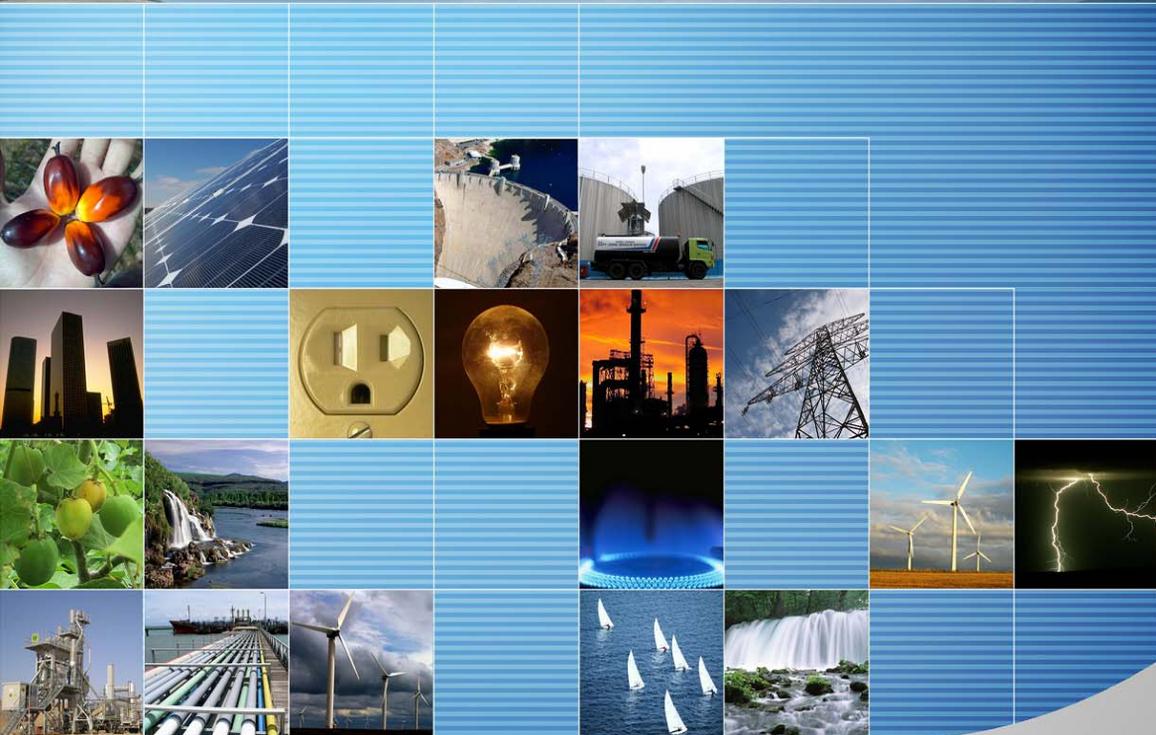




ISBN 978-979-95202-4-1

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2009

Teknologi Energi untuk Mendukung Keamanan Pasokan Energi



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

ISBN 978-979-95202-4-1

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2009

Teknologi Energi untuk Mendukung Keamanan Pasokan Energi

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

Perpustakaan Nasional RI : Katalog Dalam Terbitan (KDT)

OUTLOOK ENERGI INDONESIA 2009

Teknologi Energi untuk Mendukung Keamanan Pasokan Energi

Editor: Adhi Dharma Permana
Agus Sugiyono
Hari Suharyono
M. Sidik Boedoyo
Jakarta: BPPT - Press, 2009
242 hlm; 21 cm

ISBN 978-979-95202-4-1

© 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

All rights reserved

Diterbitkan oleh BPPT-Press, Jakarta, 2009

Sekretariat BPPT-Press
Bidang Perpustakaan Pusat Data,
Informasi dan Standardisasi (PDIS)
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
ramatun@webmail.bppt.go.id

Desain sampul dan tata letak: Ninik

SAMBUTAN

Dengan mengucap puji syukur ke hadirat Allah SWT, telah dapat disusun dan diterbitkan Buku Outlook Energi Indonesia 2009. Buku ini memuat informasi tentang kebutuhan dan penyediaan energi, serta penetrasi teknologi energi dan kebutuhan infrastruktur energi di masa mendatang.

Pembahasan dalam buku ini dimulai dengan menguraikan latar belakang tentang pentingnya perencanaan energi. Kemudian dilanjutkan dengan pembahasan tentang model yang digunakan serta kondisi sosial ekonomi yang mempengaruhi pertumbuhan permintaan energi. Dengan mempertimbangkan kondisi tersebut diproyeksikan permintaan dan pasokan energi jangka panjang sampai dengan tahun 2025. Pembahasan dirinci berdasarkan sektor pengguna energi serta pasokan per jenis energi yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi. Pada bagian akhir disinggung secara ringkas aspek lingkungan hidup serta rangkuman isu-isu penting yang patut menjadi perhatian dalam pengembangan sektor energi dimasa depan.

Tujuan dari penerbitan buku ini adalah untuk menampung dan mengkomunikasikan hasil pengkajian serta menyebarkan ke berbagai instansi pemerintah, lembaga penelitian, perguruan tinggi, dan masyarakat pemerhati masalah energi lainnya. Semoga buku ini dapat digunakan sebagai acuan bagi pengambil keputusan, peneliti, akademisi dan bagi semua pihak yang berkepentingan.

Penghargaan yang tinggi dan ucapan terima kasih disampaikan kepada Tim Penyusun dan kepada semua pihak yang telah berpartisipasi memberikan data dan informasi dalam pembuatan buku ini. Dengan segala keterbatasan, kami menyadari bahwa buku ini masih belum sempurna. Kami mengharapkan sumbang saran yang dapat memberikan masukan bagi perbaikan dan penyempurnaan pada penerbitan buku selanjutnya.

Kepala Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi

Dr. Marzan Aziz Iskandar

PENGARAH

Dr. Marzan Aziz Iskandar
Kepala BPPT

Dr. Unggul Priyanto
Direktur Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)

PENANGGUNGJAWAB

Dr. Unggul Priyanto
Direktur Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE)

TIM PENYUSUN

| | |
|-----------------------------------|--|
| Koordinator : | Kepala Bidang Perencanaan Energi |
| Editor : | Dr. Adhi Dharma Permana Ir. Agus Sugiyono, M.Eng. Dr. Hari Suharyono Prof. Ir. M. Sidik Boedoyo, M.Eng. |
| Database dan Pemodelan : | Ir. La Ode M. Abdul Wahid |
| Ekonomi Energi : | Ir. Indyah Nurdyastuti, A.P.U. |
| Kebutuhan dan Penyediaan Energi : | Ira Fitriana, S.Si, M.Sc. Dr. Adhi Dharma Permana |
| Minyak dan Gas Bumi : | Dr. Hari Suharyono Ir. Erwin Siregar |
| Batubara : | Ir. Endang Suarna, M.Sc. Ir. Agus Sugiyono, M.Eng. |
| Ketenagalistrikan : | Drs. Yudiartono, M.M. Ir. M. Muchlis |
| Konservasi Energi : | Dra. Nona Niode Ir. Cecilya Malik, M.Sc. |
| Kebijakan Energi : | Dr. Unggul Priyanto Prof. Ir. M. Sidik Boedoyo, M.Eng. |
| Bahan Bakar Alternatif | Dr. Unggul Priyanto Dr. I. Putu Sutisna Ir. Hartiniati, M.Sc. |
| Mekanisme Pembangunan Bersih : | Dr. Irhan Febiyanto |
| Pengolah Grafik: | Anindhita, S.Si. |

INFORMASI

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

DAFTAR ISI

| | |
|--|------|
| Sambutan | i |
| Tim Penyusun | ii |
| Daftar Isi | iii |
| Daftar Gambar | vi |
| Daftar Tabel | x |
| Ringkasan Eksekutif | E-1 |
| Bab 1 Pendahuluan | 1-1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1-1 |
| 1.2 Tujuan Buku | 1-2 |
| 1.3 Sistematika Susunan Buku | 1-2 |
| Bab 2 Model Energi dan Indikator Ekonomi Energi | 2-1 |
| 2.1 Model dan Kasus | 2-1 |
| 2.1.1 Kasus Dasar | 2-1 |
| 2.1.2 Kasus Lainnya | 2-4 |
| 2.2 Metodologi | 2-4 |
| 2.2.1 Proyeksi Kebutuhan Energi | 2-5 |
| 2.2.2 Proyeksi Penyediaan Energi | 2-5 |
| 2.2.3 Hubungan antara Kebutuhan dan Penyediaan Energi | 2-6 |
| 2.3 Populasi | 2-7 |
| 2.4 Produk Domestik Bruto | 2-8 |
| 2.5 Intensitas Energi Terhadap PDB dan Populasi | 2-10 |
| 2.5.1 Intensitas Energi Terhadap PDB | 2-10 |
| 2.5.2 Intensitas Energi Terhadap Populasi | 2-11 |
| Bab 3 Kebutuhan dan Penyediaan Energi | 3-1 |
| 3.1 Kebutuhan Energi | 3-1 |
| 3.1.1 Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor | 3-3 |
| 3.1.2 Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis | 3-18 |
| 3.2 Penyediaan Energi | 3-19 |
| Bab 4 Minyak Bumi dan BBM | 4-1 |
| 4.1 Cadangan Minyak Bumi (<i>Crude Oil</i>) | 4-1 |
| 4.2 Pasokan dan Pemanfaatan Minyak Bumi | 4-2 |
| 4.2.1 Pasokan Minyak Bumi | 4-2 |
| 4.2.2 Perbandingan Pasokan Minyak Bumi | 4-4 |
| 4.3 Pasokan dan Pemanfaatan BBM | 4-5 |
| 4.3.1 Pasokan BBM | 4-2 |
| 4.3.2 Pemanfaatan BBM | 4-2 |
| 4.4 Pasokan Minyak Mentah dan BBM | 4-5 |
| 4.5 Infrastruktur BBM | 4-10 |
| 4.5.1 Penyediaan dan Pengolahan Minyak Mentah | 4-10 |
| 4.5.2 Pendistribusian BBM | 4-11 |
| 4.6 Penyediaan Bahan Bakar Alternatif (Non-Konvensional) | 4-15 |
| 4.7 Rekomendasi Kebijakan | 4-15 |
| 4.7.1 Intensifikasi Eksplorasi | 4-16 |

| | | | |
|-------|-------|---|------|
| | 4.7.2 | Peningkatan Efisiensi | 4-16 |
| | 4.7.3 | Pengembangan Bahan Bakar Alternatif | 4-16 |
| | 4.7.4 | Pengembangan Infrastruktur | 4-16 |
| Bab 5 | | Gas Bumi, LPG dan LNG | 5-1 |
| | 5.1 | Cadangan Gas Bumi | 5-1 |
| | 5.2 | Pasokan dan Pemanfaatan Gas Bumi | 5-3 |
| | 5.3 | Pemanfaatan Gas Bumi Menurut Sektor | 5-9 |
| | 5.4 | Infrastruktur Gas Bumi, LPG, dan LNG | 5-16 |
| | 5.4.1 | Gas Bumi | 5-16 |
| | 5.4.2 | CNG | 5-19 |
| | 5.4.3 | LPG | 5-20 |
| | 5.4.4 | LNG | 5-21 |
| | 5.5 | Alternatif Penyediaan Gas | 5-22 |
| | 5.6 | Rekomendasi Kebijakan | 5-23 |
| | 5.6.1 | Ekspor Gas Bumi | 5-23 |
| | 5.6.2 | Pengembangan Infrastruktur | 5-23 |
| | 5.6.3 | Pemanfaatan Teknologi | 5-23 |
| Bab 6 | | Batubara | 6-1 |
| | 6.1 | Sumber Daya dan Cadangan Batubara | 6-1 |
| | 6.2 | Produksi, Konsumsi, Ekspor, dan Impor | 6-3 |
| | 6.2.1 | Kasus R30 | 6-3 |
| | 6.2.2 | Kasus T30 | 6-7 |
| | 6.2.3 | Kasus Lainnya | 6-8 |
| | 6.3 | Pemanfaatan Batubara Menurut Sektor | 6-8 |
| | 6.3.1 | Sektor Industri | 6-9 |
| | 6.3.2 | Sektor Pembangkit Listrik | 6-10 |
| | 6.3.3 | Sektor Rumah Tangga | 6-10 |
| | 6.3.4 | Sektor Transportasi | 6-11 |
| | 6.4 | Infrastruktur | 6-12 |
| | 6.4.1 | Infrastruktur Tambang | 6-12 |
| | 6.4.2 | Sistem Distribusi | 6-13 |
| | 6.5 | Rekomendasi Kebijakan dan Penerapan Teknologi | 6-19 |
| Bab 7 | | Ketenagalistrikan | 7-1 |
| | 7.1 | Potensi Energi Terbarukan | 7-1 |
| | 7.1.1 | Potensi Tenaga Air | 7-1 |
| | 7.1.2 | Panas Bumi | 7-2 |
| | 7.1.3 | Energi Baru dan Terbarukan Lainnya | 7-4 |
| | 7.2 | Pemanfaatan Tenaga Listrik | 7-8 |
| | 7.3 | Infrastruktur Ketenagalistrikan | 7-9 |
| | 7.3.1 | Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan Swasta | 7-9 |
| | 7.3.2 | Kapasitas <i>Captive Power</i> | 7-11 |
| | 7.3.3 | Produksi Listrik PLN dan IPP | 7-13 |
| | 7.3.4 | Produksi Listrik <i>Captive Power</i> | 7-14 |
| | 7.3.5 | Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit Listrik PLN dan IPP | 7-15 |
| | 7.3.6 | Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit <i>Captive Power</i> | 7-16 |
| | 7.3.7 | Tambahan Kapasitas Pembangkit PLN dan IPP | 7-17 |

| | | | |
|-------|-------------------------------------|-----------|------|
| 7.4 | Teknologi Penyediaan Tenaga Listrik | | 7-18 |
| 7.4.1 | Teknologi Pendukung | | 7-18 |
| 7.4.2 | Teknologi Pembangkit Tenaga Listrik | | 7-19 |
| 7.5 | Rekomendasi Kebijakan | | 7-22 |
| Bab 8 | Aspek Lingkungan | | 8-1 |
| 8.1 | Emisi Gas Rumah Kaca | | 8-1 |
| 8.2 | Mitigasi | | 8-2 |
| 8.3 | Konservasi Energi | | 8-3 |
| 8.4 | Mekanisme Pembangunan Bersih | | 8-4 |
| Bab 9 | Penutup | | 9-1 |
| | Daftar Pustaka | | A-1 |
| | Lampiran | | L-1 |

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|-------------|--|------|
| Gambar 2.1 | Hubungan antara Model MAED dengan Model MARKAL . | 2-7 |
| Gambar 2.2 | Perkembangan populasi per wilayah Indonesia . | 2-8 |
| Gambar 2.3 | Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario rendah . | 2-9 |
| Gambar 2.4 | Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario tinggi . | 2-9 |
| Gambar 2.5 | Perkiraan intensitas pemakaian energi termasuk biomasa terhadap PDB . | 2-12 |
| Gambar 2.6 | Perkiraan intensitas pemakaian energi komersial terhadap PDB . | 2-12 |
| Gambar 2.7 | Perkiraan intensitas pemakaian energi final termasuk biomasa terhadap penduduk . | 2-12 |
| Gambar 2.8 | Perkiraan intensitas pemakaian energi final komersial terhadap penduduk . | 2-12 |
| Gambar 3.1 | Perbandingan kebutuhan energi final (termasuk biomasa) untuk setiap kasus . | 3-1 |
| Gambar 3.2 | Perbandingan kebutuhan energi final komersial (tanpa biomasa) untuk setiap kasus . | 3-1 |
| Gambar 3.3 | Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa per sektor (kasus dasar) . | 3-2 |
| Gambar 3.4 | Pangsa kebutuhan energi final per sektor tanpa biomasa (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025 . | 3-2 |
| Gambar 3.5 | Perbandingan realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa per sektor untuk setiap kasus . | 3-2 |
| Gambar 3.6 | Perbandingan pangsa kebutuhan energi per sektor pada tahun 2025 . | 3-2 |
| Gambar 3.7 | Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi tanpa biomasa di sektor industri menurut pemanfaatan teknologi (kasus dasar) . | 3-4 |
| Gambar 3.8 | Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa di sektor industri (kasus dasar) . | 3-6 |
| Gambar 3.9 | Pangsa kebutuhan energi final di sektor industri (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025 . | 3-6 |
| Gambar 3.10 | Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa dan pangsa di sektor industri . | 3-7 |
| Gambar 3.11 | Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi di sektor transportasi (kasus dasar) . | 3-9 |
| Gambar 3.12 | Pangsa kebutuhan energi final di sektor transportasi (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025 . | 3-9 |
| Gambar 3.13 | Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa dan pangsa di sektor transportasi . | 3-9 |
| Gambar 3.14 | Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor rumah tangga (kasus dasar) . | 3-9 |
| Gambar 3.15 | Pangsa kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor rumah tangga (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025 . | 3-9 |
| Gambar 3.16 | Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa | |

| | |
|---|------|
| dan pangasanya di sektor rumah tangga | 3-9 |
| Gambar 3.17 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor komersial (kasus dasar) | 3-9 |
| Gambar 3.18 Pangsa kebutuhan energi final di sektor komersial (kasus dasar) tahun 2006, 2010 dan 2025 | 3-9 |
| Gambar 3.19 Perbandingan total kebutuhan energi final dan pangasanya di sektor komersial | 3-9 |
| Gambar 3.20 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final di sektor ACM (kasus dasar) | 3-10 |
| Gambar 3.21 Pangsa kebutuhan energi final sektor ACM (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025 | 3-10 |
| Gambar 3.22 Perbandingan total kebutuhan energi final dan pangasanya di sektor komersial | 3-11 |
| Gambar 3.23 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final dengan biomasa per jenis (kasus dasar) | 3-11 |
| Gambar 3.24 Pangsa kebutuhan energi final per jenis dengan biomasa (kasus dasar) | 3-12 |
| Gambar 3.25 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus R30 | 3-12 |
| Gambar 3.26 Perbandingan prakiraan total penyediaan energi untuk setiap kasus | 3-13 |
| Gambar 3.27 Prakiraan pangsa penyediaan energi dan total penyediaan energi untuk kasus R30 | 3-14 |
| Gambar 3.28 Prakiraan pangsa penyediaan energi untuk kasus R30 dan rinciannya pada tahun 2006, 2010, dan 2025 | 3-15 |
| Gambar 3.29 Pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2010 | 3-16 |
| Gambar 3.30 Pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2025 berdasarkan kasus R30, R60, T30, dan T60 | 3-17 |
| Gambar 3.31 Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi primer untuk kasus R30 | 3-23 |
| Gambar 3.32 Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi untuk setiap kasus | 3-23 |
| Gambar 3.33 Prakiraan rasio kontribusi EBT dalam penyediaan energi untuk setiap kasus | 3-23 |
| Gambar 4.1 Perkembangan total cadangan minyak bumi terbukti dan potensial | 4-1 |
| Gambar 4.2 Cadangan minyak bumi per lokasi pada 1 Januari 2006 | 4-2 |
| Gambar 4.3 Perkembangan produksi, ekspor dan impor minyak bumi | 4-3 |
| Gambar 4.4 Prakiraan produksi, impor, ekspor, dan konsumsi minyak bumi untuk kasus R30. | 4-4 |
| Gambar 4.5 Perkembangan produksi, impor dan ekspor BBM | 4-6 |
| Gambar 4.6 Prakiraan produksi, impor dan ekspor BBM untuk kasus dasar (R30) | 4-6 |
| Gambar 4.7 Konsumsi BBM berdasarkan sektor | 4-9 |
| Gambar 4.8 Proyeksi kebutuhan BBM (kasus dasar) | 4-10 |
| Gambar 4.9 Perbandingan kebutuhan BBM untuk setiap kasus. | 4-11 |
| Gambar 4.10 Prakiraan produksi, impor dan ekspor minyak bumi dan BBM untuk kasus dasar (R30) | 4-6 |
| Gambar 4.11 Jalur distribusi BBM dari kilang dan impor | 4-13 |

