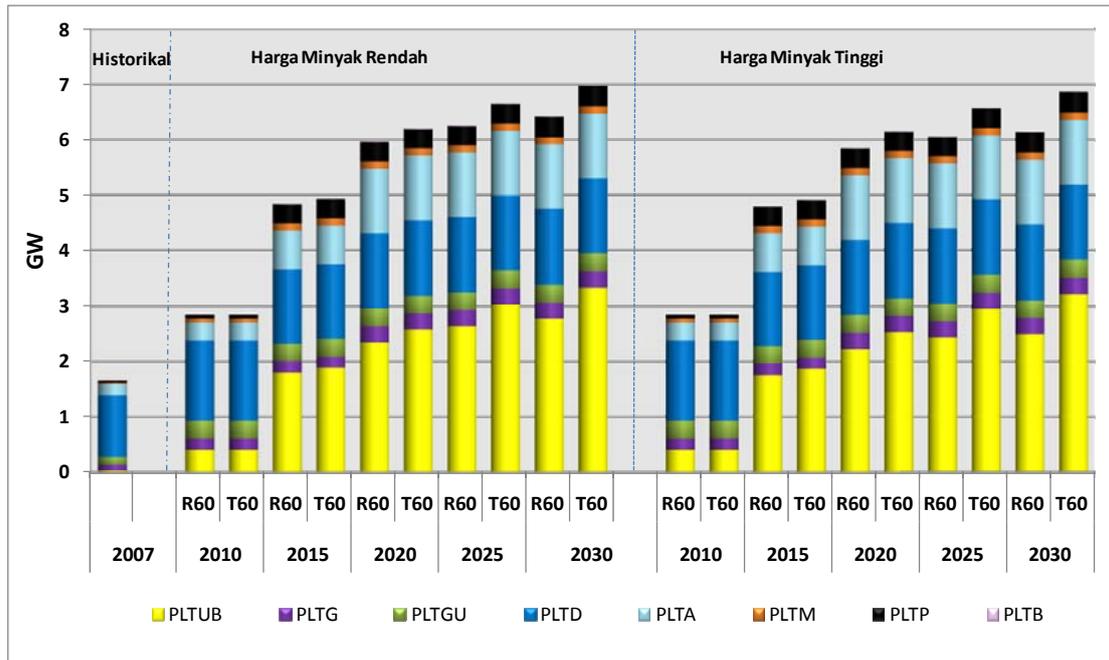


Gambar 9.9 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar

Di wilayah pulau lainnya, pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barell (kasus T60), terjadi perubahan yang cukup signifikan bila dibandingkan dengan kasus R60. Dilihat dari total kapasitas, terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit (PLN maupun IPP) sekitar 4%-9%. Kenaikan ini terjadi pada pembangkit berbahan bakar batubara yang mengalami pertumbuhan sebesar 22,1% per tahun menjadi 3,34 GW pada tahun 2030, sedangkan untuk jenis pembangkit lain relatif sama dengan kasus dasar. Total kapasitas terpasang untuk kasus T60 untuk wilayah pulau lainnya

meningkat dari 2,1 GW (tahun 2009) menjadi 7 GW (tahun 2030) atau mengalami pertumbuhan sebesar 5,9% per tahun.

Untuk kasus R90 (pertumbuhan PDB 5,5%, harga minyak mentah 90 \$/barell), laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit adalah sebesar 5,3%, dari 2,1 GW tahun 2009 menjadi 6,15 GW tahun 2030. Kemudian pada pertumbuhan PDB lebih tinggi (7%) namun pada harga minyak yang sama, laju pertumbuhannya meningkat menjadi 5,8%. Peningkatan ini terjadi karena adanya kenaikan permintaan listrik, sebagai imbas dari tingginya pertumbuhan perekonomian nasional (lihat Gambar 9.10).

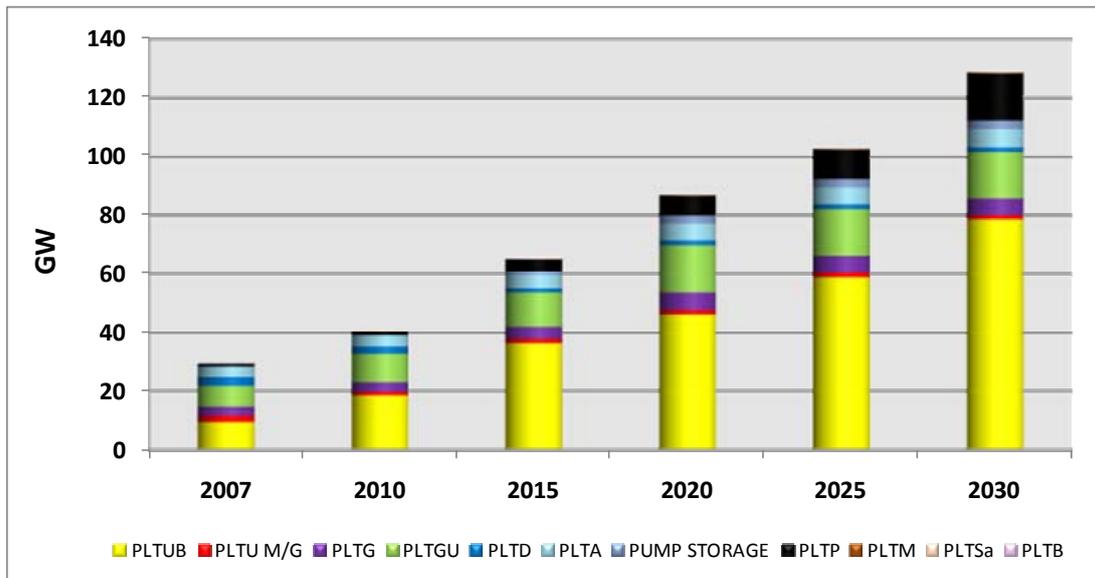


Gambar 9.10 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk setiap kasus

9.3.2 Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan IPP Nasional

Secara nasional, selama rentang waktu 2009-2030, prediksi kapasitas terpasang pembangkit listrik PLN dan IPP untuk kasus R60 mempunyai laju pertumbuhan sebesar 6,5%/per tahun, dari 34,3 GW tahun 2009 menjadi 128,7 GW tahun 2030. Pada tahun 2010 wilayah Jawa Bali mempunyai pangsa paling besar, sekitar 76% dari kapasitas nasional atau sebesar 30,9 GW. Diikuti kemudian oleh wilayah Sumatera dengan pangsa 13% atau sebesar 5,3 GW. Sedangkan wilayah Kalimantan dan wilayah pulau lainnya berturut turut mempunyai pangsa sebesar 3,3% (1,3 GW) dan 7,7% (3,2 GW). Wilayah Pulau lainnya terdiri dari pulau Sulawesi, Maluku, Papua, NTB, dan NTT. Dari sisi teknologi, pada tahun 2010 tersebut pembangkit listrik berbahan bakar batubara (PLTUB) mendominasi jenis pembangkit yang dioperasikan di Indonesia dengan pangsa sekitar 45%, diikuti kemudian oleh PLTGU (*combine cycle power plant*) dengan pangsa lebih dari 23%. Sedangkan pembangkit panas bumi hanya mempunyai pangsa dikisaran 3%. Kemudian untuk pembangkit berbasis energy terbarukan lainnya, seperti PLTSa (pembangkit

berbahan bakar sampah rumah tangga) dan PLTB (Pembangkit Listrik Tenaga Angin), mempunyai pangsa sangat kecil, dibawah 0,1%. Dua puluh tahun kemudian diprediksi pembangkit nasional sebagian besar akan tetap didominasi oleh PLTU batubara dengan pangsa 61%, dan sebagian besar terletak di Wilayah Jawa Bali (lebih dari 80%). Adapun pembangkit berbasis panas bumi (PLTP) akan naik sangat signifikan dengan pangsa sekitar 13% dan 85% diantaranya berada di wilayah Jawa Bali, khususnya Jawa Barat. Selanjutnya PLTSa dan PLTB diprediksi mempunyai pangsa 0,2% dan 0,01%. Gambar 9.11 menunjukkan prakiraan kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia untuk kasus dasar (R60).

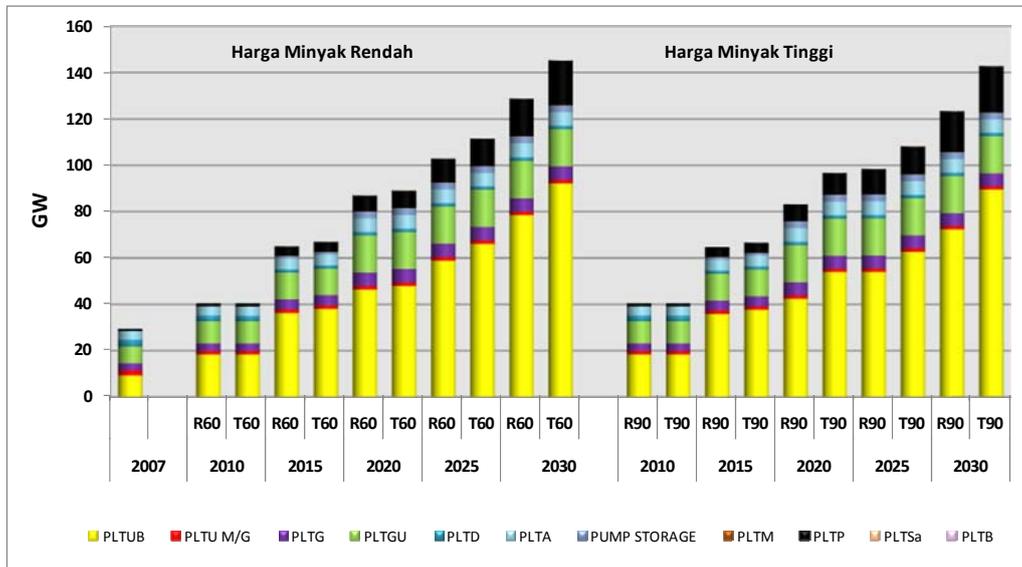


Gambar 9.11 Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus dasar

Pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barel (kasus T60), terjadi perubahan yang cukup besar bila dibandingkan dengan kasus R60. Dilihat dari total kapasitas, terjadi kenaikan kapasitas terpasang pembangkit (PLN maupun IPP) sekitar 5% sampai dengan 13%. Kenaikan yang terjadi sebagian besar pada pembangkit berbahan bakar batubara dan pembangkit energi terbarukan (PLTP). Dari sisi laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, kasus T60 untuk wilayah Indonesia mempunyai pertumbuhan lebih tinggi, yaitu sebesar 7,1% per tahun, dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 145,4 GW tahun 2030.

Untuk kasus pertumbuhan PDB rendah (5.5% per tahun) namun harga minyak mentah 90 \$/barel (R90), secara total terjadi sedikit penurunan kapasitas di wilayah Indonesia selama periode 2011-2030, terutama pada jenis pembangkit berbahan bakar minyak. Hal ini terjadi karena permintaan listrik menurun, akibat dari perilaku masyarakat yang cenderung berhemat menggunakan listrik pada harga BBM lebih mahal. Pada Kasus R90 ini laju pertumbuhan kapasitas pembangkit adalah sebesar 6,3% per tahun. Berikutnya untuk kasus T90 (pertumbuhan PDB 7%, harga minyak mentah 90 \$/barel), bila dibandingkan dengan R90 pengaruhnya pada proyeksi kapasitas pembangkit

cukup besar, yaitu adanya kenaikan kapasitas pembangkit sebagai akibat peningkatan aktivitas perekonomian nasional. Laju pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit pada kasus T90 adalah sebesar 7%, dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 143,1 GW tahun 2030 (lihat Gambar 9.12).



Gambar 9.12 Kapasitas pembangkit listrik nasional untuk setiap kasus

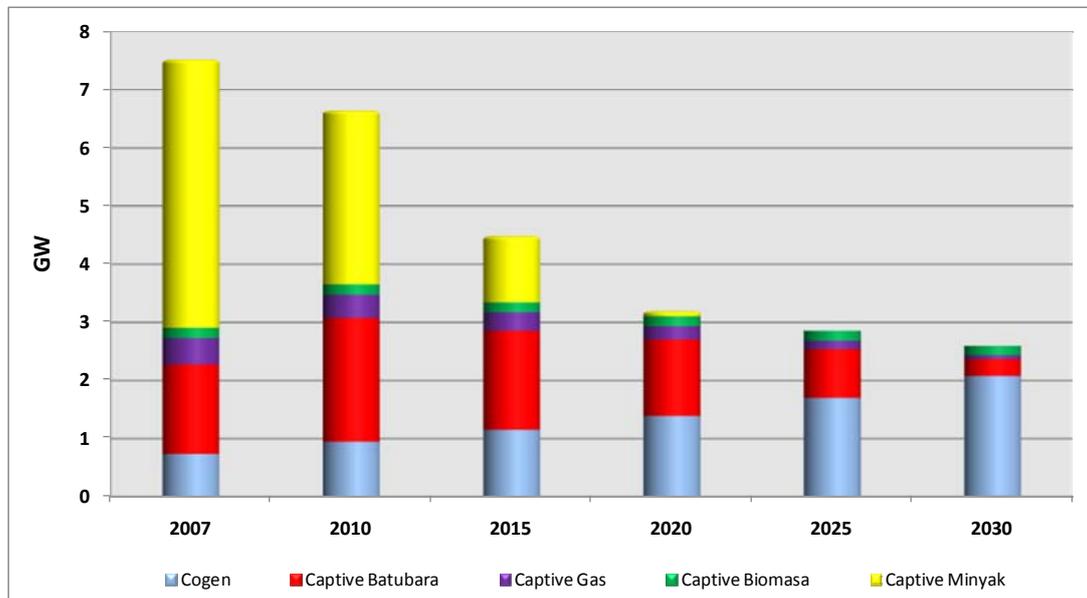
9.3.3 Kapasitas Terpasang *Captive Power*

Pada tahun 2007 kapasitas total *captive power* di Indonesia adalah sebesar 7,5 GW yang didominasi oleh pembangkit berbahan bakar minyak yang mempunyai pangsa sekitar 61,3%. Kemudian disusul dengan pembangkit berbahan bakar batubara dan gas (termasuk teknologi *cogeneration*), masing-masing dengan pangsa sebesar 20,5% dan 15,8%.

Berdasarkan hasil proyeksi tahun 2009-2030 pada kasus dasar, diperkirakan kapasitas *captive power* yang ada akan terus menurun dengan tingkat penurunan sebesar 4,8% per tahun. Pada tahun 2030, kapasitas total *captive power* diperkirakan akan turun menjadi 2,59 GW atau hanya 35,7% dari kapasitas pada tahun 2009 yaitu sebesar 7,3 GW. Penurunan ini sejalan dengan peningkatan kemampuan PLN dalam penyediaan kebutuhan listrik, sehingga pelanggan industri akan lebih mengandalkan suplai listrik dari PLN dengan biaya lebih rendah dibandingkan dengan membangkitkan sendiri. Gambar 9.13 menyajikan prakiraan kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus dasar (R60).

Pada tahun 2030, diperkirakan bahwa kapasitas pembangkit *captive* berbahan bakar minyak mengalami penurunan yang signifikan selama rentang waktu 2009-2020 dari 4,61 GW menjadi 0,09 GW. Kapasitas pembangkit *captive* berbahan bakar gas juga terus menurun dari tahun ke tahun, sementara itu penggunaan teknologi *cogeneration* cenderung meningkat selama rentang waktu 2009-2030 dengan pertumbuhan sebesar 4,2% per tahun. Hal ini menunjukkan adanya pengalihan dari penggunaan teknologi pembangkit biasa menjadi teknologi *cogeneration* yang memiliki efisiensi yang jauh lebih tinggi

karena dapat menghasilkan energi listrik dan energi panas secara simultan oleh suatu sistem dari satu sumber energi, sehingga dapat mengurangi emisi gas buang dan rugi-rugi dalam transmisi dan distribusi listrik.



Gambar 9.13 Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus dasar

Selanjutnya, kapasitas pembangkit *captive* berbahan bakar biomasa (limbah kayu) diperkirakan akan relatif konstan dari 0,18 GW (tahun 2009) menjadi 0,16 GW (tahun 2030) mengingat bahwa jenis pembangkit ini kurang dapat bersaing karena memiliki efisiensi yang rendah. Pada tahun 2030 diperkirakan pangsa terbesar dimiliki oleh pembangkit berbahan bakar gas (teknologi *cogeneration*) dengan pangsa sebesar 80,1% (2,08 GW).

Pada kondisi pertumbuhan PDB lebih tinggi dari pada kasus dasar (kasus T60), terjadi perbedaan yang cukup besar, dimana kenaikan total kapasitas pembangkit *captive power* mencapai 23,1% pada tahun 2030 sebagai akibat dari permintaan listrik yang lebih tinggi. Kenaikan ini terjadi pada pemakaian teknologi *cogeneration* yang meningkat sebesar 23,3% dibanding kasus dasar. Selain itu, kapasitas pembangkit berbahan bakar batubara diperkirakan lebih tinggi dibandingkan kasus dasar, yaitu 0,41 GW pada tahun 2030.

Pada pertumbuhan PDB yang sama (7%) dengan harga minyak tinggi (kasus T90), perubahan yang terjadi tidak terlalu signifikan. Total kapasitas pembangkit *captive* hanya turun sekitar 4,1% dibandingkan kasus T60. Demikian pula pada kasus pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak tinggi (R90), perubahan kapasitas dan konfigurasi pembangkit *captive power* tidak begitu signifikan apabila dibandingkan dengan kasus dasar, yang menunjukkan bahwa kenaikan harga minyak tidak terlalu signifikan pengaruhnya terhadap total kapasitas pembangkit *captive*. Secara umum, untuk semua kasus, diperkirakan selama 21 tahun kedepan *captive power* yang ada lebih banyak menggunakan bahan bakar gas dan batubara.

9.4 Produksi Listrik PLN dan Swasta (IPP)

9.4.1 Wilayah Jawa Bali

Produksi listrik wilayah Jawa Bali tahun 2000-2008 meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 5,6% per tahun, dari 74,92 TWh tahun 2000 menjadi 116,13 TWh tahun 2008. Produksi listrik tersebut tidak seluruhnya hasil pembangkitan sendiri, tetapi ada yang dibeli dari pembangkit swasta (IPP) dengan pangsa berkisar dari 11%-24%. Pada tahun 2008, produksi listrik yang berasal dari pembangkit berbahan bakar batubara adalah sekitar 39%, sedangkan yang berasal dari pembangkit berbahan bakar minyak dan gas berturut turut sebesar 21% dan 25%. Kemudian produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar energi terbarukan adalah sebesar 5%. Adapun pembangkit listrik berbasis hidro dapat memproduksi listrik sekitar 11% dari total produksi listrik PLN maupun IPP (lihat Tabel 9.10).

Tabel 9.10 Produksi listrik PLN dan IPP wilayah Jawa Bali (TWh)

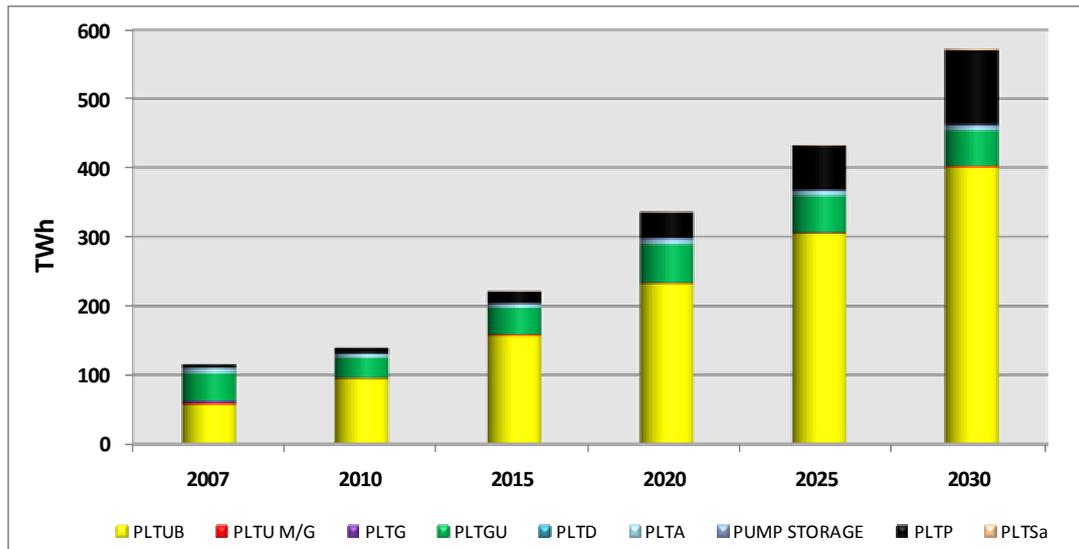
Tahun	Produksi Sendiri						Sewa PLTD	Sub Jumlah	Dibeli	Jumlah
	PLTA	PLTU	PLTG	PLTGU	PLTP	PLTD				
2000	6,31	34,78	0,49	22,29	2,65	0,11	0,000	66,62	8,30	74,92
2001	7,47	34,80	0,50	23,09	2,91	0,09	0,000	68,86	12,36	81,22
2002	5,98	34,28	1,09	24,27	3,06	0,11	0,000	68,79	17,67	86,46
2003	4,89	37,53	1,69	23,82	2,80	0,12	0,000	70,84	19,11	89,95
2004	5,43	37,03	2,15	25,48	2,99	0,08	0,009	73,16	22,24	95,40
2005	6,25	37,26	4,75	26,18	2,87	0,15	0,009	77,48	23,48	100,95
2006	4,68	42,96	3,47	25,69	2,98	0,12	0,003	79,91	24,87	104,78
2007	5,49	47,00	3,49	25,97	3,00	0,11	0,000	85,05	26,67	111,72
2008	5,74	46,21	3,93	30,40	3,07	0,21	0,000	89,57	26,57	116,13

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Proyeksi produksi listrik PLN dan IPP selama kurun waktu 21 tahun (2009-2030), berdasarkan kasus dasar (pertumbuhan PDB 5,5% per tahun dan harga minyak 60 \$/barel), akan tumbuh rata-rata sebesar 7,5% per tahun, dari 124,7 TWh pada tahun 2009 menjadi 572,6 TWh pada tahun 2030.

Dilihat dari komposisi produksi listrik yang dihasilkan, pada tahun 2010 produksi listrik yang berasal dari batubara mempunyai pangsa terbesar yaitu lebih dari 67% atau sebesar 93,8 TWh, sedangkan pangsa terkecil adalah listrik yang berasal dari energi terbarukan (panas bumi dan sampah rumah tangga) dan tenaga air yaitu masing-masing sekitar 6% (8 TWh) dan 5% (6,6 TWh). Kemudian untuk listrik yang berasal dari pembangkit berbahan bakar minyak dan gas, berturut turut sebesar 7,6% (10,5 TWh) dan 14% (19,7 TWh). Gambar 9.14 menyajikan prakiraan produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus dasar (R60).

Sejalan dengan peraturan Menteri ESDM mengenai pemanfaatan bahan bakar nabati, diantaranya biodiesel, pada tahun 2008 sudah mulai dihasilkan listrik dari pembangkit berbahan bakar biodiesel sekitar 0,03 TWh. Meskipun masih sangat kecil, diharapkan kedepan produksi listrik dari bahan bakar nabati tersebut meningkat terus hingga mencapai hasil yang signifikan.



Gambar 9.14 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar

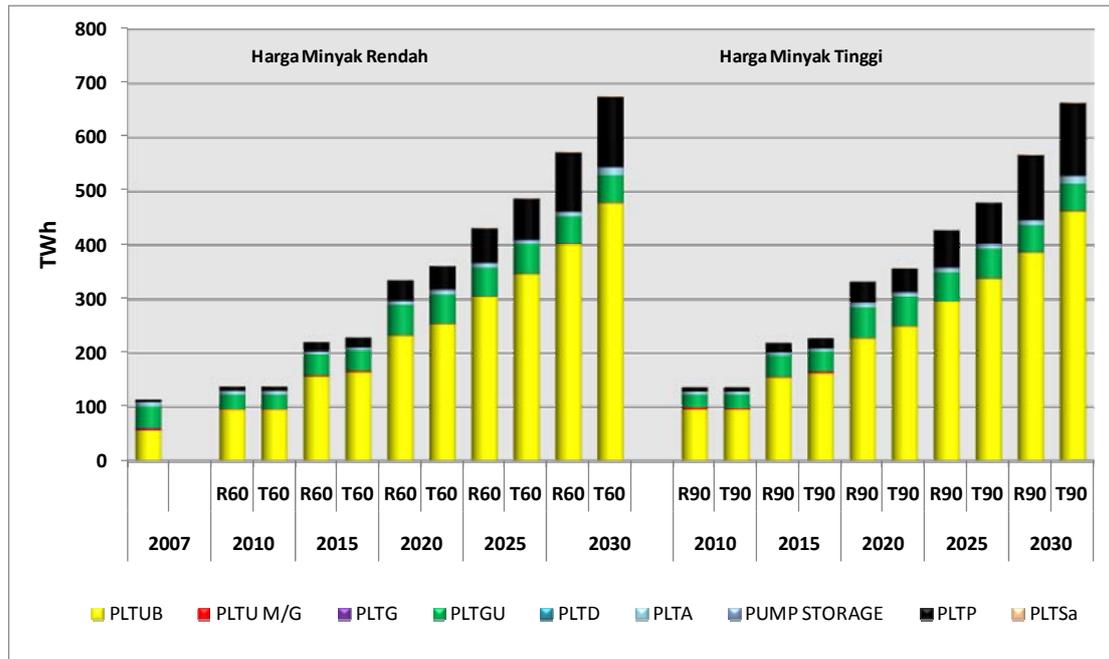
Pada tahun 2030 diperkirakan produksi listrik yang berasal dari batubara akan tetap lebih dominan dibanding dengan jenis lainnya, dengan pangsa hampir 70% (401 TWh). Berikutnya listrik dari energi terbarukan (panas bumi) yang mempunyai pangsa mendekati 19% (108,4 TWh). Sedangkan pangsa listrik yang berasal dari pembangkit berbasis hidro sangat kecil, sekitar 1% (6 TWh). Begitu juga dengan pangsa listrik dari pembangkit BBM, hanya sekitar 0,2% (1,2 TWh). Adapun produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas pangasanya jauh lebih tinggi dibanding pembangkit BBM, yaitu sekitar 9% (51,5 TWh). Terakhir adalah listrik dari pembangkit berbahan bakar biomasa (sampah rumah tangga), diperkirakan mempunyai pangsa 0,3% (1,6 TWh).

Untuk kasus harga minyak rendah (60 \$/bareil) dengan pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun), biasa disebut kasus T60, pengaruhnya cukup terlihat apabila kita melihat secara total terhadap seluruh listrik yang dihasilkan oleh pembangkit yang ada. Pada kasus T60 ini diprediksi terjadi peningkatan produksi listrik sekitar 5%-19% bila dibandingkan dengan kasus R60. Perubahan terjadi terutama pada produksi listrik yang berasal dari pembangkit berbahan bakar batubara dan panas bumi, mulai periode 2012-2030. Kenaikan produksi listrik tersebut sebagai akibat dari bertambahnya kapasitas pembangkit listrik, karena adanya peningkatan aktivitas perekonomian di semua sektor. Adapun laju pertumbuhan produksi listrik kasus T60 tersebut adalah sebesar 8,4% per tahun, dari 125 TWh tahun 2009 menjadi 677 TWh tahun 2030.

Selanjutnya pada kasus R90 (PDB 5,5%, minyak bumi 90 \$/bareil) terjadi sedikit penurunan produksi listrik, karena permintaan listrik menurun sebagai akibat makin mahalnya harga BBM. Laju pertumbuhannya selama kurun waktu 21 tahun adalah sebesar 7,5% per tahun, dari 125 TWh menjadi 568 TWh tahun 2030. Kemudian untuk kasus harga minyak yang sama namun pertumbuhan PDB lebih tinggi (kasus T90), produksi listrik meningkat dengan laju pertumbuhan dikisaran 8,3% per tahun sejalan dengan naiknya permintaan

listrik di semua sektor. Kebutuhan listrik yang meningkat tersebut dipicu oleh kenaikan pertumbuhan PDB nasional dari 5,5% per tahun menjadi 7% per tahun.

Untuk semua kasus, di wilayah Jawa Bali ini komposisi produksi listrik dari pembangkit batubara akan tetap mendominasi sedangkan listrik dari energi terbarukan, khususnya panas bumi, pemakaiannya akan meningkat secara signifikan. Perbandingan produksi tenaga listrik untuk setiap kasus di wilayah Jawa Bali disajikan pada Gambar 9.15.



Gambar 9.15 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus

9.4.2 Wilayah Sumatera

Produksi listrik di wilayah Sumatera selama kurun waktu 2000-2008 mengalami laju pertumbuhan sebesar 6,2% per tahun, dari 11,61 TWh tahun 2000 menjadi 18,35 tahun 2008 (lihat Tabel 9.11).

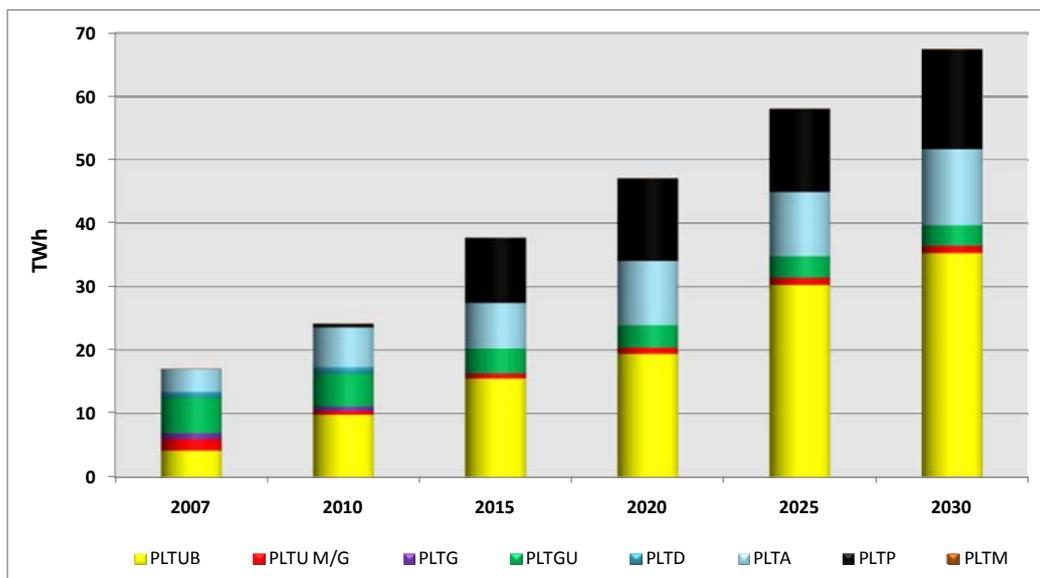
Tabel 9.11 Produksi listrik PLN dan IPP wilayah Sumatera (TWh)

Tahun	Produksi Sendiri					Sewa		Sub Jumlah	Dibeli	Jumlah
	PLTA	PLTU	PLTG	PLTGU	PLTD	PLTD	PLTG			
2000	1,41	3,65	0,47	3,64	2,25	0,19	0,00	11,61	0,05	11,66
2001	1,71	3,80	0,65	3,87	2,33	0,33	0,00	12,68	0,06	12,74
2002	1,73	3,85	0,94	4,15	2,33	0,41	0,00	13,41	0,18	13,59
2003	2,49	3,78	0,60	4,24	2,16	0,67	0,24	14,19	0,19	14,38
2004	2,35	3,79	0,83	4,81	1,94	0,93	0,43	15,08	0,45	15,53
2005	2,48	4,12	1,04	4,72	1,73	0,81	0,42	15,31	1,21	16,52
2006	2,95	3,82	1,30	4,89	1,76	0,69	0,20	15,61	2,23	17,83
2007	3,59	4,23	1,00	5,01	1,56	0,62	0,26	16,26	2,83	19,35
2008	3,49	5,21	1,12	4,93	1,46	1,99	0,15	18,35	2,81	21,16

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Pada tahun 2008, pangsa produksi listrik yang berasal dari batubara dan hidro adalah sama, yaitu dikisaran 22%, dengan besarnya produksi listrik yang dihasilkan berturut turut sebesar 4,1 TWh dan 4,2 TWh. Sedangkan besarnya produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas adalah sebesar 6,1 TWh (32%), lebih tinggi dibanding pembangkit berbahan bakar minyak yang sebesar 4,5 TWh (24%). Gambar 9.16 menunjukkan produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus dasar.

Pada tahun 2010 produksi listrik terbesar adalah dari pembangkit berbahan bakar batubara, sebesar 9,76 TWh atau sekitar 40% dari keseluruhan listrik yang dihasilkan di Sumatera. Berikutnya adalah dari pembangkit berbasis hidro, dengan pangsa sebesar 26,4% (6,41 TWh) . Kemudian untuk pembangkit berbahan bakar gas dapat menghasilkan listrik sekitar 5,35 TWh atau mempunyai pangsa 22%. Adapun pembangkit berbahan bakar minyak diperkirakan menghasilkan listrik 9,2% (2,24 TWh) dari total listrik yang dihasilkan. Sedangkan pembangkit energi terbarukan pada tahun 2010 ini sudah dapat memproduksi listrik sebesar 0,6 TWh atau hanya 2,3% dari keseluruhan produksi listrik wilayah Sumatera.



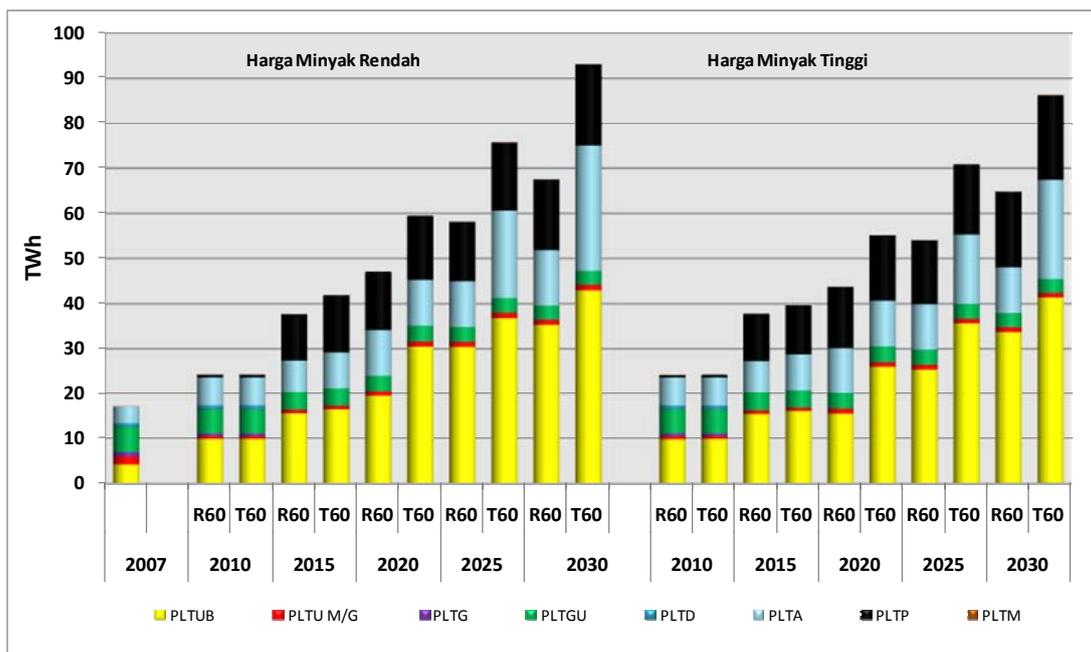
Gambar 9.16 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus dasar

Pada tahun 2030 komposisi produksi listrik berubah cukup signifikan. Diprediksi pada tahun tersebut produksi listrik di wilayah Sumatera akan didominasi oleh Pembangkit batubara (52%), pembangkit berbasis energi terbarukan atau PLTP (23%), dan pembangkit berbasis hidro atau PLTA (18%). Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas dan pembangkit berbahan bakar minyak hanya akan memproduksi listrik berturut turut sebesar 5% dan 2% dari total produksi listrik di Sumatera yang sebesar 67,6 TWh.