| | | |
|-------------|---|------|
| Gambar 4.12 | Diagram sistem distribusi bensin | 4-14 |
| Gambar 4.13 | Diagram sistem distribusi minyak solar | 4-15 |
| Gambar 4.14 | Diagram sistem distribusi minyak tanah | 4-16 |
| Gambar 5.1 | Perkembangan cadangan gas bumi | 5-2 |
| Gambar 5.2 | Perkembangan produksi gas bumi | 5-3 |
| Gambar 5.3 | Produksi LPG berdasarkan sumbernya | 5-5 |
| Gambar 5.4 | Impor LPG | 5-6 |
| Gambar 5.5 | Konsumsi gas nasional berdasarkan peruntukannya | 5-7 |
| Gambar 5.6 | Perbandingan kebutuhan gas bumi untuk setiap skenario dan kasus | 5-9 |
| Gambar 5.7 | Perbandingan kebutuhan LPG untuk setiap skenario dan kasus | 5-10 |
| Gambar 5.8 | Perbandingan proyeksi kebutuhan gas bumi | 5-11 |
| Gambar 5.9 | Perbandingan proyeksi kebutuhan LPG | 5-12 |
| Gambar 5.10 | Perbandingan penyediaan gas dan kebutuhan gas domestik | 5-13 |
| Gambar 5.11 | Penyediaan gas bumi untuk skenario rendah dan harga minyak 30 \$/barel | 5-14 |
| Gambar 5.12 | Penyediaan LPG untuk skenario rendah dan harga minyak 30 \$/barel | 5-15 |
| Gambar 5.13 | Jaringan transmisi pipa gas nasional | 5-18 |
| Gambar 5.14 | Sistem distribusi gas bumi | 5-19 |
| Gambar 5.15 | Jalur distribusi LPG dari kilang LPG ke konsumen | 5-20 |
| Gambar 6.1 | Perkembangan total sumber daya dan cadangan batubara | 6-2 |
| Gambar 6.2 | Produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara | 6-4 |
| Gambar 6.3 | Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara untuk kasus dasar dengan berbagai skenario ekspor | 6-5 |
| Gambar 6.4 | Proyeksi produksi, konsumsi, impor, dan ekspor batubara (kasus T30) | 6-8 |
| Gambar 6.5 | Proyeksi konsumsi batubara | 6-9 |
| Gambar 7.1 | Perkembangan potensi dan kapasitas terpasang tenaga air skala besar dan kecil | 7-2 |
| Gambar 7.2 | Potensi panas bumi per wilayah | 7-3 |
| Gambar 7.3 | Total potensi biomasa per jenis limbah per wilayah tahun 2004 | 7-5 |
| Gambar 7.4 | Total cadangan U ₃₀₈ di daerah yang disurvei | 7-7 |
| Gambar 7.5 | Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor (kasus dasar) | 7-8 |
| Gambar 7.6 | Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk setiap kasus | 7-8 |
| Gambar 7.7 | Kapasitas pembangkit PLN dan IPP (kasus dasar) | 7-11 |
| Gambar 7.8 | Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk setiap kasus | 7-12 |
| Gambar 7.9 | Kapasitas pembangkit <i>captive power</i> (kasus dasar) | 7-12 |
| Gambar 7.10 | Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar (kasus dasar) | 7-14 |
| Gambar 7.11 | Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis bahan bakar untuk setiap kasus | 7-15 |
| Gambar 7.12 | Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP (kasus dasar) | 7-16 |
| Gambar 7.13 | Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk setiap kasus | 7-17 |

| | |
|---|------|
| Gambar 7.14 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP untuk setiap kasus | 7-19 |
| Gambar 8.1 Prakiraan emisi CO ₂ di Indonesia (kasus R30) | 8-2 |
| Gambar 8.2 Skema CDM | 8-5 |

DAFTAR TABEL

| | | |
|-----------|--|------|
| Tabel 2.1 | Program percepatan PLTU batubara | 2-3 |
| Tabel 2.2 | Program efisiensi dan konservasi energi | 2-4 |
| Tabel 3.1 | Pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel (B100) | 3-3 |
| Tabel 3.2 | Pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan bioetanol (E100) | 3-3 |
| Tabel 3.3 | Data usia pakai dan efisiensi peralatan memasak di sektor rumah tangga | 3-13 |
| Tabel 3.4 | Perbandingan pangsa penyediaan energi terhadap target KEN untuk setiap kasus pada tahun 2025 | 3-27 |
| Tabel 4.1 | Perbandingan pasokan minyak bumi untuk setiap kasus | 4-5 |
| Tabel 4.2 | Perbandingan neraca BBM untuk setiap kasus | 4-7 |
| Tabel 4.3 | Perbandingan neraca minyak untuk setiap kasus | 4-12 |
| Tabel 4.4 | Lokasi dan kapasitas kilang saat ini | 4-13 |
| Tabel 5.1 | Cadangan gas bumi berdasarkan wilayah (BCF) | 5-1 |
| Tabel 5.2 | Potensi sumberdaya <i>coal bed methane</i> | 5-2 |
| Tabel 5.3 | Produksi gas bumi berdasarkan wilayahnya (BSCF) | 5-4 |
| Tabel 5.4 | Jenis dan volume ekspor gas bumi | 5-5 |
| Tabel 5.5 | Neraca gas bumi tahun 2006 | 5-8 |
| Tabel 5.6 | Perbandingan produksi, konsumsi, ekspor dan impor gas bumi (TCF) | 5-15 |
| Tabel 5.7 | Perbandingan produksi, konsumsi, ekspor dan impor LPG (juta ton) | 5-16 |
| Tabel 7.1 | Potensi energi yang terkandung dalam sampah kota besar | 7-5 |
| Tabel 7.2 | Intensitas radiasi matahari per propinsi | 7-6 |
| Tabel 8.1 | Sumber emisi GRK dan kekuatan daya rusak | 8-2 |
| Tabel 8.2 | Mitigasi gas rumah kaca di sektor pengguna energi | 8-3 |

RINGKASAN EKSEKUTIF

1. Gambaran Umum

Energi mempunyai peran yang sangat penting dalam menunjang pembangunan nasional, baik sebagai bahan baku bagi sektor industri maupun sebagai bahan bakar bagi sektor-sektor penggerak pembangunan. Pemanfaatan energi ini akan terus meningkat sejalan dengan pertumbuhan pembangunan nasional.

Indonesia dikaruniai berbagai sumberdaya energi yang terdiri dari energi fosil yaitu minyak bumi, gas bumi, dan batubara yang selama ini sudah dimanfaatkan, serta berbagai sumberdaya energi terbarukan dengan potensi yang cukup besar tetapi sulit untuk dimanfaatkan karena kualitasnya, maupun karena letak potensi tersebut jauh dari pusat kebutuhan energinya serta biaya pengolahan yang relatif tinggi dibandingkan pengolahan energi konvensional. Cadangan energi fosil Indonesia bersifat terbatas. Sementara itu, pemanfaatan energi baru terbarukan belum dilakukan secara intensif.

Dalam rangka pemenuhan energi untuk pembangunan nasional ini, perlu disusun kebijakan serta dilaksanakan berbagai langkah strategis untuk dapat menjamin ketersediaan energi sekaligus meningkatkan daya saing produk nasional melalui program konservasi, serta penerapan teknologi efisiensi tinggi. Kebijakan dan strategi tersebut bertujuan untuk mengamankan pasokan energi dengan mempertimbangkan ketersediaan cadangan energi, teknologi, serta pembangunan infrastruktur agar dapat dicapai penyediaan energi yang berkelanjutan.

Sesuai dengan tugas pokok dan fungsi BPPT, Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi menerbitkan buku Outlook Energi Indonesia 2009 yang merupakan studi tentang optimalisasi penyediaan energi jangka panjang guna mencapai kondisi pasokan energi yang aman (*energy supply security*), terjangkau (*affordable*) dan berkelanjutan (*sustainable*) dan teknologi energi yang sesuai untuk masa kini dan di masa mendatang. Pembahasan tentang teknologi diarahkan untuk memberikan gambaran beberapa teknologi energi bersih yang layak untuk diterapkan serta rekomendasi kebijakan yang diperlukan dalam rangka menjawab tantangan permasalahan energi dalam jangka waktu yang ditentukan.

Dalam analisis penyediaan energi jangka panjang tersebut digunakan model MARKAL (*MARKet ALlocation*) yang merupakan model alokasi penyediaan (*supply*) energi berdasarkan metode optimasi linier. Sementara untuk memperkirakan kebutuhan energi jangka panjang digunakan model MAED (*Model Analisis for Energy Demand*).

Buku Outlook Energi Indonesia memberikan gambaran kondisi kebutuhan dan penyediaan energi jangka panjang hingga tahun 2025 dengan

mempertimbangkan penerapan teknologi yang layak secara ekonomi, handal dan dapat diterima oleh masyarakat.

Tahun dasar yang digunakan pada buku ini adalah tahun 2006 dan proyeksi dilakukan hingga tahun 2025. Pada studi ini dilakukan dua skenario pertumbuhan PDB (pendapatan domestik bruto), yakni skenario rendah (rata-rata pertumbuhan PDB 4% per tahun) dan skenario tinggi (rata-rata pertumbuhan PDB 6,5% per tahun). Pada kedua skenario tersebut diterapkan dua buah kasus, yakni kasus harga minyak rendah (HMR) dimana selama periode studi harga minyak diasumsikan konstan sebesar 30 \$/barell dan kasus harga minyak tinggi (HMT) dimana harga minyak diasumsikan konstan sebesar 60 \$/barell (harga konstan dolar tahun 2000). Pada kedua kasus, harga minyak tahun 2006 menggunakan harga minyak aktual yaitu 60 \$/barell, selanjutnya pada kurun waktu 2007 - 2025 digunakan harga sesuai dengan masing-masing skenario. Dengan demikian, di dalam studi ini terdapat empat kasus, yakni:

- a. kasus dasar (R30 atau pertumbuhan PDB 4% dan harga minyak 30 \$/barell)
- b. kasus R60 (pertumbuhan PDB 4% dan harga minyak 60 \$/barell)
- c. kasus T30 (pertumbuhan PDB 6,5% dan harga minyak 30 \$/barell) dan
- d. kasus T60 (pertumbuhan PDB 6,5% dan harga minyak 60 \$/barell).

Cadangan (*proven reserves*) minyak bumi yang dijadikan input model sebesar 8,5 milyar barell. Untuk gas bumi digunakan cadangan sebesar 185 TCF. Sementara itu, untuk komoditas batubara digunakan cadangan *mineable* sebesar kurang lebih 7 milyar ton ditambah 100% sumberdaya terukur yang besarnya kurang dari 11 milyar ton.

Sebagai dasar dalam studi ini, dipertimbangkan program percepatan PLTU batubara 10.000 MW, program percepatan pemanfaatan LPG (konversi minyak tanah ke LPG), dan program peningkatan efisiensi dan konservasi energi. Kontrak ekspor LNG dan gas bumi yang ada saat ini diasumsikan tidak diperpanjang kecuali jika sudah diperpanjang sebelum kontrak selesai.

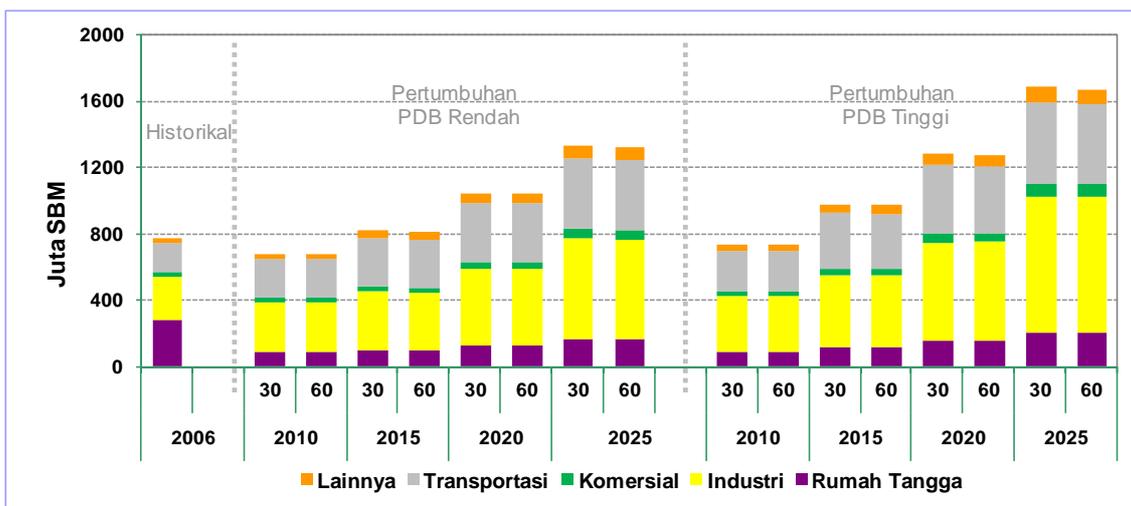
Faktor yang mendorong pemakaian energi adalah jumlah penduduk dan PDB. Jumlah penduduk Indonesia diperkirakan mengalami pertumbuhan populasi rata-rata sebesar 1,1% per tahun. Dengan laju pertumbuhan populasi tersebut, jumlah penduduk tumbuh dari 222,23 juta jiwa pada tahun 2006 menjadi 273,02 juta jiwa pada tahun 2025. Wilayah Jawa-Bali diperkirakan tetap akan merupakan wilayah terpadat, diikuti Sumatera, Kalimantan dan pulau-pulau lainnya.

Pada studi ini diterapkan skenario pertumbuhan PDB rendah (4%) dan skenario pertumbuhan tinggi (6,5%). Pertumbuhan PDB tersebut akan mempengaruhi proyeksi energi di masa mendatang. Oleh karena itu, konsumsi energi terhadap ekonomi dapat digambarkan berdasarkan besarnya intensitas energi terhadap PDB. Besaran lain yang diperhitungkan adalah konsumsi energi terhadap penduduk dinyatakan dengan intensitas energi per kapita.

2. Kebutuhan dan Penyediaan Energi

Kebutuhan energi Indonesia terus meningkat dari tahun 2006 sampai tahun 2025. Dalam buku ini digunakan dua skenario pertumbuhan yaitu skenario rendah 4% per tahun dan skenario tinggi 6,5%. Sedangkan analisis dilaksanakan pada dua kasus yaitu kasus harga minyak rendah (HMR) sebesar 30 \$/barel dan kasus harga minyak tinggi (HMT) sebesar 60 \$/barel. Gambaran secara umum menunjukkan bahwa konsumsi energi pada harga minyak 30 \$/barel dan 60 \$/barel tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan, sedangkan pertumbuhan ekonomi antara rendah dan tinggi menghasilkan perbedaan konsumsi energi yang cukup besar.

Kebutuhan energi berdasarkan sektor penggunaannya menunjukkan bahwa selama periode studi sektor industri tetap merupakan sektor yang paling dominan dalam konsumsi energi nasional, diikuti oleh sektor transportasi, sektor rumah tangga, sektor komersial dan sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan. Pangsa sektor industri di dalam kebutuhan energi final nasional makin dominan walaupun kenaikannya tidak besar. Sementara itu, pangsa sektor rumah tangga menurun, sedangkan pangsa sektor yang lain tetap sama.



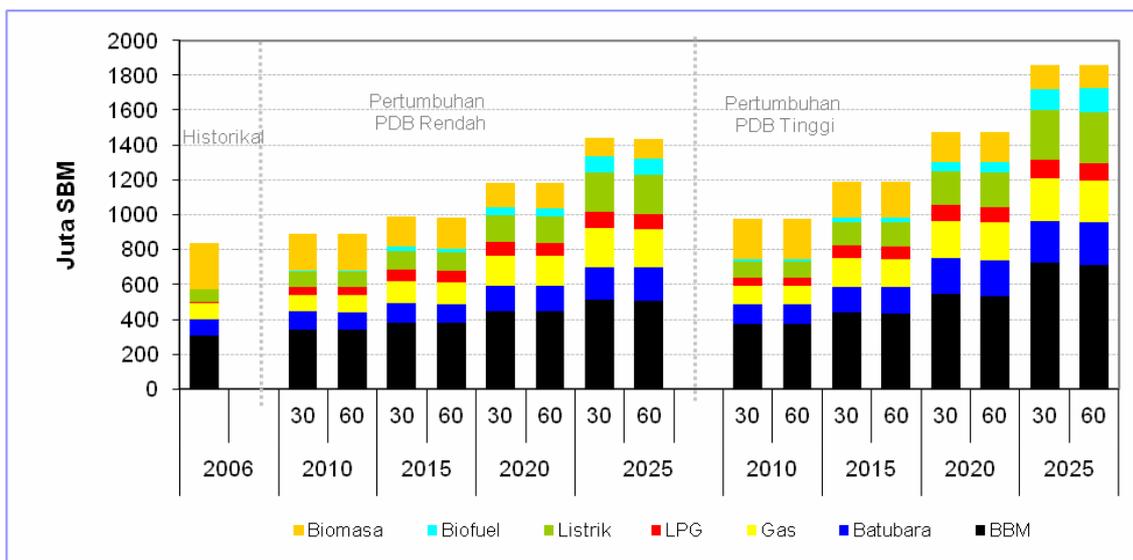
Gambar 1 Perbandingan realisasi dan proyeksi pemakaian energi final komersial (tanpa biomasa) per sektor

Hasil studi menunjukkan bahwa pertumbuhan kebutuhan energi di setiap sektor dalam kurun waktu 2006 - 2025 cenderung mengikuti pola yang telah ada sekarang. Kebutuhan energi sektor industri, diantaranya industri manufaktur, yang tidak mengalami kenaikan mengindikasikan tidak adanya perkembangan yang berarti dari sektor tersebut. Hasil prakiraan kebutuhan energi menunjukkan bahwa pola kebutuhan energi yang terjadi pada semua kasus (R30, R60, T30 dan T60) tidak mengalami perubahan yang signifikan hingga tahun 2025. Pola konsumsi energi sektoral ini relatif sama pada kasus HMR maupun HMT. Gambar 1 menunjukkan kebutuhan energi final sektoral untuk kasus HMR dan HMT pada pertumbuhan rendah dan tinggi. Angka 30 menunjukkan perkiraan harga minyak mentah selama periode studi sebesar 30 \$/barel, dan angka 60 sebesar 60 \$/barel.

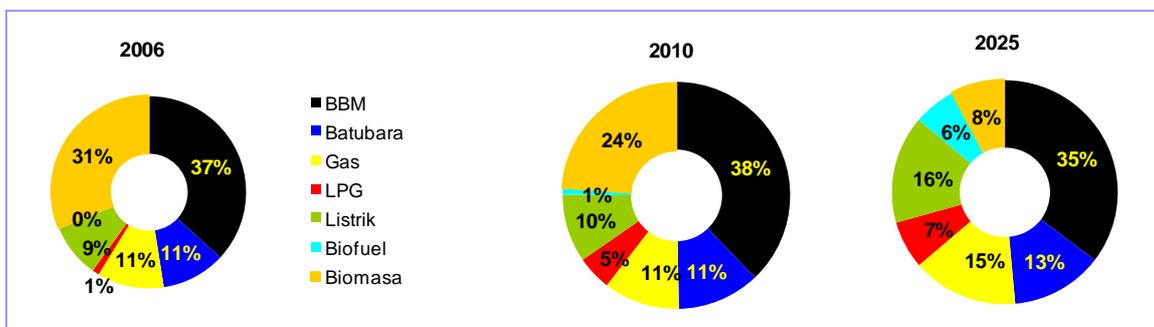
3. Kebutuhan Energi Berdasarkan Jenisnya

Gambaran proyeksi kebutuhan energi berdasarkan jenis bahan bakarnya menunjukkan adanya pola yang hampir sama antara pertumbuhan rendah dan tinggi. Bila pada tahun 2006 biomasa masih memegang peranan yang tinggi dan hampir sama dengan BBM (minyak diesel/solar, bensin, minyak tanah, minyak bakar dan avtur) maka beberapa tahun kemudian kondisinya sudah berubah dimana konsumsi biomasa berkurang dan peranan bahan bakar komersial bertambah. Dalam mengurangi tekanan pada kebutuhan minyak mentah, perlu adanya pengembangan energi terbarukan untuk sektor transportasi melalui pengembangan bahan bakar nabati (BBN / *biofuel*) maupun untuk pembangkitan tenaga listrik.

Gambar 2 menunjukkan kebutuhan energi final per jenis energi untuk kasus HMR dan HMT pada pertumbuhan rendah dan tinggi dari setiap jenis energi pada tahun 2010 hingga tahun 2025 dengan selang lima tahunan untuk skenario pertumbuhan tinggi (6,5% per tahun) dan harga minyak rendah (30 \$/barel). Sedangkan Gambar 3 menunjukkan pangsa kebutuhan energi berdasarkan jenisnya untuk tahun 2006, 2010, dan 2025.



Gambar 2 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final termasuk biomasa per jenis

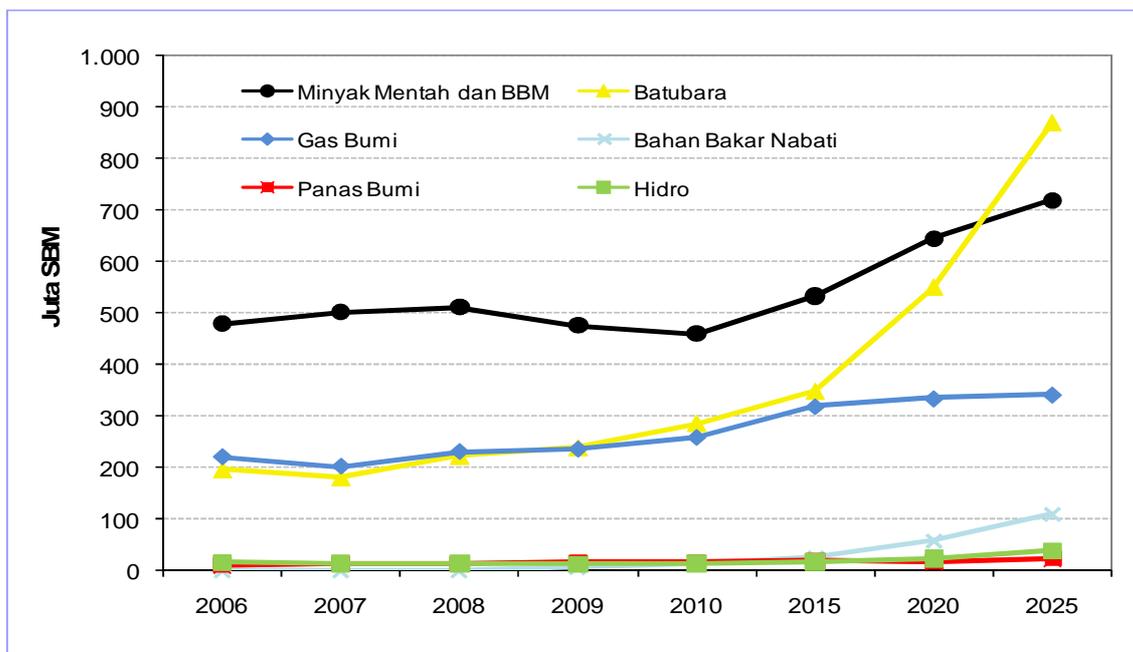


Gambar 3 Pangsa kebutuhan energi final termasuk biomasa per jenis untuk tahun 2006, 2010 dan 2025 (skenario tinggi, kasus HMR)

Gambar 3 diatas menunjukkan bahwa konsumsi biomasa yang pada tahun 2006 masih sekitar 31%, pada tahun 2010 masih berkisar 24% dan pada tahun 2025 diperkirakan akan mencapai 8% terhadap konsumsi energi nasional. Konsumsi BBM yang terdiri dari minyak diesel/solar, minyak bakar, avgas/avtur, bensin dan minyak tanah pada tahun 2006 sekitar 37%, pada tahun 2010 mencapai 38% dan pada tahun 2025 pangasanya turun menjadi 35% terhadap konsumsi energi nasional. Pangsa energi final gas bumi naik dari 11% menjadi 15% pada tahun 2025. Sementara itu, konsumsi listrik yang dibangkitkan dari berbagai jenis sumber energi antara lain batubara, BBM, gas bumi dan energi terbarukan meningkat dari 9% pada tahun 2006 menjadi 15% pada tahun 2025.

4. Penyediaan Energi

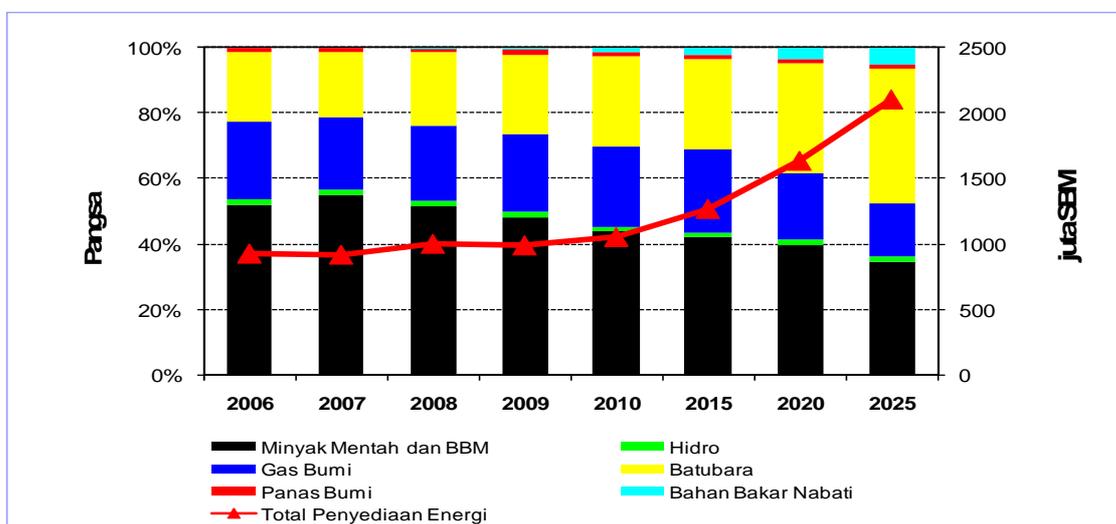
Hasil optimasi dalam penyediaan energi menunjukkan bahwa dalam jangka panjang dimasa mendatang batubara akan menjadi bahan bakar utama. Walaupun demikian, pada awal studi BBM masih mendominasi pangsa konsumsi energi nasional dalam pasokan energi nasional. Dalam jangka pendek, yakni pada tahun 2010 penyediaan minyak (yang meliputi minyak mentah dan BBM) diperkirakan masih akan dominan. Sementara itu, penyediaan gas bumi akan mendekati batubara, diikuti penyediaan energi jenis hidro, panas bumi dan BBN. Namun demikian, pada tahun 2025, penyediaan energi akan didominasi oleh batubara. Dalam upaya pengurangi tekanan minyak bumi, energi alternatif terutama BBN dan panas bumi diperkirakan akan mulai berperan. Gambar 4 menunjukkan prakiraan penyediaan energi untuk kasus dasar (R30 atau skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel).



Gambar 4 Prakiraan penyediaan energi untuk kasus dasar

Dalam penyediaan energi komersial nasional (tidak termasuk biomasa) sesuai kasus dasar (R30) pangsa batubara terus meningkat dari 21% pada tahun 2006 menjadi 27% pada tahun 2010 dan melonjak menjadi 41% tahun 2025. Di lain pihak, pangsa gas bumi turun dari 24% pada tahun 2006 menjadi 25% pada tahun 2010 dan terus turun menjadi sekitar 16% pada tahun 2025. Demikian pula pangsa minyak bumi dari 52% pada tahun 2006 diperkirakan turun menjadi 44% pada tahun 2010 dan dalam jangka panjang diharapkan bisa turun mencapai 34,3% pada tahun 2025.

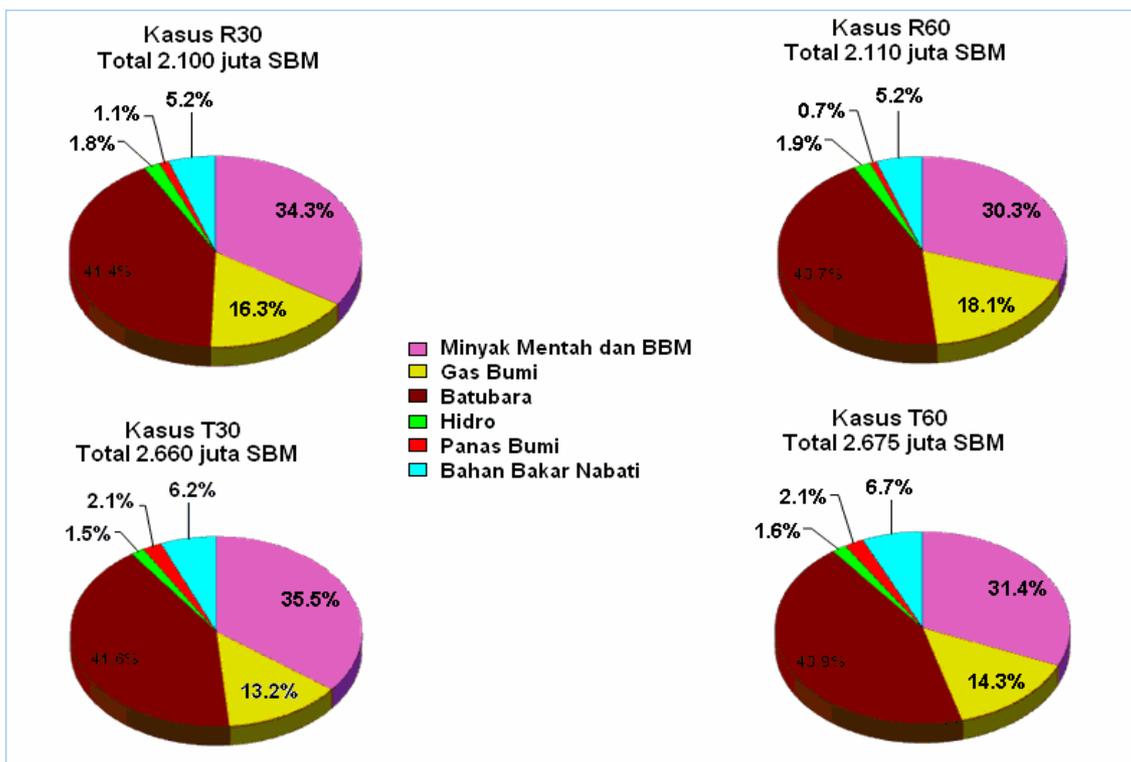
Dalam jangka pendek (2010), diperkirakan total penyediaan energi meningkat menjadi 1.047 juta SBM dari 921 juta SBM pada tahun 2006. Selanjutnya dalam jangka panjang, penyediaan total energi diperkirakan terus meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,43% per tahun atau meningkat sekitar 2,3 kali lipat dibanding tahun 2006, yakni menjadi 2.100 juta SBM pada tahun 2025. Gambar 5 menunjukkan prakiraan pangsa penyediaan energi dan total penyediaan energi sesuai kasus dasar.



Gambar 5 Prakiraan pangsa penyediaan energi dan total penyediaan energi sesuai kasus dasar

Perkembangan pangsa jenis energi dalam penyediaan energi untuk setiap kasus menunjukkan bahwa peranan minyak bumi dan gas bumi akan turun. Sebagai substitusi dari menurunnya peran minyak bumi dan BBM serta gas bumi dalam bauran penyediaan energi, maka akan terjadi peningkatan pemanfaatan jenis energi lainnya seperti batubara dan energi baru dan terbarukan (EBT). Prakiraan pangsa jenis energi dalam penyediaan energi sesuai kasus dasar (R30) menunjukkan bahwa peranan minyak bumi dan BBM serta gas bumi akan turun. Pangsa minyak bumi dan BBM akan turun dari 52% pada tahun 2006 turun menjadi 44% pada tahun 2010 dan selanjutnya turun menjadi 34% pada tahun 2025. Sementara itu, pangsa gas bumi diperkirakan akan naik dari 23% pada tahun 2006 menjadi 25% pada tahun 2010 tetapi setelah itu turun menjadi 16,3% pada tahun 2025. Untuk mengimbangi turunnya pasokan energi fosil, maka kontribusi EBT akan meningkat dari 2,8% pada tahun 2006 naik menjadi 4,1% pada tahun 2010 dan terus meningkat mencapai 8,1% pada tahun 2025.

Perubahan harga minyak dari 30 \$/barell menjadi 60 \$/barell cenderung tidak mengubah secara signifikan besarnya penyediaan energi. Sejalan dengan meningkatnya permintaan energi akibat naiknya pertumbuhan PDB, maka penyediaan energi juga meningkat. Gambar 6 menunjukkan prakiraan total penyediaan energi dan pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2025 untuk skenario tinggi dan rendah serta kasus HMR dan HMT (R30, R60, T30 dan T60).



Gambar 6 Perbandingan prakiraan total penyediaan energi dan pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2025 untuk semua kasus

Perbandingan antar kasus menunjukkan bahwa dengan naiknya harga minyak pada pertumbuhan PDB yang sama maka penggunaan minyak bumi dan BBM akan cenderung turun, batubara akan meningkat, dan EBT akan meningkat. Jenis EBT yang potensial untuk mengisi kekurangan penyediaan energi adalah BBN dan panas bumi.

Hasil optimisasi untuk setiap kasus mengindikasikan bahwa sebagian besar target Kebijakan Energi Nasional (KEN) tahun 2006 tidak dapat dipenuhi berdasarkan kondisi pertumbuhan PDB 4% per tahun dan 6,5% per tahun dengan asumsi harga minyak 30 \$/barell dan 60 \$/barell. Tabel 1 menunjukkan perbandingan pangsa penyediaan energi setiap kasus terhadap target KEN pada tahun 2025.

Dari semua jenis energi, hanya batubara yang memiliki peluang mencapai target sesuai KEN dengan pangsa penyediaan mencapai lebih dari 40% dan BBN dengan pangsa lebih dari 5,2% untuk setiap kasus. Pangsa penyediaan

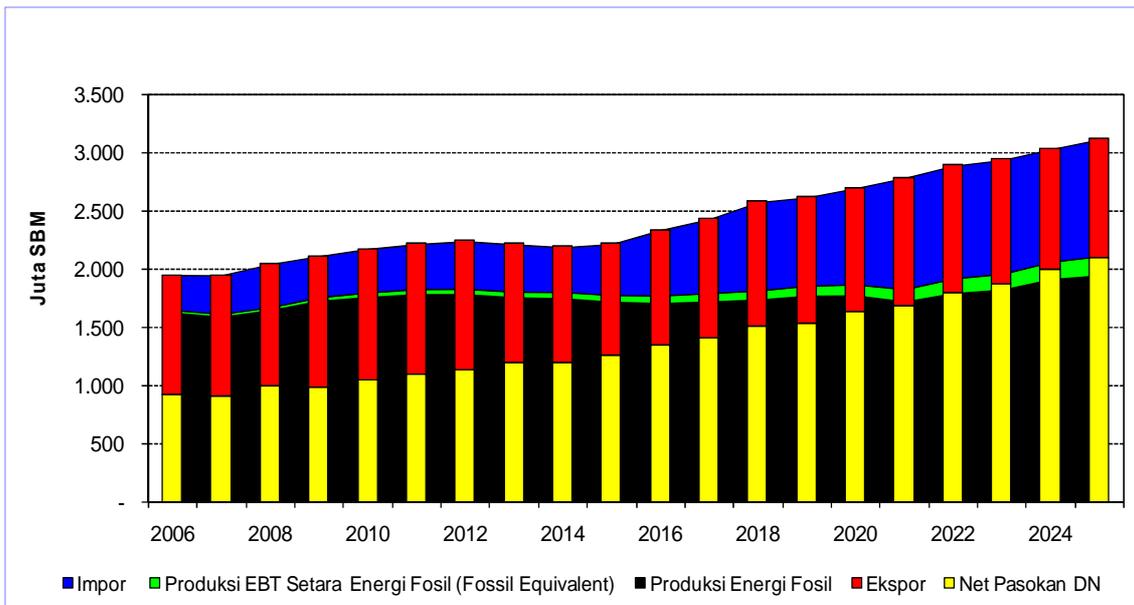
batubara pada tahun 2025 yang diproyeksikan melebihi target KEN dapat tercapai berdasarkan asumsi pembatasan ekspor sebesar 150 juta ton/tahun mulai tahun 2009 untuk menjamin penyediaan batubara di dalam negeri. Di lain pihak, target KEN pada tahun 2025 untuk pangsa penyediaan BBN dapat tercapai jika aturan mandatori BBN dilaksanakan dengan baik. Sementara itu, penyediaan minyak bumi pada tahun 2025 pada setiap kasus menunjukkan bahwa pangasanya mencapai lebih dari 30%, pangsa penyediaan gas bumi tidak melebihi 18%, dan pangsa penyediaan panas bumi hanya mencapai 2,1%. Dengan kondisi pertumbuhan PDB dan harga minyak yang diasumsikan tersebut, penyediaan EBT lainnya dan energi dari batubara yang dicairkan diperkirakan tidak memiliki peluang untuk dikembangkan.