Dari sisi laju pertumbuhan, produksi listrik pada kasus T60 (PDB 7% per tahun dan harga minyak mentah 60\$/barel) diprediksi mempunyai pertumbuhan lebih tinggi selama kurun waktu 2009-2030 dibanding kasus dasar, yaitu

sebesar 7,5% per tahun, dari 20,61 TWh tahun 2009 menjadi 93,3 TWh tahun 2030. Dengan pertumbuhan PDB sebesar 7% akan memacu aktivitas perekonomian di segala bidang, pada akhirnya tingkat permintaan listrik masyarakatpun akan meningkat. Dengan demikian untuk memenuhi kebutuhan listrik yang meningkat tersebut, produksi listrik di wilayah Sumatera ini naik cukup signifikan, dikisaran 20%-30%.

Produksi listrik pada kasus R90 (PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 90\$/barel) hanya mempunyai laju pertumbuhan sekitar 5,6% per tahun, dari 20,6 TWh tahun 2009 menjadi 64,8 TWh tahun 2030. Dengan makin mahalnnya harga BBM, akan menurunkan tingkat permintaan listrik masyarakat, pada akhirnya akan mempengaruhi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit di wilayah Sumatera ini. Selanjutnya pada kasus T90, bila dibandingkan dengan kasus R90, produksi listrik diprediksi akan meningkat dengan laju pertumbuhan sekitar 7,1% per tahun, terutama produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar batubara dan panas bumi. Meningkatnya produksi listrik tersebut adalah untuk memenuhi kenaikan permintaan listrik masyarakat, sebagai akibat laju pertumbuhan perekonomian yang naik dari 5,5% per tahun menjadi 7% per tahun. Perbandingan produksi tenaga listrik pada berbagai macam kasus di wilayah Sumatera disajikan pada Gambar 9.17.



Gambar 9.17 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk setiap Kasus

9.4.3 Wilayah Kalimantan

Produksi listrik PLN dan Swasta (IPP) wilayah Kalimantan selama kurun waktu tahun 2000-2008 tumbuh sebesar 7,5% per tahun, dari 2,84 TWh menjadi 5,1 TWh. Pada tahun 2008, produksi listrik yang berasal dari pembangkit berbahan bakar minyak masih mendominasi, yaitu mempunyai pangsa sebesar 63,7% (3,23 TWh). Sedangkan listrik yang dihasilkan dari pembangkit batubara

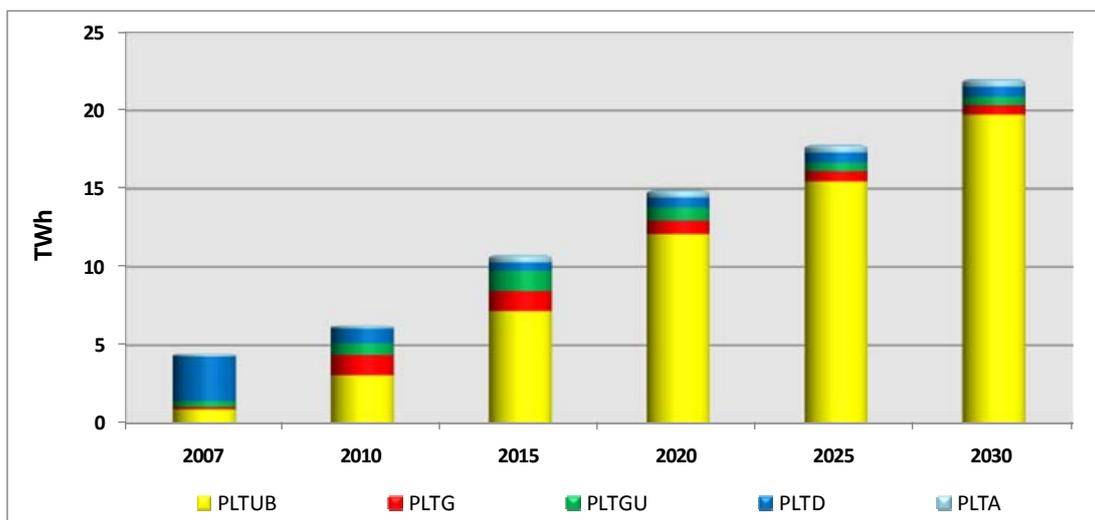
adalah sebesar 0,91 TWh (18%), masih lebih tinggi dibanding pembangkit berbahan bakar gas (15%) maupun PLTA (3,2%). Pada tahun 2010, produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar batubara pangannya naik menjadi 49% (3,1 TWh), sedangkan listrik dari pembangkit berbahan bakar minyak pangannya turun menjadi 36% (2,26 TWh). Kemudian untuk pembangkit berbahan bakar gas dapat memproduksi listrik sebesar 0,74 TWh atau mempunyai pangsa 11,9%. Sisanya diisi oleh pembangkit berbasis hidro yang dapat memproduksi listrik 0,17 TWh (2,7%).

Tabel 9.12 Produksi listrik PLN dan swasta (IPP) wilayah Kalimantan (TWh)

Tahun	Produksi Sendiri						Sewa		Sub Jumlah	Dibeli	Jumlah
	PLTA	PLTU	PLTG	PLTGU	PLTD	PLTMG	PLTD	PLTG			
2000	0,16	0,00	0,27	0,47	1,56	0,00	0,34	0,00	2,79	0,05	2,84
2001	0,23	0,74	0,23	0,41	1,43	0,00	0,32	0,00	3,35	0,04	3,39
2002	0,11	0,87	0,13	0,38	1,54	0,00	0,59	0,00	3,61	0,09	3,66
2003	0,13	0,81	0,14	0,35	1,41	0,00	0,86	0,09	3,79	0,06	3,84
2004	0,11	0,80	0,07	0,41	1,47	0,08	0,90	0,16	4,00	0,09	4,09
2005	0,08	0,88	0,07	0,37	1,62	0,05	0,92	0,21	4,21	0,09	4,31
2006	0,11	0,97	0,11	0,34	1,71	0,12	1,07	0,00	4,42	0,09	4,52
2007	0,17	0,93	0,13	0,40	1,81	0,12	0,95	0,16	4,66	0,13	4,79
2008	0,16	0,91	0,15	0,40	1,71	0,11	1,26	0,16	4,86	0,21	5,07

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

Pada tahun 2030 produksi listrik yang berasal dari pembangkit batubara diprediksi akan naik drastis mencapai pangsa melebihi 89%. Sedangkan pembangkit berbahan bakar minyak masih tetap pegang peranan untuk memproduksi listrik, dengan pangsa 5,7%, lebih tinggi dibanding listrik dari pembangkit berbahan bakar gas (2,5%). Pangsa terkecil adalah listrik yang dihasilkan PLTA, hanya 2,2% dari keseluruhan produksi listrik wilayah Kalimantan.

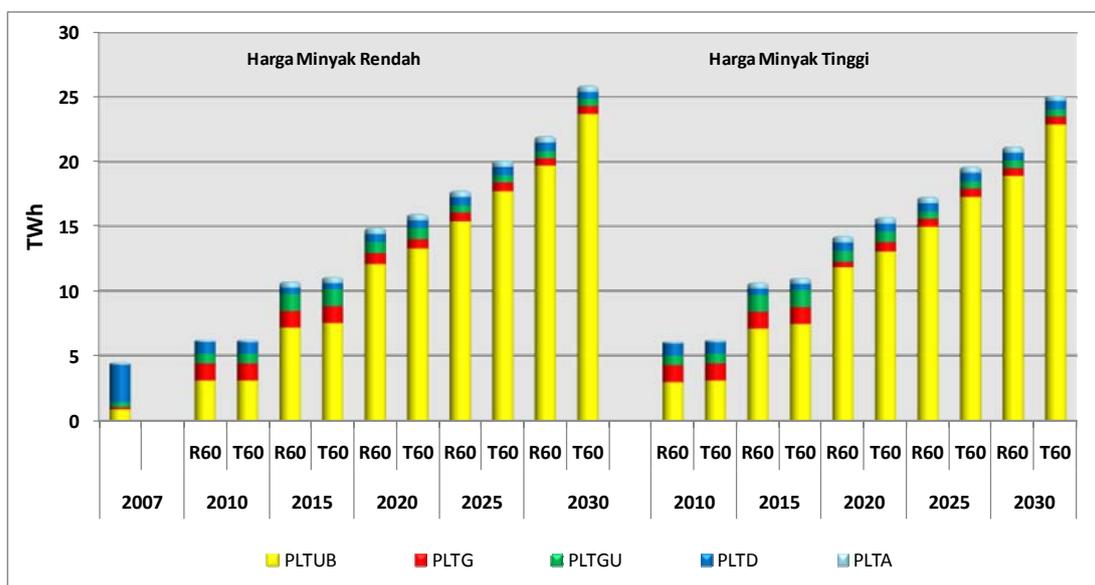


Gambar 9.18 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus dasar (R60)

Pada kasus T60, terjadi peningkatan produksi listrik 5%-17%, terutama setelah periode 2012, dengan laju pertumbuhan sebesar 8,8% selama kurun waktu 21 tahun. Laju pertumbuhan tersebut lebih tinggi dibanding kasus R60 yang

sebesar 8% per tahun. Naiknya produksi listrik tersebut didorong oleh permintaan listrik yang cukup kuat, sebagai imbas dari meningkatnya pertumbuhan perekonomian nasional.

Kemudian untuk kasus R90, dilihat dari total produksi, laju pertumbuhan produksi listriknya adalah terendah dari pada kasus lain, sekitar 7,8% per tahun. Pada kasus ini diprediksi ada sedikit penurunan produksi listrik, karena permintaan listrik terpengaruh oleh mahalnya harga BBM. Sedangkan pada kasus T90, permintaan listrik masyarakat meningkat, sejalan dengan makin bergairahnya perekonomian, meskipun masih dibayangi oleh mahalnya harga BBM. Pada kasus T90 tersebut produksi listrik naik dikisaran 8%-20% dibanding kasus R90, terutama setelah periode 2011, dengan laju pertumbuhan sebesar 8,7% per tahun. Perbandingan produksi tenaga listrik untuk setiap kasus disajikan pada Gambar 9.19.



Gambar 9.19 Produksi Listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk setiap kasus

9.4.4 Wilayah Pulau Lainnya

Produksi listrik di wilayah pulau lainnya selama kurun waktu 2000-2008 mengalami laju pertumbuhan sebesar 8,84% per tahun, dari 3,906 TWh pada tahun 2000 menjadi 7,068 pada tahun 2008, dengan proporsi hasil pembangkitan sendiri berkisar antara 74,5% hingga 81,2%.

Pada tahun 2008, pangsa produksi listrik masih didominasi oleh pembangkit berbahan bakar minyak, yaitu PLTD (produksi sendiri dan sewa) sebesar 3,464 TWh atau 49,02% dari total produksi listrik, kemudian disusul dengan pembangkit berbasis hidro sebesar 1,347 TWh (19,06%).

Hasil proyeksi produksi listrik pada kasus dasar menunjukkan bahwa pada tahun 2010, PLTU batubara mulai menggeser pangsa produksi PLTD dengan pangsa sebesar 32,1% atau sekitar 2,66 TWh, sedangkan PLTD memproduksi

listrik sebesar 2,04 TWh atau 24,6%. Berikutnya adalah dari pembangkit berbahan bakar gas (PLTGU) dan pembangkit berbasis hidro (PLTA dan PLTM), dengan pangsa masing-masing sebesar 23,3% (1,93 TWh) dan 17,9% (1,49 TWh). Sedangkan pembangkit berbasis panas bumi pada tahun 2010 ini baru dapat memproduksi listrik sebesar 0,07 TWh atau hanya 0,9% dari keseluruhan produksi listrik wilayah pulau lainnya. Terakhir adalah listrik dari pembangkit listrik tenaga angin, diprediksi sudah dapat menghasilkan listrik namun masih belum signifikan, hanya sebesar 0,02% dari keseluruhan listrik yang dihasilkan.

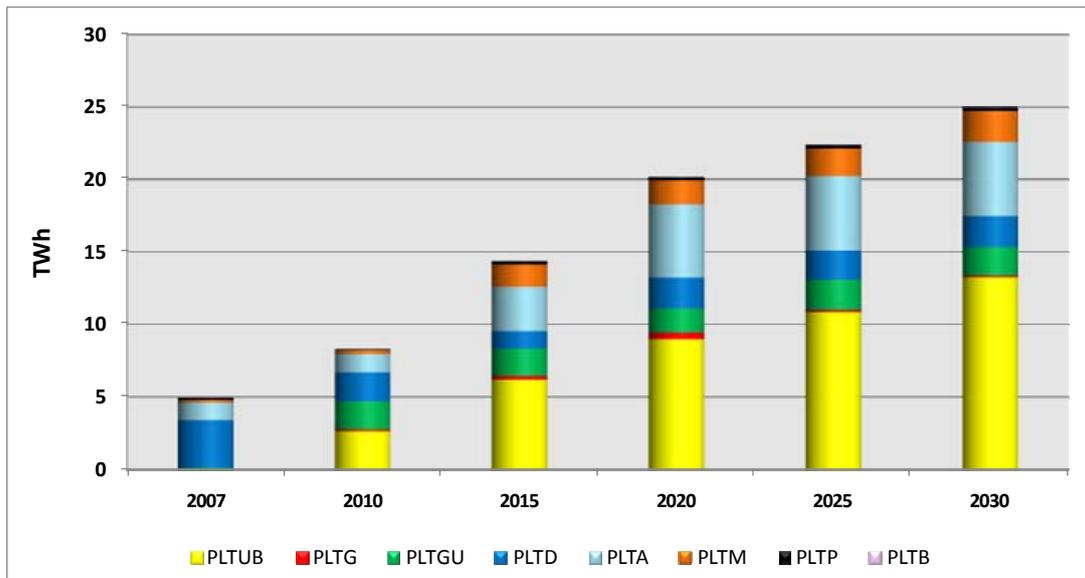
Tabel 9.13 Produksi listrik PLN dan IPP wilayah pulau lainnya (TWh)

Tahun	Produksi Sendiri					Sewa	Sub Jumlah	Dibeli	Jumlah
	PLTA	PLTU	PLTG	PLTP	PLTD	PLTD			
2000	1,227	0,000	0,027	0,000	1,756	0,163	3,173	0,733	3,906
2001	1,248	0,036	0,085	0,074	1,905	0,119	3,466	0,840	4,307
2002	1,016	0,035	0,073	0,131	2,006	0,219	3,481	1,168	4,649
2003	0,959	0,057	0,061	0,155	1,853	0,579	3,664	1,180	4,843
2004	1,057	0,020	0,131	0,158	1,928	0,650	3,945	1,277	5,222
2005	1,019	0,003	0,182	0,135	2,202	0,738	4,279	1,309	5,588
2006	1,013	0,014	0,156	0,166	2,334	0,842	4,524	1,457	5,981
2007	1,385	0,047	0,115	0,191	2,250	1,004	4,991	1,572	6,564
2008	1,347	0,017	0,120	0,319	2,323	1,141	5,268	1,801	7,068

Sumber: Statistik PLN 2000-2008

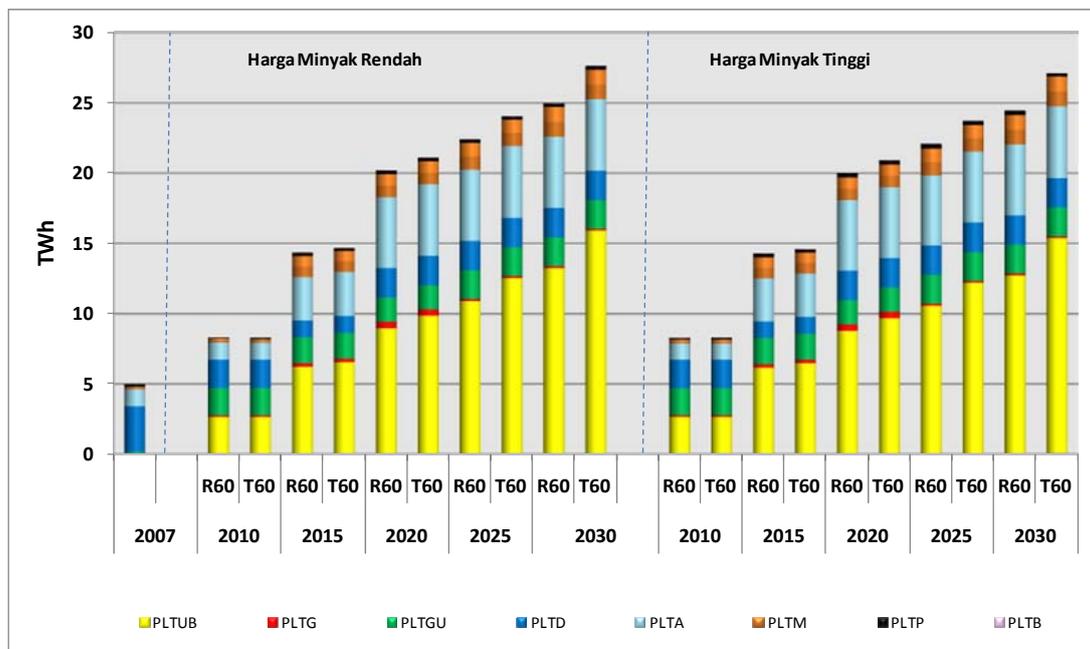
Pada tahun 2030 komposisi produksi listrik tidak berubah secara signifikan. Pembangkit batubara diprediksi akan semakin mendominasi produksi listrik di wilayah pulau lainnya dengan produksi sebesar 13,25 TWh (53,1%), kemudian disusul oleh pembangkit berbasis hidro (PLTA dan PLTM) sebesar 7,19 TWh (28,7%). Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas (PLTGU) dan pembangkit berbahan bakar minyak (PLTD) hanya akan memproduksi listrik masing-masing sebesar 8,4% dan 8,2% dari total produksi listrik wilayah pulau lainnya. Kemudian untuk pembangkit berbahan bakar energy terbarukan, seperti panas bumi dan pembangkit listrik tenaga angin, pangsaanya dalam hal produksi listrik masih cukup kecil dibanding jenis pembangkit lainnya, berturut-turut sebesar 1,1% dan 0,1%. Secara keseluruhan, produksi listrik di wilayah pulau lainnya mengalami pertumbuhan sebesar 6,1% per tahun selama kurun tahun 2009-2030.

Pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barel (kasus T60), terjadi peningkatan produksi listrik bila dibandingkan dengan kasus R60, yaitu sekitar 10,6%. Kenaikan ini terjadi pada pembangkit berbahan bakar batubara yang mengalami pertumbuhan sebesar 23,1% per tahun dengan produksi listrik sebesar 15,91 TWh pada tahun 2030, sedangkan untuk jenis pembangkit lain relatif sama dengan kasus dasar. Total produksi listrik pada kasus T60 untuk wilayah pulau lainnya meningkat dari 7,2 TWh (tahun 2009) menjadi 27,7 TWh (tahun 2030) atau mengalami pertumbuhan tertinggi bila dibandingkan dengan kasus lainnya, yaitu sebesar 6,6% per tahun.



Gambar 9.20 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar

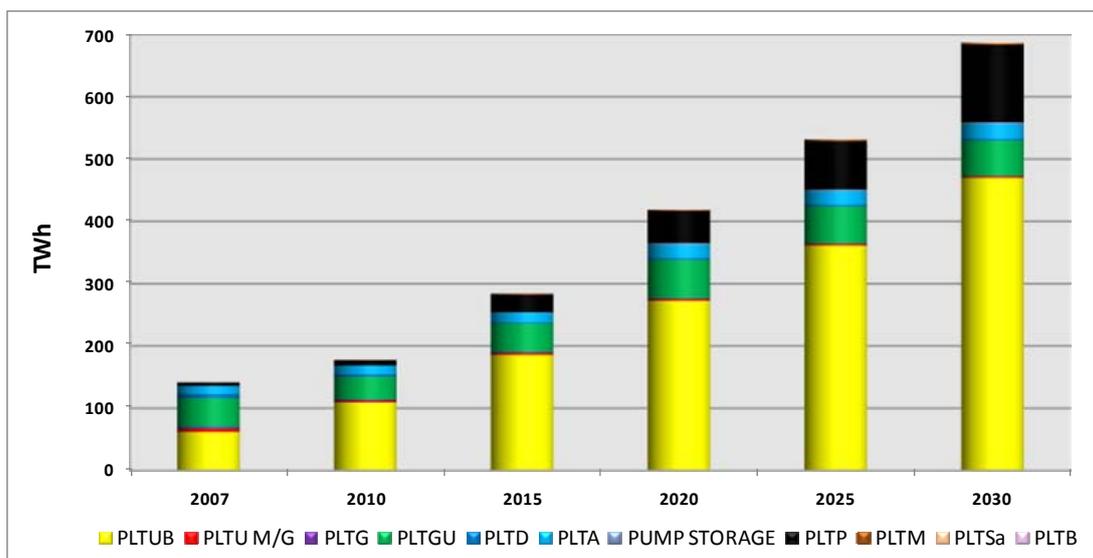
Pada kasus R90 (PDB 5,5% per tahun dan harga minyak mentah 90\$/barell) mempunyai laju pertumbuhan paling rendah dibanding kasus lainnya, sekitar 6% per tahun menjadi 24,5 TWh pada tahun 2030. Sedangkan untuk kasus dengan pertumbuhan PDB tinggi (7%/tahun) dengan harga minyak yang juga tinggi (90\$/barell), atau biasa disebut kasus T90, laju pertumbuhannya sebesar 6,5% per tahun menjadi 27,1 TWh tahun 2030. Laju pertumbuhan yang lebih besar tersebut terjadi karena meningkatnya permintaan listrik di semua sektor, sebagai akibat dari naiknya aktivitas perekonomian masyarakat (lihat Gambar 9.21).



Gambar 9.21 Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk setiap kasus

9.4.5 Nasional

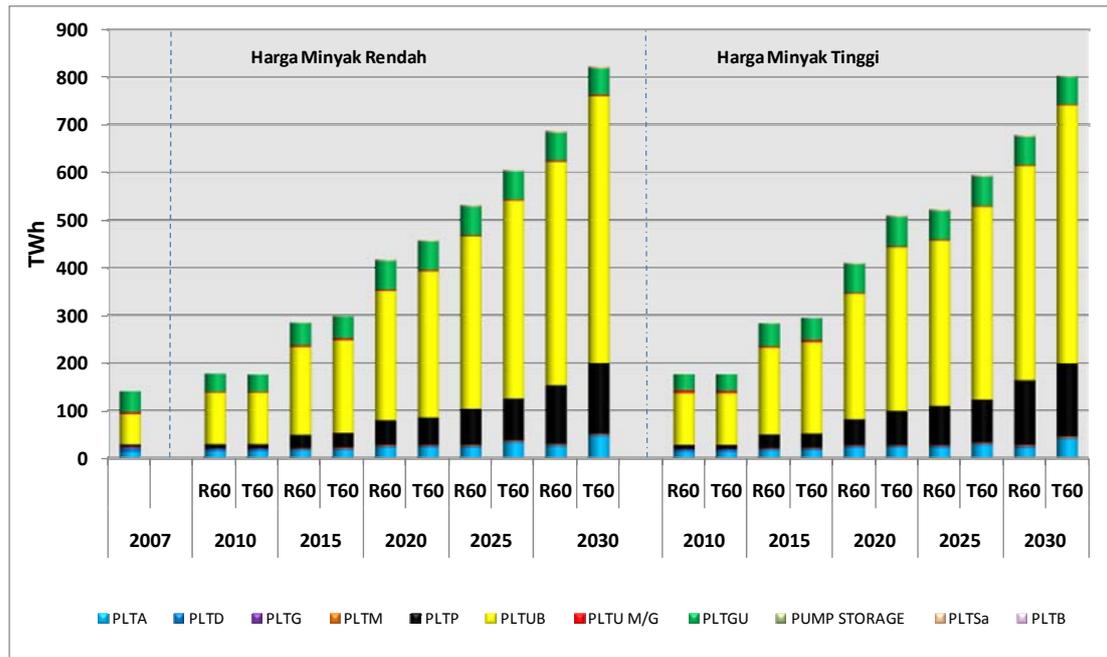
Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) selama rentang waktu 21 tahun (2009 - 2030) akan tumbuh sebesar 7,3% per tahun, dari 156,9 TWh tahun 2009 menjadi 687 TWh tahun 2030. Selama kurun kurun waktu 21 tahun tersebut, produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar batubara akan tetap mendominasi, dimana pangsaanya berkisar dari 48%-68%. Sedangkan pangsa pembangkit berbasis panas bumi akan naik dari 5% tahun 2009 menjadi 18% tahun 2030. Untuk listrik yang dihasilkan dari energy terbarukan lainnya, seperti pembangkit berbahan bakar biomasa (sampah) dan pembangkit listrik tenaga angin, pangsaanya selama masa periode studi masih sangat kecil, dibawah 1%. Gambaran selengkapnya dari konfigurasi produksi listrik nasional, disajikan pada Gambar 9.22.



Gambar 9.22 Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus dasar

Pada kasus T60, terjadi peningkatan produksi listrik 5%-20%, terutama setelah periode 2012, dengan laju pertumbuhan sebesar 8% selama kurun waktu 21 tahun. Laju pertumbuhan tersebut lebih tinggi dibanding kasus R60 yang sebesar 7,3% per tahun. Naiknya produksi listrik tersebut didorong oleh permintaan listrik yang cukup kuat, sebagai imbas dari meningkatnya pertumbuhan perekonomian nasional.

Kemudian untuk kasus R90, dilihat dari total produksi, laju pertumbuhan produksinya adalah terendah dari pada kasus lain, sekitar 7,2% per tahun. Pada kasus ini diprediksi ada sedikit penurunan produksi listrik, karena permintaan listrik terpengaruh oleh mahalnya harga BBM. Sedangkan pada kasus T90, permintaan listrik masyarakat meningkat, sejalan dengan makin bergairahnya perekonomian, meskipun masih dibayangi oleh mahalnya harga BBM. Pada kasus T90 tersebut produksi listrik naik dikisaran 5%-18% dibanding kasus R90, terutama setelah periode 2011, dengan laju pertumbuhan sebesar 8,1% per tahun. Perbandingan produksi tenaga listrik nasional untuk setiap kasus disajikan pada Gambar 9.23.



Gambar 9.23 Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk setiap kasus

9.5 Produksi Listrik *Captive Power*

Hasil proyeksi untuk kasus dasar pada tahun 2009 produksi listrik *captive power* di Indonesia adalah sebesar 18,5 TWh yang didominasi oleh pembangkit berbahan bakar batubara (63,6%), kemudian disusul oleh pembangkit berbahan bakar gas (28%), sedangkan pembangkit berbahan bakar minyak kurang dapat bersaing. Pada tahun 2030 diperkirakan produksi listrik dari pembangkit *captive* sedikit menurun menjadi 16,9 TWh. Hampir seluruh jenis pembangkit *captive* mengalami penurunan, kecuali produksi listrik dari teknologi *cogeneration* yang terus meningkat dengan pertumbuhan 6,3% per tahun. Sehingga secara total, produksi listrik pembangkit *captive* tidak mengalami penurunan secara signifikan. Pada tahun 2030, pangsa produksi listrik terbesar dihasilkan dari pembangkit berbahan bakar gas yaitu sebesar 83,6% (produksi listrik sebesar 14,1 TWh), sedangkan pangsa pembangkit berbahan bakar batubara mengalami penurunan menjadi 8,8%.

Apabila pertumbuhan PDB lebih tinggi diterapkan, pengaruhnya terlihat dari naiknya produksi listrik total *captive power* sekitar 8% dibandingkan kasus dasar menjadi 18,2 TWh pada tahun 2030. Kenaikan produksi dihasilkan oleh pembangkit berbahan bakar gas dan batubara, masing-masing sebesar 11,2% dan 14,9% dibandingkan kasus dasar.

Pada kasus dengan harga minyak tinggi (kasus R90 dan T90), perubahan yang terjadi tidak terlalu signifikan jika dibandingkan dengan kasus harga minyak rendah. Total produksi listrik pada kasus harga minyak tinggi turun sekitar

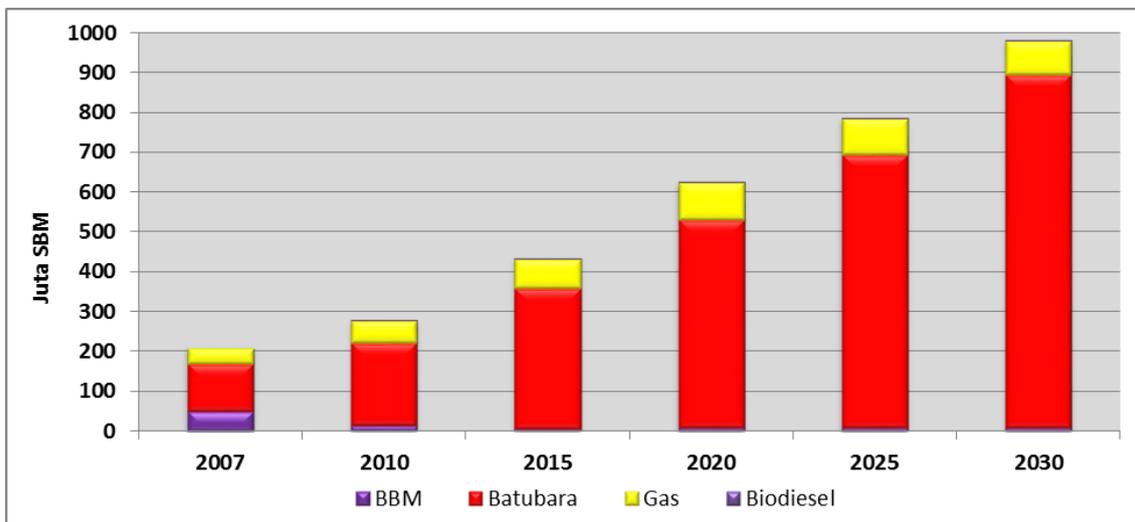
3,3-5,2% dibandingkan kasus harga minyak rendah, dengan konfigurasi yang relatif sama.

9.6 Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit

9.6.1 Pembangkit PLN dan IPP

Konsumsi bahan bakar pembangkit listrik PLN dan IPP pada tahun 2009 untuk kasus R60 (harga minyak mentah 60 \$/barell dan pertumbuhan PDB 5,5% per tahun) didominasi oleh bahan bakar batubara dengan pangsa sekitar 52% atau lebih dari 143 juta SBM, kemudian diikuti oleh bahan bakar gas dan minyak dengan pangsa masing masing sebesar 20% atau sebesar 54,4 juta SBM dan 17% (47 juta SBM), sedangkan sisanya diisi oleh hidro (6%) dan panas bumi (5%).

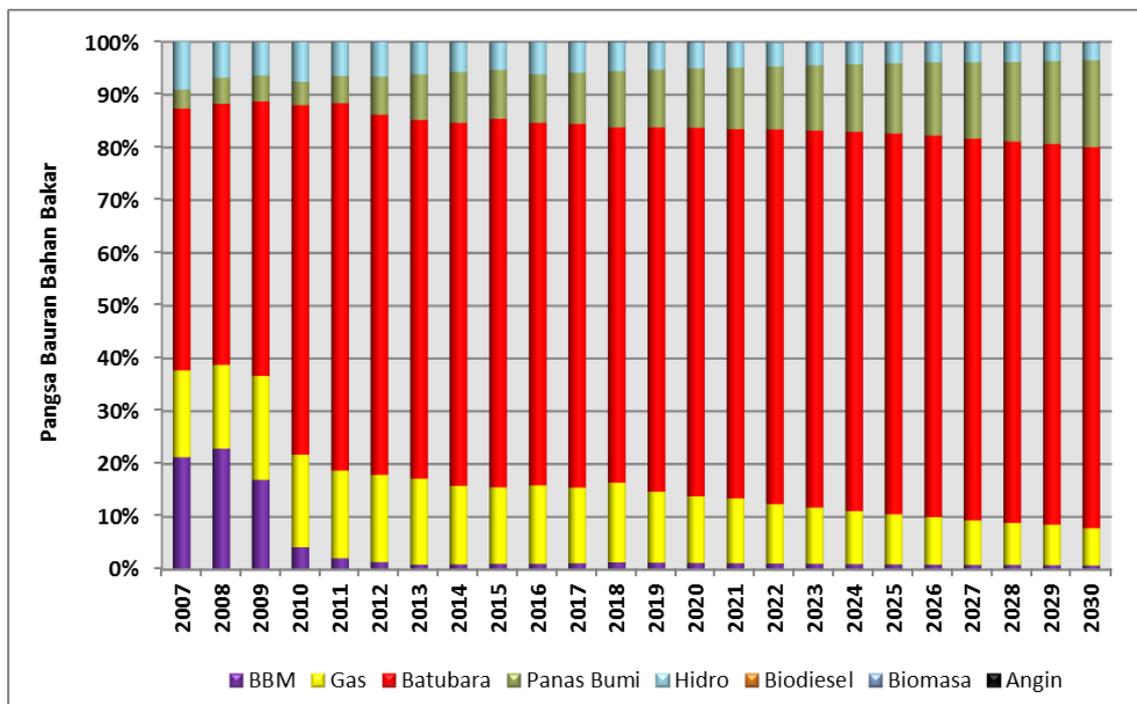
Khusus mengenai pemanfaatan bahan bakar fosil, pada tahun 2009 tersebut konsumsinya adalah sebesar 245,4 juta SBM dan meningkat menjadi 979,8 juta SBM pada akhir periode studi atau tumbuh sebesar 6,8% per tahun. Penggunaan bahan bakar fosil ini diprediksi selama masa periode studi didominasi oleh batubara. Adapun penggunaan bahan bakar nabati untuk pembangkit listrik, khususnya biodiesel, mulai digunakan pada tahun 2008 sebesar 0,042 juta SBM. Nilai tersebut merupakan 0,1% dari seluruh penggunaan minyak solar untuk pembangkit listrik, sesuai dengan pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel yang dicanangkan pemerintah. Pada tahun 2030 diperkirakan konsumsi biodiesel tersebut akan mencapai 0,3 juta SBM atau tumbuh sebesar 5% per tahun. Gambar 9.24 menyajikan prakiraan konsumsi bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP sesuai kasus dasar (R60).



Gambar 9.24 Konsumsi bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar

Pada tahun 2010 diperkirakan beberapa pembangkit program pembangkit berbahan bakar batubara 10 GW tahap pertama mulai beroperasi dan hal ini akan merubah komposisi bahan bakar yang dibutuhkan. Jenis bahan bakar batubara misalnya, pangsa akan naik menjadi lebih dari 66% atau sebesar

208 juta SBM. Sedangkan konsumsi bahan bakar minyak pangasanya turun drastis menjadi sekitar 4% (13,4 juta SBM) dan bahan bakar gas mempunyai pangsa dikisaran 18% (55 juta SBM). Kemudian pemanfaatan panas bumi pada tahun yang sama akan mencapai 4%, masih lebih rendah dibanding peranan hidro untuk pembangkit yang mencapai 7%. Pada tahun 2030 diproyeksikan konsumsi bahan bakar batubara akan lebih mendominasi konsumsi bahan bakar pembangkit, baik PLN maupun IPP, dengan pangsa melebihi 72% (883,7 juta SBM). Bahan bakar gas, karena keterbatasan pasokan, pemanfaatannya hanya sebesar 7%, jauh lebih rendah dari panasbumi yang dapat mencapai 16,5%. Sedangkan pemanfaatan hidro untuk pembangkit pada tahun 2030 tersebut diperkirakan sekitar 3% dari keseluruhan bahan bakar yang digunakan. Adapun konsumsi bahan bakar minyak diprediksi tidak lebih dari 1%. Untuk pemanfaatan energy terbarukan lainnya, seperti biomasa (sampah rumah tangga) dan angin, pangasanya masih sangat kecil, hanya sebesar 0,3%. Gambar 9.25 menyajikan bauran konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar.



Gambar 9.25 Bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar

Pada kasus T60 (pertumbuhan PDB 7% per tahun dan harga minyak tetap 60 \$/barel), dampak yang terjadi terhadap perubahan komposisi bahan bakar yang dibutuhkan oleh pembangkit listrik terlihat dengan nyata, bila dibandingkan dengan R60. Perubahan terjadi pada penggunaan batubara dan panas bumi, terutama setelah tahun 2010. Perubahan yang terlihat adalah kenaikan pemanfaatan panas bumi dan konsumsi batubara sekitar 5%-19%.

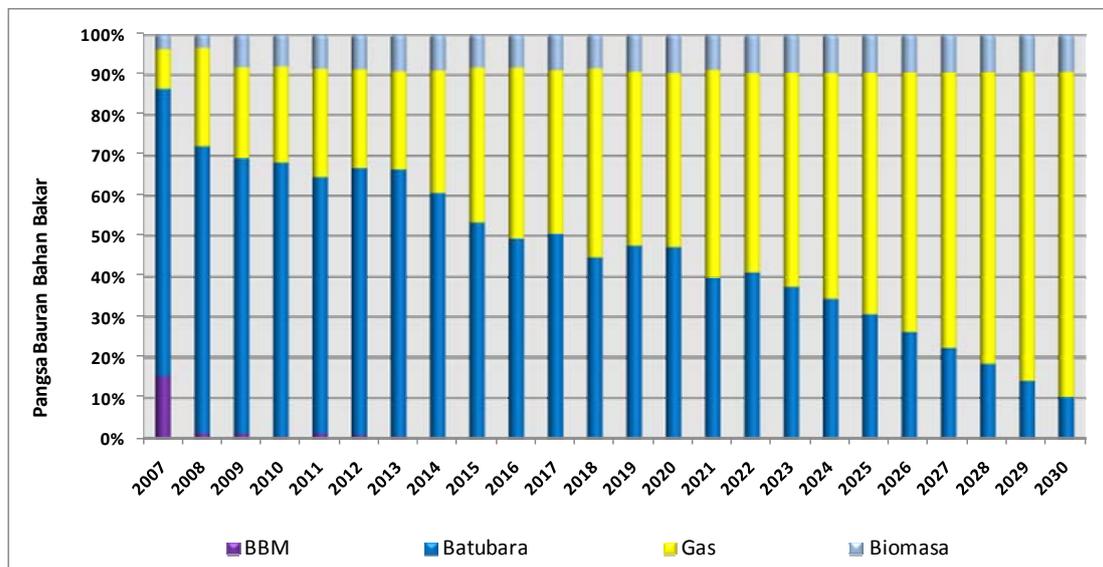
Selanjutnya untuk kasus R90, terjadi sedikit perubahan pada penggunaan bahan bakar minyak dan terlihat adanya kenaikan pemanfaatan panas bumi, terutama periode 2012-2030. Kemudian pada kasus T90 (PDB 7% per tahun,

minyak mentah 90\$/barel) konsumsi bahan bakar fosil maupun penggunaan energi terbarukan meningkat dibanding kasus R90. Untuk penggunaan batubara pemanfaatannya meningkat sekitar 9%-20%. Begitu juga untuk energi terbarukan, pemanfaatannya naik dikisaran 4%-13% dibanding kasus R90. Hal ini terjadi sebagai konsekuensi dari meningkatnya produksi listrik nasional, untuk memenuhi kenaikan permintaan listrik masyarakat.

Secara keseluruhan, pada akhir periode studi (2030), pangsa terbesar konsumsi bahan bakar untuk pembangkit adalah untuk penggunaan batubara (70%-72%) dan pemanfaatan panas bumi (16%-18%). Hal ini terjadi pada semua kasus, baik itu R60, R90, T60, maupun T90.

9.6.2 *Captive Power*

Konsumsi total bahan bakar *captive power* pada tahun 2009 untuk kasus dasar adalah sebesar 35,5 juta SBM, dengan pemakaian jenis bahan bakar didominasi oleh batubara dan gas, masing-masing sebesar 68,2% dan 22,7%. Kemudian disusul oleh biomasa dengan 7,9%, sedangkan bahan bakar minyak hanya memiliki porsi yang sangat kecil. Pada tahun 2030 diproyeksikan konsumsi total bahan bakar *captive power* menurun menjadi 29,9 juta SBM, dengan dominasi pemakaian bahan bakar beralih menjadi gas dengan pangsa sebesar 80,7% (lihat Gambar 9.26). Sedangkan pangsa bahan bakar batubara menurun menjadi 10,2%. Penggunaan bahan bakar gas yang tinggi ini diakibatkan oleh penggunaan teknologi *cogeneration* yang terus meningkat.



Gambar 9.26 Bauran bahan bakar pembangkit *captive power* untuk kasus dasar

Pada kasus pertumbuhan PDB tinggi dengan harga minyak yang sama (kasus T60), secara umum ada kenaikan konsumsi bahan bakar sekitar 10,8% dengan komposisi penggunaan bahan bakar gas yang lebih tinggi dibanding kasus dasar, sedangkan bahan bakar biomasa mengalami sedikit penurunan. Sementara itu, pada kasus dengan harga minyak tinggi, penurunan konsumsi

bahan bakar tidak signifikan, yaitu sekitar 4,4% dengan pangsa penggunaan bahan bakar gas yang sedikit menurun.

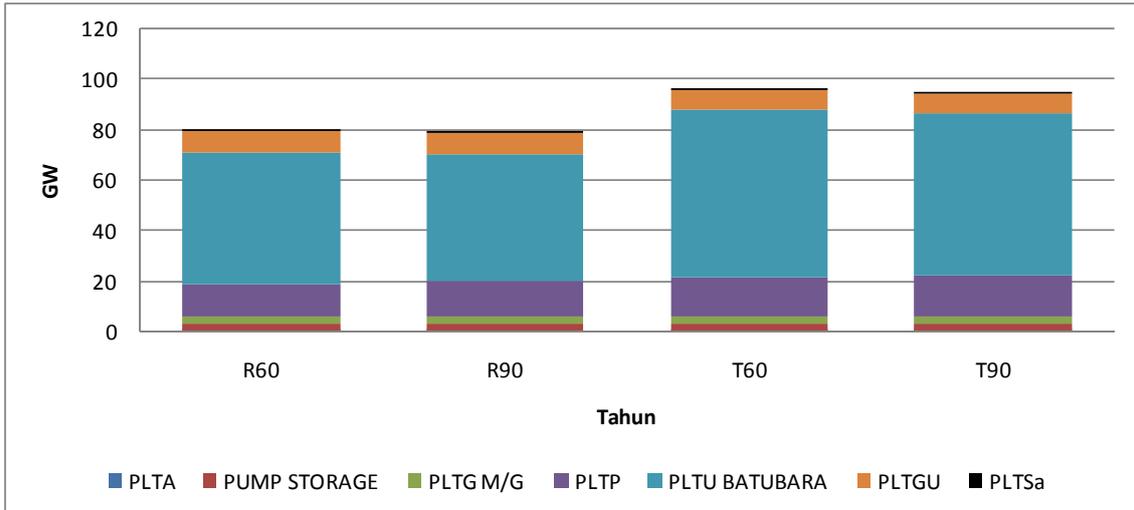
9.7 Tambahan Kapasitas Pembangkit

9.7.1 Wilayah Jawa Bali

Teknologi pembangkit yang paling dominan dalam penambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan selama rentang waktu 2007-2014 pada kasus dasar (R60) adalah PLTU berbahan bakar batubara, dengan pangsa dikisaran 80% atau total penambahan kapasitas sebesar 17,3 GW. Biaya investasi yang dibutuhkan untuk penambahan PLTU batubara tersebut adalah sebesar 19,1 miliar dolar. Teknologi pembangkit lain adalah PLTP yang diperkirakan dapat menyumbang tambahan kapasitas total sebesar 1,36 GW (6%) selama kurun waktu tersebut, dan biaya investasi yang dibutuhkan adalah sebesar 1,7 miliar dolar. Selain itu diperkirakan akan ada penambahan kapasitas dari PLTGU gas sebesar 2,68 GW atau mempunyai pangsa sebesar 12% dari keseluruhan penambahan kapasitas pembangkit. Biaya investasi yang diperlukan untuk pembangunan PLTGU tersebut adalah sebesar 2,2 miliar dolar. Kemudian pada tahun 2014 juga diperkirakan teknologi pump storage sudah beroperasi dengan kapasitas total 1 GW di wilayah Jawa bagian barat, dan dibutuhkan biaya investasi sekitar 860 juta dolar .

Selanjutnya selama kurun waktu 2015-2030 diproyeksikan PLTU berbahan bakar batubara akan tetap mendominasi dengan pangsa sebesar 62% (35,1 GW), diikuti kemudian oleh pembangkit energi terbarukan (PLTP) sebesar 20% (11,5 GW) dan teknologi PLTGU sebesar 9% (5,25 GW). Sedangkan sisanya diisi oleh PLTG sebesar 4,6% (2,6 GW), PLTA *pump storage* sebesar 3,3% (1,89 GW) dan PLTA sekitar 0,4% (0,24 GW). Kemudian biaya investasi yang dibutuhkan untuk tambahan kapasitas PLTUBatubara, PLTP, dan PLTGU berturut turut sebesar 38,6 miliar dolar, 14,4 miliar dolar dan 4,4 miliar dolar. Adapun biaya investasi untuk tambahan kapasitas *pump storage* dan PLTA, masing masing sebesar 1,6 miliar dolar dan 449 juta dolar. Terakhir untuk PLTG, biaya investasinya sekitar 1,1 miliar dolar.

Untuk kasus pertumbuhan PDB tinggi dengan harga minyak yang sama (kasus T60), terlihat adanya perbedaan yaitu adanya kenaikan total tambahan kapasitas sebesar 20,9% dibanding kasus dasar. Kenaikan tersebut terlihat jelas selama kurun waktu 2015-2030, dimana PLTU batubara dan PLTP mengalami kenaikan penambahan kapasitas masing-masing sebesar 26,2% dan 21,5% dibandingkan kasus dasar. Selama kurun waktu 2015-2030, PLTU batubara terus mendominasi dengan pangsa yang terus meningkat dari 49% (2015) menjadi 70% (2030) dengan total penambahan kapasitas sebesar 47,54 GW. Kenaikan total tambahan kapasitas tersebut didorong oleh permintaan listrik yang semakin meningkat pada pertumbuhan PDB tinggi. PLTU batubara diperkirakan terus mendominasi karena biaya investasi dan harga bahan bakarnya yang relatif murah, sementara PLTP diperkirakan dapat terus meningkat mengingat potensinya yang cukup besar di wilayah Jawa.



Gambar 9.27 Prakiraan total tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus

Untuk kasus pertumbuhan PDB pada level yang berbeda (tinggi maupun rendah) namun dengan harga minyak sama, dampaknya terhadap total penambahan kapasitas cukup tinggi. Terjadi kenaikan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 14%-26%, terutama PLTU batubara dan PLTP. Sementara itu, pada kasus R90, PLTP mengalami kenaikan tambahan kapasitas yang cukup signifikan dibandingkan kasus dasar (10,6%). Demikian pula pada kasus T90 jika dibandingkan dengan kasus T60, terjadi kenaikan tambahan kapasitas PLTP, walaupun tidak signifikan, yakni sekitar 4%. Hal tersebut menunjukkan bahwa pada kasus dengan harga minyak tinggi, pembangkit berbasis panas bumi akan semakin kompetitif. Gambar 9.27 menyajikan prakiraan total tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk setiap kasus.

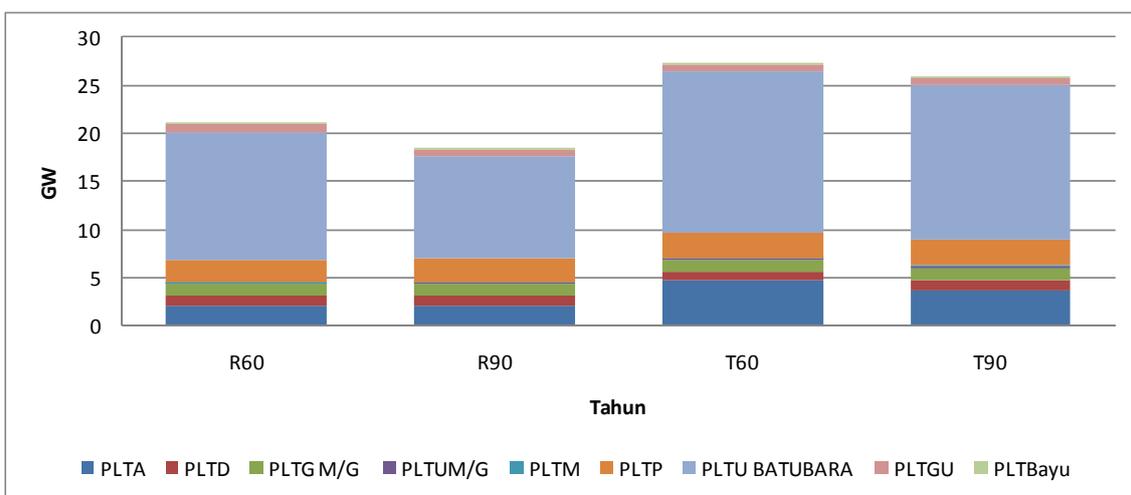
9.7.2 Wilayah Luar Jawa Bali

Pada periode 2007 - 2014, diperkirakan penambahan kapasitas pembangkit yang paling dominan di wilayah luar Jawa Bali untuk kasus R60 adalah PLTU berbahan bakar batubara dan teknologi PLTP, berturut turut mempunyai pangsa 59,4% (7,2 GW) dan 13,8% (1,7 GW). Biaya investasi yang dibutuhkan untuk kedua jenis pembangkit tersebut adalah sebesar 8,6 miliar dolar untuk pembangkit batubara dan 2,1 miliar dolar untuk PLTP. Kemudian untuk pembangkit berbasis hidro mempunyai pangsa jauh lebih besar dibanding wilayah Jawa Bali, yaitu sebesar 6,1% atau diperkirakan ada penambahan kapasitas sekitar 0,74 GW, dan diperlukan biaya investasi sebesar 1,6 miliar dolar. Selanjutnya teknologi lain yang akan dipertimbangkan adalah PLTG gas maupun minyak sebesar 8,4% (1,02 GW) dan PLTGU berbahan bakar gas sebesar 6,1% (0,74 GW). Total biaya investasi yang dibutuhkan untuk pembangkit berbahan bakar gas tersebut adalah sebesar 1,1 miliar dolar. Selain itu penambahan kapasitas pembangkit PLTD masih tetap diperlukan, dengan pangsa 5,6% (0,68 GW), mengingat di wilayah luar Jawa Bali banyak daerah yang secara geografis terpencil dan tidak mempunyai sumber daya

alam sehingga masih bergantung pada pembangkit berbahan bakar minyak. Biaya investasi untuk tambahan kapasitas PLTD ini adalah sebesar 884 juta dolar.

Pada periode 2015-2030, teknologi pembangkit yang mendominasi dalam penambahan kapasitas adalah PLTU berbahan bakar batubara sebesar 70,2% (6,07 GW) dan pembangkit berbasis hidro sebesar 16,3% (1,41 GW). Biaya investasinya berturut turut sebesar 7,3 miliar dolar untuk PLTU batubara dan 3,1 miliar dolar untuk PLTA. Sedangkan pembangkit berbahan bakar energi terbarukan diperkirakan akan ada penambahan sebesar 0,67 GW (7,7%) dengan biaya investasi sebesar 834 juta dolar. Sisanya diisi oleh teknologi PLTG yang mempunyai pangsa 2,8% (0,24 GW) serta PLTD dengan pangsa sebesar 3% (0,26 GW). Total biaya investasi untuk kedua jenis pembangkit terakhir adalah sebesar 443 juta dolar.

Untuk wilayah Luar Jawa Bali, pada kasus pertumbuhan PDB tinggi dengan harga minyak 60 \$/barell (kasus T60), terjadi kenaikan tambahan kapasitas sebesar 30% dibanding kasus dasar, karena adanya kenaikan permintaan listrik sebagai imbas dari pertumbuhan perekonomian yang lebih besar. Berbeda dengan wilayah Jawa-Bali, tidak terjadi perubahan signifikan pada penambahan kapasitas PLTP. Hal ini dikarenakan potensi panas bumi yang cukup besar hanya terdapat di wilayah Sumatera dan Sulawesi, dengan total cadangan terbukti yang jauh lebih kecil dari pada wilayah Jawa. Peranan terbesar dalam penambahan kapasitas diperoleh dari PLTA yang meningkat lebih dari dua kali lipat dibandingkan kasus dasar. Hal ini dimungkinkan karena potensi hidro di wilayah ini cukup besar. Selama kurun waktu 2015-2030 diperkirakan ada penambahan kapasitas PLTA sebesar 3,94 GW. Namun secara total, selama kurun waktu 2007-2030, PLTU batubara tetap mendominasi penambahan kapasitas dengan total penambahan 13,99 GW, kemudian diikuti oleh PLTA dan PLTP, masing-masing sebesar 4,68 GW dan 2,64 GW.



Gambar 9.28 Prakiraan total tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk setiap kasus

Pada kasus pertumbuhan PDB rendah namun harga minyak mentah 90\$/barel (R90), terjadi penurunan tambahan kapasitas, karena berkurangnya demand listrik masyarakat. Sebaliknya pada kasus pertumbuhan PDB yang sama tetapi harga minyak 60\$/barel (T90), tambahan kapasitas pembangkit yang terjadi lebih tinggi dibanding kasus R90, karena naiknya permintaan listrik yang dipicu oleh laju pertumbuhan perekonomian yang lebih tinggi. Gambar 9.36 menyajikan prakiraan tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP (kumulatif) wilayah luar Jawa Bali untuk semua kasus selama periode 2008-2030.

9.8 Kasus Nuklir

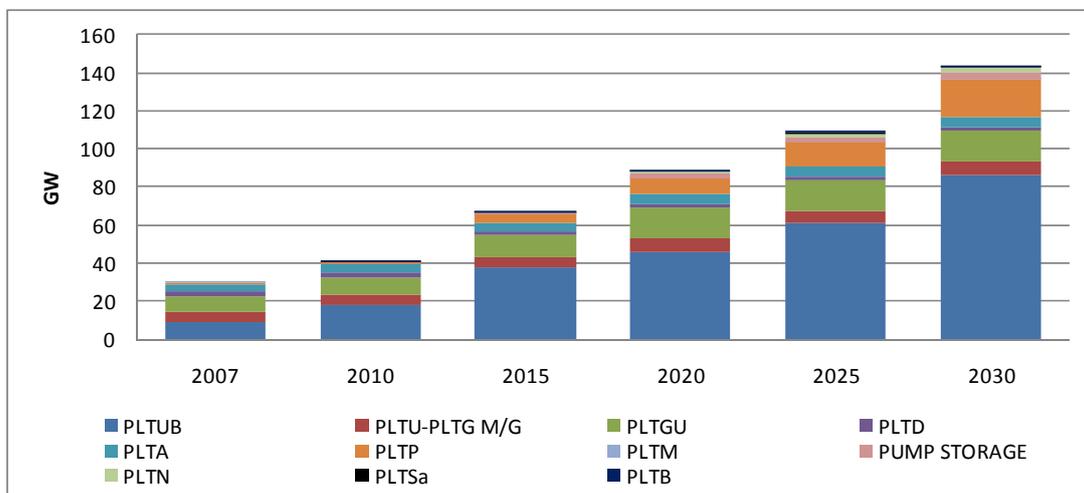
Terbatasnya pasokan minyak dan gas, disamping harganya yang terus meningkat, maka sumberdaya energi yang tersedia dan mempunyai biaya pembangkitan yang rendah adalah batubara. Hal ini menjadi permasalahan, karena batubara merupakan sumber pencemaran, baik lokal maupun global. Selain itu pemanfaatan batubara tersebut membutuhkan penyediaan sarana dan prasarana seperti, pelabuhan pengiriman, pelabuhan penerimaan, lahan penimbunan (*storage*) batubara dan abu, serta sarana pencegahan pencemaran seperti penyaring debu (*cyclon, bag filter, as precipitator*), de-Nitrifikasi (de-Nox) dan de-Sulfurisasi (de-Sox) bila kandungan sulfur pada batubara tinggi. Mengingat pulau Jawa mempunyai kepadatan penduduk, industri dan penggunaan energi yang tinggi, maka masalah sarana dan lingkungan akan membatasi penggunaan batubara. Dengan gambaran bahwa penggunaan PLTU batubara di wilayah Jawa-Bali terbatas, maka perlu dianalisis penggunaan alternatif teknologi pembangkitan kapasitas besar lainnya seperti PLTN.

Penerapan teknologi PLTN di Indonesia perlu memperhatikan aspek-aspek yang berkaitan dengan aspek teknis, aspek sosial lingkungan dan aspek politis. Dari segi teknis, maka dipilih suatu teknologi yang mempunyai keamanan operasi tinggi, sedangkan dari aspek politis dipilih teknologi yang sesuai dengan tujuan nasional. Untuk Indonesia ditentukan pembangkit listrik yang dapat dikategorikan teknologi untuk tujuan damai, dalam hal ini PLTN yang termasuk dalam reaktor air ringan (*light water reactor*). Teknologi yang masuk kategori ini antara lain PWR, APWR, dan BWR. Untuk melihat prospek bila pembangkit listrik tenaga nuklir dimanfaatkan sebagai salah satu jenis pembangkit dalam sistem kelistrikan di Indonesia, maka perlu dianalisis keseluruhan sistem pembangkitan di Indonesia, terutama wilayah Jawa Bali. Arah dan tujuan analisis ini adalah untuk melihat jenis dan kapasitas pembangkit mana yang akan terpengaruh oleh pemanfaatan PLTN tersebut.

Sebagaimana kita ketahui, bahwa seperti umumnya pembangkit uap lainnya, PLTN akan beroperasi pada beban dasar. Pembangkit ini mempunyai biaya investasi yang relatif tinggi, tetapi biaya operasinya relatif rendah, oleh karena itu PLTN perlu beroperasi pada faktor pembebanan yang tinggi (0,7-0,9) dan bekerja sebagai pembangkit beban dasar. Kondisi ini menunjukkan bahwa persaingan utama PLTN ialah PLTU batubara atau pembangkit lain yang beroperasi di beban dasar seperti PLTP. Selanjutnya dalam database Markal

ini, biaya investasi dari PLTU batubara yang dipertimbangkan adalah tanpa memperhitungkan biaya eksternalitas. Selain itu juga biaya investasi PLTN yang dipertimbangkan tidak memasukkan biaya dekomisioning dan biaya penanganan limbah.

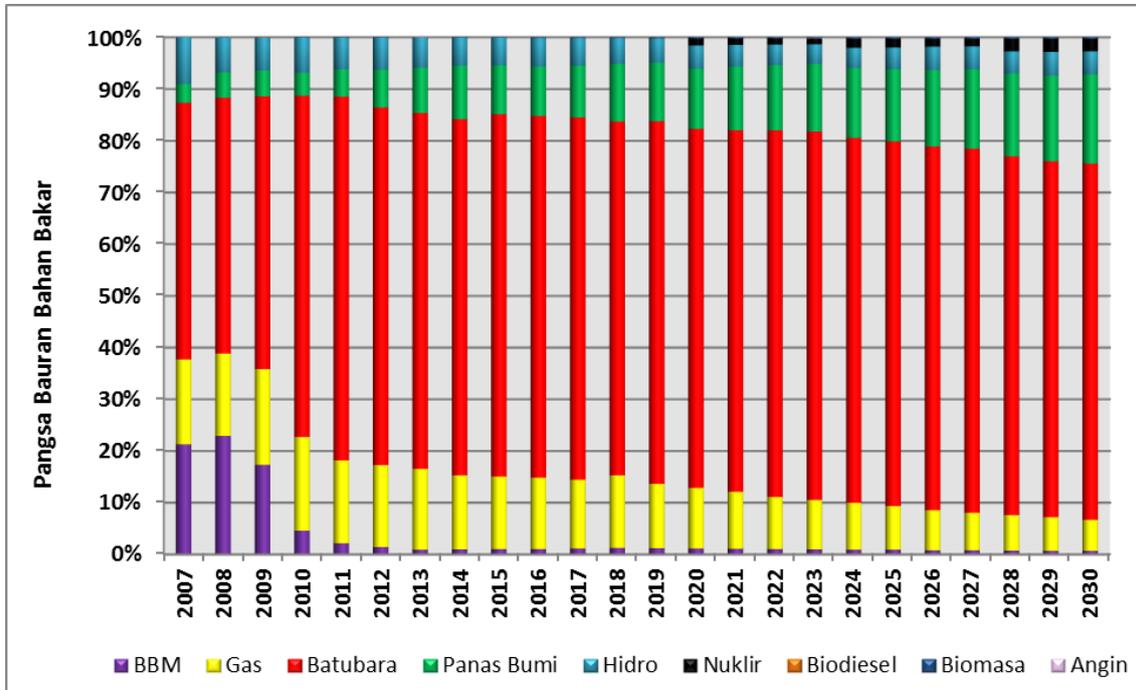
Pada saat pertumbuhan PDB tinggi (7% per tahun) dan harga minyak 90 \$/barel, maka PLTN diperhitungkan akan masuk dalam sistem kelistrikan di Jawa-Bali (sekitar wilayah Jawa Tengah) pada tahun 2020 dengan kapasitas 1 GW. Pada tahun 2020 tersebut diprediksi teknologi PLTN akan mempunyai pangsa 1,1% dari keseluruhan kapasitas total pembangkit nasional yang sebesar 88,1 GW. Sedangkan pembangkit berbahan bakar batubara masih tetap mendominasi dengan pangsa sebesar 52%. Adapun pembangkit berbahan bakar panas bumi (PLTP) diproyeksikan mempunyai pangsa sekitar 8,7%, PLTA dan teknologi *pump storage* masing-masing mempunyai pangsa 6,5% dan 3,3%. Sisanya diisi oleh teknologi PLTGU (18,2%), teknologi PLTG dan PLTU, baik berbahan bakar minyak maupun gas, dengan pangsa 8,1%. Selain itu teknologi pembangkit berbahan bakar energi terbarukan lainnya, seperti pembangkit listrik berbasis biomasa (sampah) dan pembangkit listrik tenaga angin, diperkirakan akan mempunyai pangsa sebesar 0,15% atau sebesar 0,13 GW. Pada tahun 2030 diperkirakan pangsa PLTN akan naik menjadi 2,1%, sedangkan PLTP akan naik signifikan menjadi 14%. Kemudian untuk pembangkit batubara diprediksi tetap akan mempunyai pangsa terbesar, dikisaran 60%. Pada tahun 2030 tersebut, total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia adalah sebesar 143 GW. Gambaran mengenai hal tersebut diatas disajikan pada Gambar 9.29.



Gambar 9.29 Pembangkit listrik nasional pada kasus nuklir

Dari segi bauran bahan bakar, pada tahun 2020 ada sedikit perubahan konfigurasi, dimana energi nuklir akan mempunyai pangsa 1,3%. Batubara tetap mendominasi dengan pangsa 69,5%, diikuti oleh gas dan panas bumi masing masing mempunyai pangsa 12%, hidro sebesar 4,5% dan BBM sekitar 1,2%. Sedangkan pemanfaatan biomasa (sampah) dan tenaga angin diprediksi hanya sebesar 0,2%. Adapun biodiesel pemanfaatannya masih sangat kecil, hanya 0,01%. Sepuluh tahun kemudian diperkirakan pangsa energi nuklir naik menjadi 2,4%. Hal ini akan mempengaruhi bahan bakar batubara, dimana

pangsanya sedikit turun menjadi 69%. Selanjutnya pemanfaatan energi terbarukan (panas bumi, biomasa, angin) naik cukup signifikan menjadi 17,5%. Adapun pemanfaatan hidro tetap dikisaran 4,5%. Kemudian penggunaan BBM diprediksi hanya mencapai 0,7%, jauh lebih rendah bila dibandingkan dengan gas yang mencapai 6%.



Gambar 9.30 Bauran bahan bakar dengan memperhitungkan PLTN

9.9 Kasus RUPTL

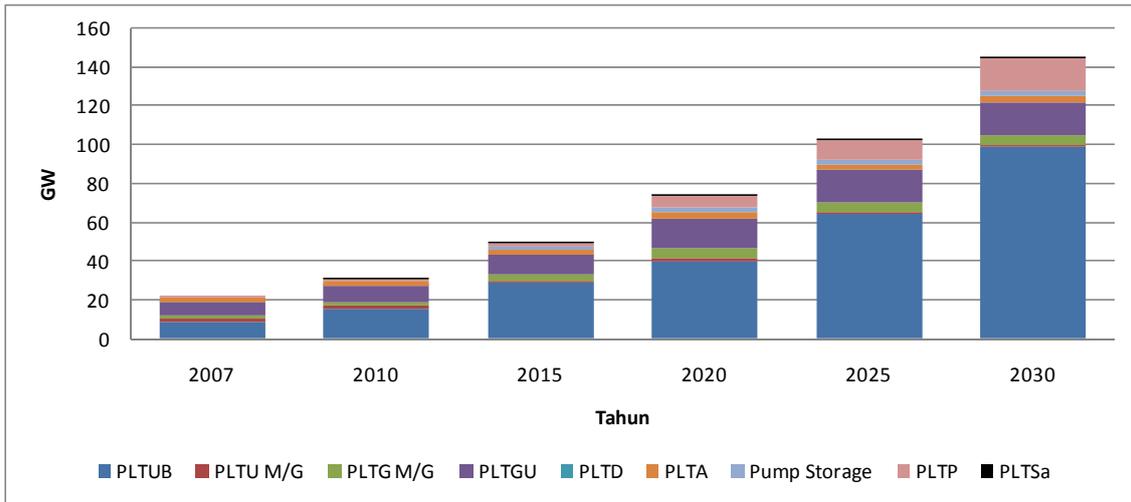
9.9.1 Wilayah Jawa Bali

A. Kapasitas pembangkit

Permintaan energi listrik di suatu negara selain dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi, juga dipengaruhi oleh program elektrifikasi. Mengingat rasio elektrifikasi nasional masih rendah, baru mencapai 60,9% pada tahun 2007, maka PLN dalam RUPTL berencana meningkatkan rasio elektrifikasi hingga mencapai 97,3% pada tahun 2018. Konsekwensinya, prakiraan kebutuhan listrik untuk sistem Jawa Bali periode 2009-2018 akan tumbuh sebesar 9.2% pertahun. Dengan demikian hal ini akan mengakibatkan prakiraan kapasitas total pembangkit kasus RUPTL lebih tinggi dibanding kasus R60.

Hasil prakiraan kapasitas pembangkit listrik PLN maupun IPP selama kurun waktu 2009-2030 di wilayah Jawa, menurut kasus RUPTL, mengalami laju pertumbuhan sebesar 8,5% per tahun dari 26,2 GW tahun 2009 menjadi 145 GW tahun 2030. Laju pertumbuhan tersebut lebih tinggi dibanding kasus R60 yang sebesar 6,8% per tahun. Selama masa periode studi, pangsa PLTU batubara menunjukkan kenaikan yang signifikan, dari 42% pada tahun 2009

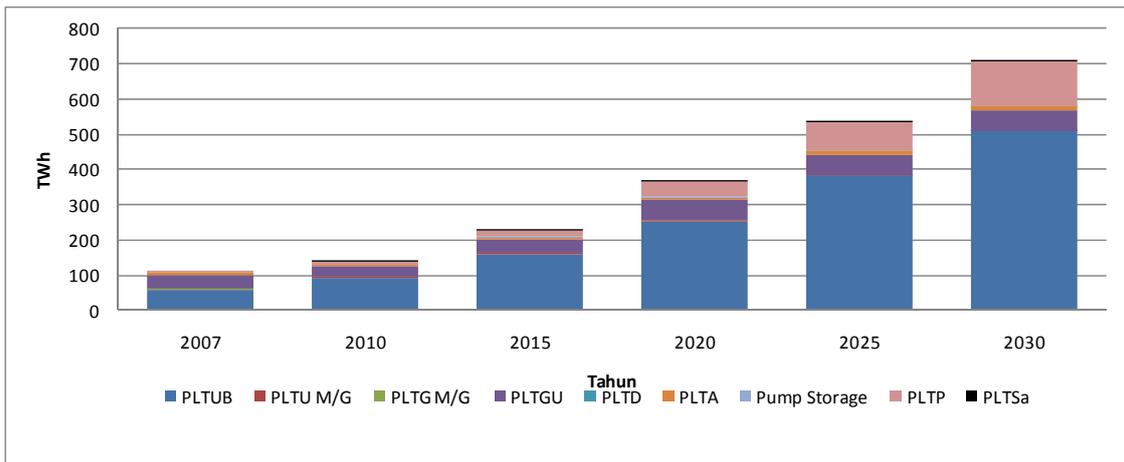
menjadi 68% pada tahun 2030. Hal yang sama terjadi pada pembangkit energi terbarukan (PLTP), dari pangsa hanya sebesar 4% (2009) meningkat sangat tinggi menjadi 12% (2030). Sedangkan untuk pembangkit jenis PLTU dan PLTG, baik berbahan bakar gas maupun minyak, pada tahun 2030 tersebut mempunyai pangsa sebesar 4%. Adapun pembangkit jenis PLTGU mempunyai pangsa sama dengan PLTP, yaitu sebesar 12%. Kemudian untuk PLTA dan teknologi pump storage masing-masing mempunyai pangsa 2%. Terakhir teknologi pembangkit berbasis biomasa (sampah), diperkirakan akan mempunyai pangsa sebesar 0,2%. Gambaran secara menyeluruh hal ini dapat dilihat pada Gambar 9.31.



Gambar 9.31 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL

B. Produksi pembangkit

Produksi listrik dari pembangkit yang berada di wilayah Jawa Bali selama kurun waktu 21 tahun akan tumbuh rata-rata sebesar 8,7% per tahun, dari 124,7 TWh tahun 2009 menjadi 708,1 TWh tahun 2030. Pada tahun 2030 diprediksi lebih dari 71% listrik yang dihasilkan akan berasal dari pembangkit berbahan bakar batubara. Sedangkan pembangkit berbahan bakar energi terbarukan (PLTP dan pembangkit listrik tenaga sampah (PLTSa)) akan mempunyai pangsa mendekati 18 %. Adapun pembangkit berbasis hidro hanya mempunyai pangsa sekitar 2%. Kemudian untuk pembangkit berbahan bakar gas pangasanya dikisaran 8%. Sisanya diisi oleh pembangkit berbahan bakar minyak. Hal ini selengkapnya dapat dilihat pada Gambar 9.32.