Tabel 1 Perbandingan pangsa penyediaan energi terhadap target KEN pada tahun 2025

| Jenis Energi Primer | Target KEN | Skenario Rendah | | Skenario Tinggi | |
|---|------------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| | | R30 | R60 | T30 | T60 |
| Minyak Bumi | < 20% | 34,3% | 30,3% | 35,4% | 31,4% |
| Gas Bumi | >30% | 16,3% | 18,1% | 13,2% | 14,3% |
| Batubara | >33% | 41,4% | 43,7% | 41,6% | 43,9% |
| Panas Bumi | ≥ 5% | 1,1% | 0,7% | 2,1% | 2,1% |
| Bahan Bakar Nabati | ≥ 5% | 5,2% | 5,2% | 6,2% | 6,7% |
| EBT lainnya (Nuklir, Angin, Surya, dll) | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Batubara yang dicairkan | ≥ 2% | 0% | 0% | 0% | 0% |

Gambaran penyediaan energi merupakan gambaran terhadap produksi, impor maupun ekspor energi baik energi fosil maupun energi terbarukan secara nasional. Gambaran penyediaan energi dapat menunjukkan kondisi energi secara makro, sehingga dapat disusun dan dikembangkan kebijakan bidang energi yang lebih tajam dan hati-hati. Pada Gambar 7 ditunjukkan gambaran tentang produksi, ekspor, impor energi baik untuk energi fosil maupun energi terbarukan untuk kasus dasar (skenario rendah, kasus HMT).

Gambaran penyediaan energi 2006 - 2025 menunjukkan bahwa produksi energi fosil (minyak bumi, gas dan batubara) masih dapat memenuhi konsumsi dalam negeri bahkan masih dapat ekspor walaupun diperlukan juga impor minyak bumi. Namun pada tahun 2025 akan terjadi keseimbangan antara pasokan dalam negeri dengan konsumsi energi domestik. Berdasarkan kecenderungan sebelumnya, Indonesia diperkirakan akan menjadi negara pengimpor energi (*net energy importing country*) yang berarti impor energi akan melebihi ekspor energi setelah tahun 2025.



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

Untuk menurunkan penyediaan energi fosil berbasis minyak bumi, maka substitusi bahan bakar minyak perlu dilakukan. BBM banyak digunakan di sektor transportasi sehingga penyediaan bahan bakar cair alternatif (non-konvensional) perlu ditingkatkan agar target KEN dapat tercapai. Dari berbagai bahan bakar alternatif yang ada saat ini hanya BBN yang sudah siap dikembangkan berdasarkan teknologinya. Karena itu, untuk mengurangi pemakaian minyak bumi perlu ditingkatkan pemakaian BBN hingga lebih dari 5% terutama di sektor transportasi.

Gas bumi baik dalam bentuk CNG, LPG dan LNG dapat juga digunakan sebagai bahan bakar alternatif pengganti BBM untuk sektor transportasi. Gas dapat digunakan untuk moda transportasi darat seperti mobil, truk dan bus, juga kereta api. Hal ini merupakan peluang yang perlu didorong sehingga penerapannya bisa meluas.

Pilihan lain dalam mengurangi konsumsi BBM adalah dengan penggunaan teknologi transportasi yang efisien dalam penggunaan bahan bakar. Saat ini telah dikembangkan kendaraan dengan teknologi hibrid yang mampu menggunakan bensin dengan sangat irit (mencapai 30 km untuk penggunaan 1 liter bensin). Namun, pengembangan teknologi masih diperlukan karena teknologi ini baru diterapkan untuk kendaraan penumpang yang tidak memerlukan torsi yang besar. Sedangkan untuk kendaraan berat seperti bus dan truk yang memerlukan torsi besar masih dalam tahap pengembangan. Diproyeksikan bahwa dimasa mendatang teknologi ini akan bertambah andal dan kemampuannya meningkat sehingga penerapannya perlu diberi insentif agar bisa meluas.

Disamping kendaraan hibrid, penggunaan transportasi masal, baik untuk transportasi dalam kota (*intra-city*) maupun antar kota (*inter-city*) sebaiknya dikembangkan karena lebih efisien dalam penggunaan energi untuk per satuan

penumpang-km atau per satuan ton-km barang untuk transportasi barang antar kota. Untuk itu, penggunaan transportasi masal perlu didorong terutama untuk kota-kota yang padat dengan aktifitas perpindahan orang dan barang yang tinggi untuk mengurangi konsumsi BBM.

Sesuai kasus dasar (R30), pemanfaatan listrik dalam kurun waktu 2006 - 2025 untuk semua sektor diperkirakan akan tumbuh dengan laju rata-rata 5,98% per tahun, atau naik dari 123,75 TWh pada tahun 2006 menjadi 143,56 TWh pada tahun 2010 dan naik menjadi 372,86 TWh pada tahun 2025. Untuk memenuhi kebutuhan listrik tersebut, kapasitas pembangkit listrik diperkirakan akan tumbuh dengan laju pertumbuhan rata-rata 3,6% per tahun atau meningkat dari 28,5 GW pada tahun 2006 menjadi 38,93 GW pada tahun 2010 dan selanjutnya diperkirakan mencapai 79,24 GW pada tahun 2025.

Pada tahun 2010, pangsa PLTU batubara diperkirakan lebih dari 49% dengan kapasitas total 19,62 GW sejalan dengan mulai beroperasinya PLTU yang dibangun dengan program percepatan pembangkit listrik batubara 10 GW. Namun, diperkirakan bahwa penggunaan BBM masih cukup besar yakni mencapai 33,2 juta SBM pada tahun 2010 dan diperkirakan turun hingga mencapai 5,2 juta SBM pada tahun 2025.

Potensi pemanfaatan energi panas bumi yang cukup besar tetapi tersebar merupakan potensi pengganti pembangkit listrik berbahan bakar BBM yang harga listriknya jauh di atas pembangkit listrik tenaga panas bumi (PLTP). Dengan kondisi yang dicerminkan oleh kasus R30, R60, T30 dan T60, penyediaan energi panas bumi diperkirakan tidak mencapai target KEN, yakni maksimal 1,1% pada tahun 2025. Hal ini disebabkan masih tingginya biaya produksi listrik dari panas bumi untuk bersaing dengan biaya produksi listrik menggunakan pembangkit listrik berbahan bakar fosil seperti batubara.

Pada saat ini PLTP sudah mendapatkan beberapa kemudahan seperti pembebasan bea masuk atas impor barang untuk kegiatan perusahaan panas bumi dan pemberian kemudahan fiskal dan pajak. Namun meskipun sudah ada insentif dari pemerintah, listrik dari energi panas bumi belum dapat berkembang secara optimal, sehingga perlu dilakukan langkah-langkah:

- dukungan pemerintah dalam hal *capital expenditure* pada kegiatan yang terkait dengan perusahaan panas bumi,
- regulasi tarif yang mampu menjamin kemampuan investor untuk memenuhi *debt service ratio* di awal-awal pelaksanaan proyek,
- kebijakan yang ditujukan untuk pemberdayaan perusahaan manufaktur lokal yang menunjang kegiatan energi terbarukan, melalui regulasi/peraturan perbankan untuk mengakomodasi dan memberikan kemudahan skema pendanaan.

Selanjutnya pada kasus harga minyak rendah dengan pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun), total tenaga listrik yang dihasilkan naik cukup signifikan dibanding kasus dasar. Pada tahun 2010 misalnya, produksi listrik diprediksi

sebesar 160 TWh, lebih tinggi 18% daripada kasus dasar. Hal yang sama terjadi selama periode 2011 - 2025, dimana untuk harga minyak mentah yang sama namun PDB lebih tinggi, produksi listrik akan lebih tinggi sekitar 22% - 30% dibanding kasus dasar. Adapun komposisi produksi listrik dari pembangkit batubara akan tetap mendominasi sedangkan dari energi terbarukan, khususnya panas bumi, pemakaiannya akan meningkat secara signifikan.

Penyediaan gas bumi diperkirakan tidak akan mencapai target KEN karena terbatasnya sumber penyediaan gas yaitu cadangan gas bumi dan impor gas bumi berupa LNG. Untuk meningkatkan penyediaan gas bumi, maka perlu diterapkan teknologi produksi gas sintetis seperti gasifikasi batubara yang produknya dapat digunakan sebagai bahan bakar maupun bahan baku di industri. Disamping itu, pembangunan LNG *receiving terminal* diperlukan untuk menerima kiriman gas dalam bentuk LNG dari luar negeri maupun dalam negeri.

Dalam kurun waktu 2006 - 2025, sesuai kasus dasar total penyediaan energi untuk kebutuhan dalam negeri diperkirakan tumbuh dengan laju rata-rata 4,4%, menjadi 1,050 pada tahun 2010 dan naik hampir 2 kali menjadi 2.100 juta SBM pada tahun 2025. Produksi energi fosil tumbuh dengan laju rata-rata hanya 0,95% per tahun, menjadi 1,760 juta SBM pada tahun 2010 dan naik mencapai 1940 juta SBM pada tahun 2025. Sementara itu, impor diperkirakan tumbuh dengan laju rata-rata 6,6% per tahun, dari 300 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 375 juta SBM pada tahun 2010 dan naik menjadi 1,010 juta SBM pada tahun 2025. Kontribusi impor terhadap total penyediaan energi pangasanya terus meningkat dari 33% pada tahun 2006 menjadi 36% pada tahun 2010 dan naik menjadi 48% pada tahun 2025. Sejalan dengan permintaan energi dalam negeri yang meningkat, maka ekspor diperkirakan akan turun dengan laju rata-rata 0,03%.

Pertumbuhan produksi energi dari sumberdaya EBT diharapkan tumbuh pesat dengan laju rata-rata 10,4% per tahun, dari 26 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 43 juta SBM pada tahun 2010 dan melonjak menjadi 170 juta SBM pada tahun 2025. Pertumbuhan EBT yang pesat menjadikan peluang kontribusi EBT mencapai 8% dari *net* penyediaan energi pada tahun 2025 dari 4% pada tahun 2010.

Sejalan dengan cadangan yang terus menipis, maka jenis energi yang dominan untuk diimpor adalah minyak bumi dan BBM. Pada tahun 2025, total impor energi sesuai kasus dasar (R30) diperkirakan mencapai 1.008 juta SBM dengan impor minyak bumi dan impor BBM mencapai 88%, kemudian diikuti oleh impor gas bumi (11,8%) dan batubara dalam jumlah yang sangat sedikit.

Dengan naiknya pertumbuhan PDB maka penyediaan energi cenderung meningkat. Untuk mencukupi pertumbuhan penyediaan energi dalam negeri maka kontribusi penyediaan EBT di dalam penyediaan energi di masa mendatang diperkirakan akan ikut naik. Pada sisi lain, untuk pertumbuhan PDB yang sama kenaikan harga minyak dalam rentang 30 \$/barel menjadi 60 \$/barel akan menyebabkan penyediaan EBT cenderung naik, tetapi karena

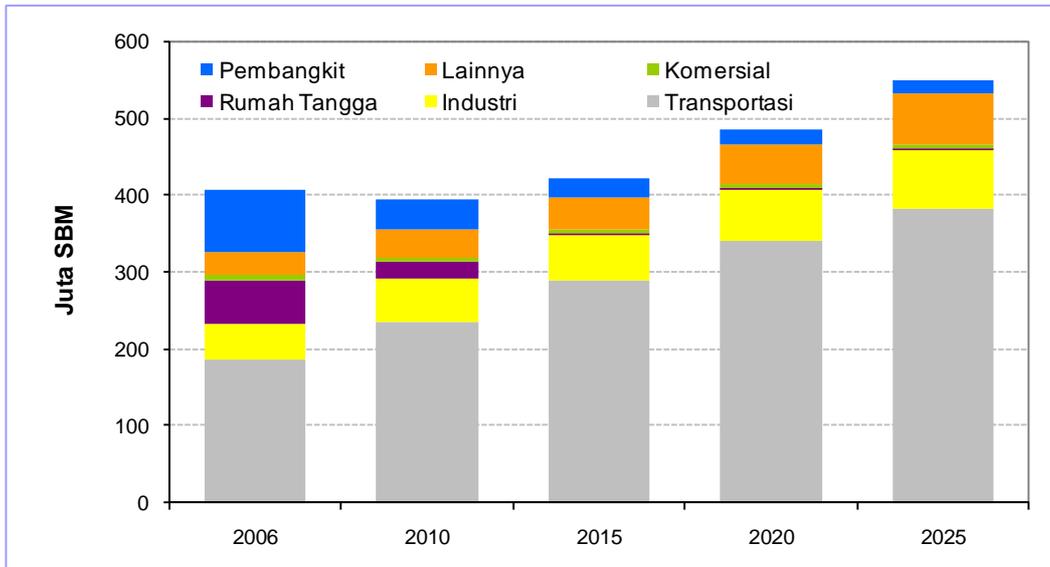
kenaikannya sangat kecil dibandingkan kenaikan penyediaan energi maka kontribusinya terhadap total penyediaan energi menurun.

5. Minyak Bumi dan BBM

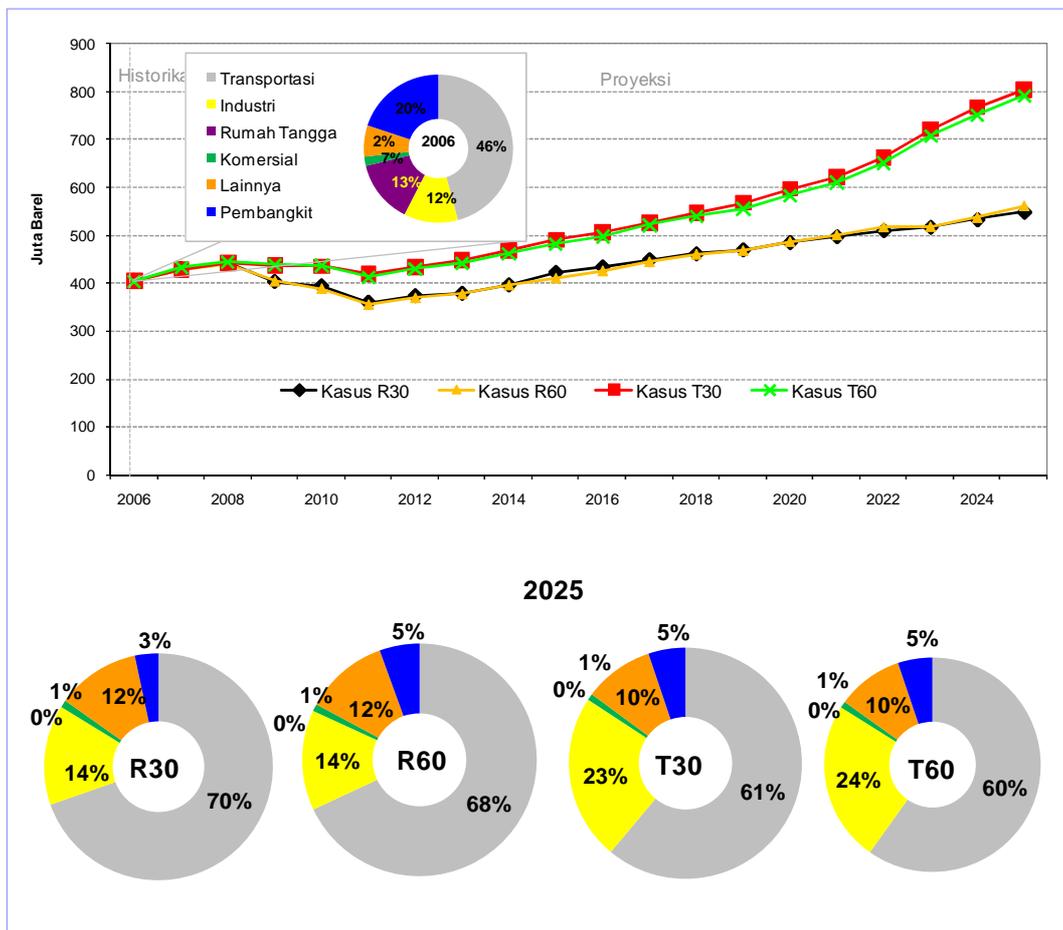
Secara umum, jumlah cadangan terbukti minyak bumi menurun dari waktu ke waktu. Hal ini mengakibatkan penurunan produksi minyak bumi di masa mendatang kecuali ditemukan sumber-sumber cadangan minyak baru. Berbagai kebijakan telah dikeluarkan pemerintah untuk mengintensifkan kegiatan pencarian dan penemuan cadangan baru, tetapi hasilnya relatif belum terlihat. Saat ini, *lifting* minyak bumi sekitar 1 juta barel per hari. Dari sejumlah *lifting* minyak bumi tersebut tidak semua menjadi bagian pemerintah karena masih dikurangi bagian operator dan biaya produksi (*cost recovery*) dalam satuan minyak bumi sehingga yang benar-benar bagian pemerintah hanya sekitar 65%.

Sementara itu, total konsumsi BBM dalam jangka pendek diperkirakan akan turun sedikit menjadi 394 juta SBM pada tahun 2010 dan terus meningkat mencapai sekitar 550 juta SBM pada tahun 2025. Penurunan konsumsi BBM disebabkan oleh turunnya pemanfaatan BBM di sektor RT, sektor komersial dan sektor pembangkit listrik. Turunnya konsumsi BBM di sektor rumah tangga disebabkan adanya program konversi minyak tanah menjadi LPG dan di sektor komersial disebabkan penggunaan teknologi yang lebih efisien pada peralatan yang dipakai. Sementara itu, di sektor pembangkit listrik dilakukan program percepatan pembangunan pembangkit berbahan bakar batubara sehingga pemanfaatan BBM diperkirakan akan turun. Namun penurunan ini diimbangi oleh meningkatnya pemanfaatan BBM di sektor transportasi, industri dan sektor lainnya (pertanian, konstruksi dan pertambangan) sehingga mulai tahun 2012 total pemanfaatan BBM akan mulai meningkat lagi.

Sesuai kasus dasar (R30 atau skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel) sektor transportasi diperkirakan akan terus menjadi konsumen yang dominan (sekitar 70%) diikuti sektor industri (14%), sektor lainnya (12%), pembangkit listrik (3%), komersial (1%) dan sisanya rumah tangga. Kecenderungan ini ditunjukkan baik oleh kasus R30 maupun kasus lainnya. Perubahan harga minyak bumi dalam rentang 30 \$/barel menjadi 60 \$/barel kurang berpengaruh terhadap komposisi konsumen BBM secara sektoral. Namun demikian, naiknya pertumbuhan PDB dari 4% menjadi 6,5% lebih berpengaruh terhadap naiknya total konsumsi BBM dan turunnya pangsa sektor transportasi di dalam penggunaan BBM. Gambar 8 menunjukkan prakiraan kebutuhan BBM sesuai kasus dasar (R30 atau pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel). Sementara itu, Gambar 9 menunjukkan prakiraan pangsa sektor di dalam penggunaan BBM sesuai kasus R30, R60, T30 dan T60 pada tahun 2025.