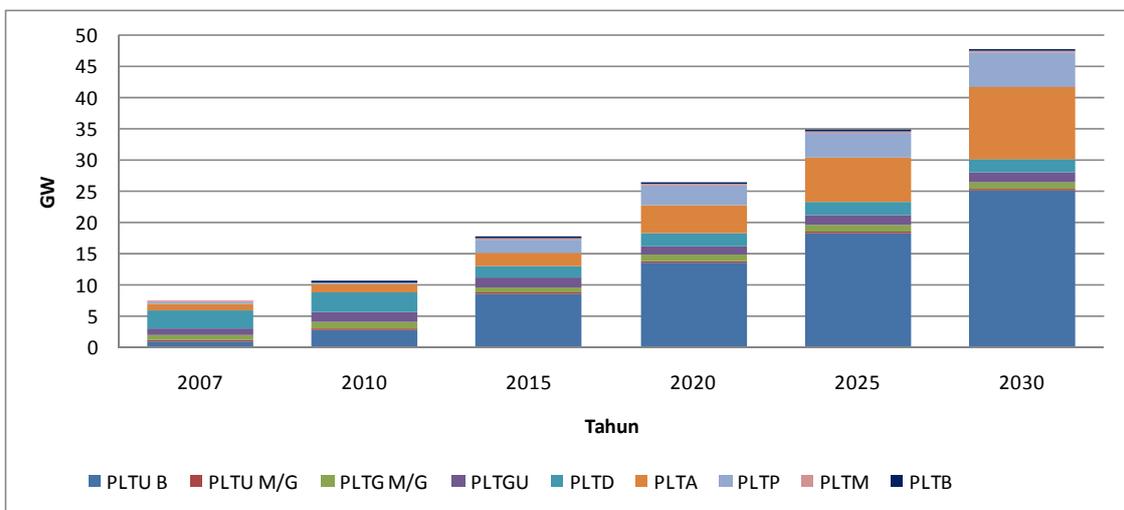


Gambar 9.32 Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL

9.9.2 Wilayah Luar Jawa Bali

A. Kapasitas pembangkit

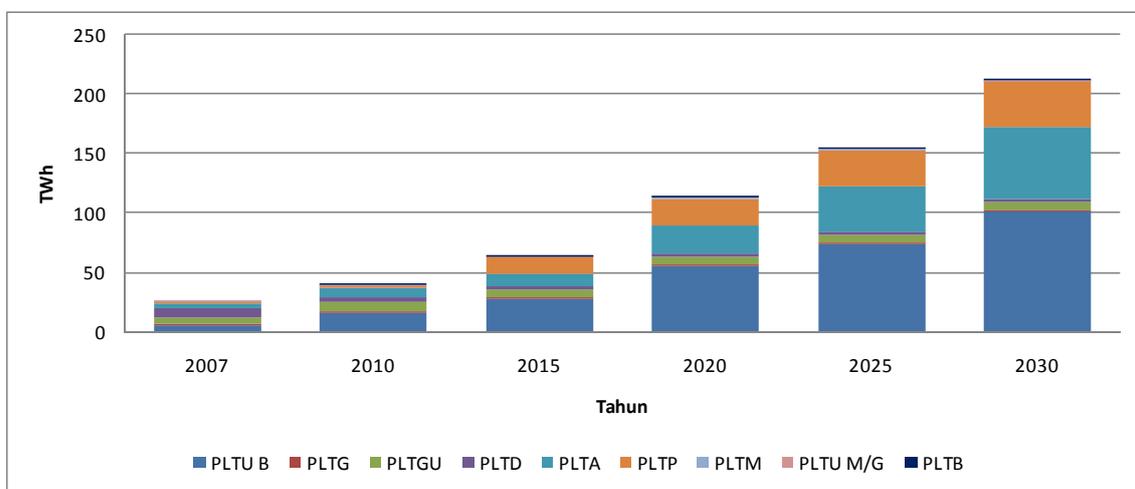
Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa, terdiri dari Sumatera, Kalimantan dan pulau lainnya, akan mempunyai laju pertumbuhan rata-rata sebesar 8,2% per tahun, dari sekitar 9 GW tahun 2009 menjadi 47,4 GW tahun 2030. Pada akhir periode studi (2030) diperkirakan pembangkit berbahan bakar batubara akan mendominasi dengan pangsa 53%, diikuti kemudian oleh pembangkit berbasis hidro sebesar 24,5%. Sedangkan pembangkit berbasis energi terbarukan (panas bumi) akan mempunyai pangsa dikisaran 12%. Adapun pembangkit berbahan bakar gas pangsaanya sekitar 3%, jauh lebih rendah dibanding pembangkit berbahan bakar minyak yang diprediksi mempunyai pangsa sekitar 7,7%. Khusus mengenai teknologi pembangkit listrik tenaga angin (PLTB), penerapannya masih cukup rendah, dimana pada tahun 2030 tersebut diprediksi kapasitas terpasangnya sebesar 0,0095 GW. Selanjutnya hal ini dapat dilihat pada Gambar 9.33.



Gambar 9.33 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL

B. Produksi pembangkit

Produksi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali periode 2009-2030 diprediksi mempunyai laju pertumbuhan sebesar 9,2% per tahun, dari 32,2 TWh tahun 2009 menjadi 212 TWh tahun 2030. Pada akhir periode studi, listrik yang dihasilkan pembangkit berbahan bakar batubara akan mendominasi dengan pangsa sebesar 48%, diikuti kemudian oleh pembangkit berbasis hidro dan pembangkit panas bumi, masing-masing dengan pangsa sebesar 29% dan 18%. Sisanya diisi oleh pembangkit berbahan bakar gas dan minyak, dengan pangsa masing-masing sebesar 2,7% dan 2,3%. Untuk produksi listrik dari tenaga angin (PLTB) pangsaanya sangat kecil, hanya sebesar 0,01%. Gambar 9.32 menunjukkan produksi listrik per teknologi pembangkit di wilayah luar Jawa Bali untuk kasus RUPTL.

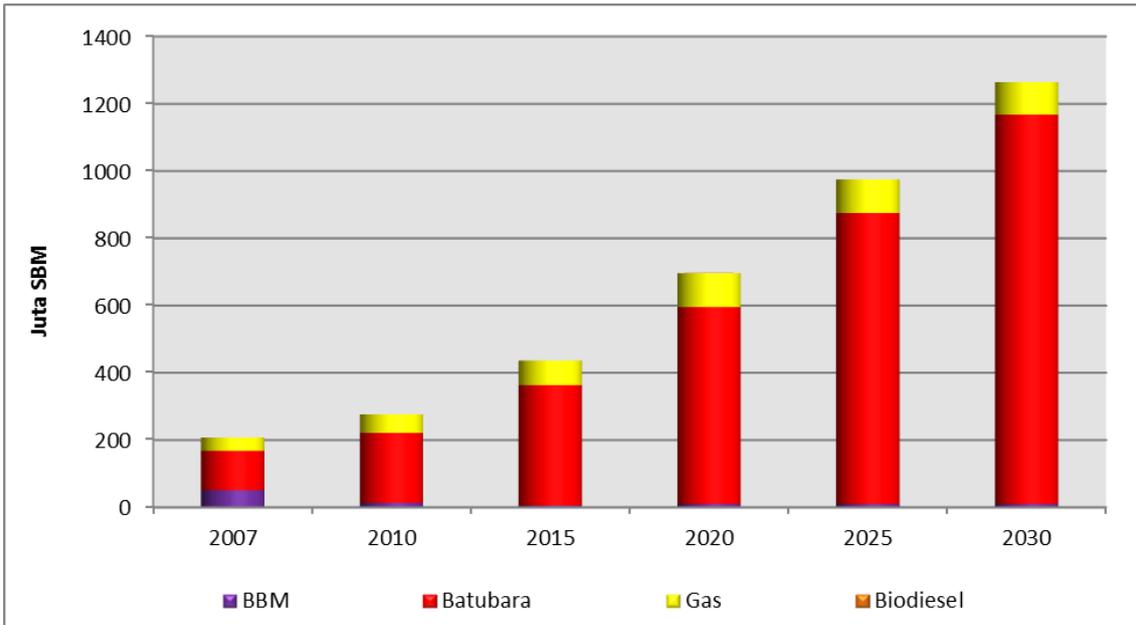


Gambar 9.34 Produksi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL

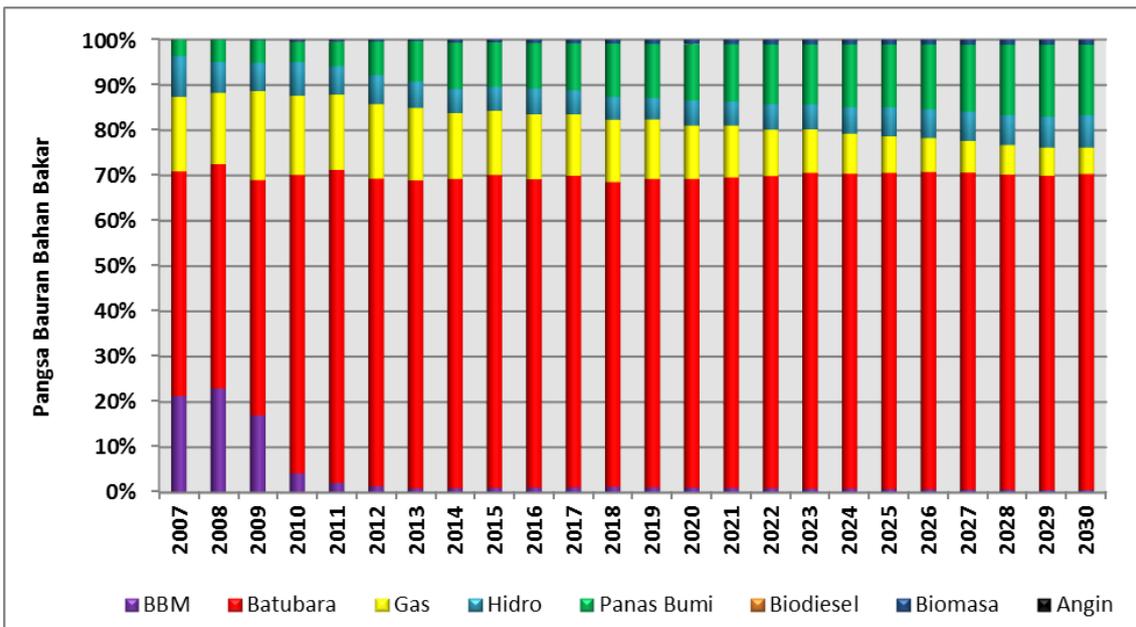
9.9.3 Konsumsi Bahan Bakar

Konsumsi total bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP, selama periode 2009-2030 mempunyai laju pertumbuhan sebesar 8,1% pertahun, dari 245,4 juta SBM tahun 2009 menjadi 1264 juta SBM tahun 2030. Pada tahun 2030 diprediksi 91% dari bahan bakar fosil tersebut adalah batubara, sedangkan sisanya diisi oleh gas sebesar 8% dan BBM sebesar 1%.

Dari segi bauran bahan bakar, peranan panas bumi pada tahun 2030 diperkirakan cukup signifikan dengan pangsa 16%. Sedangkan peranan tenaga air jauh lebih rendah dibanding panas bumi, namun sedikit lebih tinggi dari bahan bakar gas, yaitu mempunyai pangsa sebesar 7,2%. Adapun bahan bakar batubara akan tetap mendominasi dibanding jenis bahan bakar lain, yaitu sebesar 69,8%. Kemudian peranan energy terbarukan lainnya, seperti biomasa (sampah rumah tangga) dan tenaga angin, pangsaanya diprediksi baru mencapai 1% pada akhir periode studi. Gambar 9.36 menyajikan prakiraan bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP kasus RUPTL selama periode 2007-2030.



Gambar 9.35 Konsumsi bahan bakar fosil pembangkit PLN dan IPP nasional untuk kasus RUPTL



Gambar 9.36 Bauran bahan bakar pembangkit PLN dan IPP nasional untuk kasus RUPTL

BAB 10

ASPEK LINGKUNGAN

Pemerintah Indonesia menaruh perhatian yang besar terhadap kelestarian lingkungan hidup. Salah satu masalah lingkungan yang mendapat perhatian adalah perubahan iklim global akibat peningkatan konsentrasi gas rumah kaca (GRK) di atmosfer. Emisi GRK menimbulkan pengaruh yang merugikan terhadap lingkungan dan kehidupan manusia sehingga perlu dikendalikan sesuai dengan prinsip tanggung jawab bersama.

Komitmen internasional tentang perubahan iklim tercapai pada KTT Bumi tentang lingkungan dan pembangunan di Rio de Janeiro, Brasil pada tahun 1992. Para wakil pemerintah dari berbagai negara membentuk sebuah panel untuk melakukan pembicaraan tentang isu ini yang disebut Konvensi Kerangka Kerjasama Perserikatan Bangsa-Bangsa Mengenai Perubahan Iklim (*United Nation Framework Convention on Climate Change / UNFCCC*). Konvensi ini mengatur kewajiban yang terdapat di dalamnya dan berlaku untuk semua negara. Di antara kewajiban tersebut adalah:

- ♦ Melakukan inventarisasi dan mitigasi emisi GRK serta memfasilitasi adaptasi terhadap perubahan iklim
- ♦ Mengupayakan pengelolaan hutan secara berkelanjutan
- ♦ Melakukan kerja sama dalam rangka adaptasi terhadap perubahan iklim
- ♦ Mengintegrasikan pertimbangan iklim dalam pengambilan kebijakan di semua bidang dan kerja sama internasional.

Pemerintah Indonesia telah meratifikasi konvensi perubahan iklim ini dalam Undang-Undang No. 6 Tahun 1994.

Setelah KTT Bumi sudah diadakan beberapa pertemuan internasional dan hasil yang penting diperoleh dalam Rapat Tahunan COP (*Conference of the Party*) III di Kyoto pada tahun 1997 yang diadakan oleh UNFCCC. Rapat tersebut menghasilkan Protokol Kyoto yang mengatur emisi GRK akibat kegiatan manusia agar konsentrasinya di atmosfer stabil dan tidak membahayakan sistem iklim bumi. Protokol ini berisi kewajiban bagi negara-negara maju yang disebut negara *Annex I* untuk menurunkan emisinya sebesar 5 persen dari tingkat emisi tahun 1990 pada tahun 2008-2012. Sedangkan negara-negara berkembang yang masuk ke dalam negara *Non-Annex I* tidak berkewajiban untuk menurunkan emisi.

Berbagai kebijakan dan peraturan telah dikeluarkan pemerintah dalam rangka menanggulangi dampak perubahan iklim. Program pemerintah dalam melakukan mitigasi GRK dimuat dalam dokumen Komunikasi Nasional baik yang pertama (1999) maupun yang kedua (2009) yang melaporkan jumlah emisi GRK di Indonesia kepada UNFCCC. Berdasarkan Komunikasi Nasional Kedua dinyatakan bahwa pada tahun 2005 total emisi GRK di Indonesia mencapai 1,1 Gton dan dari sektor energi menyumbang 0,4 Gton atau sekitar 36 persen dari total emisi GRK (MoE, 2009). Pada tahun 2009 pemerintah juga

mengeluarkan dokumen TNA (*Technology Needs Assessment*) yang berisi potensi pengembangan teknologi untuk mitigasi GRK di Indonesia.

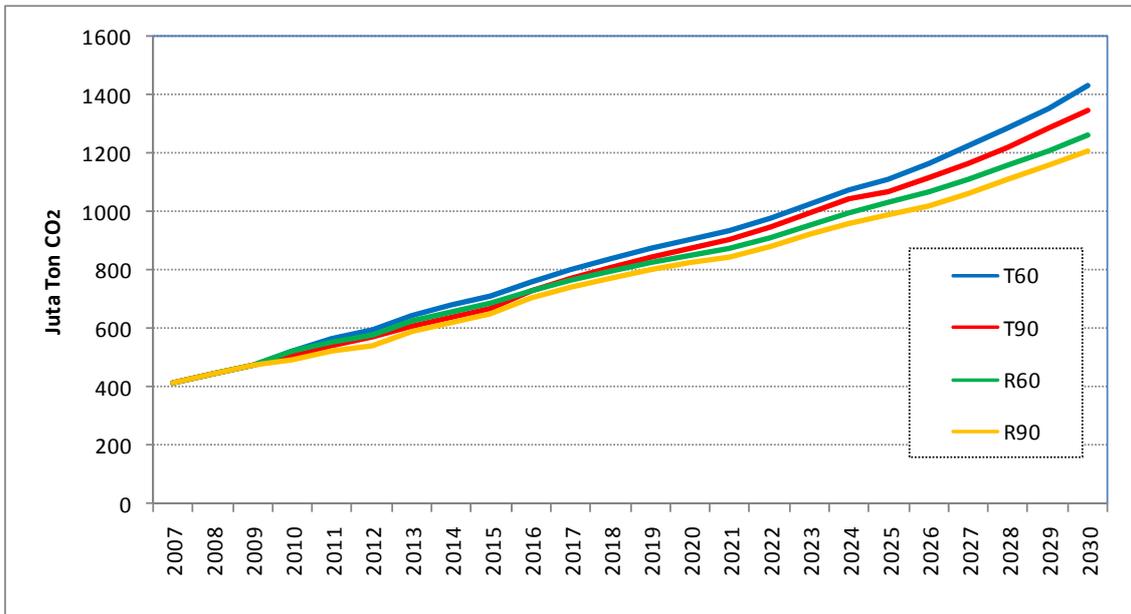
Krisis keuangan di Asia Tenggara dan Asia Timur pada 1998 mengakibatkan para pemimpin G-8 merasa kurang efektif dalam mengatasi persoalan ekonomi global. Oleh karena itu pada tahun 1999 dibentuk forum G-20 yang merupakan forum dari menteri keuangan dan gubernur bank sentral dari 19 negara (Argentina, Australia, Afrika Selatan, Brazil, Canada, Cina, Perancis, Jerman, India, Indonesia, Italia, Jepang, Meksiko, Rusia, Arab Saudi, Korea Selatan, Turki, Inggris, Amerika Serikat) dan Uni Eropa. Pada tahun 2008 forum ini berkembang dan menjadi forum yang dihadiri para pimpinan negara anggota. Seluruh negara anggota G-20 merepresentasikan kekuatan ekonomi, perdagangan dan penduduk yang sangat besar sehingga akan sangat berpengaruh bagi perekonomian global. Pada pertemuan G-20 di Pittsburgh bulan September 2009, Pemerintah Indonesia mengeluarkan komitmen yang tidak mengikat untuk menurunkan emisi GRK di Indonesia sebesar 26 persen pada 2020. Sektor kehutanan diharapkan dapat menurunkan emisi kurang lebih 14 persen melalui pengelolaan hutan seperti pencegahan deforestasi, degradasi, kegiatan penanaman kembali serta penurunan jumlah *hot spot* kebakaran hutan. Sektor energi dan pengelolaan limbah diharapkan dapat menurunkan emisi masing-masing kurang lebih 6 persen. Pengurangan emisi GRK untuk sektor energi dapat dilakukan dengan memanfaatkan energi baru dan terbarukan serta meningkatkan efisiensi penggunaan energi. Komitmen penurunan emisi GRK tersebut disampaikan kembali pada konferensi perubahan iklim di Kopenhagen pada Desember 2009.

Sejalan dengan komitmen penurunan emisi pada tahun 2020, pemerintah mengeluarkan *Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap* (ICCSR) pada bulan Maret 2010. ICCSR ini memuat strategi sembilan sektor, yaitu kehutanan, energi, industri, transportasi, limbah, pertanian, kelautan dan perikanan, sumber daya air, dan kesehatan dalam menghadapi tantangan perubahan iklim hingga tahun 2030 ke depan. ICCSR ini diharapkan menjadi acuan bagi pemerintah pusat dan daerah dalam melakukan kegiatan adaptasi dan mitigasi perubahan iklim. Untuk sektor energi serta yang terkait, yaitu industri dan transportasi, menitikberatkan penurunan emisi pada substitusi bahan bakar fosil dan pemanfaatan sumber energi yang dapat diperbaharui, seperti panas bumi.

10.1 Proyeksi Emisi CO₂ di Indonesia

GRK dapat berupa gas karbon dioksida (CO₂), metan (CH₄), dinitro oksida (N₂O), *perfluorocarbon* (PFC), *hydrofluorocarbon* (HFC) dan *sulphur hexafluoride* (SF₆). Setiap gas mempunyai potensi pemanasan global (*Global Warming Potential* - GWP) yang diukur secara relatif berdasarkan emisi CO₂ dengan nilai 1. Makin besar nilai GWP, maka akan semakin bersifat merusak. Emisi gas CO₂ mempunyai kontribusi terbesar terhadap pemanasan global, sehingga dalam makalah ini akan dibahas lebih lanjut emisi CO₂ saja.

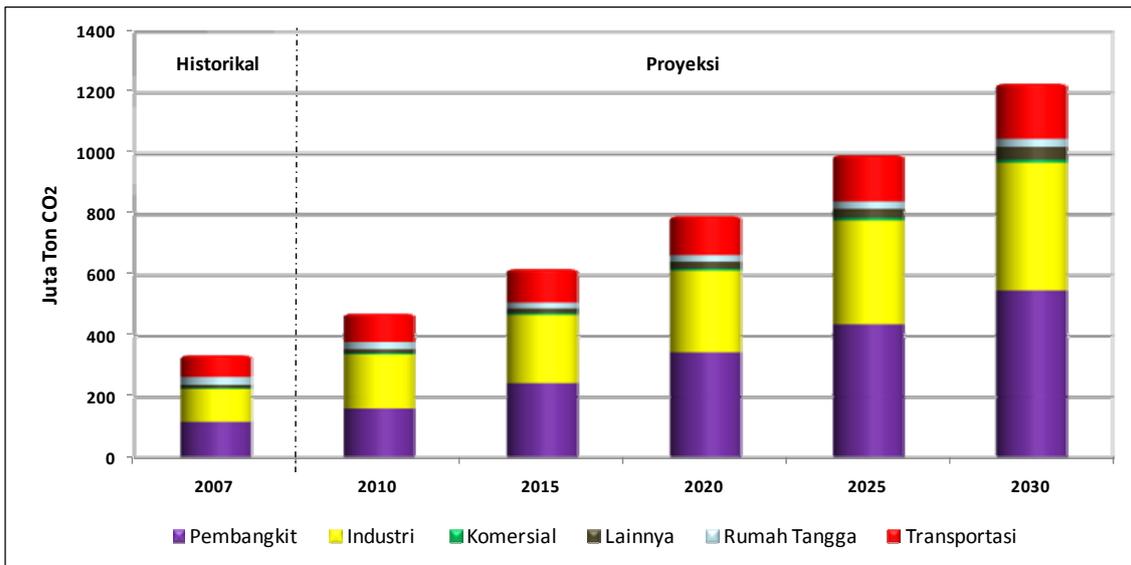
Proyeksi emisi CO₂ dari penggunaan energi primer di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 10.1. Untuk kasus dasar (R60) emisi CO₂ diperkirakan meningkat dari 417,13 juta ton CO₂ pada tahun 2007 menjadi 1.261,28 juta ton CO₂ pada tahun 2030. Pada tahun 2030 jumlah emisi CO₂ terdapat perbedaan sebesar 386,71 juta ton CO₂ antara kasus T60 dengan R90. Hal ini dapat disebabkan oleh adanya perbedaan kebutuhan energi jangka panjang untuk setiap kasus tersebut karena perbedaan asumsi pertumbuhan PDB dan harga minyak.



Gambar 10.1 Perbandingan emisi CO₂ untuk setiap kasus

Indikator penting untuk aspek lingkungan yang berhubungan dengan GRK adalah CO₂ per kapita. Indikator ini diperkirakan akan terus meningkat selama kurun waktu 2009-2030. Pada tahun 2009 CO₂ per kapita diperkirakan sebesar 2,07 ton CO₂/kapita dan akan meningkat menjadi 4,10 ton CO₂/kapita pada tahun 2030 untuk kasus dasar. Peningkatan ini sejalan dengan semakin meningkatkan kebutuhan energi per kapita dan kebutuhan tersebut sebagian besar masih dipasok dari penggunaan batubara dan minyak bumi. Untuk kasus yang lain indikator ini tetap menunjukkan peningkatan dibandingkan dengan tahun dasar dan pada tahun 2030 berkisar antara 3,71 ton CO₂/kapita (kasus R90) sampai dengan 4,96 ton CO₂/kapita (kasus T60).

Emisi CO₂ dapat dirinci berdasarkan sektor pengguna energi final. Total emisi per sektor akan sedikit lebih rendah bila dibandingkan dengan total emisi dari penggunaan energi primer. Hal ini dapat dipahami karena adanya rugi-rugi selama proses konversi dan transportasi dari energi primer menjadi energi final. Untuk kasus dasar (R60) proyeksi emisi CO₂ per sektor ditunjukkan pada Gambar 10.2. Pada tahun 2007 emisi CO₂ sebesar 335 juta ton CO₂ dan meningkat rata-rata sebesar 4,7% per tahun atau menjadi 1,228 juta ton CO₂ pada tahun 2030. Emisi CO₂ yang terbesar adalah dari sektor pembangkit listrik diikuti oleh penggunaan energi di sektor industri.



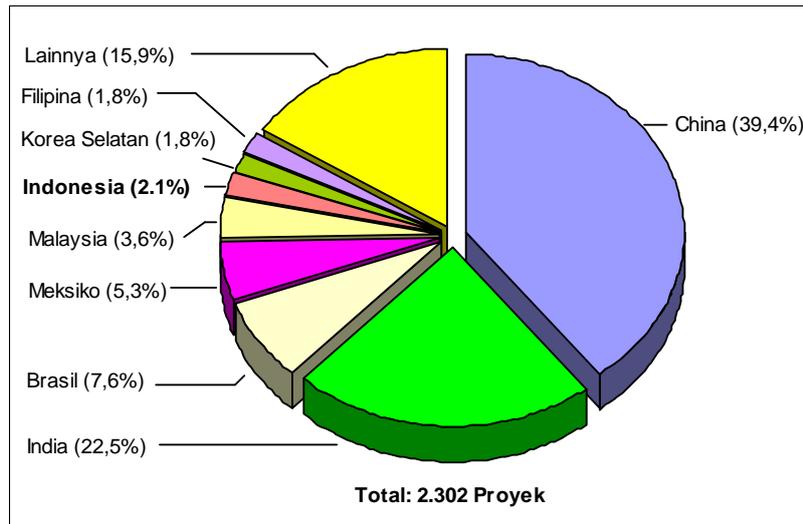
Gambar 10.2 Proyeksi emisi CO₂ untuk kasus dasar

10.2 Mekanisme Pembangunan Bersih

Mekanisme Pembangunan Bersih (MPB) atau dikenal juga sebagai *Clean Development Mechanism* (CDM) merupakan salah satu mekanisme yang terdapat dalam Protokol Kyoto. Mekanisme MPB merupakan satu-satunya mekanisme yang melibatkan negara berkembang, yang memungkinkan negara maju untuk menurunkan emisi GRK dengan mengembangkan proyek ramah lingkungan di negara berkembang. Mekanisme ini pada dasarnya merupakan perdagangan karbon dengan negara berkembang sebagai penjual kredit penurunan emisi kepada negara maju yang memiliki kewajiban untuk menurunkan emisi, yang disebut negara Annex I.

Penurunan emisi yang bisa dilakukan melalui proyek MPB meliputi proyek pengembangan energi terbarukan (misalnya tenaga matahari, angin, gelombang, panas bumi, air dan biomasa), pengurangan tingkat konsumsi bahan bakar (efisiensi energi), substitusi bahan bakar fosil dengan bahan bakar lain yang lebih rendah tingkat emisinya (pengganti bahan bakar, misalnya minyak bumi menjadi gas), kehutanan, dan jenis lain-lain seperti pemanfaatan gas metan dari pengelolaan sampah.

Indonesia telah meratifikasi Protokol Kyoto ke dalam Undang-Undang No. 17 Tahun 2004. Dengan ratifikasi ini diharapkan dapat meningkatkan kesempatan Indonesia untuk menarik lebih banyak investor dan pelaku proyek dalam kerangka MPB. Proyek MPB yang sudah diajukan di Indonesia saat ini masih sangat sedikit dibandingkan negara-negara berkembang lainnya seperti China dan India. Sampai dengan pertengahan Juli tahun 2009, proyek MPB yang sudah terdaftar di UNFCCC mencapai 2.302 proyek dan sebagian besar berkaitan dengan pembangkit listrik. Untuk Indonesia baru terdaftar 48 proyek MPB atau hanya sekitar 2,1% dari total proyek yang terdaftar (Lihat Gambar 10.3).



Sumber: <http://cdm.unfccc.int> diakses 20 Juli 2010

Gambar 10.3 Proyek MPB yang sudah terdaftar di UNFCCC

Negara yang boleh berpartisipasi dalam proyek MPB harus sudah meratifikasi Protokol Kyoto dan memiliki DNA (*designated national authority*) atau suatu otoritas nasional yang fungsi utamanya memberikan persetujuan terhadap proyek MPB secara nasional. Untuk Indonesia otoritas tersebut adalah Komisi Nasional Mekanisme Pembangunan Bersih (Komnas MPB). Proyek MPB yang diajukan harus melewati beberapa tahapan sebelum disetujui sebagai proyek MPB oleh Komnas MPB.

Perhatian pemerintah pada persoalan perubahan iklim terus ditingkatkan melalui peningkatan kapasitas institusi. Pada bulan Juli 2008 pemerintah membentuk Dewan Nasional Perubahan Iklim (DNPI) seperti tertuang dalam Peraturan Presiden No. 46 Tahun 2008. Tugas DNPI adalah:

- Merumuskan kebijakan nasional, strategi, program dan kegiatan pengendalian perubahan iklim.
- Mengkoordinasikan kegiatan dalam pelaksanaan tugas pengendalian perubahan iklim yang meliputi kegiatan adaptasi, mitigasi, alih teknologi dan perdanaan.
- Merumuskan kebijakan pengaturan mekanisme dan tata cara perdagangan karbon.
- Melaksanakan pemantauan dan evaluasi implementasi kebijakan tentang pengendalian perubahan iklim.
- Memperkuat posisi Indonesia untuk mendorong negara-negara maju untuk lebih bertanggung jawab dalam pengendalian perubahan iklim.

DNPI sangat mendukung pengembangan proyek-proyek MPB di Indonesia. Berdasarkan analisis yang dilakukan DNPI, peluang implementasi proyek CDM di Indonesia masih sangat terbuka lebar. Banyak kegiatan yang bisa dimasukkan dalam proyek MPB di masa yang akan datang. Beberapa peluang yang bisa segera dimanfaatkan diantaranya adalah panas bumi, pemanfaatan gas *flaring* dan pengelolaan sampah. Proyek MPB yang sudah berjalan sejak tahun 2000 dapat diperhitungkan untuk penurunan emisi GRK dalam masa

komitmen pertama (*first commitment period*), yaitu tahun 2008 hingga 2012. Sejauh ini, peraturan yang telah disusun berkenaan dengan MPB hanya berlaku untuk masa komitmen pertama saja sesuai dengan Protokol Kyoto.

Kelanjutan Protokol Kyoto setelah tahun 2012 masih menjadi perdebatan di forum-forum internasional tentang perubahan iklim. Negara-negara berkembang mengusulkan ada keberlanjutan Protokol Kyoto menjadi fase kedua. Pada fase kedua ini diharapkan ada kemajuan dalam penurunan emisi GRK untuk negara maju yang bisa mencapai 45% terhadap emisi tahun 1990 pada tahun 2020 nanti. Sedangkan negara-negara maju lebih condong untuk mengakhiri Protokol Tokyo dan mencari alternatif mekanisme yang lain. Upaya negara-negara maju untuk mengakhiri Protokol Kyoto dianggap sebagai upaya memaksa negara-negara berkembang dengan emisi besar, seperti Cina, India, Brasil, dan Afrika Selatan untuk sama-sama berkomitmen mengurangi emisi GRK mereka serta menghapus perbedaan antara negara Annex I dan non-Annex I.

BAB 11

PERMASALAHAN ENERGI DI MASA MENDATANG DAN REKOMENDASI UPAYA PENANGGULANGANNYA

Kebijakan energi nasional bertujuan untuk mengarahkan upaya-upaya dalam mewujudkan ketahanan energi nasional. Ketahanan energi mempunyai dua aspek yaitu keamanan pasokan energi dan kemandirian energi. Keamanan pasokan merupakan jaminan terhadap pemenuhan kebutuhan energi nasional jangka panjang pada semua jenis energi yang diperlukan sedangkan kemandirian energi merupakan kemampuan untuk menggunakan semua sumber daya dan teknologi untuk memenuhi kebutuhan energi nasional.

Keamanan pasokan energi dapat dipenuhi dari penyediaan energi dalam negeri maupun impor yang meliputi jaminan untuk jumlah, kualitas maupun harga. Dalam kemandirian energi nasional, isu utama ialah mengutamakan pemanfaatan, pengelolaan, dan pengembangan sumber daya energi domestik untuk memenuhi kebutuhan energi nasional dengan semaksimal mungkin melaksanakan pengembangan dan penguasaan teknologi mulai dari riset dasar sampai ke kemampuan industri manufaktur. Agar Indonesia mampu memenuhi kebutuhan energi tanpa terpengaruh oleh situasi politik luar negeri, maka peningkatan ketahanan dan kemandirian energi nasional harus menjadi komitmen nasional.

Dalam mewujudkan ketahanan energi tersebut muncul berbagai permasalahan. Permasalahan atau isu energi di masa mendatang secara garis besar ada empat isu utama yaitu pemanfaatan sumberdaya energi alternatif, penyediaan tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan energi jangka panjang, penghematan energi, dan lingkungan global.

11.1 Pemanfaatan Sumberdaya Energi Alternatif

Peranan minyak bumi diperkirakan akan terus terus meningkat di masa mendatang. Impor minyak bumi pada tahun 2030 mencapai hampir 3 kali lipat dibandingkan dengan impor pada tahun 2009. Dalam upaya meningkatkan ketahanan energi nasional, strategi bauran energi secara optimal untuk menurunkan konsumsi minyak bumi serta memenuhi kebutuhan akan energi perlu dipersiapkan. Strategi tersebut antara lain pemanfaatan bahan bakar nabati (BBN) dan energi alternatif seperti gasifikasi batubara, pencairan batubara, *gas to liquid*, semaksimal mungkin. Pemanfaatan bahan bakar alternatif tersebut bertujuan untuk mencukupi kebutuhan energi sektor transportasi, sektor rumah tangga, dan sektor industri yang saat ini sebagian besar dipenuhi oleh bahan bakar minyak.

Disisi lain, penggunaan energi fosil seperti minyak dan gas bumi serta batubara untuk jangka waktu 2010-2030 masih sangat dominan. Oleh karena itu di masa depan infrastruktur untuk penggunaan ketiga komoditas tersebut perlu terus ditingkatkan. Berdasarkan pada kondisi saat ini, infrastruktur hilir minyak bumi yang dibutuhkan adalah pelabuhan penerima minyak dan kilang minyak. Untuk jangka pendek adalah dengan meningkatkan kemampuan kilang yang ada, sehingga dapat diperoleh produk kilang baik BBM maupun non BBM dengan volume yang lebih baik dan bernilai tinggi. Penambahan kapasitas tangki timbun minyak mentah di kilang minyak yang ada, sehingga kilang tersebut dapat bekerja dengan hasil yang lebih optimal. Untuk jangka panjang adalah dengan menambah kapasitas kilang dengan cara menambah kapasitas kilang yang masih beroperasi atau dengan membangun kilang baru. Kilang baru yang hendak dibangun hendaknya disesuaikan dengan jenis minyak mentah yang mudah disediakan. Hal itu berarti kilang akan dibangun harus ditetapkan untuk cadangan jenis minyak bumi yang masih cukup besar dan dapat diimpor oleh Indonesia hingga tahun 2030, mengingat cadangan minyak Indonesia sudah sangat terbatas

Dimasa mendatang kebutuhan minyak bumi Indonesia akan terus meningkat, sementara kebutuhan minyak dunia juga meningkat pula, sehingga dengan cadangan minyak dunia yang cenderung menurun akan terjadi perebutan dalam pemenuhan kebutuhan minyak dunia. Kebijakan yang dapat diberikan adalah menyusun perencanaan pengadaan bahan bakar minyak untuk masa mendatang secepat dan seakurat mungkin. Perencanaan juga harus memperhitungkan jenis minyak bumi yang harus disediakan baik domestik, maupun impor, jenis bahan bakar atau teknologi yang dapat mengurangi penggunaan bahan bakar minyak. Perencanaan yang detail ini untuk memudahkan penyusunan strategi pengadaan minyak bumi jangka panjang.

11.1.1 Bahan Bakar Nabati

Pengembangan BBN sesuai dengan mandatori pada tahun 2030 mencapai jumlah yang cukup besar, yaitu biodiesel sekitar 45 juta barel dan bioetanol sekitar 28 juta barel, yang akan memerlukan lahan yang cukup luas. Untuk penanaman kelapa sawit dengan intensitas produksi sebesar 10 barel per ha diperlukan lahan seluas 4,5 juta ha, sedangkan untuk lahan penanaman tebu dengan intensitas produksi sebesar 6,68 barel per ha akan diperlukan sebesar 4,1 juta ha. Keperluan lahan ini akan makin luas apabila intensitas produksi BBN per ha lebih rendah. Selain dari itu, penggunaan *crude palm oil* (CPO) sebagai bahan baku BBN akan bersaing dengan pemanfaatan CPO sebagai bahan baku minyak goreng. Jarak pagar yang bukan bahan makanan dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku biodiesel tetapi intensitas produksinya rendah sehingga biaya bahan bakunya relatif tinggi.