Gambar 8 Proyeksi kebutuhan BBM (kasus dasar)



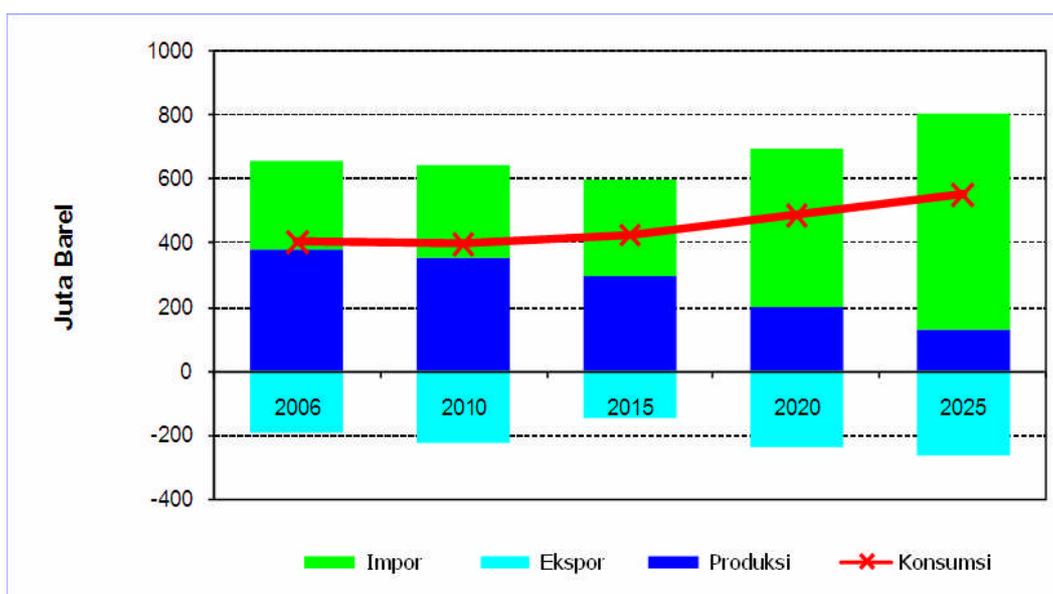
Gambar 9 Perbandingan konsumsi BBM untuk setiap kasus

Sesuai dengan kapasitas kilang, *input* minyak mentah ke kilang relatif tetap. Menurunnya produksi minyak mentah di dalam negeri akan diimbangi dengan peningkatan impor minyak bumi. Sesuai dengan rancang bangun kilang minyak yang ada, tidak semua produksi minyak bumi yang diproduksi di dalam negeri

dapat diolah dengan hasil yang optimal karena disesuaikan spesifikasi kilang terhadap jenis minyak bumi dari dalam negeri. Akibatnya, walaupun mengimpor minyak bumi, kegiatan ekspor masih akan terus berlangsung khususnya minyak bumi yang tidak sesuai dengan spesifikasi kilang yang telah ada. Dimasa depan, impor minyak (yang meliputi minyak bumi dan BBM) merupakan bagian yang sangat penting dalam pemenuhan kebutuhan BBM di dalam negeri. Impor minyak sesuai kasus R30 diperkirakan akan mencapai lebih dari 290 juta SBM pada tahun 2010 dan melonjak menjadi 670 juta SBM pada tahun 2025.

Prakiraan konsumsi BBM dan penyediaan minyak akan menjadikan defisit minyak pada tahun 2010 yang diperkirakan sudah mencapai sekitar 43 juta SBM dan lebih dari 425 juta SBM pada tahun 2025.

Gambar 10 menunjukkan prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak dan BBM sesuai kasus dasar (R30). Untuk memenuhi pasokan BBM dan mengurangi ketergantungan terhadap impor minyak, maka peran bahan bakar cair alternatif (non-konvensional) seperti BBN dan bahan bakar sintesis dari pencairan batubara perlu didorong agar penggunaannya meluas. Secara teknologi, proses produksi BBN adalah paling siap dimana kendala utama adalah terkait dengan persaingan harga jual BBN terhadap harga jual BBM. Di lain pihak terdapat teknologi pencairan batubara yang terdiri dari teknologi tidak langsung (*indirect coal liquefaction* / ICL) dan teknologi langsung (*direct coal liquefaction* / DCL). Teknologi ICL telah siap secara teknologi dan telah dioperasikan secara komersial di Afrika Selatan. Namun, dalam studi ini yang menggunakan rentang harga minyak 30 - 60 \$/barell, penerapan teknologi ICL belum layak diterapkan secara komersial di Indonesia. Sementara itu, teknologi DCL masih dalam tahap pengembangan dan belum dioperasikan secara komersial di dunia.



Gambar 10 Prakiraan produksi, impor dan ekspor minyak (minyak bumi dan BBM) sesuai kasus dasar

6. Gas Bumi

Cadangan terbukti gas Indonesia relatif kecil yakni sekitar 1,5% dari cadangan dunia. Produksi gas bumi selain digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik, juga sebagai komoditas ekspor. Gas bumi Indonesia diekspor dalam bentuk gas pipa, LNG dan LPG. LNG diproduksi dari Arun (Aceh) dan Bontang (Kalimantan Timur). Secara keseluruhan jumlah LNG yang diproduksi menurun karena menurunnya jumlah cadangan gas bumi untuk bahan baku kilang LNG. LNG juga akan diproduksi dari Tangguh (Papua), Donggi (Sulawesi Tengah) dan Masela (Maluku). Dengan cadangan gas bumi Indonesia yang relatif kecil di dunia, pada tahun 2007 Indonesia termasuk negara eksportir utama LNG di dunia dengan jumlah ekspor lebih dari 20 juta ton atau sekitar 12% dari penyediaan gas dunia. Disamping itu, Indonesia juga mengekspor LPG dan gas melalui pipa. Pada tahun 2006 besarnya ekspor LPG sebesar 289,7 ribu ton dan ekspor gas pipa sebesar 161 juta SCF.

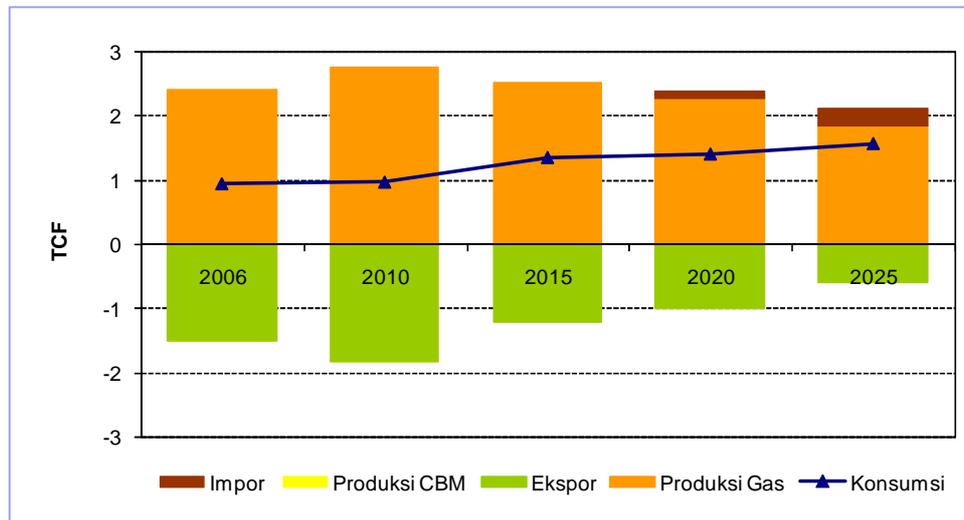
Sesuai kasus dasar (R30 atau skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel), produksi gas bumi akan mencapai puncaknya pada tahun 2010. Selanjutnya, impor gas bumi akan mulai diperlukan mulai tahun 2020 untuk memenuhi kebutuhan gas bumi domestik, meskipun ekspor gas masih dilakukan. Ekspor gas, baik berupa LNG maupun gas pipa biasa dilakukan dalam bentuk kontrak jangka panjang dan merupakan suatu kewajiban yang harus dipenuhi hingga akhir masa kontraknya. Impor gas diperkirakan akan mulai diperlukan pada tahun 2020 sebesar 0,11 TCF. Jumlah impor gas diperkirakan akan meningkat mencapai 0,29 TCF pada tahun 2025.

Sementara itu, ekspor gas diperkirakan akan mencapai puncaknya pada tahun 2010 sebesar 1,8 TCF dan selanjutnya menurun mencapai 0,57 TCF pada tahun 2025. Pada saat harga minyak mentah 30 \$/barel, cadangan gas Natuna Timur dan gas yang diproduksi dari CBM belum layak dikembangkan sehingga belum bisa dipakai untuk memasok kebutuhan gas dalam negeri. Gambar 11 menyajikan gambaran penyediaan gas bumi untuk kasus dasar (R30 atau skenario rendah dan harga minyak 30 \$/barel).

Secara umum, perbedaan harga minyak bumi 30 \$/barel dan 60 \$/barel pada skenario yang sama tidak mempengaruhi jumlah produksi gas, tetapi berpengaruh pada konsumsi dan impor gas. Pada kasus harga minyak bumi 30 \$/barel, jumlah konsumsi dan impor gas lebih tinggi daripada kasus harga minyak bumi 60 \$/barel.

Gas bumi digunakan pada sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, pembangkit listrik dan proses, dimana proses merupakan sektor yang dominan dalam penggunaan gas bumi, diikuti oleh sektor industri dan pembangkit listrik. Gas bumi terutama digunakan sebagai bahan baku dalam pembuatan LNG. Kebutuhan gas untuk LNG diperkirakan akan menurun karena terbatasnya cadangan gas yang merupakan bahan baku pembuatan LNG. 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 diminati karena harganya yang lebih murah dan lebih bersih sehingga kebutuhannya cenderung meningkat. Sebagai bahan baku, gas bumi digunakan pada industri kimia dan pupuk. Pada sektor pembangkit listrik, gas bumi digunakan pada PLTG dan PLTGU, dimana PLTG digunakan untuk memenuhi beban puncak.

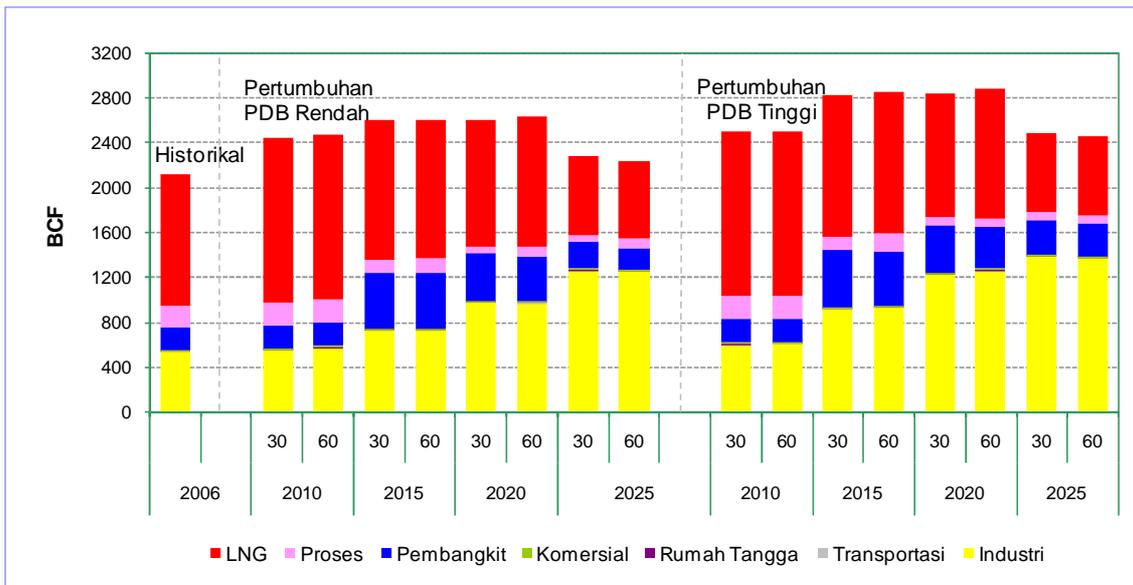


Gambar 11 Penyediaan gas bumi sesuai kasus dasar

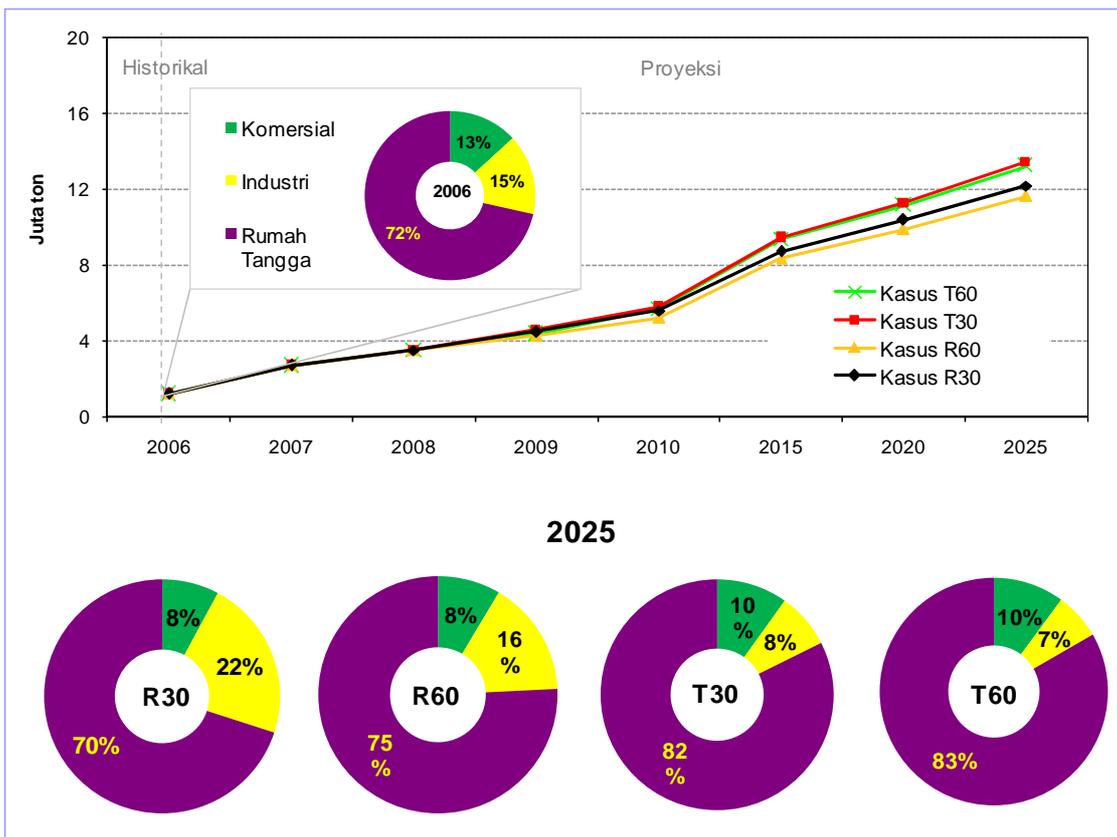
Pemanfaatan gas bumi lebih bernilai ekonomis jika digunakan sebagai bahan baku dibandingkan dengan pemanfaatan sebagai bahan bakar. Pemanfaatan gas bumi di masa mendatang untuk pembangkit listrik diperkirakan akan turun akibat keterbatasan pasokan. Dengan pertimbangan ini maka diasumsikan tidak dilakukan penambahan kapasitas PLTGU.

Pada harga minyak mentah 60 \$/barell, kebutuhan gas bumi cenderung lebih tinggi daripada kebutuhan gas bumi pada harga minyak mentah 30 \$/barell. Harga minyak mentah yang tinggi juga akan meningkatkan harga gas bumi. Meskipun demikian, peningkatan harga gas bumi tidaklah sebesar peningkatan harga minyak bumi sehingga pada saat harga BBM tinggi, gas bumi merupakan suatu alternatif bahan bakar pengganti yang menarik. Gambar 12 menyajikan prakiraan kebutuhan gas bumi untuk kedua skenario pertumbuhan PDB.

Pemanfaatan LPG akan banyak dilakukan di sektor rumah tangga diikuti sektor industri dan komersial. Kebutuhan LPG sesuai kasus dasar (R30) diperkirakan akan naik menjadi 5,6 juta ton pada tahun 2010 sejalan dengan program konversi minyak tanah ke LPG. Setelah itu pemanfaatan LPG akan melonjak lebih dari dua kali mencapai sekitar 12,2 juta ton pada tahun 2025. Naiknya harga minyak menjadikan pemakaian LPG cenderung turun seiring dengan naiknya harga gas. Dengan naiknya pertumbuhan PDB maka kebutuhan LPG akan meningkat sejalan dengan naiknya permintaan energi. Gambar 13 menunjukkan prakiraan kebutuhan LPG di masa mendatang dan pangsa sektor pemanfaatannya pada tahun 2025.



Gambar 12 Perbandingan kebutuhan gas bumi sesuai skenario rendah dan skenario tinggi



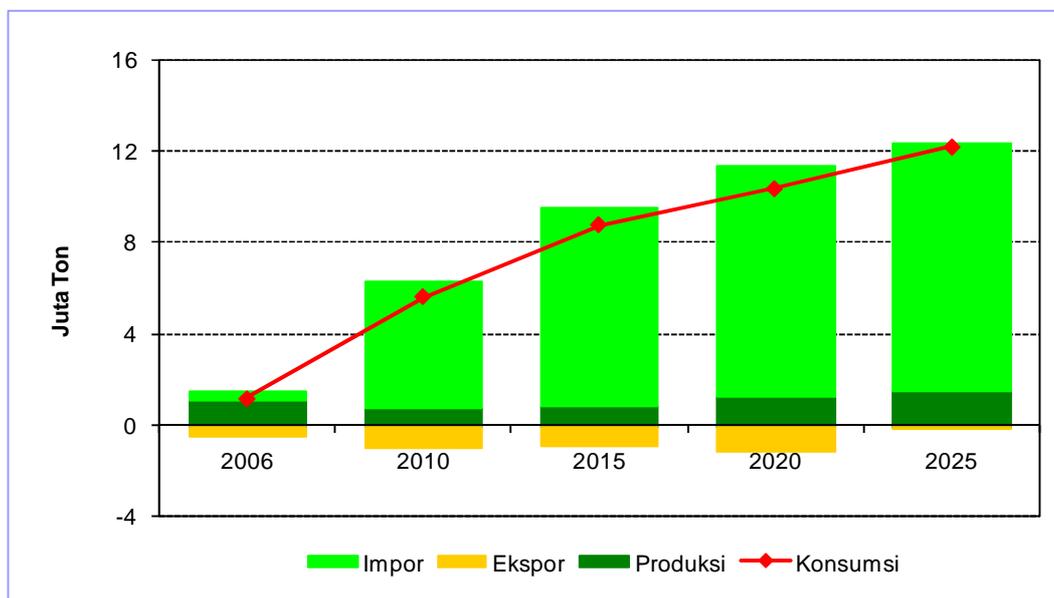
Gambar 13 Perbandingan proyeksi kebutuhan LPG

Dengan kondisi gas bumi yang memerlukan impor mulai tahun 2020, sementara ekspor masih akan berlangsung maka diperlukan kebijakan *domestic market obligation* (DMO) untuk menjamin tersedianya kebutuhan gas bumi domestik yang jelas. Beberapa kendala dalam penyediaan gas bumi adalah sifatnya yang kurang fleksibel dalam hal pengangkutannya. Untuk jarak jauh, gas bumi dapat ditransportasikan melalui pipa atau LNG. Untuk jarak

dekat, gas bumi dapat diangkut dalam bentuk CNG.