Ketela pohon merupakan bahan baku untuk memproduksi ethanol. Dalam kondisi normal biaya produksi ketela pohon lebih rendah sehingga biaya produksi ethanol dari ketela pohon mampu bersaing dari bahan baku lainnya. Mengingat harga ketela pohon adalah harga pasar sehingga harga tidak tetap, oleh karena itu perlu disusun mekanisme dalam produksi ketela pohon dan

pemasarannya untuk menjamin tercapainya harga yang menguntungkan semua pihak.

Hasil analisis pada kasus dasar menunjukkan bahwa produksi BBM pada tahun 2009 sebesar 245 juta barel yang meningkat pada tahun 2030 menjadi 292 juta barel dengan laju pertumbuhan rata-rata 0,84% pertahun, produksi biodiesel pada tahun 2009 sebesar 7,6 juta barel meningkat menjadi 73,5 juta barel pada tahun 2030 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 11,4% per tahun. Adapun konsumsi bioetanol sebesar 1,3 juta barel pada tahun 2009 meningkat menjadi 50,5 juta barel pada tahun 2030 atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 19,0% per tahun. Impor BBM yang pada tahun 2009 sebesar 143 juta barel meningkat menjadi 319 juta barel pada tahun 2030 dengan laju pertumbuhan sebesar 3,3% per tahun.

11.1.2 Pencairan Batubara

Pencairan batubara mempunyai potensi yang cukup besar karena ketersediaan bahan baku cukup melimpah. Disamping itu hasil proses pencairan yang berupa bahan bakar cair sintesis yang mampu untuk menggantikan BBM secara langsung. Biaya investasi dan operasi dan perawatan (O&M) yang cukup tinggi menyebabkan teknologi ini baru dapat bersaing pada harga minyak bumi 90 dolar.

Ada dua proses pencairan batubara yaitu, pencairan batubara langsung (*direct liquefaction*) yaitu proses produksi bahan bakar cair secara langsung dari batubara dan pencairan tak langsung (*indirect liquefaction*) yang merupakan proses pembuatan bahan bakar cair melalui proses gasifikasi terlebih dahulu kemudian diproses menjadi bahan bakar cair. Saat ini Indonesia sedang dalam negosiasi dengan Sasol, Afrika Selatan untuk membangun pabrik pencairan batubara dengan proses tak langsung.

Untuk kasus harga minyak 90 dolar baik pada pertumbuhan tinggi maupun rendah, pencairan batubara (CTL)-ADO masuk dalam sistem mulai tahun 2020 dan sampai tahun 2030 mempunyai tingkat produksi yang sama yaitu 35 juta SBM atau sekitar 8,4% total konsumsi ADO. Untuk pencairan batubara (CTL)-bensin masuk dalam sistem mulai tahun 2020 dan sampai tahun 2030 mempunyai tingkat produksi yang sama yaitu 20 juta SBM atau sekitar 9,7% konsumsi ADO.

11.1.3 Gasifikasi Batubara

Gasifikasi batubara merupakan proses untuk menghasilkan gas dari batubara yang dapat dimanfaatkan di sektor rumah tangga, industri, maupun pembangkitan listrik untuk memenuhi kebutuhan energi baru maupun untuk menggantikan penggunaan bahan bakar minyak dan gas bumi. Teknologi proses ini dapat diterapkan di berbagai wilayah di Indonesia dengan produksi gas sintesis yang dapat dipakai di industri, pembangkit listrik, maupun rumah tangga dan komersial. Di masa mendatang diharapkan gasifikasi batubara

dapat menggantikan pasokan gas bumi yang makin berkurang pada industri pupuk.

11.1.4 Konversi Minyak Tanah ke LPG

Program pemerintah konversi minyak tanah ke LPG bertujuan untuk mengurangi atau menghapuskan subsidi bahan bakar minyak yang makin lama makin bertambah. Persoalan jangka pendek pada konversi minyak tanah ke LPG antara lain banyaknya ditemui peralatan yang tidak sesuai SNI, serta pemindahan isi tabung LPG isi 3 kg yang bersubsidi ke tabung 12 kg dan 50 kg. Kebijakan jangka pendek yang dapat diambil di antaranya adalah:

- Melaksanakan pengawasan distribusi paket LPG Tabung 3 kg mulai saat paket LPG tabung 3 kg dibagikan, sampai ke konsumen LPG tabung 3 kg.
- Melaksanakan pengawasan mutu dengan menerapkan sistem monitoring kualitas LPG Tabung LPG 3 kg isi ulang pada seluruh jaringan pemasaran.
- Mengupayakan agar disparitas harga antara LPG 12 kg dan 50 kg dengan LPG 3 kg tidak terlalu tinggi agar tidak terjadi penyimpangan.

Persoalan jangka menengah dan panjang ialah produksi LPG Indonesia sangat terbatas sehingga untuk memenuhi kebutuhan LPG dalam negeri sebagian besar pasokan LPG harus diimpor yang mencapai sekitar 6,7 juta ton pada akhir tahun 2010. Hal ini dapat berakibat menurunnya ketahanan energi nasional, khususnya dalam menjamin pasokan energi jangka panjang. Hal ini mengingat produksi LPG dunia juga akan semakin menurun sedangkan konsumen cenderung meningkat.

Kebijakan jangka menengah-panjang yang dapat diambil di antaranya adalah:

- Mengupayakan substitusi LPG dengan bahan lain yang sesuai seperti DME, atau bahan bakar lain yang dapat disediakan di dalam negeri seperti batubara yang dicairkan.
- Merubah pola penggunaan dan penyediaan energi dengan jenis energi yang lebih umum yaitu tenaga listrik. Tenaga listrik dapat dipergunakan sebagai sumber energi untuk memasak atau pemanasan, penerangan serta untuk keperluan lain, sedangkan bahan bakar atau sumber energi pembangkitan listrik dapat bermacam-macam, mulai dari energi fosil, energi terbarukan sampai tenaga nuklir.

11.1.5 *Dimethyl Ether*

Dimethyl Ether (DME) yang dapat menggantikan penggunaan minyak solar dan LPG belum dimasukkan dalam sistem Markal karena secara volume potensi pemanfaatannya kecil dan secara ekonomis belum mampu berkompetisi dengan bahan bakar minyak dan LPG dalam waktu dekat.

11.2. Penyediaan Tenaga Listrik

Penyediaan listrik dimasa mendatang akan diarahkan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik. Untuk itu analisis model Markal menunjukkan bahwa

kapasitas pembangkitan listrik pada tahun 2030 adalah sebesar 130.000 MW untuk kasus dasar dan sekitar 145.000 MW untuk skenario tinggi dan harga minyak \$60. Di masa mendatang sangat diharapkan potensi sumberdaya energi terbarukan akan dapat dikembangkan semaksimal mungkin, untuk menurunkan penggunaan bahan bakar fosil terutama batubara yang dianggap bahan bakar yang kotor dan kurang bersahabat dengan lingkungan.

Dalam *Outlook Energi Indonesia 2010* ini ditekankan pada pembahasan pembangkit listrik. Kapasitas pembangkit listrik meningkat dari sekitar 25 GW pada tahun 2007 menjadi 130 GW pada tahun 2030 atau peningkatan lebih dari 5 kali lipat.

11.2.1 PLTU Batubara

Pada tahun 2030, total kapasitas pembangkit untuk kasus dasar mencapai sebesar 128 GW dimana teknologi pembangkit yang mendominasi adalah PLTU Batubara sebesar 61% atau mencapai 78 GW. Jenis pembangkit lain berturut turut adalah PLTP, PLTGU, PLTG, PLTA, PLTA pump storage dan lain-lain. Peningkatan penggunaan batubara untuk pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) batubara ini akan membutuhkan sarana dan prasarana yang cukup luas, antara lain luas tanah yang diperlukan untuk lokasi pembangkit dan penyimpanan batubara dan abu terbang, pelabuhan batubara, tongkang atau kapal. Lokasi untuk PLTU batubara ini sebaiknya jauh dari pemukiman penduduk untuk mengurangi masalah lingkungan di kemudian hari. Masalah dalam penyediaan infrastruktur serta lingkungan ini merupakan hal yang membatasi pembangunan PLTU batubara di masa mendatang.

Kondisi diatas akan memberi dampak yang cukup signifikan, antara lain:

- Transportasi batubara yang meliputi:
 - Penyediaan pelabuhan muat
 - Penyiapan area penimbunan/penyimpanan batubara
 - Penyiapan tongkang batubara
 - Penyiapan kapal penarik tongkang,
 - Penyiapan kapal tunda,
 - Penyiapan pelabuhan bongkar, atau *belt conveyor*,
 - Penyiapan area penimbunan/penyimpanan batubara.
 - Penyiapan truk atau kereta api pengangkut batubara.
- Pengguna/konsumen batubara yang meliputi:
 - Penyediaan pelabuhan bongkar
 - Penyiapan lokasi pembangkit
 - Penyiapan area penimbunan/penyimpanan batubara,
 - Penyiapan truk pengangkut atau *belt conveyor*
 - Penyiapan area penimbunan abu (abu bawah dan abu terbang)

Hal diatas adalah sesuatu yang perlu disediakan dalam pemanfaatan batubara secara langsung, tetapi masalah yang sebenarnya ialah:

- Penyediaan area pembangkit, penyimpanan batubara dan pelabuhan akan memerlukan area yang sangat luas dan sangat mudah untuk terjadi pencemaran.

- Transportasi laut yang sangat rumit karena kapasitas tongkang pada umumnya hanya sekitar 8 ribu ton, sehingga lalu lintas laut akan sangat padat karena pelayaran niaga juga makin padat.
- Dampak lingkungan baik lokal maupun global akibat penambangan dan pembakaran batubara.

Kebijakan yang dapat disampaikan antara lain ialah:

- Melaksanakan upgrading terhadap batubara yang akan diangkut sehingga lebih efisien dalam pengangkutan.
- Disain pembangkit atau fasilitas industri disesuaikan dengan batubara kualitas tinggi.
- Membangun pembangkit di luar Jawa (*mine mouth power plant*) dan mentransmisikan listrik ke pulau Jawa.
- Relokasi industri atau membangun industri baru di luar Jawa sehingga mengurangi beban pulau Jawa dalam penyediaan sarana dan prasarana penunjang industri, seperti pelabuhan, jalan, air, listrik, dan utilitas lain, serta mengurangi tekanan baik sosial, maupun lingkungan.

Dalam penyediaan listrik dari PLTU batubara, ada beberapa teknologi yang akan diterapkan di masa depan yaitu untuk pembangkit yang besar pada umumnya menggunakan *pulverized coal boiler* dengan bahan bakar batubara yang dibubukkan. Untuk mengurangi dampak negatif pembakaran batubara, diperlukan teknologi bersih (*clean coal technology*). Berbagai jenis teknologi tersebut antara lain, *Circulating Fluid Bed Combustion* (CFBC), *Pressurized Fluidized Bed Combustion* (PFBC), *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Advanced Pressurized Fluidized Bed Combustion* (APFBC) cycles, serta de SO_x (desulfurisasi) dan de NO_x (de Nitrifikasi).

11.2.2 PLTD

Pembangkit listrik tenaga diesel merupakan pembangkit yang sangat fleksibel, artinya dengan waktu *start* yang cepat pembangkit ini dapat dengan mudah masuk ke jaringan pada beban dasar, beban menengah maupun beban puncak. Kondisi ini menyebabkan walaupun mempunyai biaya pembangkitan yang tinggi PLTD masih akan dioperasikan di masa mendatang, khususnya untuk wilayah yang belum terhubung dengan jaringan transmisi tegangan tinggi.

Pada kasus dasar ditunjukkan bahwa untuk pulau Jawa dan Sumatera, setelah tahun 2011 PLTD sudah tidak dioperasikan lagi, sedangkan untuk Kalimantan, Sulawesi dan pulau lain PLTD masih dioperasikan sampai tahun 2030. Alternatif kebijakan yang dapat diusulkan antara lain :

- Menerapkan PLTU batubara untuk menggantikan PLTD sebagai pembangkit beban dasar.
- Mengurangi atau mengganti penggunaan minyak solar dengan biodiesel, atau DME yang dapat diproduksi dari sumberdaya energi lokal.
- Menerapkan proses gasifikasi batubara atau biomasa dan memodifikasi mesin diesel menjadi *gas engine* untuk pemanfaatan *syngas* yang dihasilkan.

11.2.3 Pembangkit Listrik Energi Terbarukan

Mengikuti kebijakan pemerintah untuk memanfaatkan sumberdaya energi terbarukan semaksimal mungkin, maka panas bumi dan tenaga air merupakan dua alternatif sumber untuk pembangkitan tenaga listrik yang berpotensi untuk dikembangkan.

A. PLTP

Potensi energi panas bumi yang cukup besar setara dengan sekitar 27,5 GWe yang terdiri dari 13,4 GWe berupa sumberdaya dan 14,1 GWe berupa cadangan. Lokasi panas bumi di Indonesia yang berasosiasi dengan sistem vulkanik aktif antara lain adalah di Sumatera (81 lokasi), Jawa (71 lokasi), Bali dan Nusa Tenggara (27 lokasi), Maluku (15 lokasi), serta Sulawesi Utara (7 lokasi), sedangkan yang berada di lingkungan non-vulkanik aktif antara lain di Sulawesi (43 lokasi), Bangka Belitung (3 lokasi), Kalimantan (3 lokasi), dan Papua (2 lokasi). Dari 252 lokasi panas bumi yang ada, hanya 31% yang telah disurvei secara rinci dan didapatkan potensi cadangan. Dari lokasi tersebut potensi cadangan yang terbesar ialah di pulau Jawa. Pada tahun 2030 pengembangan kapasitas PLTP diperkirakan mencapai 20 GW atau 14% dari total kapasitas pembangkit listrik nasional. Dalam kaitan pembangunan PLTP maka perlu dilaksanakan survei atau eksplorasi potensi panas bumi pada seluruh lokasi untuk meningkatkan potensi sumberdaya menjadi cadangan untuk meningkatkan cadangan terbukti panas bumi dari 2,3 GWe menjadi lebih dari 20 GWe pada tahun 2030.

B. PLTA

Indonesia memiliki potensi tenaga air yang cukup besar, mengingat kondisi topografi yang sangat mendukung yaitu bergunung dan berbukit serta dialiri oleh banyak sungai dan adanya danau/waduk yang cukup potensial sebagai sumber tenaga air. Potensi tenaga air yang besarnya dari tahun 2003 - 2007 cenderung konstan tersebut tersebar hampir di seluruh wilayah Indonesia dan mempunyai peluang untuk dapat dikembangkan secara optimal, khususnya yang berada di luar Jawa. Sedangkan potensi tenaga air di Jawa walaupun cukup besar namun sebagian besar telah dimanfaatkan, selain dari itu pengembangan potensi tenaga air menjadi tenaga listrik secara signifikan akan mempengaruhi lingkungan karena memerlukan penutupan lahan yang luas.

C. PLTS

Dimasa mendatang teknologi ini akan lebih berkembang dan tersebar luas mengingat kemampuan PLN untuk menyediakan listrik pada desa terpencil masih sangat terbatas. Hal yang dapat diusulkan dalam pembangunan PLTS ialah:

- Perlu dibangun pabrik *solar cell* dan solar panel, mengingat target pemasangan PLTS di Indonesia per tahun cukup tinggi.

- Dalam wilayah instalasi harus dilengkapi dengan pusat perbaikan yang dilengkapi dengan penyediaan/penjualan aki.
- Perlu dibangun sistem pembiayaan untuk pengadaan PLTS yang wajar, misalnya melalui dana bergulir atau pembayaran cicilan. Pemberian secara cuma-cuma ternyata menyebabkan kurangnya rasa memiliki dari pengguna yang akhirnya berakhir pada tidak beroperasinya peralatan dan bahkan dijual.

D. PLTB

Pembangkit listrik tenaga bayu atau angin, beroperasi dengan tenaga angin. Persyaratan dalam sumberdaya angin ialah antara lain aliran angin kontinyu dalam satu tahun. Kondisi angin di Indonesia secara umum kurang stabil, artinya dalam satu tahun kecepatan angin di suatu wilayah tidak sama. Kecepatan rata-rata tidak bisa menggambarkan kondisi angin sebenarnya, karena kadang kadang jauh melebihi kecepatan rata-rata kadang sangat kurang bahkan dapat mati angin atau tidak ada angin sama sekali.

Wilayah yang mempunyai kondisi angin yang baik ialah wilayah Jawa Tengah, Jawa Timur, Sulawesi Utara, Sulawesi Selatan, NTT dan NTB. Secara umum potensi energi yang dapat dikembangkan dari sumberdaya angin hanya sekitar 100 MW pada tahun 2030.

Permasalahan dalam pemanfaatan energi terbarukan ialah:

- Kapasitas atau potensi sumberdaya per wilayah yang relatif kecil,
- Lokasi yang jauh dari pusat beban atau konsumen.
- Biaya energi yang lebih tinggi dari energi fosil.

Kebijakan yang dapat diambil ialah:

- Menghubungkan pembangkit energi terbarukan pada jaringan yang terdekat, baik distribusi, transmisi tegangan rendah, menengah ataupun tinggi (*grid connected*),
- Upaya untuk menarik atau mengumpulkan beban didekat lokasi potensi sumberdaya,
- Mengupayakan dukungan finansial yang ringan dari lembaga finansial dalam program tertentu, misalnya CDM, GEF, hibah dan lain-lain.
- Memberi kemudahan dalam investasi seperti pembebasan pajak masuk, penundaan pembayaran pajak, keikutsertaan pemerintah investasi dan lain-lain.

E. PLTN

Keterbatasan pengembangan sumberdaya energi terbarukan serta keterbatasan pembangunan PLTU batubara di pulau Jawa akan dapat mendorong pengembangan pembangkit listrik tenaga nuklir PLTN. Pada skenario pertumbuhan tinggi (7%) dan harga minyak tinggi yaitu 90 \$/barel serta pembatasan PLTU batubara maka pada tahun 2020 PLTN sebesar 1 GW akan masuk dalam sistem kelistrikan dan pada tahun 2030 mencapai kapasitas sebesar 3 GW.

11.3 Penghematan Energi

Tujuan dari penghematan energi ialah mengurangi penggunaan energi untuk menekan biaya energi, serta mengurangi dampak lingkungan baik lokal maupun global yang disebabkan oleh penggunaan energi. Penghematan energi dilihat dari sumber pengguna energinya meliputi penghematan di sisi pengguna (*demand side*) dan di sisi penyedia (*supply side*). Sedangkan dilihat dari sisi penerapan teknologi meliputi penggantian teknologi dengan teknologi yang lebih efisien dan ramah lingkungan, penambahan teknologi (*retrofitting*) pada unit produksi sehingga bekerja lebih efisien.

Dalam evaluasi ini dilaksanakan analisis terhadap beberapa sektor pengguna sangat diperlukan penetapan standar mutu produk dan penerapan labeling untuk semua peralatan supaya masyarakat mengetahui mana produk yang baik dan efisien dan produk mana yang kurang bagus.

11.3.1 Sektor Industri

Penerapan teknologi pada industri yang ada dan diperkirakan akan berkembang di masa yang akan datang antara lain:

- Peningkatan efisiensi dalam pemanfaatan teknologi dengan menerapkan *cogeneration technology* yang menghasilkan jenis energi listrik dan panas untuk proses produksi. Penggunaan teknologi yang menggabungkan dua buah proses produksi energi ini secara umum akan meningkatkan efisiensi thermal dari rata-rata 50% menjadi 60-80% tergantung dari jenis teknologi kogenerasi yang digunakan. Teknologi kogenerasi yang paling efisien ialah dengan memanfaatkan panas buang gas turbin pembangkit listrik untuk membangkitkan uap yang dipergunakan untuk proses produksi. Teknologi ini akan sangat efisien bila kebutuhan uap tinggi, dan target produksi diarahkan untuk memenuhi kebutuhan uap tersebut, sehingga kemungkinan akan terjadi kelebihan produksi listrik (*excess power*) yang dapat dijual ke masyarakat atau PLN dengan harga yang sangat bersaing.
- Perubahan pemanfaatan bahan bakar (*fuel switching*). Perubahan pemanfaatan bahan bakar ini diarahkan untuk memperoleh harga energi yang lebih murah atau lebih bersih. Pada beberapa industri seperti tekstil, semen, kertas dan lain-lain terjadi perubahan dari penggunaan minyak ke batubara, gas bumi dan biomasa. Pengalihan pemanfaatan dari minyak ke batubara pada pembangkit uap kecil membutuhkan penerapan teknologi baru karena karakteristik yang sama sekali berbeda. Pada industri semen yang menggunakan minyak untuk pengeringan semen dengan menggunakan *furnace* skala besar, dapat dilaksanakan perubahan pemanfaatan bahan bakar dengan menerapkan sistem pembakaran *dual fuel* (minyak-batubara/biomasa atau minyak-gas). Pola perubahan yang terbaru adalah menggantikan penggunaan minyak dan gas ke batubara atau biomasa dengan menerapkan teknologi gasifikasi. Gas yang dihasilkan selain dapat digunakan secara langsung juga dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku pada industri kimia atau pupuk.

Permasalahan yang ada pada sektor industri ialah:

- Walaupun secara perhitungan penerapan teknologi kogeneration ini sangat menguntungkan tetapi pada kenyataannya tidak semua industri sanggup untuk memanfaatkan teknologi ini, sehingga hanya sebagian industri yang menggunakan teknologi kogeneration .
- Program *fuel switching* secara umum menguntungkan baik untuk industri yang melaksanakan maupun untuk negara dengan pengurangan pemakaian bahan bakar minyak yang cadangannya sangat terbatas dan cenderung menurun. Tetapi program ini akan memerlukan penyiapan sarana dan prasarana seperti jaringan pipa gas yang cukup mahal, pelabuhan bongkar batubara serta area penyimpanan batubara baik dekat pelabuhan maupun di area pabrik yang memerlukan lahan yang cukup luas. Disamping itu kualitas batubara Indonesia yang berkisar antara lignit dan sub-bituminus mengharuskan batubara yang ditambang harus cepat dimanfaatkan karena dapat terbakar sendiri.

Kebijakan yang dapat diambil :

- Membentuk unit atau satuan tugas untuk membantu industri:
 - memantau dan memberikan informasi, petunjuk serta konsultasi kepada industri tentang kemungkinan penerapan teknologi yang lebih efisien untuk jenis industri tertentu.
 - memberikan informasi tentang alternatif dalam pembiayaan baik dari pembiayaan dalam negeri, pembiayaan dari luar negeri termasuk perbankan, institusi finansial lain, serta mekanisme pembiayaan dalam program lingkungan global seperti GEF atau CDM termasuk perdagangan karbon.
- Melakukan pengembangan jaringan gas bumi yang lebih luas baik dari sumber gas buminya maupun wilayah yang dipasok hingga menjangkau wilayah industri di Sumatera, Jawa maupun Kalimantan.
- Menyusun kajian tentang kemungkinan pemanfaatan batubara yang meliputi:
 - luas wilayah, jumlah kebutuhan per wilayah, dan penentuan pusat distribusi
 - karakteristik batubara yang diinginkan dan jumlahnya (seperti ukuran, nilai kalor, kandungan abu, sulfur, dan kelembaban),
 - Lokasi pelabuhan batubara termasuk kapasitas pelabuhan serta kapasitas penimbunan.

11.3.2 Sektor Transportasi

Sektor transportasi merupakan sektor yang paling banyak menggunakan bahan bakar minyak. Pada saat ini sistem transportasi di Indonesia masih kurang baik, terbukti dari seringnya terjadi kemacetan di jalan raya. Permasalahan dalam transportasi ialah:

- Kemacetan yang disebabkan :
 - Tata kota yang kurang baik sehingga diperlukan jarak tempuh (kilometer per orang) yang tinggi.

- Belum tersedianya transportasi masal khususnya dalam kota besar yang murah, nyaman dan aman.
- Peningkatan jumlah kendaraan yang tidak diimbangi penambahan panjang jalan.
- Pengelolaan trafik yang belum terintegrasi dan belum efisien.
- Sistem pembatasan jumlah orang per kendaraan dianggap tidak efektif karena memunculkan jasa penumpang tambahan yang tidak memecahkan masalah
- Tingginya pencemaran udara oleh gas buang kendaraan.

Kebijakan yang dapat diambil:

- Menyusun ulang rencana tata kota tata wilayah pada wilayah-wilayah secara terintegrasi meliputi aktifitas ekonomi utama wilayah, penyediaan sarana telepon, air minum dan transportasi sehingga mengurangi dampak negatif baik terhadap pencemaran lingkungan, kelancaran transportasi orang dan barang dan lain-lain.
- Membangun transportasi masal dalam kota dan antar kota yang efisien seperti kereta listrik, dan atau *monorail* sebagai tulang punggung yang didukung oleh sistem angkutan seperti bus, mikrolet dan lain-lain yang aman dan nyaman. Pengalaman negara lain menunjukkan, sistem transportasi perkotaan masal yang baik dapat memecahkan kemacetan dan mempersingkat waktu tempuh angkutan orang dan barang.
- Pemanjangan jalur kereta rel listrik dalam kota besar sampai ke kota disekitar dengan jaringan kereta rel listrik atau kereta diesel akan dapat mengurangi kepadatan jalan raya dan menurunkan kerugian dalam waktu tempuh maupun biaya pengangkutan.

11.4 Lingkungan Global

Lingkungan global atau perubahan iklim merupakan isu nasional karena Indonesia sudah meratifikasi Konfensi Bumi (*Earth Summit*) serta Protokol Kyoto, sehingga walaupun sebagai negara non Annex 1 Indonesia belum wajib untuk mengurangi emisi global, tetapi secara moral Indonesia mempunyai kewajiban untuk mendukung penurunan emisi gas rumah kaca dunia. Hal ini terungkap dari pidato Presiden Soesilo B. Yudoyono dalam Pertemuan G20 di Pitsburg pada tahun 2009 yang menyatakan bahwa Indonesia akan menurunkan emisi GRK sebesar 26% terhadap *business as usual* (BAU) pada tahun 2020 dengan kekuatan sendiri dan sejumlah 41% dengan bantuan negara maju.

Indikator penting untuk aspek lingkungan yang berhubungan dengan GRK adalah CO₂ per kapita. Indikator ini diperkirakan akan terus meningkat selama kurun waktu 2009-2030. Pada tahun 2009 CO₂ per kapita diperkirakan sebesar 2,07 ton CO₂/kapita dan akan meningkat menjadi 4,10 ton CO₂/kapita pada tahun 2030 untuk kasus dasar. Peningkatan ini sejalan dengan semakin meningkatkan kebutuhan energi per kapita dan kebutuhan tersebut sebagian besar masih dipasok dari penggunaan batubara dan minyak bumi. Untuk kasus yang lain indikator ini tetap menunjukkan peningkatan dibandingkan dengan

tahun dasar dan pada tahun 2030 berkisar antara 3,71 ton CO₂/kapita (kasus R90) sampai dengan 4,96 ton CO₂/kapita (kasus T60).

Emisi CO₂ dapat dirinci berdasarkan sektor pengguna energi final. Total emisi per sektor akan sedikit lebih rendah bila dibandingkan dengan total emisi dari penggunaan energi primer. Hal ini dapat dipahami karena adanya rugi-rugi selama proses konversi dan transportasi dari energi primer menjadi energi final. Pada tahun 2007 emisi CO₂ sebesar 335 juta ton CO₂ dan meningkat rata-rata sebesar 4,7% per tahun atau menjadi 1,228 juta ton CO₂ pada tahun 2030. Emisi CO₂ yang terbesar adalah dari sektor pembangkit listrik diikuti oleh penggunaan energi di sektor industri.

Strategi dalam penanggulangan perubahan iklim dibagi menjadi dua sektor yaitu mitigasi atau pengurangan emisi GRK dan adaptasi atau peningkatan daya tahan lingkungan terhadap perubahan iklim. Dalam bidang energi langkah pengurangan emisi antara lain adalah :

- Menghemat penggunaan energi melalui peningkatan efisiensi penggunaan energi, dan manajemen energi.
- Mengganti energi yang digunakan dengan energi rendah karbon.
- Menangkap, mengurangi dan menyimpan karbon dari gas buang industri atau transportasi.
- Meningkatkan penggunaan energi yang dapat diperbaruiemisi .
- Memanfaatkan tenaga nuklir.

Dalam mitigasi pengurangan emisi GRK sejumlah 26% terhadap BAU 2020 langkah yang direncanakan dalam Rencana Aksi Nasional adalah:

- Melaksanakan audit energi pada gedung dan industri sejumlah 1003 pada periode 2010-2014, dan 5910 pada periode 2015-2020.
- Penyediaan dan pengelolaan energi terbarukan secara garis besar dirangkumkan pada Tabel 11.1 di bawah ini.

Tabel 11.1 Penyediaan dan Pengelolaan Energi Terbarukan

Jenis Pembangkit	Periode 2010-2014	Periode 2015-2020
PLTP	4170,00 MW	2400,00 MW
PLTMH	46,17 MW	618,00 MW
PLTM	182,00 MW	-
PLTS	102,10 MW	1123,00 MW
PLTB	21,67 MW	10,48 MW
PLT Biomasa	0,40 MW	1,00 MW
PLTA-Pompa	1000,00 MW	-
PLTU Batubara <i>Supercritical</i>	1000,00 MW	
PLTGU Gas Alam	1660,00 MW	2712,00 MW
PLTGU LNG	-	2250,00 MW

Sumber: Bappenas, Rencana Aksi Nasional Penurunan Aksi Gas Rumah Kaca (2010)

- Pemasangan lampu hemat energi, 2010-2014 sejumlah 25 juta unit, 2015-2020 sejumlah 62 juta unit
- Pemanfaatan biogas.
- Pemanfaatan CNG untuk kendaraan
- Peningkatan penggunaan gas alam untuk rumah tangga
- Pembangunan kilang LPG mini

- Produksi dan pemanfaatan *biofuel* untuk sektor transportasi
- Konversi minyak tanah ke LPG
- Pembangunan CCS (*Carbon Capture and Storage*)

DAFTAR PUSTAKA

- Alfian (2010) *RI to begin to auction shale gas fields this year*, The Jakarta Post, Jakarta, 12 Maret 2010.
- Bappenas (2010) *Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap (ICCSR)*, National Development Planning Agency, Jakarta.
- BPA (1993) *Energy-Efficient Electric Motor Selection Handbook*, Bonneville Power Administration, United States Department of Energy, Portland.
- CDIEMR (2008) *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2008*, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry Energy and Mineral Resources, Jakarta.
- CDIEMR (2009) *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2009*, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry Energy and Mineral Resources, Jakarta.
- CIBO (1997) *Energy Efficiency Handbook*, Council of Industrial Boiler Owners, Virginia.
- Dahl, C.A. and McDonald, L. (1998) *Forecasting Energy Demand in the Developing World*, Energy Sources, Vol. 20, p.875-889, Taylor and Francis.
- Daniel, W. dan Wahyuni, N.D. (2010) *Hatta Rekomendasikan Kombinasi Domestik dan Ekspor Untuk Senoro*, Detik Finance, 11 April 2010.
- Ditjen Migas (2009) *Peluang Investasi dalam Industri Migas 2008*, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral.
- EIA (2009) *International Energy Outlook 2009*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, May 2009.
- ETSAP (2009) *Technology Brief S01*, Energy Technology System Analysis Program, OECD.
- Ewart, D.L. and Vaughn, R. (2009) *Indonesian Coal: Review the Indonesian Thermal Coal Industry*, World Coal Asia Special, Marston & Marston Inc, U.S.
- Hadiwidjoyo, S. (2010) *Pemanfaatan DME sebagai bahan bakar di Indonesia*, Tambangnews.com, Jakarta, 15 April 2010.
- Hatta, A. (2009) *Ekspor Perdana LNG Tangguh*, Warta Ekonomi, 06 Juli 2009.
- IEA (2006a) *Energy Technology Perspectives 2006*, International Energy Agency.
- IEA (2006b) *World Energy Outlook 2006*, International Energy Agency.
- IEA (2008) *Energy Policy Review of Indonesia*, The International Energy Agency, Paris.
- Indrayuda, R. (2005) *Indonesian Coal Policy: Prospect and Implementation*, Presented at APEC Clean Fossil Energy Technical and Policy Seminar, Cebu City, Philippines, 26-29 January 2005.
- Iskandar, I. (2006) *Batubara dan Kelistrikan*, Kompas, Senin 15 Juni 2006.
- Jacobs, B. (1999) *ANSWER: MARKAL Energy Modelling for Windows*, ABARE, Canberra.
- Jajang (2010) *Perluasan Fungsi Kilang LNG Arun*, Media Indonesia, Jakarta, 18 Februari 2010.

- KNLH (2009a) *Summary for Policy Makers: Indonesia Second National Communication Under The United Nations Framework Convention on Climate Change*, State Ministry of Environment, Jakarta.
- KNLH (2009b) *Technology Needs Assessment on Climate Change Mitigation: Synthesis Report*, Update Version, State Ministry of Environment, Jakarta.
- KNLH (2009c) *Status Lingkungan Hidup Indonesia 2008*, Kementerian Negara Lingkungan Hidup, Jakarta.
- Miranti, E. (2008) *Prospek Industri Batubara di Indonesia*, Economic Review No.214, Desember 2008.
- Nugraha, A. (2009) *Kalla Ups Bid to Sell Donggi LNG Domestically*, The Jakarta Globe, June 18, 2009.
- OPEC (2009) *Annual Statistical Bulletin 2008*, Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Paru, M. (2010) *LNG Badak Targetkan Ekspor 295 MTPA*, iniliah.com, Jakarta, 25 Maret 2010.
- Paru, M. (2010a) *MESDM Perpanjang Kontrak LNG ke Jepang*, iniliah.com, Jakarta, 22 Maret 2010.
- Paru, M. (2010b) *Kontrak Gas Eksisting tak Bisa Dипutuskan Sepihak*, iniliah.com, 19 Maret 2010.
- Petromindo (2009) *Indonesia Coal Book 2008/2009*, Asosiasi Pertambangan Batubara Indonesia, Jakarta.
- PLN (2009) *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009-2018*, PT PLN (Persero), Jakarta.
- PTBA (2008) *Laporan Produksi 2008*, PT Bukit Asam (Persero), www.ptba.co.id, diakses 5 Juni 2010.
- PWC (2010) *Oil and Gas in Indonesia: Investment and Taxation Guide*, PricewaterhouseCooper Indonesia, Jakarta.
- SKI (2009) *Pemanfaatan Kokas Briket sebagai Bahan Bakar Industri Logam*, Situs Kimia Indonesia, www.chem-is-try.org, Diakses 12 Juli 2009.
- Suharyono, H. (Editor) (2004) *The Future Demand for Natural Gas in Indonesia Regions with Particular Reference to the Use of CNG in Transport*, Second National Policy Study for Indonesia, Pusat Teknologi Konversi dan Konservasi Energi, BPPT.
- Wahyana, C. (2009) *BKPM-Sasol Teken MOU Pabrik Pencairan Batubara US\$ 2 Miliar*, Kontan, Jumat 4 Desember 2009.
- Wahyuni, A.I. (2009) *RI-Jepang Capai Kesepakatan Perpanjangan Ekspor LNG*, Detik Finance, 13 Pebruari 2009.
- Wahyuni, N.D. (2009) *Inpex Diminta Bangun Kilang Pengolahan LNG di Darat*, Detik Finance, 3 Juli 2009.
- Wahyuni, N.D. (2010) *Langgar Aturan DMO, Perusahaan Batubara Kena Sanksi*, Detik Finance, Kamis 14 Januari 2010.
- WCI (2008) *Coal Facts 2008 Edition*, World Coal Institute, London, www.worldcoal.org, diakses 15 Juni 2010.
- WEC (2008) *Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation*, World Energy Council, London.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Proyeksi perkembangan populasi per wilayah (Juta Jiwa)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jawa	133,9	135,26	136,64	138,04	139,3	140,58	141,89	143,21
Sumatera	48,76	49,56	50,38	51,22	52	52,8	53,62	54,46
Kalimantan	13,12	13,39	13,66	13,93	14,19	14,46	14,73	15,01
Sulawesi	16,51	16,73	16,96	17,19	17,41	17,63	17,85	18,07
P. Lainnya	13,76	13,98	14,21	14,45	14,66	14,88	15,11	15,34
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Jawa	144,55	145,96	147,3	148,64	149,98	151,32	152,66	154
Sumatera	55,31	56,02	56,82	57,62	58,42	59,22	60,02	60,82
Kalimantan	15,29	15,52	15,78	16,05	16,31	16,58	16,84	17,1
Sulawesi	18,3	18,52	18,75	18,97	19,19	19,42	19,64	19,87
P. Lainnya	15,57	15,79	16,02	16,25	16,47	16,7	16,93	17,15
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jawa	155,34	156,68	158,02	159,36	160,7	162,04	163,39	164,73
Sumatera	61,62	62,42	63,22	64,02	64,83	65,63	66,43	67,23
Kalimantan	17,37	17,63	17,9	18,16	18,42	18,69	18,95	19,22
Sulawesi	20,09	20,31	20,54	20,76	20,99	21,21	21,43	21,66
P. Lainnya	17,38	17,61	17,83	18,06	18,29	18,51	18,74	18,97

Lampiran 2. Proyeksi PDRB per wilayah untuk skenario rendah (Trilyun Rupiah)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jawa	1213,31	1213,31	1213,31	1213,31	1213,31	1213,31	1213,31	1213,31
Sumatera	426,88	426,88	426,88	426,88	426,88	426,88	426,88	426,88
Kalimantan	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25	173,25
Sulawesi	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5	88,5
P. Lainnya	61,16	61,16	61,16	61,16	61,16	61,16	61,16	61,16
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Jawa	1858,54	1962,28	2071,73	2187,19	2309	2437,52	2573,1	2716,14
Sumatera	667,85	705,35	744,91	786,64	830,67	877,12	926,13	977,83
Kalimantan	244,15	255,35	267,17	279,64	292,79	306,66	321,3	336,74
Sulawesi	142,37	150,96	160,02	169,58	179,66	190,3	201,53	213,37
P. Lainnya	87,17	91,15	95,35	99,78	104,45	109,38	114,59	120,08
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jawa	2867,05	3026,26	3194,23	3371,44	3558,4	3755,64	3963,73	4183,27
Sumatera	1032,38	1089,92	1150,63	1214,69	1282,26	1353,55	1428,77	1508,12
Kalimantan	353,03	370,22	388,34	407,46	427,64	448,91	471,36	495,03
Sulawesi	225,86	239,04	252,95	267,62	283,11	299,44	316,67	334,85
P. Lainnya	125,87	131,97	138,42	145,21	152,38	159,95	167,92	176,34

Lampiran 3. Proyeksi PDRB per wilayah untuk skenario tinggi (Trilyun Rupiah)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jawa	1213,31	1280,27	1340,28	1436,04	1538,51	1648,15	1765,46	1890,98
Sumatera	426,88	458,68	480,53	515,14	552,18	591,81	634,21	679,58
Kalimantan	173,25	183,49	188,25	198,57	209,62	221,44	234,10	247,65
Sulawesi	88,50	94,03	99,45	107,39	115,87	124,95	134,67	145,06
P. Lainnya	61,16	65,62	67,30	70,96	74,89	79,09	83,59	88,41
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Jawa	2025,28	2168,99	2322,75	2487,28	2663,32	2851,69	3053,24	3268,9
Sumatera	728,12	780,06	835,64	895,11	958,74	1026,82	1099,67	1177,62
Kalimantan	262,14	277,66	294,26	312,02	331,03	351,36	373,12	396,40
Sulawesi	156,18	168,08	180,81	194,43	209	224,59	241,28	259,13
P. Lainnya	93,56	99,07	104,97	111,29	118,04	125,27	133,01	141,28
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jawa	3499,66	3746,57	4010,77	4293,47	4595,96	4919,62	5265,95	5636,52
Sumatera	1261,03	1350,27	1445,77	1547,95	1657,28	1774,27	1899,45	2033,40
Kalimantan	421,31	447,96	476,47	506,98	539,62	574,53	611,89	651,85
Sulawesi	278,24	298,68	320,56	343,96	369,01	395,81	424,49	455,18
P. Lainnya	150,13	159,61	169,74	180,58	192,18	204,59	217,87	232,08

Lampiran 4. Prakiraan intensitas pemakaian energi final keseluruhan (termasuk biomasa) terhadap PDB (SBM/Juta Rupiah)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	0,407	0,414	0,451	0,459	0,478	0,468	0,456	0,447
Kasus R90	0,407	0,414	0,451	0,418	0,436	0,427	0,417	0,408
Kasus T60	0,407	0,414	0,451	0,456	0,471	0,458	0,442	0,430
Kasus T90	0,407	0,414	0,451	0,415	0,430	0,418	0,404	0,393
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	0,438	0,428	0,417	0,410	0,401	0,393	0,386	0,379
Kasus R90	0,400	0,391	0,381	0,374	0,366	0,358	0,351	0,345
Kasus T60	0,419	0,407	0,396	0,385	0,375	0,367	0,357	0,350
Kasus T90	0,383	0,372	0,361	0,353	0,343	0,335	0,327	0,321
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	0,372	0,366	0,36	0,354	0,348	0,343	0,338	0,333
Kasus R90	0,338	0,332	0,327	0,321	0,316	0,311	0,307	0,302
Kasus T60	0,343	0,335	0,329	0,322	0,317	0,312	0,307	0,303
Kasus T90	0,314	0,307	0,301	0,294	0,288	0,283	0,279	0,275

Lampiran 5. Prakiraan intensitas pemakaian energi komersial terhadap PDB (SBM/Juta Rupiah)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	0,290	0,301	0,334	0,342	0,333	0,329	0,323	0,319
Kasus R90	0,290	0,301	0,334	0,310	0,301	0,297	0,293	0,289
Kasus T60	0,290	0,301	0,334	0,339	0,328	0,323	0,315	0,310
Kasus T90	0,290	0,301	0,334	0,309	0,298	0,293	0,287	0,283
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	0,315	0,311	0,306	0,303	0,298	0,295	0,292	0,288
Kasus R90	0,285	0,282	0,277	0,273	0,270	0,267	0,263	0,260
Kasus T60	0,305	0,299	0,293	0,288	0,283	0,279	0,274	0,270
Kasus T90	0,278	0,274	0,268	0,265	0,260	0,256	0,252	0,248
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	0,286	0,283	0,280	0,277	0,275	0,272	0,270	0,267
Kasus R90	0,258	0,255	0,253	0,250	0,248	0,246	0,244	0,242
Kasus T60	0,266	0,263	0,260	0,257	0,254	0,252	0,250	0,248
Kasus T90	0,245	0,243	0,240	0,236	0,233	0,231	0,229	0,228

Lampiran 6. Prakiraan intensitas pemakaian energi final keseluruhan (termasuk biomasa) terhadap penduduk (SBM/kapita)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	3,541	3,765	4,237	4,488	4,860	4,957	5,018	5,120
Kasus R90	3,541	3,765	4,237	4,088	4,438	4,521	4,598	4,683
Kasus T60	3,541	3,765	4,237	4,518	4,925	5,053	5,147	5,295
Kasus T90	3,541	3,765	4,237	4,115	4,502	4,614	4,711	4,842
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	5,224	5,315	5,398	5,515	5,617	5,733	5,851	5,980
Kasus R90	4,778	4,859	4,930	5,029	5,120	5,223	5,328	5,441
Kasus T60	5,437	5,585	5,726	5,882	6,053	6,246	6,426	6,647
Kasus T90	4,974	5,104	5,230	5,386	5,539	5,712	5,881	6,083
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	6,120	6,257	6,410	6,555	6,712	6,883	7,061	7,242
Kasus R90	5,560	5,688	5,822	5,952	6,099	6,251	6,408	6,579
Kasus T60	6,863	7,092	7,342	7,597	7,887	8,193	8,508	8,860
Kasus T90	6,281	6,491	6,717	6,922	7,169	7,433	7,725	8,035

Lampiran 7. Prakiraan intensitas pemakaian energi final komersial terhadap penduduk (SBM/kapita)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	2,523	2,743	3,134	3,342	3,388	3,483	3,559	3,661
Kasus R90	2,523	2,743	3,134	3,032	3,064	3,140	3,223	3,314
Kasus T60	2,523	2,743	3,134	3,355	3,431	3,565	3,671	3,819
Kasus T90	2,523	2,743	3,134	3,057	3,121	3,233	3,347	3,480
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	3,763	3,864	3,955	4,072	4,180	4,304	4,424	4,556
Kasus R90	3,403	3,497	3,578	3,679	3,777	3,887	3,994	4,113
Kasus T60	3,959	4,106	4,239	4,403	4,563	4,750	4,926	5,116
Kasus T90	3,613	3,751	3,881	4,042	4,190	4,363	4,536	4,713
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	4,700	4,840	4,994	5,139	5,298	5,457	5,637	5,817
Kasus R90	4,236	4,367	4,501	4,632	4,780	4,931	5,090	5,255
Kasus T60	5,330	5,557	5,799	6,046	6,328	6,624	6,929	7,267
Kasus T90	4,915	5,130	5,355	5,560	5,807	6,070	6,359	6,669

Lampiran 8. Prakiraan intensitas pemakaian energi final jenis listrik terhadap penduduk (kWh/kapita)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	537,73	564,47	574,98	624,50	642,95	671,39	744,25	745,08
Kasus R90	537,73	564,47	574,77	551,59	563,54	586,19	634,66	645,28
Kasus T60	537,73	564,47	575,43	645,90	688,79	722,58	819,96	826,38
Kasus T90	537,73	564,47	575,43	563,90	602,17	633,52	706,70	718,64
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	776,79	827,51	952,56	1032,62	1124,88	1174,33	1312,40	1369,92
Kasus R90	673,09	716,03	823,55	882,49	984,43	1027,25	1159,41	1212,08
Kasus T60	879,35	946,46	1084,06	1182,87	1279,73	1359,00	1506,90	1596,58
Kasus T90	767,16	832,48	969,40	1067,59	1182,76	1250,61	1404,93	1487,49
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	1431,64	1532,62	1597,53	1753,24	1817,79	1886,30	1951,59	2002,96
Kasus R90	1270,06	1337,83	1412,09	1564,13	1629,75	1691,75	1756,67	1798,01
Kasus T60	1704,99	1834,67	1930,37	2048,60	2128,02	2212,08	2291,72	2377,45
Kasus T90	1586,28	1711,30	1799,28	1916,54	1992,49	2073,07	2149,24	2228,01

Lampiran 9. Intensitas CO₂ per PDB (Ton CO₂/Juta Rupiah)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	0,171	0,182	0,196	0,206	0,207	0,206	0,203	0,204
Kasus R90	0,171	0,182	0,195	0,193	0,191	0,190	0,189	0,190
Kasus T60	0,171	0,182	0,196	0,204	0,208	0,205	0,201	0,200
Kasus T90	0,171	0,182	0,196	0,191	0,193	0,191	0,188	0,186
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	0,206	0,207	0,208	0,206	0,204	0,202	0,198	0,197
Kasus R90	0,190	0,190	0,190	0,189	0,187	0,185	0,179	0,178
Kasus T60	0,199	0,204	0,204	0,200	0,196	0,193	0,191	0,188
Kasus T90	0,187	0,190	0,189	0,186	0,183	0,180	0,178	0,175
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	0,196	0,195	0,194	0,191	0,189	0,187	0,185	0,183
Kasus R90	0,177	0,176	0,175	0,169	0,167	0,166	0,165	0,163
Kasus T60	0,185	0,182	0,179	0,179	0,177	0,174	0,171	0,170
Kasus T90	0,173	0,170	0,167	0,165	0,162	0,160	0,158	0,156

Lampiran 10. Intensitas CO₂ per kapita (Ton CO₂/kapita)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	1,487	1,654	1,841	2,011	2,101	2,181	2,242	2,342
Kasus R90	1,487	1,654	1,835	1,885	1,939	2,008	2,080	2,178
Kasus T60	1,487	1,654	1,841	2,024	2,173	2,267	2,346	2,463
Kasus T90	1,487	1,654	1,837	1,896	2,014	2,113	2,186	2,294
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	2,462	2,576	2,690	2,774	2,857	2,949	3,010	3,115
Kasus R90	2,268	2,358	2,460	2,545	2,616	2,698	2,717	2,810
Kasus T60	2,590	2,801	2,949	3,051	3,165	3,290	3,436	3,560
Kasus T90	2,424	2,608	2,741	2,848	2,953	3,065	3,193	3,322
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	3,230	3,337	3,453	3,536	3,640	3,746	3,866	3,990
Kasus R90	2,908	3,011	3,108	3,132	3,231	3,336	3,440	3,554
Kasus T60	3,711	3,843	3,992	4,216	4,393	4,576	4,752	4,963
Kasus T90	3,463	3,592	3,729	3,896	4,039	4,196	4,371	4,556

Lampiran 11. Prakiraan kebutuhan energi useful total untuk setiap kasus (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	397,38	429,17	495,90	536,69	573,45	590,68	612,19	633,61
Kasus R90	397,38	429,17	495,90	492,77	527,77	543,12	562,66	582,01
Kasus T60	397,38	429,17	495,90	540,74	582,07	604,44	631,71	659,58
Kasus T90	397,38	429,17	495,90	496,40	535,49	555,46	580,16	605,28
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	656,31	683,86	708,78	734,98	762,52	791,50	807,40	839,28
Kasus R90	602,52	627,76	650,25	673,88	698,71	724,83	737,73	766,43
Kasus T60	689,47	725,03	758,85	794,92	833,39	874,46	903,72	950,33
Kasus T90	632,24	664,66	695,12	727,61	762,23	799,20	824,06	865,97
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	872,83	908,15	945,34	984,40	1025,54	1068,88	1114,53	1162,63
Kasus R90	796,64	828,43	861,89	897,03	934,03	972,99	1014,04	1057,27
Kasus T60	1000,11	1053,28	1110,10	1170,71	1235,49	1304,74	1378,77	1457,92
Kasus T90	910,72	958,51	1009,57	1064,02	1122,21	1184,40	1250,87	1321,94

Lampiran 12. Prakiraan kebutuhan energi useful per sektor untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Industri	198,44	224,70	268,77	291,10	313,51	323,47	336,90	349,97
Transportasi	79,57	85,01	96,84	104,11	107,37	110,75	114,26	117,89
Rumah Tangga	88,32	87,15	93,77	101,26	110,08	111,57	113,61	115,66
Komersial	21,57	22,84	25,77	28,45	30,11	31,83	33,63	35,51
Lainnya	9,49	9,47	10,74	11,76	12,39	13,06	13,79	14,57
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Industri	364,03	382,79	398,59	415,34	433,08	451,90	457,47	478,60
Transportasi	121,67	125,58	129,65	133,87	138,25	142,81	147,54	152,46
Rumah Tangga	117,72	119,66	121,60	123,55	125,51	127,48	129,26	131,05
Komersial	37,47	39,51	41,65	43,88	46,20	48,63	51,17	53,82
Lainnya	15,42	16,33	17,30	18,35	19,47	20,67	21,96	23,34
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industri	500,99	524,71	549,85	576,46	604,65	634,50	666,11	699,58
Transportasi	157,58	162,90	168,43	174,19	180,18	186,41	192,90	199,66
Rumah Tangga	132,86	134,67	136,50	138,24	140,00	141,76	143,54	145,33
Komersial	56,58	59,47	62,49	65,64	68,94	72,38	75,97	79,73
Lainnya	24,82	26,39	28,07	29,87	31,79	33,83	36,01	38,33

Lampiran 13. Prakiraan kebutuhan energi final per sektor untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Industri	297,26	350,65	416,16	451,29	484,49	504,96	517,71	542,3
Transportasi	25,68	27,85	28,08	31,4	32,87	34,64	38,79	40,03
Rumah Tangga	23,37	23,29	26,41	28,93	30,46	32,12	33,91	35,83
Komersial	92,89	88,53	93,5	98,06	87,57	88,23	92,98	94,23
Lainnya	168,62	180,04	205,42	221,03	228,18	235,58	243,26	251,23
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Industri	565,5	590,73	604,15	627,46	647,59	675,97	681,41	712,33
Transportasi	41,66	43,97	47,8	50,3	52,9	55,6	58,43	61,34
Rumah Tangga	37,91	40,14	42,55	45,12	47,88	50,84	54,01	57,41
Komersial	96,95	100,95	110,67	117,55	125,72	130,1	142,2	147,05
Lainnya	259,51	268,1	281,18	289,64	294,51	304,46	314,87	325,73
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Industri	747,1	777,71	816,12	843,97	884,91	926,33	974,91	1024,98
Transportasi	64,39	67,57	70,87	74,34	77,95	81,67	85,57	89,64
Rumah Tangga	61,03	64,91	69,06	73,48	78,19	83,22	88,59	94,3
Komersial	151,86	160,21	165,02	178,48	183,08	188	192,72	196,53
Lainnya	337,01	348,76	360,99	373,72	387,03	400,93	415,33	430,33

Lampiran 14. Prakiraan total kebutuhan energi final per jenis bahan bakar untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
ADO/IDO	88,75	131,40	164,07	204,92	250,86	315,08
Avtur/Avgas	14,66	23,66	35,51	50,26	68,67	91,69
Bensin	108,90	129,38	138,09	142,55	152,99	156,07
M. Bakar	10,31	13,49	14,46	13,92	14,04	14,24
M. Tanah	56,91	34,22	24,23	25,32	26,71	28,24
Biodiesel	2,33	3,71	9,14	18,44	34,59	47,66
Bioetanol	0,28	1,87	3,75	8,26	11,33	23,28
Batubara	116,10	194,31	250,22	331,89	483,24	589,98
Gas	119,57	171,37	191,68	169,65	91,88	115,86
LPG	16,62	38,53	52,25	60,70	69,64	80,66
Listrik	73,40	88,77	118,14	191,08	278,10	373,04
Biomasa	256,96	295,06	366,53	360,90	358,55	368,16

Lampiran 15. Perbandingan prakiraan total kebutuhan energi final untuk kasus dasar dengan kasus konservasi (Juta SBM)

	2007		2010		2015	
	Konsv	R60	Konsv	R60	Konsv	R60
ADO/IDO	88,75	88,75	127,88	131,40	155,47	164,07
Avtur/Avgas	14,66	14,66	23,20	23,66	33,74	35,51
Bensin	108,90	108,90	125,94	129,38	128,67	138,09
M. Bakar	10,31	10,31	12,82	13,49	14,29	14,46
M. Tanah	56,91	56,91	33,56	34,22	24,02	24,23
Biodiesel	2,33	2,33	3,71	3,71	9,14	9,14
Bioetanol	0,28	0,28	1,87	1,87	3,75	3,75
Batubara	116,10	116,10	191,45	194,31	241,47	250,22
Gas	119,57	119,57	172,47	171,37	182,24	191,68
LPG	16,62	16,62	37,86	38,53	49,90	52,25
Listrik	73,40	73,40	82,07	88,77	102,45	118,14
Biomasa	256,96	256,96	295,06	295,06	366,53	366,53
	2020		2025		2030	
	Konsv	R60	Konsv	R60	Konsv	R60
ADO/IDO	182,53	204,92	210,67	250,86	247,34	315,08
Avtur/Avgas	46,33	50,26	61,45	68,67	79,73	91,69
Bensin	128,76	142,55	133,40	152,99	134,99	156,07
M. Bakar	13,91	13,92	14,01	14,04	14,18	14,24
M. Tanah	25,32	25,32	26,71	26,71	28,24	28,24
Biodiesel	18,44	18,44	34,59	34,59	47,66	47,66
Bioetanol	8,26	8,26	11,33	11,33	23,28	23,28
Batubara	321,13	331,89	447,07	483,24	546,86	589,98
Gas	156,87	169,65	91,92	91,88	102,34	115,86
LPG	56,45	60,70	63,18	69,64	70,23	80,66
Listrik	149,03	191,08	201,65	278,10	262,12	373,04
Biomasa	360,90	360,90	358,55	358,55	368,16	368,16

Lampiran 16. Prakiraan kebutuhan energi final total untuk setiap kasus (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	864,78	923,46	1050,11	1125,77	1214,95	1253,00	1282,71	1325,36
Kasus R90	864,78	923,46	1050,11	1051,56	1114,84	1148,56	1181,60	1218,47
Kasus T60	864,78	923,46	1050,02	1131,67	1231,56	1276,26	1312,55	1366,66
Kasus T90	864,78	923,46	1050,10	1061,81	1135,63	1175,63	1212,62	1260,91
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	1368,07	1411,30	1448,62	1492,42	1528,57	1577,87	1606,26	1660,79
Kasus R90	1257,68	1297,44	1325,95	1365,85	1400,57	1445,47	1468,25	1517,39
Kasus T60	1417,78	1475,00	1522,57	1577,44	1637,03	1706,50	1753,17	1832,88
Kasus T90	1308,36	1359,94	1401,46	1454,15	1506,27	1569,15	1610,16	1683,30
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	1719,46	1775,37	1840,60	1896,19	1966,23	2041,36	2120,67	2203,95
Kasus R90	1568,72	1622,99	1679,80	1729,03	1793,57	1861,41	1932,60	2011,84
Kasus T60	1911,92	1994,15	2088,39	2193,31	2309,95	2432,11	2558,38	2699,61
Kasus T90	1755,92	1831,17	1916,64	1990,88	2085,82	2189,30	2307,00	2433,08

Lampiran 17. Kebutuhan energi final tahun 2030 untuk setiap kasus (Juta SBM)

	R60	R90	T60	T90
ADO/IDO	315,08	276,39	419,23	368,64
Avtur/Avgas	91,69	82,18	127,05	113,88
Bensin	156,07	137,63	162,69	143,63
M. Bakar	14,24	14,18	16,61	15,84
M. Tanah	28,24	26,07	28,47	26,27
Biodiesel	47,66	49,50	48,64	50,90
Bioetanol	23,28	24,29	23,55	24,26
Batubara	589,98	532,68	781,75	678,56
Gas	115,86	106,92	142,36	114,13
LPG	80,66	78,07	83,47	81,78
Listrik	373,04	334,87	457,69	435,31
Biomasa	368,16	349,04	363,10	334,87

Lampiran 18. Prakiraan kebutuhan energi *useful* sektor industri untuk kasus dasar untuk boiler, tungku dan bahan baku (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Boiler	127,8	146,71	182,06	198,29	207,3	216,86	227,02	237,79
Tungku	28,29	32,31	40,07	43,59	45,5	47,53	49,68	51,95
Bahan Baku	39,54	42,75	43,06	45,33	56,63	54,81	55,74	55,55
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Boiler	249,22	261,34	274,2	287,83	302,29	317,62	333,87	351,1
Tungku	54,35	56,89	59,58	62,42	65,43	68,61	71,97	75,53
Bahan Baku	55,55	59,4	59,4	59,4	59,38	59,38	45	45
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Boiler	369,35	388,7	409,21	430,93	453,94	478,32	504,14	531,49
Tungku	79,29	83,27	87,47	91,92	96,62	101,59	106,85	112,41
Bahan Baku	45	45	45	45	45	45	45	45

Lampiran 19. Prakiraan kebutuhan energi *useful* sektor industri untuk kasus dasar untuk penerangan, motor drive, alat angkut (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Motor	1,41	1,48	1,81	1,97	2,06	2,16	2,26	2,37
Penerangan	1,25	1,31	1,60	1,74	1,82	1,91	2,00	2,09
Alat Angkut	0,14	0,15	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,22
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Motor	2,49	2,62	2,75	2,89	3,04	3,20	3,37	3,55
Penerangan	2,20	2,31	2,43	2,55	2,68	2,82	2,97	3,13
Alat Angkut	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Motor	3,74	3,95	4,16	4,39	4,64	4,89	5,17	5,46
Penerangan	3,30	3,48	3,67	3,88	4,09	4,32	4,56	4,82
Alat Angkut	0,30	0,31	0,33	0,34	0,36	0,37	0,39	0,40

Lampiran 20. Prakiraan kebutuhan energi final sektor industri untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
M. Tanah	2,04	3,75	14,19	15,86	17,68	19,70
ADO	22,44	37,39	46,47	57,04	69,41	85,44
M. Bakar	8,01	11,42	11,84	10,32	8,89	6,59
Batubara	116,10	194,31	250,22	331,89	483,24	589,98
Gas	118,97	170,45	190,54	168,37	90,59	114,72
LPG	0,71	1,67	2,63	3,86	5,43	7,40
Listrik	27,71	30,30	44,70	79,40	125,88	182,70
Biodiesel	1,27	2,01	4,92	9,24	14,99	18,45
Biomasa	28,30	34,76	38,29	45,34	51,71	68,37

Lampiran 21. Prakiraan kebutuhan energi *useful* sektor transportasi untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Angkutan Darat	71,83	76,95	86,03	91,77	93,93	96,16	98,46	100,84
Angkutan Laut	0,41	0,39	0,46	0,5	0,52	0,54	0,56	0,59
Angkutan Udara	7,33	7,67	10,35	11,83	12,92	14,05	15,23	16,47
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Angkutan Darat	103,3	105,84	108,47	111,19	114,01	116,93	119,95	123,08
Angkutan Laut	0,61	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81
Angkutan Udara	17,76	19,11	20,51	21,99	23,53	25,13	26,82	28,57
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Angkutan Darat	126,32	129,69	133,17	136,79	140,54	144,44	148,48	152,68
Angkutan Laut	0,84	0,88	0,91	0,95	0,99	1,04	1,08	1,13
Angkutan Udara	30,41	32,33	34,34	36,44	38,64	40,94	43,34	45,86

Lampiran 22. Prakiraan kebutuhan energi final di sektor transportasi untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Bensin	106,05	125,49	132,93	135,66	143,76	143,69
ADO	45,85	67,28	81,80	99,56	115,89	140,47
FO	0,22	0,24	0,33	0,38	0,37	0,39
M. Tanah	0,41	0,58	0,75	0,92	1,15	1,39
CNG	0,05	0,14	0,15	0,16	0,15	0,14
Bioetanol	0,28	1,87	3,75	8,26	11,33	23,28
Biodiesel	1,06	1,71	4,22	9,20	19,61	29,21
Listrik	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07
Avtur/Avgas	14,66	23,66	35,51	50,26	68,67	91,69

Lampiran 23. Prakiraan kebutuhan energi *useful* sektor rumah tangga untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Memasak	64,9	62,5	67,7	74	82,2	83,1	84,6	86
Penerangan	16,9	17,7	18,5	19,2	19,7	20,2	20,7	21,1
Peralatan Listrik	6,4	6,9	7,6	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Memasak	87,5	88,9	90,4	91,9	93,4	94,9	96,4	97,9
Penerangan	21,6	22	22,3	22,7	23	23,4	23,5	23,7
Peralatan Listrik	8,6	8,7	8,9	9	9,1	9,2	9,3	9,5
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Memasak	99,4	101	102,5	104,1	105,6	107,2	108,7	110,3
Penerangan	23,8	24	24,1	24,2	24,3	24,3	24,4	24,4
Peralatan Listrik	9,6	9,7	9,9	10	10,1	10,3	10,4	10,5

Lampiran 24. Prakiraan Kebutuhan energi final sektor rumah tangga untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Minyak Tanah	49,39	4,63	3,27	3,16	2,86	2,63
LPG	14,67	43,10	47,54	54,08	60,62	68,62
Gas Kota	0,19	0,22	0,23	0,25	0,26	0,28
Listrik	28,63	39,62	45,91	72,62	101,28	125,00
Biomasa	226,45	312,36	323,59	312,07	301,8	293,18

Lampiran 25. Prakiraan kebutuhan energi *useful* sektor komersial untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Memasak	4,1	3,8	4,4	4,9	5,1	5,3	5,6	5,9
Penerangan	10,9	11,9	13,4	14,8	15,6	16,6	17,5	18,5
Peralatan Listrik	3,5	3,8	4,3	4,7	5	5,3	5,6	5,9
<i>Boiler</i>	3,2	3,3	3,7	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Memasak	6,2	6,4	6,7	7,1	7,4	7,7	8,1	8,4
Penerangan	19,6	20,7	21,8	23	24,2	25,5	26,9	28,3
Peralatan Listrik	6,2	6,6	6,9	7,3	7,7	8,1	8,6	9
<i>Boiler</i>	5,5	5,8	6,2	6,5	6,9	7,3	7,6	8,1
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Memasak	8,8	9,2	9,6	10	10,4	10,9	11,4	11,8
Penerangan	29,8	31,4	33	34,7	36,5	38,3	40,3	42,3
Peralatan Listrik	9,5	10	10,5	11	11,6	12,2	12,8	13,4
<i>Boiler</i>	8,5	8,9	9,4	9,9	10,4	11	11,5	12,1

Lampiran 26. Prakiraan kebutuhan energi final sektor komersial untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
LPG	1,23	1,64	2,08	2,76	3,59	4,64
Gas Kota	0,36	0,6	0,76	0,88	0,87	0,71
Listrik	17,01	20,66	27,46	39	50,87	65,26
Minyak Tanah	2,8	4,05	3,89	3,13	2,74	2,54
ADO	4,28	5,92	7,47	9,84	12,79	16,49
Biomasa	2,21	4,83	4,66	3,49	5,04	6,62

Lampiran 27. Prakiraan kebutuhan energi useful sektor lainnya untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Alat Penggerak	8,52	8,47	9,59	10,51	11,06	11,66	12,31	13
Alat Angkut	0,93	0,98	1,11	1,21	1,28	1,35	1,43	1,51
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Alat Penggerak	13,75	14,56	15,43	16,36	17,36	18,43	19,57	20,79
Alat Angkut	1,6	1,7	1,81	1,92	2,04	2,17	2,31	2,46
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Alat Penggerak	22,1	23,5	24,99	26,58	28,28	30,09	32,02	34,07
Alat Angkut	2,62	2,79	2,98	3,18	3,39	3,62	3,86	4,12

Lampiran 28. Kebutuhan energi final sektor lainnya untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Bensin	2,85	4,11	5,16	6,89	9,22	12,38
Minyak Tanah	2,26	2,06	2,13	2,25	2,29	1,98
ADO	14,75	20,51	26,02	35,47	48,76	67,31
IDO	1,43	1,90	2,31	3,01	4,00	5,37
FO	2,08	1,89	2,30	3,22	4,79	7,26

Lampiran 29. Prakiraan penyediaan energi Indonesia untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Batubara	253,6	427,2	622,2	866,0	1176,6	1476,7
Minyak Mentah dan BBM	462,1	419,6	523,1	573,8	636,1	738,1
Gas	211,0	289,0	318,0	315,8	246,6	283,1
CBM	0,0	0,0	7,6	8,1	8,6	9,1
BBN	6,2	10,6	24,6	50,0	99,1	123,1
Panas Bumi	8,6	14,0	46,8	83,9	126,4	200,9
Tenaga Air	21,4	23,3	26,3	36,0	36,0	39,4
Biomasa	258,8	297,9	366,8	363,7	361,3	370,9

Lampiran 30. Prakiraan penyediaan energi total untuk setiap kasus (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	1221,8	1273,7	1377,7	1481,6	1614,0	1671,3	1780,2	1854,5
Kasus R90	1221,8	1273,8	1375,4	1415,7	1518,3	1579,4	1683,7	1755,1
Kasus T60	1221,2	1273,8	1378,1	1489,0	1653,3	1720,7	1826,2	1911,4
Kasus T90	1221,5	1273,5	1370,5	1457,0	1586,6	1657,2	1730,8	1810,2
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	1935,4	2028,5	2095,0	2174,2	2232,3	2297,3	2334,3	2416,0
Kasus R90	1834,5	1953,0	2018,4	2096,9	2147,2	2219,0	2247,2	2324,5
Kasus T60	1999,4	2132,0	2221,6	2308,8	2387,7	2473,2	2561,4	2667,2
Kasus T90	1892,8	2050,4	2131,9	2220,0	2290,6	2379,8	2455,0	2558,4
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	2501,3	2579,7	2690,6	2764,8	2871,8	2986,7	3111,4	3241,2
Kasus R90	2402,7	2484,9	2568,9	2633,4	2734,2	2843,0	2967,1	3088,6
Kasus T60	2770,7	2881,4	2996,4	3171,3	3326,2	3487,3	3670,1	3863,7
Kasus T90	2656,5	2754,8	2855,7	2994,0	3126,4	3275,5	3443,5	3620,9

Lampiran 31. Perbandingan penyediaan energi tahun 2030 untuk setiap kasus (Juta SBM)

	R60	R90	T60	T90
Batubara	1476,7	1429,0	1840,1	1746,1
Minyak Mentah dan BBM	738,1	648,6	852,5	761,3
Gas	283,1	268,8	309,5	285,5
CBM	9,1	12,6	60,3	55,2
BBN	123,1	123,1	123,1	123,1
Panas Bumi	200,9	219,9	239,6	247,4
Tenaga Air	39,4	36,0	73,8	64,7
Biomasa	370,9	350,7	364,9	337,6

Lampiran 32. Prakiraan rasio kontribusi EBT terhadap penyediaan energi

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	3,0%	2,9%	2,8%	3,2%	3,2%	3,9%	4,2%	4,5%
Kasus R90	3,0%	2,9%	2,8%	3,2%	3,5%	4,2%	4,3%	4,7%
Kasus T60	2,9%	2,9%	2,8%	3,2%	3,2%	3,9%	4,2%	4,6%
Kasus T90	2,9%	2,9%	2,8%	3,2%	3,3%	4,0%	4,4%	4,8%
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	5,0%	5,5%	5,9%	6,3%	6,4%	7,4%	7,6%	7,8%
Kasus R90	5,4%	5,8%	6,3%	6,7%	6,8%	8,0%	8,5%	8,6%
Kasus T60	5,2%	5,5%	5,8%	6,2%	6,3%	7,2%	7,5%	7,8%
Kasus T90	5,4%	5,7%	6,1%	6,5%	6,6%	7,7%	8,1%	8,2%
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	7,9%	8,2%	9,7%	10,1%	10,4%	10,7%	10,9%	11,2%
Kasus R90	8,8%	9,0%	10,5%	11,1%	11,4%	11,7%	11,9%	12,3%
Kasus T60	8,0%	8,5%	10,0%	10,5%	10,7%	10,9%	11,1%	11,3%
Kasus T90	8,4%	8,7%	10,2%	10,9%	11,2%	11,6%	11,8%	12,0%

Lampiran 33. Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produksi Fosil	1710,26	1787,44	1883,32	1941,18	1891,17	1920,40
EBT	36,27	37,11	38,56	47,86	52,02	65,34
Impor	262,98	236,98	235,71	219,10	224,39	219,86
Net Pasokan Dalam Negeri	962,96	1019,76	1094,39	1183,74	1259,87	1310,98
Ekspor	1046,56	1041,76	1063,20	1024,40	907,72	894,61
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi Fosil	1916,97	1916,05	1940,19	2003,30	2029,43	2039,71
EBT	74,23	82,58	97,69	111,52	123,44	136,51
Impor	302,43	318,73	328,85	346,75	361,54	389,39
Net Pasokan Dalam Negeri	1421,30	1489,93	1568,62	1658,29	1729,96	1809,07
Ekspor	872,33	827,42	798,11	803,28	784,45	756,53
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Produksi Fosil	2056,09	2085,09	2069,01	2105,30	2129,54	2131,43
EBT	143,16	169,98	178,49	188,20	198,83	210,50
Impor	419,42	422,37	451,52	481,32	511,91	543,28
Net Pasokan Dalam Negeri	1869,54	1933,63	1976,18	2056,32	2140,48	2220,75
Ekspor	749,11	743,81	722,84	718,50	699,80	664,45
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produksi Fosil	2176,17	2210,06	2264,75	2322,17	2361,44	2428,89
EBT	261,45	277,96	297,47	318,40	339,54	363,34
Impor	556,23	586,26	616,26	646,73	677,79	709,91
Net Pasokan Dalam Negeri	2329,36	2409,84	2513,99	2622,81	2745,15	2870,29
Ekspor	664,49	664,45	664,48	664,48	633,62	631,85