Teknologi gasifikasi batubara merupakan teknologi penyediaan gas alternatif. Produk gasifikasi batubara dapat digunakan sebagai bahan bakar pembangkit dan industri keramik, serta sebagai bahan baku untuk industri pupuk.

Sesuai kasus dasar, konsumsi LPG diperkirakan mencapai 5,6 juta ton pada tahun 2010 dan naik mencapai 12,2 juta ton pada tahun 2025. Sebagian besar kebutuhan LPG akan dipenuhi melalui impor sebesar 5,54 juta ton pada tahun 2010 dan naik sebesar 10,9 juta ton pada tahun 2025 karena produksi LPG dalam negeri diperkirakan tidak mencukupi. Teknologi produksi DME berpeluang menyediakan bahan bakar alternatif pengganti LPG dengan bahan baku gas atau gasifikasi batubara. Namun, dalam penerapannya saat ini masih kalah bersaing secara ekonomis terhadap LPG. Gambar 14 menyajikan prakiraan penyediaan LPG berdasarkan kasus dasar (R30) untuk konsumsi domestik dengan memberikan gambaran sumber LPG dari produksi dalam negeri dan impor. Konsumsi LPG tumbuh sebesar 12,9% per tahun, dimana sebagian besar kebutuhan LPG harus dipenuhi oleh LPG yang berasal dari impor. Secara kumulatif produksi LPG hanyalah sekitar 14,7% dari total konsumsi LPG. LPG sebagian besar diperoleh dari kilang minyak yang jumlahnya dibatasi oleh kapasitas kilang minyak yang ada. Sejumlah LPG masih bisa diekspor hingga tahun 2020, meskipun pada saat yang sama juga dilakukan impor untuk memenuhi kebutuhan di dalam negeri.



Gambar 14 Penyediaan LPG untuk kasus dasar

Konsumsi dan impor gas merupakan bagian terpenting dari neraca LPG, sementara produksi dan ekspor LPG mempunyai peran yang relatif kecil. Pada skenario tinggi, aktifitas ekonomi yang tinggi telah mendorong konsumsi dan impor LPG yang tinggi. Pada skenario yang sama, harga minyak bumi 30 \$/barel mengakibatkan jumlah konsumsi dan impor LPG yang lebih banyak daripada harga minyak bumi 60 \$/barel. Sementara itu, produksi dan ekspor

LPG pada harga minyak 60 \$/barel lebih banyak daripada harga minyak 30 \$/barel.

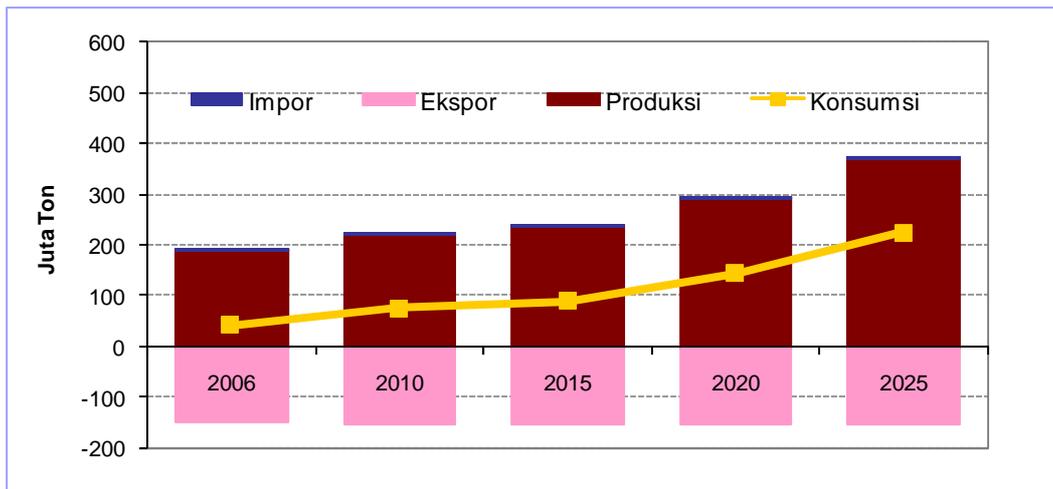
7. Batubara

Cadangan terbukti batubara Indonesia mencapai 18,7 milyar ton dan sumberdaya batubara mencapai 90,5 milyar ton. Berdasarkan kasus dasar (R30 atau skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel), produksi batubara dari 2006 - 2025 diperkirakan akan meningkat sekitar 3,6% per tahun, sehingga produksi batubara pada periode waktu tersebut akan meningkat lebih dari 2,1 kali lipat, yaitu dari hampir 194 juta ton pada tahun 2006 menjadi 377 juta ton pada tahun 2025.

Walaupun cadangan terbukti batubara Indonesia sekitar 0,5% dari cadangan batubara dunia, saat ini Indonesia merupakan negara pengeksport batubara terbesar kedua setelah Australia dengan menggeser China. Sebagian besar batubara yang dieksport tersebut diperoleh dari produksi batubara Kalimantan, sedangkan sisanya diperoleh dari produksi batubara Sumatera. Selama kurun waktu sepuluh tahun terakhir (1997 - 2007), sebagian besar atau rata-rata 70% dari total produksi batubara setiap tahun dipergunakan untuk dieksport, sedangkan sisanya untuk memenuhi kebutuhan batubara dalam negeri (Pusdatin, 2007). Besarnya pangsa eksport batubara tersebut disebabkan lebih menariknya harga batubara eksport dibandingkan dengan harga batubara domestik.

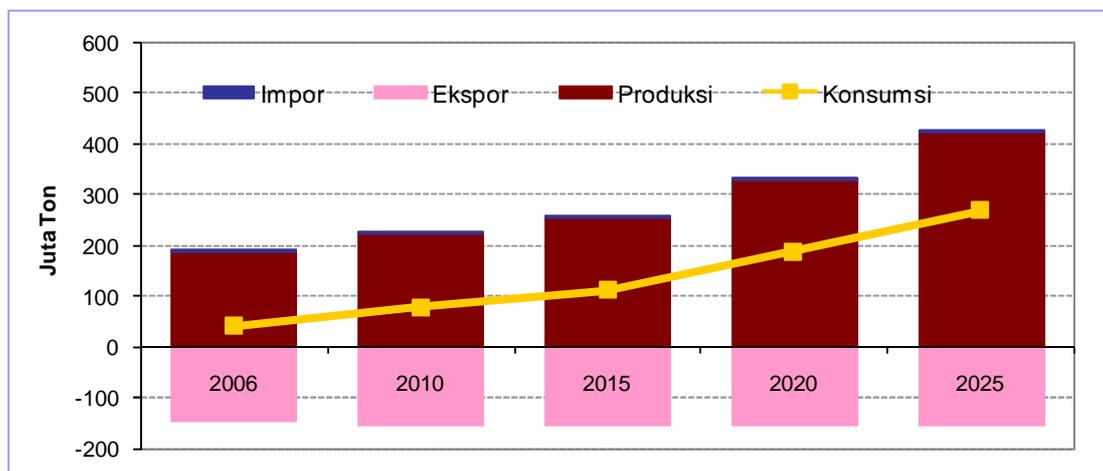
Sesuai kasus dasar (R30), konsumsi batubara domestik diperkirakan akan terus meningkat dengan pertumbuhan rata-rata lebih dari 9% per tahun sehingga menjadi sumberdaya energi utama di masa mendatang bagi kebutuhan energi nasional. Total konsumsi batubara domestik meningkat dari hampir 43 juta ton pada tahun 2006 meningkat menjadi 77 juta ton pada tahun 2010 dan naik menjadi lebih dari lima kali yaitu mencapai 226 juta ton pada tahun 2025. Batubara diperkirakan akan menjadi sumberdaya energi utama di masa mendatang sehingga untuk menjamin keamanan pasokan batubara dalam negeri di dalam model dilakukan pembatasan eksport batubara menjadi sebesar 150 juta ton. Hal ini dapat tercapai bila ada kebijakan DMO batubara yang tegas.

Pada awal periode tahun 2006 sebagian besar produksi dipergunakan baik sebagai bahan bakar maupun sebagai bahan baku pada sektor industri seperti industri semen, baja, pupuk, kertas dan tekstil. Namun mulai tahun 2008 sampai 2025, dominansi konsumsi batubara di sektor industri bergeser ke penggunaan batubara untuk pembangkit listrik, baik untuk pembangkit listrik PT PLN maupun pembangkit listrik non PLN seperti pembangkit untuk penggunaan sendiri (*captive power*). Gambar 15 menunjukkan proyeksi produksi, konsumsi, eksport dan impor batubara sesuai kasus dasar (R30).



Gambar 15 Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara sesuai kasus dasar (R30)

Perubahan asumsi pertumbuhan PDB dari 4% menjadi 6,5% dengan harga minyak 30 \$/barell (kasus T30) akan menyebabkan meningkatnya produksi dan konsumsi batubara bila dibandingkan dengan kasus R30 karena dipicu oleh meningkatnya permintaan energi. Produksi batubara sampai dengan tahun 2025 diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 4,3% per tahun, sehingga produksi batubara meningkat dari hampir 194 juta ton pada tahun 2006 mencapai 230 juta ton pada tahun 2010 dan naik menjadi 428 juta ton pada tahun 2025. Gambar 16 menyajikan proyeksi produksi, konsumsi, ekspor dan impor batubara sesuai kasus T30.



Gambar 16 Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara (kasus T30)

Kondisi harga batubara internasional yang lebih menarik daripada harga batubara domestik menciptakan ancaman terhadap keamanan pasokan batubara untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Agar pasokan di dalam negeri tetap terjamin ditengah tarikan pasar internasional yang kuat, maka perlu diterapkan aturan DMO batubara secara tegas supaya kelangkaan pasokan dalam negeri tidak terjadi.

Selain kebijakan DMO, pemerintah juga perlu memberikan insentif seperti keringanan pajak bagi perusahaan batubara yang mengalokasikan produksi batubaranya bagi pemenuhan kebutuhan batubara dalam negeri terutama untuk pembangkit listrik. Hal tersebut dimaksudkan untuk merangsang investor pengembangan batubara dan merangsang pemanfaatan batubara dalam negeri, sehingga perusahaan batubara tidak merasa dirugikan dengan relatif rendahnya harga batubara dalam negeri dan lebih tingginya harga batubara ekspor.

8. Ketenagalistrikan

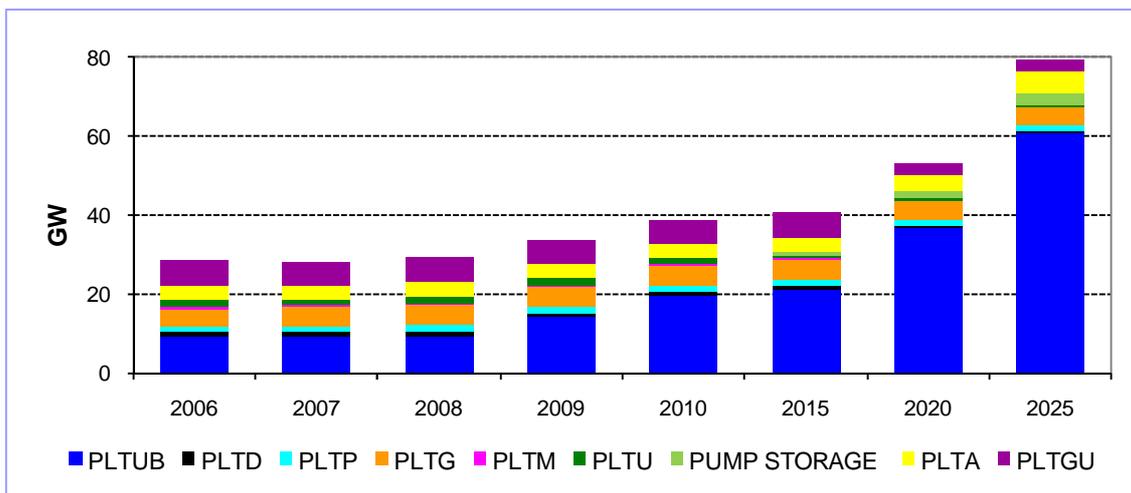
Pada tahun 2006 kapasitas total pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah sebesar 28,5 GW, dimana 80% diantaranya berada di wilayah Jawa Bali (atau sebesar 22,9 GW) dan sisanya terletak di wilayah luar Jawa Bali. Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar BBM dan batubara mempunyai pangsa yang paling tinggi, yaitu sekitar 36% dan 31%, sedangkan pembangkit panas bumi hanya 3%. Kapasitas pembangkit PLN dan IPP menurut kasus dasar terjadi pertumbuhan rata-rata 5,5% per tahun dari 28,47 GW tahun 2006 menjadi 79,24 GW pada tahun 2025. Proyeksi tersebut menunjukkan bahwa PLTU batubara lebih dominan dibanding dengan pembangkit jenis lain.

Pada tahun 2010 pangsa PLTU batubara diperkirakan lebih dari 49% dengan kapasitas total 19,62 GW. Tingginya pangsa PLTU batubara tersebut disebabkan adanya program percepatan PLTU batubara 10 GW yang ditujukan untuk mengurangi ketergantungan pembangkit listrik terhadap BBM. Selain itu, pada tahun yang sama pembangkit berbahan bakar gas diperkirakan mempunyai pangsa hanya 16% atau sekitar 6 GW, terdiri dari PLTGU, PLTG gas dan PLTU gas. Selanjutnya Pada tahun 2013 diharapkan pembangkit jenis *pump storage* mulai beroperasi dengan kapasitas 500 MW dan diproyeksikan meningkat menjadi 3 GW pada tahun 2025.

Pada tahun 2025 pangsa pembangkit berbahan bakar batubara diproyeksikan naik cukup signifikan dibanding tahun 2010, yaitu sebesar 78%. Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas turun sangat signifikan, menjadi hanya 6%. Hal ini dikarenakan terbatasnya pasokan gas untuk pembangkit listrik. Adapun pembangkit panas bumi dan pembangkit tenaga air mempunyai pangsa berturut-turut sekitar 1,5% dan 7%. Total kapasitas pembangkit pada tahun 2025 ini adalah sekitar 79,24 GW.

Gambar 17 menyajikan prakiraan pertumbuhan kapasitas pembangkit untuk kasus dasar (R30). Pada kasus pertumbuhan PDB rendah (4% per tahun) dengan harga minyak mentah menjadi 60 \$/barel, ada sedikit penurunan kapasitas pembangkit BBM yang diimbangi dengan kenaikan kapasitas pembangkit panas bumi. Tetapi apabila dilihat dari total kapasitas pembangkit, tidak terjadi perubahan yang signifikan sepanjang masa periode studi. Pola yang sama terjadi pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun). Dimana baik

pada harga minyak mentah 30\$/barel maupun 60 \$/barel, pengaruhnya terhadap total kapasitas pembangkit selama kurun waktu 2006 - 2025 tidak terlihat nyata. Hal yang sebaliknya terjadi apabila hasil tersebut dibandingkan dengan kapasitas pembangkit pada harga minyak yang sama, namun pada pertumbuhan PDB yang berbeda, terutama periode setelah 2010. Kondisi kapasitas dan jenis pembangkit tahun 2020 untuk harga minyak mentah 30 \$/barel dan pada pertumbuhan PDB rendah maupun tinggi terlihat dengan jelas perbedaannya.



Gambar 17 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP sesuai kasus dasar

Dari berbagai kasus yang dikaji, terlihat bahwa sebagian besar pusat permintaan listrik akan tetap berada di Pulau Jawa sementara lokasi sumberdaya energi untuk pembangkitan listrik berada di luar Jawa. Untuk mengurangi beban pembangkitan listrik di Pulau Jawa, maka pembangunan pembangkit listrik berskala besar dapat dilakukan di Sumatera dan menghubungkannya dengan pusat beban di Pulau Jawa menggunakan kabel listrik bawah laut. Salah satu pilihan jenis pembangkit adalah PLTU yang dibangun di dekat mulut tambang batubara atau lazim dikenal dengan PLTU Mulut Tambang (PLTU-MT).

Pilihan jenis sumberdaya energi lainnya yang potensial dikembangkan untuk membangkitkan listrik adalah energi panas bumi yang dimanfaatkan menggunakan teknologi PLTP. Di Indonesia banyak terdapat potensi pemanfaatan energi panas bumi dalam skala kecil yang cukup besar tetapi tersebar yang merupakan potensi pengganti PLTD yang harga listriknya jauh di atas listrik PLTP. Dengan kondisi yang dicerminkan oleh kasus R30, R60, T30 dan T60, penyediaan energi panas bumi diperkirakan tidak mencapai target KEN, yakni maksimal 2,1% pada tahun 2025. Hal ini disebabkan tingginya biaya produksi listrik dari panas bumi untuk bersaing dengan biaya produksi listrik menggunakan pembangkit listrik berbahan bakar fosil seperti batubara.

Penggunaan energi baru lainnya seperti energi nuklir, surya, angin, sel bahan bakar, dan lain-lain dalam KEN ditargetkan mencapai 5%. Sesuai hasil kasus-kasus pada buku ini, energi baru tersebut belum memiliki peluang sebagai penyedia energi dalam skala besar walaupun energi surya dan hibrid PLTD,

surya dan angin telah dapat diterapkan secara teknis. Di Indonesia intensitas energi surya cukup tinggi mencapai 4 - 5 kWh/m², namun efisiensi pembangkitan tersebut hanya mencapai 10%. Karena biaya investasinya cukup tinggi maka biaya pembangkitan listrik dari energi surya masih tinggi sehingga daya saingnya rendah dibandingkan listrik dari sumberdaya energi lainnya, seperti penggunaan PLTD. Selain itu, energi surya sulit dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan listrik skala besar karena membutuhkan area yang sangat luas untuk memproduksi listrik. Walaupun demikian, listrik tenaga surya dapat dimanfaatkan di daerah terpencil yang tidak memiliki alternatif sumberdaya listrik. Sementara itu, kondisi geografis Indonesia menyebabkan rata-rata kecepatan angin lebih rendah dari *cut off speed*, yakni kecepatan yang dapat membangkitkan listrik sebesar 3 m/s. Disamping itu, daerah yang memiliki kecepatan angin lebih besar dari 3 m/s sangat terbatas seperti di wilayah NTB dan NTT, namun frekuensinya sangat rendah, yakni sekitar beberapa bulan dalam satu tahun. Potensi EBT lainnya yang cukup menjanjikan adalah energi mikrohidro yang dimanfaatkan dengan menggunakan PLTM. Namun demikian lokasinya di daerah terpencil dan tersebar sehingga sambungan ke grid listrik menjadi sangat mahal. Akibatnya, pemanfaatan PLTM bersifat in-situ (*on-site*).