Lampiran 34. Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	21,5%	18,6%	17,1%	14,8%	13,9%	13,2%	17,0%	17,2%
Kasus R90	21,5%	18,6%	17,2%	13,2%	12,8%	12,5%	15,8%	16,1%
Kasus T60	21,5%	18,7%	17,4%	15,2%	13,7%	13,6%	17,5%	17,4%
Kasus T90	21,5%	18,6%	17,2%	15,0%	14,3%	14,1%	15,8%	16,1%
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	17,0%	17,1%	17,3%	17,9%	18,8%	18,4%	19,3%	19,9%
Kasus R90	15,9%	15,8%	15,9%	16,4%	17,3%	16,8%	17,7%	18,4%
Kasus T60	17,5%	17,8%	18,1%	18,8%	19,9%	19,7%	20,5%	21,4%
Kasus T90	16,0%	15,9%	16,0%	16,7%	17,6%	17,3%	18,1%	18,7%
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	20,5%	21,1%	20,7%	21,2%	21,5%	21,7%	21,8%	21,9%
Kasus R90	19,0%	19,5%	18,8%	19,4%	19,7%	19,9%	20,0%	20,1%
Kasus T60	22,1%	22,7%	21,4%	21,8%	22,0%	22,2%	22,3%	22,4%
Kasus T90	19,4%	20,1%	19,2%	19,5%	19,8%	20,1%	20,2%	20,3%

Lampiran 35. Perbandingan total penyediaan energi untuk kasus dasar dan kasus konservasi (Juta SBM)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus Dasar	1221,8	1273,8	1377,8	1481,9	1614,3	1671,5	1780,5	1855,0
Konservasi	1221,8	1272,1	1372,2	1469,4	1602,9	1656,3	1761,5	1837,3
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus Dasar	1936,0	2029,2	2095,9	2175,3	2233,5	2298,7	2335,9	2417,8
Konservasi	1912,9	1999,5	2061,7	2140,1	2191,1	2278,6	2323,4	2402,7
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus Dasar	2503,2	2581,8	2692,9	2767,2	2874,4	2989,5	3114,4	3244,3
Konservasi	2472,0	2545,1	2654,8	2705,5	2807,2	2923,7	3041,7	3165,3

Lampiran 36. Perbandingan penyediaan per jenis energi untuk kasus dasar dan kasus konservasi (Juta SBM)

	2007		2010		2015	
	R60	Konsrv	R60	Konsrv	R60	Konsrv
Batubara	253,58	258,30	427,22	426,85	622,24	622,11
Minyak Mentah dan BBM	462,07	462,07	419,63	411,85	523,11	510,49
Gas	211,04	213,05	289,03	286,88	318,02	315,82
CBM	0,00	0,00	0,00	0,00	7,56	0,00
BBN	6,23	6,24	10,55	10,55	24,63	24,63
Panas Bumi	8,64	8,64	14,04	14,04	46,80	46,80
Tenaga Air	21,41	20,72	23,26	21,39	26,26	26,27
Biomasa	258,82	258,82	298,13	297,86	367,31	366,78
Tenaga Angin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2020		2025		2030	
	R60	Konsrv	R60	Konsrv	R60	Konsrv
Batubara	866,01	881,96	1176,59	1174,71	1476,70	1469,59
Minyak Mentah dan BBM	573,77	555,84	636,12	610,52	738,13	692,91
Gas	315,80	304,92	246,62	246,79	283,06	272,62
CBM	8,06	0,00	8,57	0,00	9,07	0,00
BBN	50,03	52,31	99,08	99,08	123,07	123,07
Panas Bumi	83,93	83,94	126,35	126,35	200,91	200,18
Tenaga Air	36,02	36,01	36,02	36,01	39,36	36,03
Biomasa	365,04	363,66	363,53	361,28	373,97	370,87
Tenaga Angin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Lampiran 37. Perkembangan cadangan terbukti dan potensial minyak bumi (Miliar Barel)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Terbukti	5,12	5,1	4,72	4,73	4,3	4,19	4,37	3,99	3,75
Potensial	4,49	4,65	5,03	4,4	4,31	4,44	4,56	4,41	4,47

Lampiran 38. Perkembangan produksi, impor, dan ekspor minyak mentah (Juta Barel)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produksi	518	489	456	419	401	387	367	348	357
Ekspor	223	242	218	189	179	160	135	135	135
Impor	79	117	124	137	148	164	116	116	84

Lampiran 39. Perkembangan produksi, impor dan ekspor BBM (Juta Barel)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produksi	277	283	279	278	283	269	258	244	252
Ekspor	60	57	68	72	90	100	79	91	93
Impor	0	0	3	3	5	3	0	2	0

Lampiran 40. Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak bumi untuk kasus dasar (Juta Barel)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produksi	348	358	346	344	324	304	285	265
Ekspor	135	135	133	113	90	68	47	31
Impor	116	120	123	127	131	134	156	163
Konsumsi	329	342	336	358	364	371	394	397
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Produksi	245	234	223	212	201	190	177	164
Ekspor	19	10	0	0	0	0	0	0
Impor	172	178	179	193	208	223	239	255
Konsumsi	399	402	402	405	409	413	416	419
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produksi	151	138	125	115	106	97	89	82
Ekspor	0	0	0	0	0	0	0	0
Impor	271	287	304	317	330	342	353	364
Konsumsi	422	425	429	432	435	439	442	446

Lampiran 41. Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi BBC untuk kasus dasar (Juta Barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Produksi BBM	206,60	235,18	254,87	262,81	276,68	291,60
Produksi Biodiesel	6,43	8,32	20,36	41,83	62,03	73,48
Produksi Bioetanol	0,80	4,22	8,72	21,68	40,48	50,51
Impor BBM	151,15	133,30	142,76	182,99	231,27	318,99
Konsumsi BBC	363,10	379,92	426,30	509,10	610,47	734,59

Lampiran 42. Prakiraan produksi, ekspor, impor dan konsumsi minyak total (Juta Barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Produksi	348,00	343,99	245,01	189,99	125,00	82,22
Impor	266,94	260,30	314,85	405,92	535,00	682,77
Ekspor	204,18	175,67	99,58	83,22	49,53	30,40
Konsumsi	363,10	379,92	426,30	509,10	610,47	734,59

Lampiran 43. Prakiraan kebutuhan minyak mentah untuk setiap kasus (Juta barel)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	329	342	336	358	364	371	394	397
Kasus R90	329	342	336	358	364	371	375	377
Kasus T60	329	342	335	356	362	368	393	396
Kasus T90	329	342	335	356	362	368	376	377
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	399	402	402	405	409	413	416	419
Kasus R90	379	382	381	383	389	391	393	396
Kasus T60	398	402	403	406	410	414	417	420
Kasus T90	379	382	382	385	390	392	395	397
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	422	425	429	432	435	439	442	446
Kasus R90	399	402	405	408	411	414	417	420
Kasus T60	424	427	430	434	437	441	445	449
Kasus T90	400	403	406	409	413	416	419	423

Lampiran 44. Impor BBM untuk setiap kasus (Juta Barel)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	151	155	143	133	134	140	135	144
Kasus R90	151	155	144	133	137	146	121	123
Kasus T60	151	155	143	134	137	146	142	155
Kasus T90	151	155	143	133	137	146	121	132
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	143	154	166	180	188	183	192	205
Kasus R90	124	132	142	152	162	153	162	171
Kasus T60	160	176	193	211	226	223	243	263
Kasus T90	133	148	164	180	195	192	205	223
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	219	234	231	245	262	280	299	319
Kasus R90	183	193	189	196	204	220	235	252
Kasus T60	286	310	308	327	353	378	404	438
Kasus T90	243	259	262	273	291	313	339	370

Lampiran 45. Konsumsi BBM per sektor (Juta barel)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Industri	75,0	78,0	75,7	68,5	74,7	64,2	57,2	52,4	48,9
Rumah Tangga	77,0	80,0	77,7	70,5	76,7	66,2	59,2	54,4	50,9
Transpor	139,0	148,1	151,3	156,1	178,3	178,4	170,0	179,0	191,1
Komersial	8,9	9,2	8,9	8,7	9,5	9,0	7,9	7,6	7,3
Lainnya	29,2	30,6	30,0	28,4	31,7	29,1	25,9	24,9	24,8
Pembangkit Listrik	31,6	34,0	43,8	47,9	55,6	62,3	62,9	67,2	71,2

Lampiran 46. Prakiraan kebutuhan bahan bakar cair (BBC) sektoral untuk kasus dasar (Juta barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Bahan Bakar Pembangkit	56,38	13,77	5,57	9,53	9,67	9,81
Industri	33,78	54,76	76,96	90,21	107,01	126,34
Komersial	7,46	9,57	11,95	13,59	16,25	19,88
Lainnya	24,54	30,44	39,89	53,46	72,54	98,95
Rumah Tangga	53,09	26,15	3,51	3,39	3,07	2,83
Transportasi	187,84	245,23	288,42	338,92	401,92	476,78

Lampiran 47. Pemanfaatan BBM untuk setiap kasus (Juta Barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Kasus R60	360,36	373,81	412,43	480,35	561,40	658,20
Kasus R90	360,36	337,98	372,03	433,78	506,61	584,33
Kasus T60	360,36	374,27	431,05	522,98	647,44	814,55
Kasus T90	360,36	340,42	387,97	472,79	583,63	722,18

Lampiran 48. Pemanfaatan BBM per sektor untuk setiap kasus pada tahun 2030 (Juta Barel)

	R60	R90	T60	T90
Bahan bakar pembangkit	9,81	9,81	9,74	9,77
Industri	116,41	105,91	140,99	127,94
Komersial	19,88	17,81	27,34	23,86
Lainnya	98,95	88,69	135,43	121,38
Rumah Tangga	2,83	3,17	0	0
Transportasi	410,33	358,94	501,04	439,22

Lampiran 49. Total pemanfaatan biodiesel dan Bioetanol sebagai substitusi ADO dan premium (Juta Barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Biodiesel	2	4	10	19	36	50
Bioetanol	0	2	4	9	13	27

Lampiran 50. Total pemanfaatan biodiesel dan Bioetanol per sektor (Juta Barel)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Bahan bakar pembangkit	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Industri	1,3	2,1	5,1	9,6	15,6	19,2
Komersial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lainnya	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rumah Tangga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transportasi	1,4	3,9	8,7	19,0	33,4	57,1

Lampiran 51. Perbandingan volume produk pencairan batubara (ADO-CTL) terhadap minyak diesel (Juta SBM)

	2007		2010		2015		2020		2025		2030	
	R90	T90										
ADO - CTL	0	0	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35
ADO	92	92	137	125	171	162	213	217	261	289	328	383

Lampiran 52. Perbandingan volume produk pencairan batubara (Bensin-CTL) terhadap premium (Juta SBM)

	2007		2010		2015		2020		2025		2030	
	R90	T90										
Bensin - CTL	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20
Bensin	125	125	148	150	158	160	164	164	176	177	179	187

Lampiran 53. Perkembangan cadangan gas bumi (TSCF)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Proven</i>	94,8	92,1	90,3	91,2	97,8	97,3	94,1	106,0	112,5
Potential	75,6	76,1	86,3	86,9	90,5	88,5	93,1	59,0	57,7

Lampiran 54. Perkembangan produksi dan pemanfaatan gas bumi (BSCF)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produksi	2901,3	2806,1	3036,4	3155,2	3003,9	2985,3	2954	2805,5	2885,3
Konsumsi	1234,3	1200,3	1162,3	1226,7	1155,1	1147,8	1124,1	1125,8	1279
Ekspor	1584,4	1521,9	1739,1	1845,6	1771	1762,6	1693,3	1619,7	1600,3

Lampiran 55. Produksi LPG berdasarkan sumbernya (Ribu Ton)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Kilang minyak	766,6	772,1	814,2	778,9	896,4	832,7	855,4	862,7	780,1
Kilang Gas	1321	1415,5	1296,5	1148,3	1130,5	995,1	573,1	546,7	910,4

Lampiran 56. Impor LPG (Ribu Ton)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Impor LPG	111,178	32,994	22,166	68,997	137,76	418,139

Lampiran 57. Produksi, konsumsi dan ekspor gas untuk kasus dasar (BCF)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	1619,7	1600,3	1748,7	1737,1	1175,9	1228,3	1241,3	1081,3
Produksi Gas	2805,5	2885,3	3253,8	3261,1	2830,9	2921,3	2854,1	2734,2
Produksi CBM	0	0	0	0	0	0	0	0
Konsumsi Gas	1123,7	1255,7	1491	1515,2	1643,1	1680,4	1615	1649
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	994,8	1076,3	1066,1	894,1	873	853,3	742,2	731,8
Produksi Gas	2671,4	2827,2	2720,8	2647,6	2515,3	2474,1	2239,2	2189,2
Produksi CBM	43,6	44,2	44,8	45,4	46	46,5	47,1	47,7
Konsumsi Gas	1712,3	1787,1	1701,9	1794,9	1689,7	1672,3	1542,8	1504
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	631,3	427,4	427,4	427,4	427,4	427,4	239,2	239,2
Produksi Gas	2004,1	1673,6	1604,2	1537,3	1572,5	1619,9	1529,2	1570,1
Produksi CBM	48,3	48,9	49,4	50	50,6	51,2	51,8	52,4
Konsumsi Gas	1420,1	1294,5	1225,8	1159,8	1195,7	1243,8	1341,8	1383,3

Lampiran 58. Produksi, konsumsi dan ekspor LNG untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	34,9	32,6	38,0	37,6	21,8	23,3	23,6	19,4
Produksi	35,7	32,6	38,0	37,6	21,8	23,3	23,6	23,1
Konsumsi	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	17,2	19,5	19,5	15,3	15,3	15,3	12,9	12,9
Produksi	23,9	31,7	32,2	28,6	29,7	28,0	25,9	24,3
Konsumsi	6,7	12,2	12,7	13,3	14,4	12,8	13,0	11,4
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	12,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	6,4	6,4
Produksi	25,5	24,2	23,8	22,2	23,1	24,3	20,9	21,5
Konsumsi	12,6	12,7	49,4	50,0	50,6	51,2	51,8	52,4

Lampiran 59. Produksi, impor, ekspor dan konsumsi LPG untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	0,27	0,04	0	0	0	0	0	0
Impor	0,98	0,98	1,75	3,22	4,25	4,35	3,13	3,31
Produksi	1,41	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	3,11	3,14
Konsumsi LPG	2,12	2,63	3,44	4,91	5,94	6,04	6,24	6,45
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	0	0	0	0	0	0	0	0
Impor	3,5	3,68	3,88	4,07	4,21	4,45	4,64	4,84
Produksi	3,16	3,19	3,2	3,23	3,31	3,28	3,31	3,34
Konsumsi LPG	6,66	6,87	7,08	7,3	7,52	7,74	7,96	8,18
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	0	0	0	0	0	0	0	0
Impor	5,04	5,24	5,44	5,65	5,85	6,07	6,34	6,68
Produksi	3,37	3,4	3,43	3,47	3,5	3,53	3,56	3,6
Konsumsi LPG	8,41	8,64	8,88	9,11	9,35	9,6	9,9	10,28

Lampiran 60. Kondisi LNG bila Impor LNG dipertimbangkan (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	34,9	32,6	38,0	37,6	21,8	23,3	23,6	19,4
Impor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produksi	35,7	32,6	38,0	37,6	21,8	23,3	23,6	23,1
Konsumsi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	17,2	19,5	19,5	15,3	15,3	15,3	12,9	12,9
Impor	0,0	0,0	0,3	0,8	0,4	0,7	1,9	2,6
Produksi	23,9	31,7	32,2	28,6	29,7	28,0	25,9	24,3
Konsumsi	6,7	12,2	13,0	14,2	14,8	13,5	15,0	14,0
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	12,9	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	6,4	6,4
Impor	4,6	8,4	9,9	11,8	10,8	10,5	8,5	7,1
Produksi	25,5	24,2	23,8	22,2	23,1	24,3	20,9	21,5
Konsumsi	17,3	21,2	22,1	22,5	22,4	23,2	23,0	22,2

Lampiran 61. Kondisi gas bila impor LNG dipertimbangkan (BCF)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	1619,7	1600,3	1748,7	1737,1	1175,9	1228,3	1241,3	1081,3
Impor	0	0	0	0	0	0	0	0
Produksi Gas	2805,5	2885,3	3253,8	3261,1	2830,9	2921,3	2854,1	2734,2
Produksi CBM	0	0	0	0	0	0	0	0
Konsumsi Gas	1123,7	1255,7	1491	1515,2	1643,1	1680,4	1615	1649
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	994,8	1076,3	1066,1	894,1	873	853,3	742,2	731,8
Impor	0	0	10,4	30,9	14,5	27,9	71,9	97,9
Produksi Gas	2671,4	2827,2	2720,8	2647,6	2515,3	2474,1	2239,2	2189,2
Produksi CBM	43,6	44,2	44,8	45,4	46	46,5	47,1	47,7
Konsumsi Gas	1712,3	1787,1	1710	1829,8	1702,7	1695,3	1616,1	1603,1
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	631,3	427,4	427,4	427,4	427,4	427,4	239,2	239,2
Impor	172,6	314,9	367,5	438,5	401,6	389,6	318,5	265,7
Produksi Gas	2004,1	1673,6	1604,2	1537,3	1572,5	1619,9	1529,2	1570,1
Produksi CBM	48,3	48,9	49,4	50	50,6	51,2	51,8	52,4
Konsumsi Gas	1593,6	1610	1593,8	1598,5	1597,3	1633,3	1660,3	1649

Lampiran 62. Pengurangan produksi gas optimis, 5% dan 10% (BCF)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ekspor	1737,1	1175,9	1228,3	1241,3	1081,3	994,8	1076,3
Konsumsi	1515,2	1643,1	1680,4	1615,0	1649,0	1712,3	1787,1
Produksi	3261,1	2830,9	2921,3	2854,1	2734,2	2715,1	2871,4
Produksi kurang 5%	3261,1	3098,0	2943,1	2796,0	2656,2	2523,4	2397,2
Produksi kurang 10%	3261,1	2935,0	2641,5	2377,3	2139,6	1925,6	1733,1
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ekspor	1066,1	894,1	873,0	853,3	742,2	731,8	631,3
Konsumsi	1701,9	1794,9	1689,7	1672,3	1542,8	1504,0	1420,1
Produksi	2765,6	2693,0	2561,2	2520,6	2286,3	2236,9	2052,3
Produksi kurang 5%	2277,3	2163,5	2055,3	1952,5	1854,9	1762,2	1674,0
Produksi kurang 10%	1559,8	1403,8	1263,4	1137,1	1023,4	921,0	828,9
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	427,4	427,4	427,4	427,4	427,4	239,2	239,2
Konsumsi	1294,5	1225,8	1159,8	1195,7	1243,8	1341,8	1383,3
Produksi	1722,5	1653,7	1587,4	1623,1	1671,1	1581,0	1622,5
Produksi kurang 5%	1590,3	1510,8	1435,3	1363,5	1295,3	1230,6	1169,0
Produksi kurang 10%	746,0	671,4	604,3	543,9	489,5	440,5	396,5

Lampiran 63. Produksi gas dan pemanfaatannya untuk setiap kasus (BCF)

		2007	2010	2015	2020	2025	2030
R60	Ekspor	1619,7	1737,1	994,8	853,3	427,4	239,2
	Produksi Gas	2805,5	3261,1	2715,1	2520,6	1653,7	1622,5
	Konsumsi Gas	1123,7	1515,2	1712,3	1672,3	1225,8	1383,3
R90	Ekspor	1619,7	1737,1	994,8	853,3	427,4	239,2
	Produksi Gas	2805,5	3230,8	2675,8	2490,0	1653,0	1562,5
	Konsumsi Gas	1123,7	1484,2	1672,4	1640,7	1225,9	1323,9
T60	Ekspor	1619,7	1737,1	994,8	853,3	427,4	239,2
	Produksi Gas	2805,5	3275,2	2738,5	2558,8	1808,6	2053,4
	Konsumsi Gas	1123,7	1526,3	1734,7	1710,6	1383,3	1817,4
T90	Ekspor	1619,7	1737,1	994,8	853,3	427,4	239,2
	Produksi Gas	2805,5	3252,8	2721,9	2531,1	1766,7	1884,9
	Konsumsi Gas	1123,7	1502,5	1727,1	1677,9	1339,4	1645,7

Lampiran 64. Produksi LNG dan pemanfaatannya untuk setiap kasus (Juta Ton)

		2007	2010	2015	2020	2025	2030
R60	Ekspor	34,9	37,6	17,2	15,3	11,5	6,4
	Produksi	35,7	37,6	23,9	28,0	23,8	21,5
	Konsumsi	0,9	0,0	6,7	12,8	12,3	15,0
R90	Ekspor	34,9	37,6	17,2	15,3	11,5	6,4
	Produksi	35,7	37,6	23,7	27,5	23,8	20,5
	Konsumsi	0,9	0,0	6,5	12,2	12,3	14,1
T60	Ekspor	34,9	37,6	17,2	15,3	11,5	6,4
	Produksi	35,7	37,6	24,1	28,7	25,8	25,5
	Konsumsi	0,9	0,0	6,9	13,4	14,4	19,1
T90	Ekspor	34,9	37,6	17,2	15,3	11,5	6,4
	Produksi	35,7	37,6	23,9	28,8	25,3	23,7
	Konsumsi	0,9	0,0	6,7	13,5	13,9	17,3

Lampiran 65. Konsumsi LPG dan pangsa penyediaannya untuk setiap kasus (Juta Ton)

		2007	2010	2015	2020	2025	2030
R60	Impor	1,0	3,2	3,5	4,5	5,4	6,7
	Produksi	1,4	1,7	3,2	3,3	3,4	3,6
	Konsumsi	2,1	4,9	6,7	7,7	8,9	10,3
R90	Impor	1,0	3,2	3,7	4,6	5,6	6,6
	Produksi	1,4	1,7	3,0	3,1	3,2	3,4
	Konsumsi	2,1	4,9	6,6	7,6	8,8	9,9
T60	Impor	1,0	3,2	3,6	4,6	5,8	7,1
	Produksi	1,4	1,7	3,2	3,3	3,5	3,6
	Konsumsi	2,1	4,9	6,7	7,9	9,2	10,6
T90	Impor	1,0	3,2	3,7	4,7	5,8	7,1
	Produksi	1,4	1,7	3,0	3,1	3,2	3,4
	Konsumsi	2,1	4,9	6,7	7,8	9,0	10,4

Lampiran 66. Konsumsi gas bumi berdasarkan sektornya (BCF)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Gas Lift & Reinjection	394,5	371,9	373,0	396,1	357,7	339,1	327,7	284,3	298,1
Kilang Minyak & LPG	64,1	42,2	57,8	47,2	49,5	40,7	48,0	60,1	42,9
Gas Kota	68,6	76,2	87,0	95,5	104,8	112,3	117,8	154,2	210,9
Industri	483,4	455,8	448,3	500,6	473,7	480,4	461,3	443,9	505,8
Pembangkit Listrik	223,6	254,2	196,3	187,2	169,5	175,2	169,3	183,3	221,2

Lampiran 67. Konsumsi LPG berdasarkan sektornya (Ribu Ton)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Industri	126	114	128	95	129	133	170	146	132
Komersial	147	134	150	111	151	155	146	157	120
Rumah Tangga	696	724	748	823	798	704	788	979	1592

Lampiran 68. Konsumsi gas untuk kasus dasar (BCF)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Pembangkit Listrik	239,31	368,31	500,40	615,86	618,26	637,30
Industri	686,58	983,64	1099,57	971,63	522,80	662,03
Komersial	2,08	3,24	4,39	5,08	5,04	4,12
Rumah Tangga	1,10	1,25	1,30	1,43	1,52	1,64
Transportasi	0,28	0,82	0,88	0,90	0,84	0,82
Proses	194,40	157,94	105,74	77,38	77,38	77,38

Lampiran 69. Konsumsi LPG untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Industri	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,9
Komersial	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Rumah Tangga	1,9	4,5	6,1	6,9	7,7	8,7

Lampiran 70. Konsumsi gas tanpa dan dengan impor LNG (BCF)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	tanpa	impor	tanpa	impor	tanpa	impor	tanpa	impor	tanpa	impor
Pembangkit Listrik	368,3	368,3	500,4	500,4	615,9	615,9	618,3	618,3	637,3	637,3
Industri	983,6	983,6	1099,6	1099,6	971,6	994,7	522,8	890,8	662	927,8
Komersial	3,2	3,2	4,4	4,4	5,1	5,1	5	5	4,1	4,1
Rumah Tangga	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6
Transportasi	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Proses	157,9	157,9	105,7	105,7	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4

Lampiran 71. Kebutuhan gas untuk setiap kasus (BCF)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	R60	T60	R60	T60	R60	T60	R60	T60	R60	T60
Pembangkit Listrik	368,3	382,1	500,4	513,3	615,9	621	618,3	634,8	637,3	658,8
Industri	983,6	980,9	1099,6	1108,9	971,6	1004,7	522,8	663,9	662	1074,3
Komersial	3,2	3,2	4,4	4,6	5,1	5,1	5	4,9	4,1	4,4
Rumah Tangga	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6
Transportasi	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Proses	157,9	157,9	105,7	105,7	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4

	2010		2015		2020		2025		2030	
	R90	T90	R90	T90	R90	T90	R90	T90	R90	T90
Pembangkit Listrik	355	370,8	489,9	507,3	609	615	612,1	627	629,5	650
Industri	966,2	968,6	1070,7	1107,5	947,8	978	530,1	627,9	611,1	911,5
Komersial	3	3,1	3,7	4,4	4,2	5,1	3,9	4,7	3,4	4,3
Rumah Tangga	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6
Transportasi	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Proses	157,9	157,9	105,7	105,7	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4

Lampiran 72. Kebutuhan LPG untuk setiap kasus (Juta Ton)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	R60	T60								
Industri	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	0,9	1,3
Komersial	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8
Rumah Tangga	4,5	4,5	6,1	6,1	6,9	6,9	7,7	7,7	8,7	8,6

	2010		2015		2020		2025		2030	
	R90	T90								
Industri	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8	1,1
Komersial	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7
Rumah Tangga	4,5	4,5	6,1	6,1	6,9	6,9	7,7	7,7	8,6	8,6

Lampiran 73. Perkembangan produksi, ekspor, dan impor batubara (Ton)

	Produksi		Total	Ekspor	Impor
	Steam Batubara	Antracite			
2000	77.014.956	25.229	77.040.185	58.460.492	140.116,33
2001	92.499.653	40.807	92.540.460	65.281.086	30.465,88
2002	103.286.403	4.269	103.329.093	74.177.926	20.025,9
2003	114.274.048	3.952	114.278.000	85.680.621	38.228,31
2004	132.352.025	0	132.352.025	93.758.806	97.182,68
2005	152.722.438	0	152.722.438	110.789.700	98.178,91
2006	193.761.311	0	193.761.311	143.632.865	110.682,84
2007	216.930.000	0	216.930.000	159.875.000	67.533,92
2008	229.000.000	0	229.000.000	160.000.000	106.930,88

Lampiran 74. Pemanfaatan batubara menurut pemakai (Juta Ton)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Industri	8,59	8,82	9,21	16,25	13,18	15,65	21,2	29,03	38,02
Pembangkit	13,72	19,52	20,02	23	22,88	25,67	27,76	32,42	36,58
Briket	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04	0,03	0,04

Lampiran 75. Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor dan impor batubara untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ekspor	157,31	157,44	157,44	152,88	152,91	152,28	151,59	151,85
Impor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Produksi	220,70	234,21	245,04	259,68	270,66	278,91	285,81	295,18
Konsumsi	62,97	76,43	85,89	106,73	117,76	126,63	134,22	143,33
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ekspor	151,80	151,69	149,93	150,40	149,46	148,99	148,56	147,92
Impor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Produksi	307,36	319,06	332,79	341,28	353,79	365,49	374,81	389,21
Konsumsi	155,15	166,95	182,86	190,87	204,32	216,50	226,25	241,29
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ekspor	147,60	147,60	147,61	147,60	147,61	147,61	148,04	147,60
Impor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Produksi	406,46	424,40	441,76	455,57	469,95	484,31	499,94	516,78
Konsumsi	258,86	276,80	294,15	307,97	322,35	336,70	351,90	369,17

Lampiran 76. Perbandingan total kebutuhan batubara (Juta Ton)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Kasus R60	62,966	106,730	155,515	216,504	294,149	369,175
Kasus R90	62,966	100,803	142,341	207,293	271,935	335,840
Kasus T60	62,966	107,738	165,724	247,369	341,620	460,016
Kasus T90	62,966	100,992	155,181	242,107	332,693	436,518

Lampiran 77. Kebutuhan batubara per sektor untuk setiap kasus (Juta Ton)

		2007	2010	2015	2020	2025	2030
R60	Batubara Liquefaction	0	0	0	0	0	0
	Pembangkit	33,94	58,15	92,96	133,53	173,34	221,68
	Industri	29,03	48,58	62,55	82,97	120,81	147,49
R90	Batubara Liquefaction	0	0	0	10,97	10,97	10,97
	Pembangkit	33,94	58,47	87,63	122,92	153,99	191,70
	Industri	29,03	42,33	54,71	73,40	106,98	133,17
T60	Batubara Liquefaction	0	0	0	0	0	0
	Pembangkit	33,94	58,15	97,49	150,47	198,64	264,58
	Industri	29,03	49,59	68,24	96,90	142,98	195,44
T90	Batubara Liquefaction	0	0	0	10,97	10,97	10,97
	Pembangkit	33,94	58,40	96,44	145,96	193,63	255,91
	Industri	29,03	42,59	58,74	85,18	128,10	169,64

Lampiran 78. Aliran batubara dari Kalimantan untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ke Kalimantan	2,58	2,93	3,66	4,66	4,96	5,82	6,20	6,09
ke Jawa	36,98	45,08	51,92	63,09	69,98	73,56	78,56	83,62
ke Pulau Lainnya	2,36	3,41	4,60	6,07	6,05	7,17	7,27	7,90
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ke Kalimantan	6,49	7,43	8,91	9,52	10,92	11,63	12,34	13,08
ke Jawa	91,01	96,41	100,41	106,24	110,18	113,96	121,99	124,72
ke Pulau Lainnya	8,23	8,62	9,10	10,02	10,46	10,92	11,39	11,89
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ke Kalimantan	17,92	22,46	23,26	24,05	24,89	25,76	26,76	27,85
ke Jawa	132,71	138,42	145,52	155,42	158,53	166,35	176,48	185,10
ke Pulau Lainnya	12,42	12,97	13,54	14,14	14,76	15,42	16,10	16,81

Lampiran 79. Aliran batubara dari Sumatera untuk kasus dasar (Juta Ton)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ke Sumatera	7,14	8,01	10,64	13,57	14,71	15,26	16,66	17,50
ke Jawa	11,71	12,68	15,07	19,43	22,20	24,82	25,54	28,22
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ke Sumatera	19,38	22,56	29,17	28,52	32,27	34,88	34,71	39,11
ke Jawa	30,15	32,39	35,86	37,40	41,23	45,63	46,26	52,65
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ke Sumatera	41,50	44,17	49,40	50,47	51,39	51,52	52,09	52,98
ke Jawa	54,31	58,79	62,44	63,90	72,79	77,64	80,89	86,41

Lampiran 80. Pemanfaatan tenaga listrik per sektor untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Industri	45,80	50,08	73,90	131,24	208,08	302,00
Komersial	28,12	33,40	45,39	64,46	84,08	107,88
Rumah tangga	47,32	63,16	75,90	120,03	167,41	206,62
Transportasi	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12

Lampiran 81. Pemanfaatan tenaga listrik per sektor untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Industri	45,80	45,19	65,00	115,94	184,94	271,58
Komersial	28,12	30,54	40,93	58,32	75,37	96,69
Rumah tangga	47,32	53,79	63,19	101,93	145,92	185,14
Transportasi	0,09	0,08	0,09	0,10	0,10	0,11

Lampiran 82. Pemanfaatan tenaga listrik per sektor untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Industri	45,80	52,95	84,00	150,27	245,64	360,95
Komersial	28,12	34,09	49,42	74,57	103,77	149,30
Rumah tangga	47,32	64,63	87,54	140,57	205,94	252,18
Transportasi	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13

Lampiran 83. Pemanfaatan tenaga listrik per sektor untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Industri	45,80	46,73	74,33	140,65	233,45	348,00
Komersial	28,12	30,70	44,98	67,71	94,23	135,91
Rumah tangga	47,32	54,99	73,45	127,90	189,96	235,55
Transportasi	0,09	0,08	0,09	0,10	0,10	0,11

Lampiran 84. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	8,57	15,6	27,91	35,17	46,05	64
PLTU M/G	1,9	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
PLTG	2,22	2,29	3,55	4,75	4,75	4,75
PLTGU	6,14	8,14	10,09	14,59	14,59	14,59
PLTD	0,1	0,04	0	0	0	0
PLTA	2,55	2,54	2,54	2,78	2,78	2,78
<i>Pump Storage</i>	0	0	1	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,89	1,12	2,29	4,87	8,19	13,78
PLTSampah	0	0,02	0,04	0,11	0,18	0,25

Lampiran 85. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	8,57	15,6	27,63	31,53	41,76	58,56
PLTU M/G	1,9	1,2	1,19	1,18	1,17	1,16
PLTG	2,22	2,29	3,46	4,57	4,48	4,39
PLTGU	6,14	8,14	10,09	14,59	14,59	14,59
PLTD	0,1	0,04	0	0	0	0
PLTA	2,55	2,54	2,54	2,78	2,78	2,78
<i>Pump Storage</i>	0	0	1	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,89	1,11	2,36	5,11	8,79	15,16
PLTSampah	0	0,02	0,04	0,11	0,18	0,25

Lampiran 86. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	8,57	15,6	29,31	35,39	51,18	74,75
PLTU M/G	1,9	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
PLTG	2,22	2,29	3,55	4,75	4,75	4,75
PLTGU	6,14	8,1	10,05	14,55	14,55	14,55
PLTD	0,1	0,04	0	0	0	0
PLTA	2,55	2,54	2,54	2,78	2,78	2,78
<i>Pump Storage</i>	0	0	1	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,89	1,12	2,4	5,36	9,42	16,54
PLTSampah	0	0,02	0,04	0,13	0,21	0,3

Lampiran 87. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	8,57	15,6	29,03	34,74	48,2	72,67
PLTU M/G	1,9	1,2	1,19	1,18	1,17	1,16
PLTG	2,22	2,29	3,46	4,57	4,48	4,39
PLTGU	6,14	8,14	10,09	14,59	14,59	14,59
PLTD	0,1	0,04	0	0	0	0
PLTA	2,55	2,54	2,54	2,78	2,78	2,78
<i>Pump Storage</i>	0	0	1	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,89	1,12	2,43	5,45	9,66	17,14
PLTSampah	0	0,02	0,04	0,12	0,21	0,29

Lampiran 88. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,66	1,92	4,88	6,91	7,71	8,61
PLTU M/G	0,28	0,22	0,29	0,31	0,31	0,31
PLTG	0,56	0,39	0,22	0,22	0,22	0,22
PLTGU	0,97	1,09	0,95	0,95	0,95	0,95
PLTD	0,99	0,51	0	0	0	0
PLTA	0,86	1,04	1,3	1,65	1,65	2
PLTP	0	0,07	1,55	1,66	1,69	2,01
PLTM	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 89. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,66	1,92	4,83	6,73	7,45	8,34
PLTU M/G	0,28	0,22	0,29	0,31	0,31	0,31
PLTG	0,56	0,39	0,22	0,22	0,22	0,22
PLTGU	0,97	1,09	0,95	0,95	0,95	0,95
PLTD	0,99	0,51	0	0	0	0
PLTA	0,86	1,04	1,30	1,65	1,65	1,65
PLTP	0,00	0,07	1,59	1,74	1,82	2,15
PLTM	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 90. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,66	1,92	5,09	7,78	9,04	10,41
PLTU M/G	0,28	0,22	0,29	0,31	0,31	0,31
PLTG	0,56	0,39	0,22	0,22	0,22	0,22
PLTGU	0,97	1,09	0,95	0,95	0,95	0,95
PLTD	0,99	0,51	0	0	0	0
PLTA	0,86	1,04	1,30	1,65	1,65	1,65
PLTP	0,00	0,07	1,63	1,83	1,94	2,34
PLTM	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 91. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Sumatera untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,66	1,92	5,05	7,60	8,77	10,05
PLTU M/G	0,28	0,22	0,29	0,31	0,31	0,31
PLTG	0,56	0,39	0,22	0,22	0,22	0,22
PLTGU	0,97	1,09	0,95	0,95	0,95	0,95
PLTD	0,99	0,51	0	0	0	0
PLTA	0,86	1,04	1,30	1,65	1,65	1,65
PLTP	0,00	0,07	1,64	1,86	1,99	2,42
PLTM	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 92. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,14	0,47	1,71	1,95	2,45	3,09
PLTG	0,08	0,40	0,39	0,55	0,55	0,55
PLTGU	0,06	0,10	0,18	0,18	0,18	0,18
PLTD	0,81	0,39	0,08	0,23	0,23	0,23
PLTA	0,03	0,03	0,10	0,12	0,12	0,12