Kedepan pemerintah perlu mempertegas kebijakan sektor ketenagalistrikan agar tidak terjadi kekurangan bahan bakar untuk pembangkit. Kebijakan yang perlu direalisasi antara lain kewajiban pemenuhan pasokan batubara di dalam negeri dan pengalokasian gas bumi untuk kebutuhan pembangkit. Hal ini perlu ditekankan mengingat kebijakan pemerintah sendiri belum bisa mendukung tercukupinya energi listrik nasional dengan biaya murah. Misalnya saat ini banyak pembangkit listrik terpaksa masih menggunakan bahan bakar solar, meskipun pembangkit yang bersangkutan sebenarnya sudah didesain untuk memakai bahan bakar gas.

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cadangan minyak bumi semakin menipis, status pada tahun 2007 sebesar 9,1 milyar barel. Dengan tingkat produksi 365 juta barel per tahun, cadangan minyak bumi nasional hanya cukup untuk memenuhi kebutuhan selama 25 tahun jika tidak ditemukan cadangan baru. Dengan semakin menipisnya cadangan minyak bumi tersebut, maka pemanfaatan dan pengembangan sumber daya energi alternatif menjadi sangat penting dalam upaya meningkatkan ketahanan energi nasional. Dengan demikian, penyediaan energi dimasa mendatang menjadi hal yang sangat penting bagi kelangsungan aktifitas perekonomian Indonesia sehingga harus terjamin ketersediaannya. Untuk mengatasi kemungkinan krisis penyediaan energi di masa mendatang, pemerintah menerbitkan Peraturan Presiden No. 5 Tahun 2006 tentang kebijakan energi nasional (KEN) yang menargetkan peningkatan peran batubara dan sumber energi lain di luar minyak bumi dalam bauran energi pada tahun 2025.

Teknologi dan infrastruktur energi merupakan sarana penting bagi tercapainya penyediaan energi yang berkelanjutan. Namun demikian keduanya perlu mendapat dukungan dari perangkat lain seperti perencanaan energi yang menyeluruh, kebijakan yang memberikan insentif bagi penetrasi teknologi energi yang tepat dengan situasi dan kondisi teknologi tersebut diterapkan, dan aspek ekonomi yang mendanai teknologi energi dan infrastruktur yang akan dibangun.

Berangkat dari sudut pandang di atas, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) sesuai tugas pokok dan kompetensinya menerbitkan Buku Outlook Energi Indonesia 2009. Buku ini merupakan kontribusi BPPT dalam memberikan gambaran energi dimasa mendatang dalam kaitannya dengan penetrasi teknologi energi dan kebutuhan infrastruktur energi dalam rangka mendukung diversifikasi sumberdaya energi yang berkelanjutan di masa mendatang. Proyeksi kebutuhan energi dimasa mendatang dilakukan dengan menggunakan Model MAED sedangkan proyeksi penyediaan energi menggunakan optimisasi dengan Model MARKAL sesuai skenario yang diprakirakan.

Buku Outlook Energi Indonesia 2009 memuat proyeksi jangka panjang hingga tahun 2025 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 (*bio-fuel*/BBN). Termasuk dalam pembahasan tentang ketenagalistrikan adalah pembahasan pemanfaatan serta prospek energi alternatif dan energi baru

terbarukan dalam memasok listrik di masa mendatang. Pembahasan masing-masing jenis energi mencakup pembahasan teknologi energi yang relevan, peluang pemanfaatannya, serta rekomendasi kebijakan yang dipandang akan memberikan insentif bagi terjadinya penetrasi teknologi energi ke dalam sistem energi nasional.

1.2 Tujuan Buku

Penulisan buku Outlook Energi Indonesia 2009 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 Susunan Buku

Penyajian Buku Outlook Energi Indonesia 2009 dimulai dengan bab ini sebagai Pendahuluan. Setelah bab ini dilakukan pembahasan tentang Model Energi dan Indikator Ekonomi Energi pada Bab 2, dilanjutkan dengan Bab 3 tentang Kebutuhan dan Penyediaan Energi, Bab 4 tentang Minyak Bumi dan BBM, Bab 5 tentang Gas Bumi, LPG, dan LNG, Bab 6 tentang Batubara, Bab 7 tentang Ketenagalistrikan, Bab 8 tentang Aspek Lingkungan, dan diakhiri dengan Bab 9 sebagai Penutup yang merangkum isu-isu yang patut menjadi perhatian dalam menindaklanjuti hasil-hasil yang disajikan pada buku ini.

Pada Bab 2 tentang Model Energi dan 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 ini juga 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 3 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 4 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 5 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 6 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 7 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 8, tentang Aspek Lingkungan, pembahasan dimulai dengan permasalahan emisi gas rumah kaca, 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.

Bab 9 yang merupakan Penutup buku Outlook Energi Indonesia 2009 membahas permasalahan (isu) yang perlu mendapat perhatian untuk dipecahkan dalam rangka mendorong pembangunan infrastruktur dan penetrasi teknologi energi terkait. Dengan mengkedepankan permasalahan tersebut diharapkan dapat memperoleh solusi yang dapat direalisasikan sehingga penyediaan energi yang berkelanjutan dapat tercapai dimasa mendatang.

BAB 2

MODEL ENERGI DAN INDIKATOR EKONOMI ENERGI

2.1 Model dan Kasus

Model MARKAL digunakan sebagai *tool* untuk menganalisis peluang penyediaan energi nasional jangka panjang. Model ini merupakan model optimisasi yang dikendalikan oleh “kebutuhan energi” dengan fungsi obyektif “biaya minimum”. Hasil dari model merupakan hasil yang optimal berdasarkan kondisi “penyediaan energi” mulai dari sisi hulu (tambang) sampai ke sisi hilir (*end-use demand*).

Dalam menggunakan Model MARKAL diperlukan asumsi sebagai acuan dalam melakukan optimisasi penyediaan energi. Selanjutnya, untuk mengkaji pemanfaatan teknologi energi yang mendukung tercapainya diversifikasi sumberdaya energi yang berkelanjutan dalam memenuhi penyediaan energi nasional maka dilakukan analisis dengan menggunakan dua skenario, yakni skenario rendah yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 4% per tahun dan skenario tinggi yang mengasumsikan pertumbuhan PDB sebesar 6,5% per tahun. Untuk setiap skenario dianalisis untuk harga minyak mentah rendah sebesar 30 \$/barel dan harga minyak tinggi sebesar 60 \$/barel. Untuk selanjutnya kasus yang dianalisis dinamakan sebagai berikut:

- **Kasus R30:** menyatakan skenario rendah dengan harga minyak rendah dan untuk selanjutnya disebut **kasus dasar**
- **Kasus R60:** menyatakan skenario rendah dengan harga minyak rendah
- **Kasus T30:** menyatakan skenario tinggi dengan harga minyak rendah, dan
- **Kasus T60:** menyatakan skenario tinggi dengan harga minyak tinggi.

2.1.1 Kasus Dasar

A. Tahun Dasar

Tahun dasar yang digunakan sebagai acuan untuk melakukan analisis penyediaan energi nasional adalah tahun 2006. Pemilihan tahun 2006 sebagai tahun dasar karena seluruh informasi tentang penyediaan energi sudah dipublikasi sehingga angka yang dihasilkan merupakan angka riil. Adapun data/informasi tentang penyediaan energi nasional tahun 2007 belum seluruhnya dipublikasi dan sebagian masih merupakan angka sementara.

B. Tahun Proyeksi

Tahun proyeksi penyediaan energi nasional jangka panjang adalah tahun 2007 - 2025 atau 18 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 10 milyar 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 180 TCF dengan cadangan 2P mencapai lebih dari 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 milyar ton sedangkan besarnya sumber daya batubara terukur tidak kurang dari 11 milyar ton.

E. Kontrak Ekspor 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.

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 PLTU Batubara

Seperti diketahui bahwa untuk mengurangi ketergantungan terhadap BBM khususnya di sektor ketenagalistrikan telah diluncurkan program percepatan pembangunan PLTU batubara 10.000 MW yang akan 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.

Berbagai program percepatan pembangunan PLTU batubara yang tersebar di wilayah Indonesia ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Program percepatan PLTU batubara

| Lokasi | Kapasitas | Tahun | Kebutuhan Batubara |
|------------|-----------|-----------|--------------------|
| | MW | Operasi | ton/tahun |
| Jawa | 8.930 | 2010 | 27.155.475 |
| Sumatera | 2.962 | 2009-2010 | 11.695.722 |
| Kalimantan | 1.102 | 2009-2010 | 4.678.409 |
| Pulau Lain | 1.198 | - | 5.305.330 |
| Indonesia | 14.192 | - | 48.834.936 |

H. Program Percepatan Pemanfaatan LPG

Sebagaimana halnya program percepatan PLTU batubara, pemerintah juga mencanangkan program percepatan pemanfaatan LPG pada sektor rumah tangga guna mengurangi ketergantungan atas minyak tanah. Pada tahun dasar, harga jual minyak tanah untuk memasak di sektor rumah tangga ditetapkan sebesar Rp 2.000 per liter (peranko depot). Harga ini jauh dibawah harga ekonomis di pasar bebas, sehingga pemerintah terpaksa memberikan subsidi harga yang jumlahnya trilyunan rupiah. Program tersebut juga digunakan untuk mengurangi subsidi harga jual minyak tanah untuk sektor rumah tangga. Pemerintah memberikan subsidi terhadap penyediaan kompor dan tabung LPG, sedangkan harga jual LPG sesuai mekanisme pasar. Pada kasus dasar, program ini juga telah dipertimbangkan.

I. Program Konservasi dan Efisiensi

Dalam kasus dasar diasumsikan bahwa seluruh teknologi yang digunakan saat ini akan digunakan hingga akhir periode, yakni tahun 2025. Pada kasus dasar diterapkan program efisiensi energi sehingga penggunaan teknologi efisien sudah dipertimbangkan. Pada kasus dasar juga sudah dipertimbangkan peluang konservasi energi pada sektor *end-use demand* melalui berbagai upaya diantaranya dengan upaya manajemen energi. Program perbaikan efisiensi teknologi dan konservasi energi pada sektor pengguna energi ditunjukkan pada Tabel 2.2.

2.1.2 Kasus Lainnya

Selain kasus dasar (kasus R30) ada tiga kasus lainnya seperti sudah 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. Namun perlu diperhatikan bahwa harga penyediaan energi fosil (produksi, ekspor, dan impor) biasanya

dikaitkan dengan harga minyak bumi. Dalam hal ini, harga minyak bumi nasional tahun 2006 merupakan angka aktual. Selanjutnya, proyeksi harga minyak bumi tahun 2007 - 2025 diasumsi tetap sesuai dengan kasus yang dianalisis.

Tabel 2.2 Program efisiensi dan konservasi energi

| Sektor | Peningkatan Efisiensi | Konservasi |
|--------------|-----------------------|------------|
| | % | % |
| Pertanian | 0 | 8 |
| Komersial | 6 - 9 | 12 - 20 |
| Industri | 6 - 9 | 12 |
| Rumah Tangga | 8 - 20 | 12 - 20 |
| Transportasi | 10 - 30 | 12 |

Berdasarkan statistik harga minyak bumi, gas bumi, dan batubara internasional selama kurun waktu 1970 - 2002 diperoleh korelasi antara harga minyak bumi dengan harga gas bumi dan batubara sebagaimana ditunjukkan pada persamaan (1) dan persamaan (2). Harga gas bumi dan batubara diproyeksikan sesuai dengan rumus tersebut.

$$\text{Harga gas bumi (USD/MMBTU)} = -0.57024384 + 0.1142973 * \text{harga minyak bumi (USD/Barel)} \quad (1)$$

$$\text{Harga batubara (USD/Ton)} = 0.475890962 + 0.554642937 * \text{harga minyak bumi (USD/Barel)} \quad (2)$$

2.2 Metodologi

Proyeksi kebutuhan energi energi final jangka panjang dalam buku ini diperkirakan dengan menggunakan Model MAED. Proyeksi kebutuhan energi jangka panjang dengan menggunakan model tersebut, dihitung berdasarkan data demografi, data makro ekonomi, gaya hidup, intensitas energi, dan aktivitas. Data demografi dan data makro ekonomi dapat dijadikan dasar dalam memperkirakan laju pertumbuhan penduduk dan laju pertumbuhan produk domestik regional bruto (PDRB) per wilayah. Gaya hidup sangat berpengaruh terhadap aktivitas dan intensitas pemakaian energi yang selanjutnya akan berpengaruh terhadap kebutuhan energi di semua sektor pengguna energi.

Selanjutnya, untuk mendapatkan optimisasi penyediaan energi dalam sistem energi sesuai dengan skenario pertumbuhan ekonomi yang dibuat dan strategi kebijakan maka digunakan Model MARKAL. Proyeksi kebutuhan energi keluaran Model MAED setelah dianalisis bersama-sama dengan asumsi skenario serta data teknis dan ekonomi dari sumber energi dan pilihan teknologi kemudian digunakan sebagai *input* Model MARKAL. Sedangkan *output* Model MARKAL akan menghasilkan strategi penyediaan energi dan pengembangan teknologi energi yang optimal di masa depan.

2.2.1 Proyeksi Kebutuhan Energi

Proyeksi kebutuhan energi dalam buku ini dibedakan menjadi kebutuhan energi final dan kebutuhan energi *useful*. Kebutuhan energi *useful* untuk masing-masing sektor diperhitungkan berdasarkan kebutuhan energi final per jenis energi dan efisiensi peralatan yang digunakan. Digunakan prakiraan kebutuhan energi *useful* dimaksudkan agar teknologi pengguna energi per jenis energi dapat dikompertisikan. Dalam melakukan analisis, kebutuhan energi dibedakan atas 4 wilayah yang masing-masing dibagi menjadi 5 sektor. Wilayah tersebut adalah: Jawa-Bali, Sumatera, Kalimantan, dan Pulau Lain, sedangkan sektornya adalah: sektor ACM (*agriculture, construction and mining* atau pertanian, konstruksi, dan pertambangan), sektor industri, sektor transportasi, sektor rumah tangga, dan sektor komersial.

Dalam Model MAED, proyeksi kebutuhan energi final di sektor industri dan sektor ACM diperkirakan berdasarkan perkembangan produk domestik bruto (PDB) dan intensitas energi yang dinyatakan dalam nilai tambah dari masing-masing industri dan nilai tambah dari pertanian, konstruksi, dan pertambangan. Seperti halnya sektor industri dan sektor ACM, proyeksi kebutuhan energi final di sektor transportasi diperkirakan berdasarkan jarak tempuh per jenis alat transportasi yang mengkonsumsi energi dan intensitas energi per jenis alat transportasi yang dinyatakan dalam liter per 100 km jarak tempuh. Berlainan dengan ketiga sektor di atas, pada sektor rumah tangga dan sektor komersial proyeksi kebutuhan energi diperkirakan berdasarkan aktivitas dan intensitas energi, dimana aktivitas dibedakan atas memasak, kepemilikan alat listrik, dan penerangan. Aktivitas sektor rumah tangga untuk masing-masing kegiatan sangat dipengaruhi oleh jumlah penduduk, ratio elektrifikasi, dan gaya hidup masyarakat. Sedangkan aktivitas sektor komersial (perkantoran, bank, hotel, rumah makan dan rumah sakit) untuk masing-masing kegiatan sangat dipengaruhi oleh luas bangunan komersial, luas bangunan komersial per pekerja, luas lantai yang berpendingin udara (AC), dan kepemilikan alat listrik dan alat pemasak serta gaya hidup masyarakat. Asumsi prakiraan intensitas kebutuhan energi untuk memasak dan listrik dari kedua sektor tersebut diperkirakan berdasarkan jenis dan banyaknya alat memasak, penerangan, dan alat listrik lainnya yang kesemuanya sangat dipengaruhi oleh gaya hidup masyarakat.

2.2.2 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 kegiatan.

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 dalam jumlah yang sama.

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).

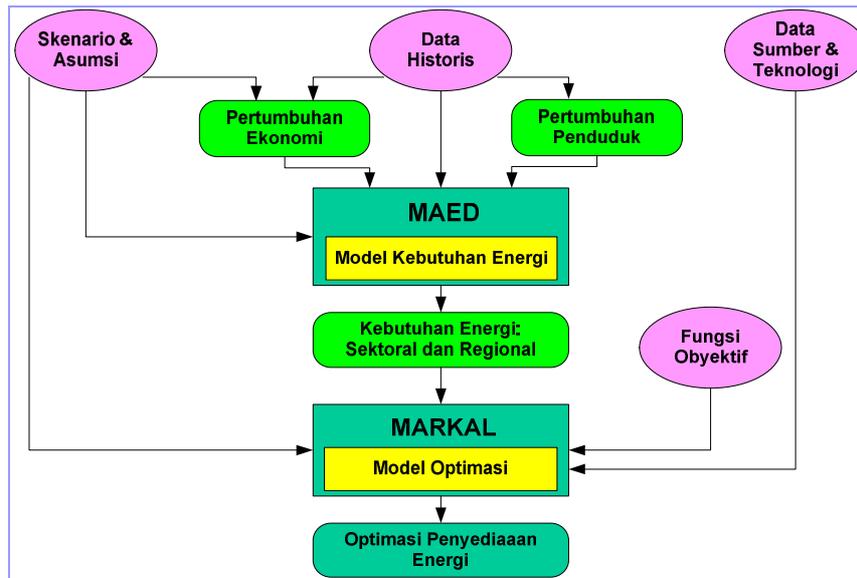
Dalam melakukan optimasi model akan menghasilkan sejumlah keluaran, seperti “harga bayangan” (*shadow price*) untuk setiap jenis bahan bakar, kapasitas terpasang untuk setiap jenis teknologi, konsumsi energi, produksi energi, dan keseimbangan energi secara menyeluruh. Harga bayangan dapat digunakan sebagai 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.

2.2.3 Hubungan antara Kebutuhan dan Penyediaan Energi

Hubungan antara Model MAED dengan Model MARKAL ditunjukkan pada Gambar 2.1. Modul-modul selain modul MAED 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 menggunakan 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 ACM.