Lampiran 93. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,14	0,47	1,69	1,91	2,38	2,97
PLTG	0,08	0,40	0,39	0,55	0,55	0,55
PLTGU	0,06	0,10	0,18	0,18	0,18	0,18
PLTD	0,81	0,39	0,08	0,23	0,23	0,23
PLTA	0,03	0,03	0,10	0,12	0,12	0,12

Lampiran 94. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,14	0,48	1,81	2,16	2,83	3,72
PLTG	0,08	0,40	0,39	0,55	0,55	0,55
PLTGU	0,06	0,10	0,18	0,18	0,18	0,18
PLTD	0,81	0,39	0,08	0,23	0,23	0,23
PLTA	0,03	0,03	0,10	0,12	0,12	0,12

Lampiran 95. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Kalimantan untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,14	0,47	1,78	2,11	2,74	3,58
PLTG	0,08	0,40	0,39	0,55	0,55	0,55
PLTGU	0,06	0,10	0,18	0,18	0,18	0,18
PLTD	0,81	0,39	0,08	0,23	0,23	0,23
PLTA	0,03	0,03	0,10	0,12	0,12	0,12

Lampiran 96. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,03	0,41	1,80	2,35	2,64	2,78
PLTG	0,12	0,20	0,21	0,29	0,29	0,29
PLTGU	0,14	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PLTD	1,12	1,46	1,33	1,35	1,35	1,36
PLTA	0,20	0,32	0,70	1,17	1,17	1,17
PLTM	0,02	0,07	0,13	0,13	0,13	0,13
PLTP	0,04	0,07	0,34	0,35	0,35	0,37
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 97. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,03	0,41	1,76	2,23	2,44	2,50
PLTG	0,12	0,20	0,21	0,29	0,29	0,29
PLTGU	0,14	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PLTD	1,12	1,46	1,33	1,35	1,35	1,36
PLTA	0,20	0,32	0,70	1,17	1,17	1,17
PLTM	0,02	0,07	0,13	0,13	0,13	0,13
PLTP	0,04	0,07	0,34	0,35	0,35	0,37
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 98. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,03	0,41	1,89	2,59	3,04	3,34
PLTG	0,12	0,20	0,21	0,29	0,29	0,29
PLTGU	0,14	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PLTD	1,12	1,46	1,33	1,35	1,35	1,36
PLTA	0,20	0,32	0,70	1,17	1,17	1,17
PLTM	0,02	0,07	0,13	0,13	0,13	0,13
PLTP	0,04	0,07	0,34	0,35	0,35	0,37
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 99. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah pulau lainnya untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,03	0,41	1,87	2,54	2,96	3,22
PLTG	0,12	0,20	0,21	0,29	0,29	0,29
PLTGU	0,14	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
PLTD	1,12	1,46	1,33	1,35	1,35	1,36
PLTA	0,20	0,32	0,70	1,17	1,17	1,17
PLTM	0,02	0,07	0,13	0,13	0,13	0,13
PLTP	0,04	0,07	0,34	0,35	0,35	0,37
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 100. Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	9,40	18,40	36,30	46,38	58,85	78,48
PLTU M/G	2,18	1,42	1,49	1,51	1,51	1,51
PLTG	2,97	3,28	4,37	5,81	5,81	5,81
PLTGU	7,30	9,65	11,54	16,04	16,04	16,04
PLTD	3,02	2,40	1,41	1,58	1,58	1,59
PLTA	3,64	3,93	4,64	5,72	5,72	6,07
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,93	1,26	4,18	6,88	10,23	16,16
PLTM	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,11	0,18	0,25
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 101. Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	9,40	18,40	35,91	42,40	54,02	72,37
PLTU M/G	2,18	1,42	1,48	1,49	1,48	1,47
PLTG	2,97	3,28	4,28	5,63	5,54	5,45
PLTGU	7,30	9,65	11,54	16,04	16,04	16,04
PLTD	3,02	2,40	1,41	1,58	1,58	1,59
PLTA	3,64	3,93	4,64	5,72	5,72	5,72
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,93	1,25	4,29	7,21	10,96	17,67
PLTM	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,11	0,18	0,25
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 102. Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	9,40	18,41	38,09	47,90	66,08	92,21
PLTU M/G	2,18	1,42	1,49	1,51	1,51	1,51
PLTG	2,97	3,28	4,37	5,81	5,81	5,81
PLTGU	7,30	9,61	11,50	16,00	16,00	16,00
PLTD	3,02	2,40	1,41	1,58	1,58	1,59
PLTA	3,64	3,93	4,64	5,72	5,72	5,72
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,93	1,26	4,37	7,53	11,71	19,25
PLTM	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,13	0,21	0,30
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 103. Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	9,40	18,40	37,72	46,99	62,68	89,53
PLTU M/G	2,18	1,42	1,48	1,49	1,48	1,47
PLTG	2,97	3,28	4,28	5,63	5,54	5,45
PLTGU	7,30	9,65	11,54	16,04	16,04	16,04
PLTD	3,02	2,40	1,41	1,58	1,58	1,59
PLTA	3,64	3,93	4,64	5,72	5,72	5,72
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,93	1,26	4,41	7,66	12,01	19,92
PLTM	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,12	0,21	0,29
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 104. Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus dasar (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	0,74	0,95	1,15	1,39	1,70	2,08
<i>Captive</i> Batubara	1,54	2,13	1,70	1,31	0,84	0,29
<i>Captive</i> Gas	0,45	0,40	0,32	0,23	0,15	0,07
<i>Captive</i> Biomasa	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16
<i>Captive</i> Minyak	4,61	2,98	1,14	0,09	0,00	0,00

Lampiran 105. Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus R90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	0,74	0,91	1,11	1,34	1,64	2,01
<i>Captive</i> Batubara	1,54	2,13	1,70	1,31	0,84	0,29
<i>Captive</i> Gas	0,45	0,40	0,32	0,23	0,15	0,07
<i>Captive</i> Biomasa	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16
<i>Captive</i> Minyak	4,61	2,98	1,14	0,09	0,00	0,00

Lampiran 106. Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus T60 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	0,74	1,22	1,45	1,73	2,09	2,56
<i>Captive</i> Batubara	1,54	2,13	1,80	1,41	0,95	0,41
<i>Captive</i> Gas	0,45	0,40	0,32	0,23	0,15	0,07
<i>Captive</i> Biomasa	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16
<i>Captive</i> Minyak	4,61	2,98	1,14	0,09	0,00	0,00

Lampiran 107. Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus T90 (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	0,74	1,18	1,40	1,67	2,02	2,46
<i>Captive</i> Batubara	1,54	2,13	1,77	1,39	0,92	0,38
<i>Captive</i> Gas	0,45	0,40	0,316	0,23	0,146	0,066
<i>Captive</i> Biomasa	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16
<i>Captive</i> Minyak	4,61	2,98	1,14	0,09	0,00	0,00

Lampiran 108. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	56,75	93,80	156,45	232,14	304,43	401,17
PLTU M/G	2,38	1,23	2,27	1,23	1,23	1,23
PLTG	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	39,94	29,00	38,37	55,83	53,62	51,52
PLTD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	8,08	6,61	5,27	5,99	5,98	5,99
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,23	8,01	17,65	38,17	64,32	108,38
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,73	1,19	1,64

Lampiran 109. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	56,75	93,80	154,88	227,86	295,85	385,86
PLTU M/G	2,38	4,92	1,92	1,10	1,04	0,98
PLTG	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	39,94	25,30	38,68	55,83	53,62	51,52
PLTD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	8,08	5,27	5,27	5,99	5,98	5,99
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,23	8,01	18,08	40,08	69,14	119,22
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,73	1,19	1,64

Lampiran 110. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	56,75	93,80	164,27	253,51	347,33	477,73
PLTU M/G	2,38	1,23	3,24	1,23	1,23	1,12
PLTG	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	39,94	29,00	37,41	55,83	53,62	51,62
PLTD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	8,08	6,61	5,27	6,34	6,51	11,84
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,23	8,01	18,53	41,99	73,97	130,06
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,84	1,41	1,97

Lampiran 111. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Jawa Bali untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	56,75	93,80	162,70	249,24	338,76	462,42
PLTU M/G	2,38	3,61	3,49	1,10	1,04	0,98
PLTG	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	39,94	26,62	37,11	55,83	53,62	51,53
PLTD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	8,08	5,27	5,27	5,99	5,99	11,84
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,23	8,01	18,70	42,75	75,90	134,40
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,82	1,35	1,89

Lampiran 112. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	4,23	9,76	15,57	19,39	30,39	35,32
PLTU M/G	1,76	0,81	0,76	1,14	1,14	1,14
PLTG	0,93	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	5,73	5,14	4,03	3,49	3,31	3,16
PLTD	0,85	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	3,50	6,36	7,07	10,10	10,10	12,20
PLTP	0,00	0,55	10,25	12,92	13,14	15,69
PLTM	0,08	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05

Lampiran 113. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	4,23	9,71	15,45	15,47	25,39	33,69
PLTU M/G	1,76	0,81	0,72	1,09	1,09	1,09
PLTG	0,93	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	5,73	5,14	4,03	3,49	3,32	3,15
PLTD	0,85	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	3,50	6,36	7,06	10,10	10,10	10,10
PLTP	0,00	0,55	10,51	13,57	14,12	16,76
PLTM	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Lampiran 114. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	4,23	9,75	16,45	30,49	36,78	42,94
PLTU M/G	1,76	0,81	0,76	1,14	1,21	1,22
PLTG	0,93	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	5,73	5,14	4,03	3,49	3,25	3,08
PLTD	0,85	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	3,50	6,36	7,96	10,10	19,33	27,74
PLTP	0,00	0,55	12,66	14,21	15,11	18,28
PLTM	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Lampiran 115. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Sumatera untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	4,23	9,74	16,06	26,02	35,63	41,40
PLTU M/G	1,76	0,81	0,72	1,03	1,02	0,99
PLTG	0,93	0,66	0,00	0,00	0,00	0,01
PLTGU	5,73	5,14	4,03	3,49	3,27	3,07
PLTD	0,85	0,97	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	3,50	6,36	7,96	10,10	15,41	21,92
PLTP	0,00	0,55	10,87	14,47	15,50	18,88
PLTM	0,08	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Lampiran 116. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,90	3,08	7,19	12,11	15,45	19,72
PLTG	0,13	1,31	1,28	0,84	0,66	0,60
PLTGU	0,40	0,74	1,31	0,84	0,56	0,55
PLTD	2,85	0,95	0,52	0,64	0,65	0,65
PLTA	0,17	0,17	0,47	0,49	0,49	0,49

Lampiran 117. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,90	2,96	7,12	11,87	14,99	18,93
PLTG	0,13	1,31	1,28	0,43	0,65	0,60
PLTGU	0,40	0,74	1,31	0,84	0,56	0,55
PLTD	2,85	0,95	0,52	0,65	0,65	0,65
PLTA	0,17	0,17	0,47	0,49	0,49	0,49

Lampiran 118. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,90	3,08	7,54	13,32	17,77	23,66
PLTG	0,13	1,31	1,28	0,72	0,65	0,60
PLTGU	0,40	0,74	1,31	0,84	0,56	0,55
PLTD	2,85	0,95	0,52	0,65	0,65	0,65
PLTA	0,17	0,17	0,47	0,49	0,49	0,49

Lampiran 119. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah Kalimantan untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	0,90	3,08	7,47	13,07	17,30	22,87
PLTG	0,13	1,31	1,28	0,72	0,65	0,60
PLTGU	0,40	0,74	1,31	0,84	0,56	0,55
PLTD	2,85	0,95	0,52	0,65	0,65	0,65
PLTA	0,17	0,17	0,47	0,49	0,49	0,49

Lampiran 120. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU-B	0,04	2,66	6,22	8,96	10,90	13,25
PLTG	0,00	0,10	0,26	0,46	0,13	0,13
PLTGU	0,11	1,93	1,85	1,72	2,05	2,05
PLTD	3,25	2,04	1,19	2,10	2,09	2,09
PLTA	1,20	1,23	3,10	5,06	5,08	5,08
PLTM	0,19	0,26	1,49	1,62	1,89	2,11
PLTP	0,19	0,07	0,24	0,28	0,26	0,26
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 121. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU-B	0,04	2,66	6,16	8,78	10,57	12,72
PLTG	0,00	0,10	0,26	0,46	0,13	0,13
PLTGU	0,11	1,93	1,85	1,72	2,05	2,05
PLTD	3,25	2,04	1,19	2,09	2,10	2,10
PLTA	1,20	1,16	3,06	5,03	4,99	5,04
PLTM	0,19	0,26	1,50	1,62	1,89	2,10
PLTP	0,19	0,13	0,28	0,31	0,35	0,30
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 122. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU-B	0,04	2,66	6,53	9,85	12,54	15,91
PLTG	0,00	0,10	0,26	0,46	0,13	0,13
PLTGU	0,11	1,93	1,85	1,72	2,05	2,05
PLTD	3,25	2,04	1,19	2,10	2,09	2,09
PLTA	1,20	1,19	3,14	5,09	5,11	5,08
PLTM	0,19	0,26	1,50	1,62	1,89	2,11
PLTP	0,19	0,11	0,20	0,25	0,24	0,27
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 123. Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis pembangkit wilayah pulau lainnya untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU-B	0,04	2,66	6,47	9,67	12,20	15,38
PLTG	0,00	0,10	0,26	0,46	0,13	0,13
PLTGU	0,11	1,93	1,85	1,72	2,05	2,05
PLTD	3,25	2,04	1,19	2,10	2,10	2,09
PLTA	1,20	1,16	3,10	5,05	5,06	5,11
PLTM	0,19	0,26	1,49	1,62	1,89	2,11
PLTP	0,19	0,14	0,24	0,29	0,28	0,24
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 124. Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	61,92	109,30	185,43	272,59	361,17	469,47
PLTU M/G	4,15	2,04	3,03	2,37	2,37	2,37
PLTG	3,51	2,07	1,54	1,30	0,79	0,73
PLTGU	46,19	36,82	45,55	61,88	59,54	57,28
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,74	2,74
PLTA	12,95	14,37	15,91	21,64	21,66	23,75
<i>Pump storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,42	8,63	28,14	51,37	77,71	124,33
PLTM	0,27	0,31	1,54	1,67	1,94	2,16
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,73	1,19	1,64
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 125. Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	61,92	109,12	183,60	263,97	346,80	451,21
PLTU M/G	4,15	5,73	2,64	2,19	2,13	2,07
PLTG	3,51	2,07	1,54	0,89	0,78	0,73
PLTGU	46,19	33,12	45,86	61,88	59,54	57,28
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,74	2,74
PLTA	12,95	12,97	15,87	21,61	21,57	21,62
<i>Pump storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,42	8,69	28,87	53,96	83,62	136,28
PLTM	0,27	0,31	1,55	1,67	1,94	2,15
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,73	1,19	1,64
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 126. Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	61,92	109,29	194,80	307,17	414,42	560,24
PLTU M/G	4,15	2,04	3,99	2,37	2,44	2,34
PLTG	3,51	2,06	1,54	1,17	0,78	0,73
PLTGU	46,19	34,44	44,29	61,88	59,48	57,21
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,74	2,74
PLTA	12,95	14,33	16,84	22,02	31,43	45,14
<i>Pump storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,42	8,67	31,38	56,45	89,31	148,61
PLTM	0,27	0,31	1,55	1,67	1,94	2,16
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,84	1,41	1,97
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 127. Produksi listrik nasional (PLN dan IPP) berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	61,92	109,28	192,70	298,01	403,89	542,08
PLTU M/G	4,15	4,42	4,22	2,13	2,07	1,97
PLTG	3,51	2,06	1,54	1,17	0,78	0,73
PLTGU	46,19	34,44	44,29	61,88	59,49	57,20
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,75	2,74
PLTA	12,95	12,96	16,80	21,63	26,94	39,35
<i>Pump storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,42	8,70	29,81	57,51	91,68	153,52
PLTM	0,27	0,31	1,54	1,67	1,94	2,16
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,82	1,35	1,89
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 128. Produksi listrik *captive power* untuk kasus dasar (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	1,87	4,00	7,29	7,08	9,98	13,80
<i>Captive</i> Batubara	8,78	12,05	8,98	6,68	4,33	1,48
<i>Captive</i> Gas	0,23	1,13	1,14	1,11	0,02	0,28
<i>Captive</i> Biomasa	0,42	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29
<i>Captive</i> Minyak	2,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00

Lampiran 129. Produksi listrik *captive power* untuk kasus R90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	1,87	3,80	5,57	6,83	9,62	13,30
<i>Captive</i> Batubara	8,78	12,79	8,72	6,40	4,13	1,50
<i>Captive</i> Gas	0,23	0,86	2,05	0,52	0,02	0,23
<i>Captive</i> Biomasa	0,42	1,33	1,17	1,31	1,30	0,95
<i>Captive</i> Minyak	2,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00

Lampiran 130. Produksi listrik *captive power* untuk kasus T60 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	1,87	4,17	5,99	7,42	10,94	15,46
<i>Captive</i> Batubara	8,78	12,00	9,09	7,07	4,39	1,71
<i>Captive</i> Gas	0,23	1,52	3,63	1,08	0,35	0,20
<i>Captive</i> Biomasa	0,42	1,33	1,32	1,31	1,30	0,84
<i>Captive</i> Minyak	2,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00

Lampiran 131. Produksi listrik *captive power* untuk kasus T90 (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Cogen	1,87	3,90	5,70	7,24	10,51	14,82
<i>Captive</i> Batubara	8,78	12,79	9,00	7,02	4,35	1,50
<i>Captive</i> Gas	0,23	1,64	3,32	0,79	0,29	0,21
<i>Captive</i> Biomasa	0,42	1,33	1,32	1,31	1,30	1,07
<i>Captive</i> Minyak	2,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00

Lampiran 132. Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	13,37	5,47	9,34	9,47	9,61
Batubara	117,71	207,92	353,37	520,39	684,45	883,67
Gas	38,96	55,11	73,37	94,15	89,86	86,27
Panas Bumi	8,64	14,04	46,80	83,93	126,35	200,91
Hidro	21,41	23,27	26,24	36,01	36,01	39,35
Biodiesel	0,00	0,09	0,06	0,09	0,09	0,30
Biomasa	0,00	0,27	0,53	1,39	2,25	3,10
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 133. Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus R90 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	14,05	5,47	9,34	9,47	9,61
Batubara	117,71	207,58	349,90	503,57	656,72	849,34
Gas	38,96	58,16	73,38	93,91	89,85	86,27
Panas Bumi	8,64	14,04	47,91	88,00	135,60	219,87
Hidro	21,41	23,27	26,24	36,01	36,01	39,35
Biodiesel	0,00	0,09	0,06	0,09	0,09	0,31
Biomasa	0,00	0,27	0,53	1,39	2,25	3,10
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 134. Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus T60 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	13,38	5,47	9,34	9,47	9,59
Batubara	117,71	207,91	371,25	587,33	785,54	1054,81
Gas	38,96	55,11	73,38	94,08	89,86	86,27
Panas Bumi	8,64	14,04	52,04	92,07	144,85	239,56
Hidro	21,41	23,26	27,68	36,57	51,53	73,40
Biodiesel	0,00	0,09	0,06	0,09	0,09	0,31
Biomasa	0,00	0,27	0,53	1,60	2,66	3,73
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 135. Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk kasus T90 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	14,05	5,47	9,34	9,47	9,61
Batubara	117,71	207,30	367,23	569,42	765,56	1020,56
Gas	38,96	56,86	73,37	94,00	89,85	86,28
Panas Bumi	8,64	14,04	49,46	93,70	148,55	247,43
Hidro	21,41	23,26	27,68	36,57	51,53	73,40
Biodiesel	0,00	0,13	0,09	0,14	0,14	0,46
Biomasa	0,00	0,27	0,53	1,54	2,56	3,57
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 136. Konsumsi bahan bakar pembangkit *captive power* untuk kasus dasar (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	3,9	0,1	0	0	0	0
Batubara	18,1	24,7	18,5	13,7	8,9	3,1
Gas	2,5	8,7	13,3	12,6	17,3	24,2
Biomasa	0,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7

Lampiran 137. Konsumsi bahan bakar pembangkit *captive power* untuk kasus R90 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	3,9	0,1	0	0	0	0
Batubara	18,1	26,3	18,0	13,2	8,5	3,1
Gas	2,5	3,4	11,5	11,6	16,2	22,8
Biomasa	0,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7

Lampiran 138. Konsumsi bahan bakar pembangkit *captive power* untuk kasus T60 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	3,9	0,1	0	0	0	0
Batubara	18,1	24,7	18,7	14,6	9,0	3,5
Gas	2,5	11,1	15,6	13,5	20,1	27,9
Biomasa	0,9	2,8	2,8	2,8	2,7	1,8

Lampiran 139. Konsumsi bahan bakar pembangkit *captive power* untuk kasus T90 (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	3,9	0,1	0	0	0	0
Batubara	18,1	26,3	18,5	14,4	9,0	3,1
Gas	2,5	7,4	14,5	12,6	18,8	26,4
Biomasa	0,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7

Lampiran 140. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7,03	12,31	4,26	10,88	17,95
PLTG	0,15	1,4	1,2	0	0
PLTGU	1,48	1,95	4,5	0	0
PLTA	0	0	0,24	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	1	1,89	0	0
PLTP	0,23	1,17	2,58	3,32	5,59
PLTSampah	0,02	0,02	0,07	0,07	0,07

Lampiran 141. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus R90 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7,03	12,03	4,17	10,24	16,81
PLTG	0,15	1,4	1,2	0	0
PLTGU	1,48	1,95	4,5	0	0
PLTA	0	0	0,24	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	1	1,89	0	0
PLTP	0,22	1,25	2,76	3,67	6,36
PLTSampah	0,02	0,02	0,07	0,07	0,07

Lampiran 142. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T60 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7,03	13,71	6,08	15,79	23,57
PLTG	0,15	1,4	1,2	0	0
PLTGU	1,48	1,95	4,5	0	0
PLTA	0	0	0,24	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	1	1,89	0	0
PLTP	0,23	1,29	2,96	4,06	7,12
PLTSampah	0,02	0,02	0,09	0,09	0,09

Lampiran 143. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T90 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7,03	13,42	5,73	13,46	24,47
PLTG	0,15	1,4	1,2	0	0
PLTGU	1,48	1,95	4,5	0	0
PLTA	0	0	0,24	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	1	1,89	0	0
PLTP	0,23	1,3	3,03	4,22	7,48
PLTSampah	0,02	0,02	0,08	0,08	0,08

Lampiran 144. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus dasar (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	1,97	5,59	2,79	1,31	1,62
PLTU M/G	0,02	0,07	0,02	0	0
PLTG	0,94	0,08	0,24	0	0
PLTGU	0,49	0,25	0	0	0
PLTD	0,63	0,1	0,17	0	0,04
PLTA	0,23	0,75	0,82	0	0,35
PLTM	0,05	0,02	0	0	0
PLTP	0,1	1,75	0,12	0,03	0,34
PLTBayu	0	0,01	0	0	0

Lampiran 145. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus R90 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	1,94	4,87	2,04	0,86	0,82
PLTU M/G	0,12	0,07	0,02	0	0
PLTG	0,96	0,08	0,24	0	0
PLTGU	0,49	0,25	0	0	0
PLTD	0,63	0,1	0,17	0,01	0,01
PLTA	0,23	0,75	0,82	0	0,35
PLTM	0,06	0,02	0	0	0
PLTP	0,1	1,79	0,16	0,07	0,35
PLTBayu	0	0,01	0	0	0

Lampiran 146. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus T60 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	1,99	5,96	3,73	2,39	2,57
PLTU M/G	0,02	0,07	0,02	0	0
PLTG	1,01	0,04	0,21	0	0
PLTGU	0,49	0,25	0	0	0
PLTD	1.275	0,1	0,18	0	0,05
PLTA	0,23	0,75	0,82	1,51	1,37
PLTM	0,06	0,02	0	0	0
PLTP	0,1	1,83	0,21	0,11	0,39
PLTBayu	0	0,01	0	0	0

Lampiran 147. Tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus T90 (GW)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	1,98	5,89	3,54	2,22	2,38
PLTU M/G	0,12	0,07	0,02	0	0
PLTG	0,97	0,08	0,24	0	0
PLTGU	0,49	0,25	0	0	0
PLTD	1.285	0,1	0,17	0,01	0
PLTA	0,23	0,75	0,83	0,87	1,06
PLTM	0,06	0,02	0	0	0
PLTP	0,1	1,83	0,23	0,14	0,43
PLTBayu	0	0,01	0	0	0

Lampiran 148. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus dasar (Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7733	13541	4686	11968	19745
PLTG	65,57	612,00	524,57	0	0
PLTGU	1228,19	1618,23	3734,37	0	0
PLTA	0	0	448,90	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	860	1625,4	0	0
PLTP	286,35	1456,65	3212,1	4133,4	6959,55
PLTSampah	43,2	42	138,27	138,27	138,27

Lampiran 149. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus R90 (Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7733	13233	4587	11264	18491
PLTG	65,57	612,00	524,57	0	0
PLTGU	1228,19	1618,23	3734,37	0	0
PLTA	0	0	448,90	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	860	1625,4	0	0
PLTP	273,9	1556,25	3436,2	4569,15	7918,2
PLTSampah	43,2	42	138,27	138,27	138,27

Lampiran 150. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T60 (Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7733	15081	6688	17369	25927
PLTG	65,57	612,00	524,57	0	0
PLTGU	1228,19	1618,23	3734,37	0	0
PLTA	0	0	448,90	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	860	1625,4	0	0
PLTP	286,35	1606,05	3685,2	5054,7	8864,4
PLTSampah	43,2	42	171,60	171,60	171,60

Lampiran 151. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa Bali untuk kasus T90
(Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	7733	14762	6303	14806	26917
PLTG	65,57	612,00	524,57	0	0
PLTGU	1228,19	1618,23	3734,37	0	0
PLTA	0	0	448,90	0	0
<i>Pump Storage</i>	0	860	1625,4	0	0
PLTP	286,35	1618,5	3772,35	5253,9	9312,6
PLTSampah	43,2	42	163,27	163,27	163,27

Lampiran 152. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus dasar
(Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	2364	6708	3348	1572	1944
PLTU M/G	30	105	30	0	0
PLTG	410,91	34,97	104,91	0	0
PLTGU	455,7	232,5	0	0	0
PLTD	819	130	221	0	52
PLTA	500,16	1630,97	1783,20	0	761,12
PLTM	150	60	0	0	0
PLTP	124,5	2178,75	149,4	37,35	423,3
PLTBayu	1,15	13,8	6,9	0	0

Lampiran 153. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus R90
(Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	2328	5844	2448	1032	984
PLTU M/G	180	105	30	0	0
PLTG	419,65	34,97	104,91	0	0
PLTGU	455,7	232,5	0	0	0
PLTD	819	130	221	13	13
PLTA	500,16	1630,97	1783,20	0	761,12
PLTM	180	60	0	0	0
PLTP	124,5	2228,55	199,2	87,15	435,75
PLTBayu	1,15	13,8	6,9	0	0

Lampiran 154. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus T60
(Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	2388	7152	4476	2868	3084
PLTU M/G	30	105	30	0	0
PLTG	441,51	17,49	91,80	0	0
PLTGU	455,7	232,5	0	0	0
PLTD	1657,5	130	234	0	65
PLTA	500,16	1630,97	1783,20	3283,69	2979,24
PLTM	180	60	0	0	0
PLTP	124,5	2278,35	261,45	136,95	485,55
PLTBayu	1,15	13,8	6,9	0	0

Lampiran 155. Biaya investasi pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa Bali untuk kasus T90
(Juta Dolar)

	2007-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
PLTUB	2376	7068	4248	2664	2856
PLTU M/G	180	105	30	0	0
PLTG	424,03	34,97	104,91	0	0
PLTGU	455,7	232,5	0	0	0
PLTD	1670,5	130	221	13	0
PLTA	500,16	1630,97	1804,94	1891,93	2305,11
PLTM	180	60	0	0	0
PLTP	124,5	2278,35	286,35	174,3	535,35
PLTBayu	1,15	13,8	6,9	0	0

Lampiran 156. Kapasitas terpasang pembangkit listrik nasional untuk kasus nuklir (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	9,40	18,40	37,72	45,99	60,68	86,53
PLTU M/G	2,18	1,42	1,48	1,49	1,48	1,47
PLTG	2,97	3,28	4,28	5,63	5,54	5,45
PLTGU	7,30	9,65	11,54	16,04	16,04	16,04
PLTD	3,02	2,40	1,41	1,58	1,58	1,59
PLTA	3,64	3,93	4,64	5,72	5,72	5,72
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTM	0,03	0,08	0,14	0,14	0,14	0,14
PLTP	0,93	1,26	4,41	7,66	12,01	19,92
PLTN	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,12	0,21	0,29
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 157. Produksi listrik nasional berdasarkan jenis pembangkit untuk kasus nuklir (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTUB	61,92	109,28	192,70	291,34	392,78	520,66
PLTU M/G	4,15	4,42	4,22	2,13	2,07	1,97
PLTG	3,51	2,06	1,54	1,17	0,78	0,73
PLTGU	46,19	34,44	44,29	61,88	59,49	57,20
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,75	2,74
PLTA	12,95	12,96	16,80	21,63	26,94	39,35
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTM	0,27	0,31	1,54	1,67	1,94	2,16
PLTP	5,42	8,70	29,81	57,51	91,68	153,52
PLTN	0,00	0,00	0,00	6,67	11,11	21,41
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,82	1,35	1,89
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 158. Konsumsi bahan bakar pembangkit untuk kasus nuklir (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	14,49	5,47	9,34	9,47	9,61
Gas	38,96	56,86	73,37	94,00	89,85	86,28
Batubara	117,71	207,30	367,23	558,63	747,59	985,92
Panas Bumi	8,64	14,04	49,46	93,70	148,55	247,43
Hidro	21,41	21,12	27,67	36,00	44,46	64,13
Nuklir	0,00	0,00	0,00	10,78	17,97	34,64
Biodiesel	0,00	0,09	0,06	0,05	0,09	0,14
Biomasa	0,00	0,27	0,53	1,54	2,56	3,57
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 159. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU B	8,57	15,60	28,75	40,32	64,11	98,81
PLTU M/G	1,50	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
PLTG	2,24	2,29	3,55	4,75	4,75	4,75
PLTGU	6,66	8,14	10,09	15,76	16,78	17,07
PLTD	0,08	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	2,54	2,54	2,54	2,78	2,78	2,78
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	1,00	2,89	2,89	2,89
PLTP	0,89	1,12	2,40	5,60	9,83	17,23
PLTSampah	0,00	0,02	0,04	0,11	0,18	0,25

Lampiran 160. Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP wilayah Jawa untuk kasus RUPTL (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU B	56,75	93,80	161,14	253,51	381,66	508,35
PLTU M/G	2,38	1,23	3,54	1,23	1,59	1,19
PLTG	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTGU	39,94	29,00	37,11	60,30	59,65	57,75
PLTD	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PLTA	8,08	6,61	5,27	5,99	10,59	11,84
<i>Pump Storage</i>	0,00	0,00	0,91	2,63	2,63	2,63
PLTP	5,23	8,01	18,52	43,90	77,19	124,64
PLTSampah	0,00	0,14	0,28	0,73	1,19	1,64

Lampiran 161. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL (GW)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU B	0,86	2,80	8,52	13,43	18,21	25,03
PLTU M/G	0,28	0,14	0,21	0,23	0,23	0,23
PLTG	0,78	1,07	0,90	1,14	1,14	1,14
PLTGU	1,17	1,52	1,46	1,46	1,46	1,46
PLTD	2,83	3,14	1,89	2,10	2,22	2,26
PLTA	1,11	1,40	2,15	4,36	6,96	11,47
PLTM	0,01	0,08	0,12	0,12	0,13	0,14
PLTP	0,04	0,14	2,12	3,19	4,11	5,62
PLTBayu	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01

Lampiran 162. Produksi listrik pembangkit PLN dan IPP wilayah luar Jawa untuk kasus RUPTL (TWh)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
PLTU B	5,17	15,50	27,20	55,12	74,15	101,22
PLTU M/G	1,76	0,81	0,76	1,14	1,22	1,22
PLTG	1,06	2,06	1,54	1,57	1,05	1,92
PLTGU	6,24	7,82	7,18	6,05	5,85	5,73
PLTD	6,96	3,96	1,71	2,74	2,85	2,88
PLTA	4,90	7,69	11,59	23,42	38,53	61,08
PLTM	0,24	0,19	0,23	0,28	0,27	0,27
PLTP	0,19	0,81	13,35	23,43	30,62	37,73
PLTBayu	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02

Lampiran 163. Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP nasional untuk kasus RUPTL (Juta SBM)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
BBM	50,56	13,38	5,47	9,34	9,47	9,60
Batubara	117,71	207,92	357,77	586,28	865,85	1157,95
Gas	38,96	55,11	73,38	101,07	99,82	96,43
Panas Bumi	8,64	14,05	50,71	107,12	171,53	258,35
Hidro	21,41	23,26	27,45	47,86	79,94	118,67
Biodiesel	0,00	0,09	0,06	0,09	0,09	0,09
Biomasa	0,00	1,59	3,16	8,25	13,38	18,47
Angin	0,00	0,00	0,03	0,05	0,05	0,05

Lampiran 164. Perbandingan emisi CO₂ untuk setiap kasus (Juta Ton CO₂)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Kasus R60	417,13	446,86	480,13	523,99	558,18	579,65	629,47	660,11
Kasus R90	417,13	446,88	478,03	494,05	519,35	539,61	587,92	618,18
Kasus T60	417,13	446,87	480,23	528,17	577,02	603,99	655,04	690,13
Kasus T90	417,13	446,87	476,47	509,26	550,70	579,00	614,01	646,14
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kasus R60	690,37	728,36	764,39	795,57	828,17	851,18	873,32	912,72
Kasus R90	641,94	692,24	725,44	756,35	784,86	807,22	816,05	850,68
Kasus T60	721,02	782,41	827,71	863,69	904,06	936,17	981,60	1026,69
Kasus T90	677,19	751,62	793,91	831,32	869,60	901,54	942,08	988,25
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kasus R60	955,63	997,34	1032,94	1069,33	1113,23	1158,31	1208,73	1261,28
Kasus R90	887,61	926,57	950,27	967,63	1008,01	1050,74	1096,84	1141,17
Kasus T60	1080,37	1129,94	1164,78	1242,98	1308,89	1376,00	1446,93	1527,88
Kasus T90	1038,81	1087,17	1118,32	1181,52	1234,59	1290,56	1361,27	1426,31

Lampiran 165. Proyeksi emisi CO₂ untuk kasus dasar (Juta Ton CO₂)

	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Pembangkit	115,65	160,44	244,13	345,38	436,66	548,43
Industri	108,17	177,71	223,17	268,06	341,92	420,02
Komersial	3,67	4,73	6,00	7,01	8,46	10,34
Lainnya	10,24	12,66	16,59	22,26	30,26	41,36
Rumah Tangga	26,71	23,74	19,33	21,75	24,08	26,99
Transportasi	71,02	93,29	109,62	128,60	152,34	181,31



ISBN 978-979-95202-5-8