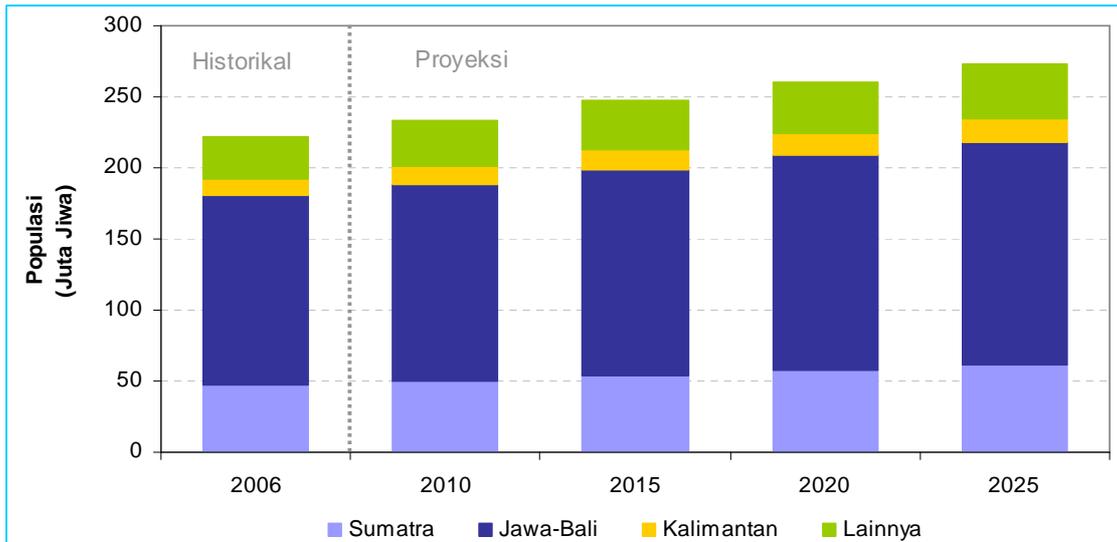
Gambar 2.1 Hubungan antara Model MAED dengan Model MARKAL

2.3 Populasi

Berdasarkan data Sensus Penduduk tahun 2000 dari Badan Pusat Statistik (BPS), populasi Indonesia akan meningkat dengan rata-rata sebesar 1.15% per tahun selama kurun waktu 2000 - 2025. Untuk tahun 2006 - 2025 sendiri, pertumbuhan rata-ratanya adalah sekitar 1,1% per tahun. Pertumbuhan populasi sebesar 1,1% per tahun ini digunakan sebagai acuan dalam memprakirakan peningkatan populasi hingga tahun 2025. Angka pertumbuhan 1,1% ini sesuai dengan asumsi yang digunakan oleh *International Energy Agency* (IEA) dalam publikasi *World Energy Outlook 2006* untuk India selama periode 2004 - 2030, dimana populasi dunia diproyeksikan tumbuh pada tingkat rata-rata 1% dalam periode yang sama.

Dalam kurun waktu 2006 - 2025, dengan angka pertumbuhan tersebut di atas, populasi Indonesia mengalami peningkatan rata-rata sebesar 1,1% per tahun dari 222,23 juta jiwa pada tahun 2006 menjadi 273,02 juta jiwa pada tahun 2025. Perkembangan populasi per wilayah Indonesia selama kurun waktu 2006 - 2025 ditunjukkan pada Gambar 2.2.

Dibandingkan wilayah lainnya, seperti Sumatera, Kalimantan, dan Pulau Lainnya (Sulawesi, Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua), Pulau Jawa mempunyai penduduk yang paling besar dengan tingkat kepadatan penduduk tertinggi. Sebaran penduduk yang terkonsentrasi di Jawa disebabkan selain karena Jawa sebagai pusat pemerintahan, juga karena tersedianya berbagai infrastruktur sehingga menyebabkan Jawa menjadi pusat kegiatan perekonomian nasional.



Gambar 2.2 Perkembangan populasi per wilayah Indonesia

Selama kurun waktu 19 tahun (2006 - 2025) jumlah rumah tangga (RT) di Indonesia mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 1,04% per tahun dari 60,08 juta RT pada tahun 2006 menjadi 73,76 juta RT pada tahun 2025. Bila dibandingkan dengan angka populasi pada tahun yang sama, maka diperoleh rata-rata jiwa per rumah tangga sekitar 3,80 jiwa. Angka tersebut digunakan untuk memperkirakan kebutuhan energi di sektor rumah tangga.

2.4 Produk Domestik Bruto

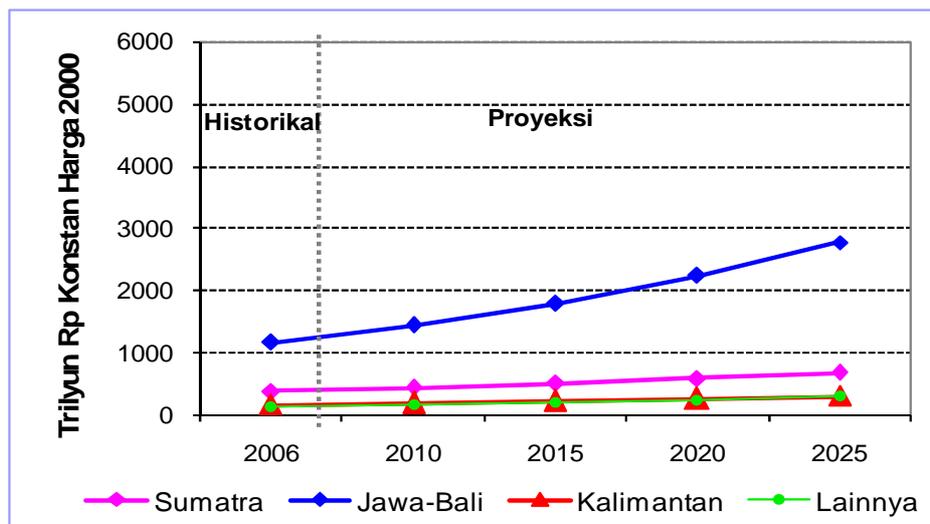
Berdasarkan analisis *Indonesia Forum Foundation* (IFF) dalam *Indonesian Vision 2030*, diperkirakan bahwa PDB di Indonesia akan tumbuh sebesar 7,26% per tahun sehingga pada tahun 2025 diperkirakan PDB per kapita sebesar 18.000 \$/kapita. Prakiraan ini dianggap oleh beberapa ekonom terlalu tinggi.

Bank Indonesia (BI) memprakirakan pertumbuhan ekonomi pada tahun 2008 sekitar 5,7% - 6,7% per tahun, sedangkan Menko Bidang Perekonomian memproyeksikan pertumbuhan tahun 2008 sekitar 6,3% per tahun sedangkan pertumbuhan tahun 2009 antara 6,5% - 7% per tahun. Berdasarkan prakiraan BI dan Menko Bidang Perekonomian, asumsi pertumbuhan PDB hingga tahun 2025 yang dipakai dalam studi ini adalah 4% per tahun untuk skenario rendah dan 6,5% per tahun untuk skenario tinggi. Dengan laju pertumbuhan tersebut, besarnya PDB nasional pada tahun 2025 menjadi 4.928,9 trilyun Rupiah pada harga konstan tahun 2000 untuk skenario rendah dan menjadi 8.016,4 trilyun Rupiah pada harga konstan tahun 2000 untuk skenario tinggi. Asumsi pertumbuhan PDB tersebut dapat mempengaruhi proyeksi energi di masa mendatang, mengingat proyeksi kebutuhan energi sensitif terhadap asumsi PDB yang digunakan. Selanjutnya dengan mengetahui besarnya proyeksi pertumbuhan PDB dari tahun 2006 - 2025 dapat diperkirakan PDRB per wilayah

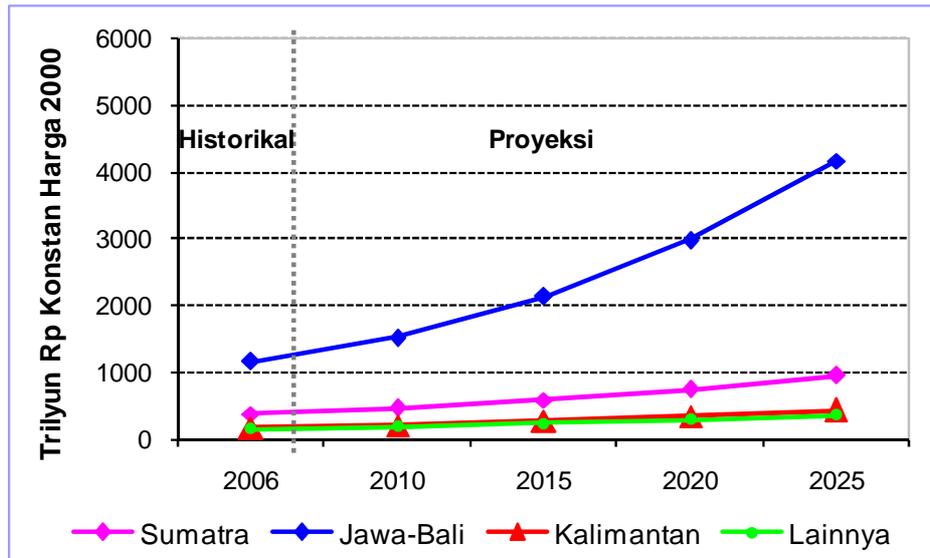
Indonesia. Prakiraan PDRB per wilayah Indonesia didasarkan pada laju pertumbuhan masing-masing wilayah. Disamping itu, asumsi pertumbuhan didasarkan pada tersedianya berbagai infrastruktur secara memadai yang dapat menyebabkan aktivitas sektor ekonomi dapat berjalan sesuai yang diinginkan.

Data historis yang dipertimbangkan dalam memperkirakan laju pertumbuhan PDRB wilayah adalah data laju pertumbuhan PDRB wilayah dari tahun 2000 - 2006 yang diambil dari data BI. Pada tahun 1998 di Indonesia terjadi krisis, sehingga laju pertumbuhan PDB dari tahun 1999 hingga tahun 2000 menurut data yang diambil dari BPS hanya mencapai sekitar 2%. Padahal sebelum terjadinya krisis ekonomi di akhir tahun 90an, PDB Indonesia mengalami pertumbuhan yang pesat. PDB riil tahunan tumbuh rata-rata mendekati 7% per tahun selama 1987 - 1997. Bahkan bila dilihat kecenderungan pertumbuhannya sebelum krisis dapat mencapai hampir 9% di awal tahun 90an.

Penurunan laju pertumbuhan PDB tersebut, dipicu dari turunnya laju pertumbuhan PDRB di masing-masing wilayah Indonesia. Setelah pulih dari krisis ekonomi, aktivitas dari sektor ekonomi (sektor industri, sektor jasa, sektor konstruksi, dan lainnya) di wilayah Jawa-Bali belum dapat bangkit seperti semula karena ketersediaan sumber daya energi yang sangat terbatas. Untuk wilayah di luar Jawa, walaupun memiliki penghasilan dari ekspor sumber daya alam dan sumber daya energi, laju penurunan PDRB selama kurun waktu tersebut, masih tidak sebesar di Jawa. Setelah tahun 2000 perekonomian di masing-masing wilayah Indonesia mulai berangsur-angsur membaik. Selama kurun waktu 2000 - 2006, besaran PDB meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 5,4% per tahun. Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia untuk skenario rendah dan tinggi selama kurun waktu 2006 - 2025 ditunjukkan pada Gambar 2.3 dan Gambar 2.4.



Gambar 2.3 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario rendah



Gambar 2.4 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario tinggi

2.5 Intensitas Energi Terhadap PDB dan Populasi

Intensitas energi merupakan salah satu indikator yang menggambarkan hubungan antara konsumsi energi dan ekonomi serta konsumsi energi dan penduduk. Di Indonesia, konsumsi energi terhadap ekonomi digambarkan berdasarkan besarnya intensitas energi terhadap PDB, sedangkan konsumsi energi terhadap penduduk dinyatakan dalam intensitas energi per kapita. Dalam buku ini perhitungan intensitas energi didasarkan pada konsumsi energi final komersil dan konsumsi energi final dengan biomasa, tanpa mempertimbangkan pemakaian bahan bakar untuk *captive power*, sedangkan listrik yang diproduksi dari *captive power* telah dipertimbangkan dalam kebutuhan listrik.

2.5.1 Intensitas Energi Terhadap PDB

Intensitas energi terhadap PDB skenario tinggi di Indonesia selama kurun waktu 2006 - 2025, dipertimbangkan berdasarkan dua kasus, yaitu kasus harga minyak rendah dan kasus harga minyak tinggi. Pada kasus harga minyak rendah, harga minyak bumi nasional tahun 2005 dan 2006 yang digunakan merupakan angka aktual, sedangkan harga minyak bumi tahun 2007 - 2025 diasumsikan tetap sebesar 30 \$/barel (harga konstan tahun 2000). Sedangkan pada kasus harga minyak tinggi, harga minyak bumi tahun 2007 - 2025 diasumsikan tetap sebesar 60 \$/barel (harga konstan tahun 2000).

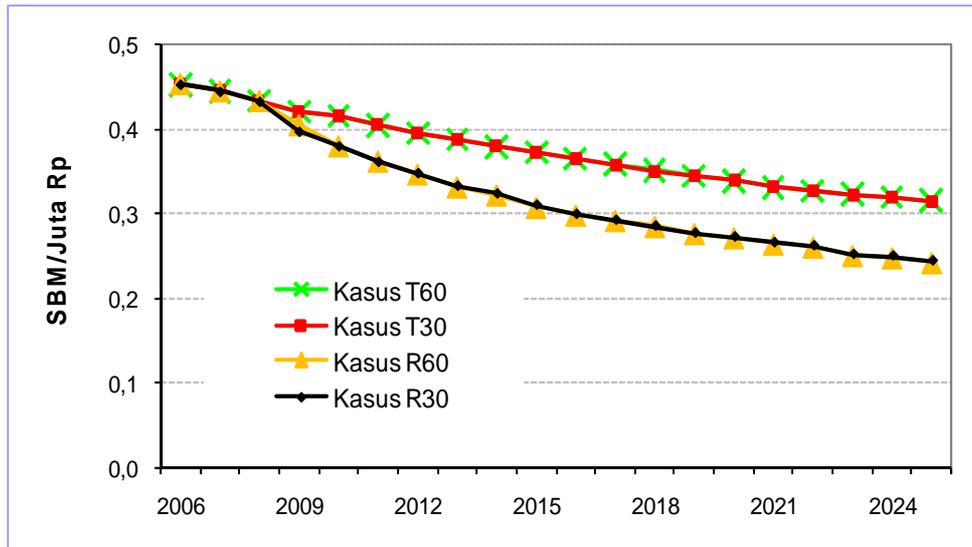
Selain berdasarkan harga minyak, perhitungan intensitas energi terhadap ekonomi di Indonesia dibedakan menjadi konsumsi energi final komersil dan konsumsi energi final termasuk biomasa. Selama kurun waktu 2006 - 2025 besarnya intensitas energi terhadap ekonomi untuk kebutuhan energi final dengan biomasa mengalami penurunan. Hal ini disebabkan pada awalnya daya beli masyarakat melemah sehingga pemakaian biomasa di sektor rumah tangga menjadi tinggi, namun dengan adanya perbaikan ekonomi menyebabkan pemanfaatan biomasa menurun. Penurunan pemanfaatan

biomasa akan berpengaruh terhadap total kebutuhan energi final, dimana total kebutuhan energi final untuk PDB tinggi lebih besar dibanding total kebutuhan energi final untuk PDB rendah. Perubahan total kebutuhan energi final pada kedua skenario tersebut dapat mempengaruhi besarnya intensitas energi yang besarnya secara bertahap akan berkurang hingga efisiensi pemakaian energi fosil optimal.

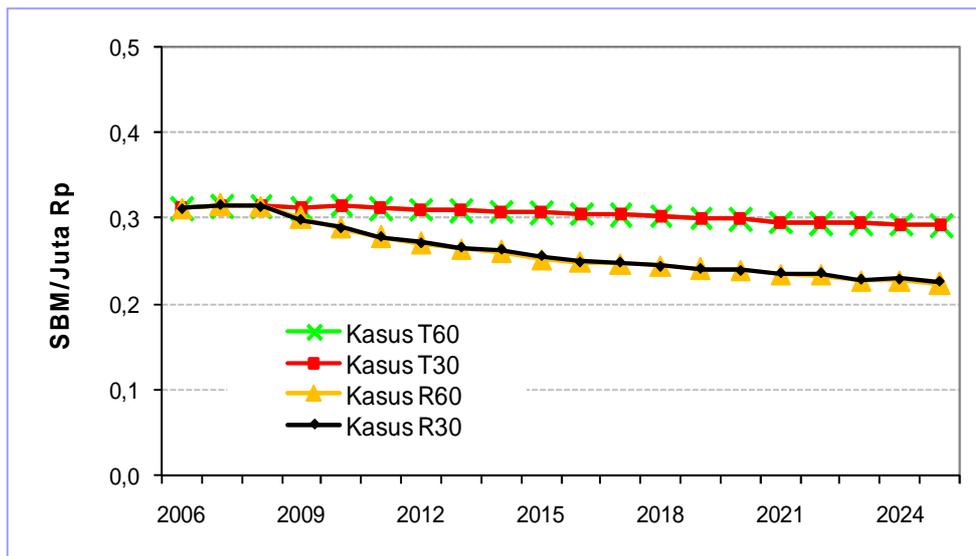
Namun dengan mempertimbangkan konsumsi energi final komersil, besarnya intensitas energi terhadap pertumbuhan ekonomi tinggi akan mengalami penurunan dan sebaliknya besarnya intensitas energi terhadap pertumbuhan ekonomi rendah akan mengalami peningkatan. Hal ini disebabkan pada pertumbuhan PDB tinggi pemakaian energi final komersil menjadi lebih efisien dan berangsur-angsur menjadi optimal, karena proses pembangunan di Indonesia selama kurun waktu tersebut secara bertahap akan menuju pada produktifitas yang semakin tinggi sehingga intensitas pemakaian energi final terhadap ekonomi menjadi semakin rendah. Disamping itu, nilai tukar rupiah terhadap dolar dan laju inflasi pada kurun waktu 2007 - 2025 diharapkan menjadi relatif stabil seiring dengan semakin membaiknya perekonomian Indonesia. Dengan kata lain, biaya yang dibutuhkan untuk mengubah energi ke PDB secara bertahap akan berkurang seiring dengan pemakaian energi yang secara bertahap menjadi semakin efisien. Berlainan dengan pertumbuhan PDB rendah dimana efisiensi pemakaian energi final komersil masih lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan PDB tinggi, walaupun pertukaran nilai rupiah terhadap dolar dan laju inflasi juga relatif stabil. Sehingga biaya yang dibutuhkan untuk mengubah energi ke PDB pada kondisi pertumbuhan PDB rendah lebih tinggi dibandingkan biaya yang dibutuhkan untuk mengubah energi ke PDB pada kondisi pertumbuhan PDB tinggi.

Besarnya intensitas pemakaian energi final pada tahun 2006 adalah sebesar 0,453 SBM per juta rupiah (termasuk biomasa) dan 0,312 SBM per juta rupiah (komersil). Pada tahun 2025 besarnya intensitas pemakaian energi final termasuk biomasa pada skenario tinggi untuk harga minyak rendah adalah sebesar 0,316 SBM per juta rupiah dan intensitas energi final komersil sebesar 0,292 SBM per juta rupiah. Intensitas pemakaian energi termasuk biomasa pada skenario rendah untuk kasus harga minyak rendah adalah sebesar 0,245 SBM per juta rupiah dan intensitas energi final komersil sebesar 0,226 SBM per juta rupiah.

Prakiraan intensitas pemakaian energi termasuk biomasa terhadap ekonomi pada skenario PDB tinggi dan rendah untuk harga minyak rendah dan harga minyak tinggi dari tahun 2006 - 2025 ditunjukkan pada Gambar 2.4. Sedangkan Gambar 2.5 menyajikan prakiraan intensitas pemakaian energi komersil terhadap ekonomi pada kedua skenario untuk harga minyak rendah dan harga minyak tinggi dari tahun 2006 - 2025.



Gambar 2.5 Prakiraan intensitas pemakaian energi termasuk biomasa terhadap PDB



Gambar 2.6 Prakiraan intensitas pemakaian energi komersil terhadap PDB

2.5.2 Intensitas Energi Terhadap Populasi

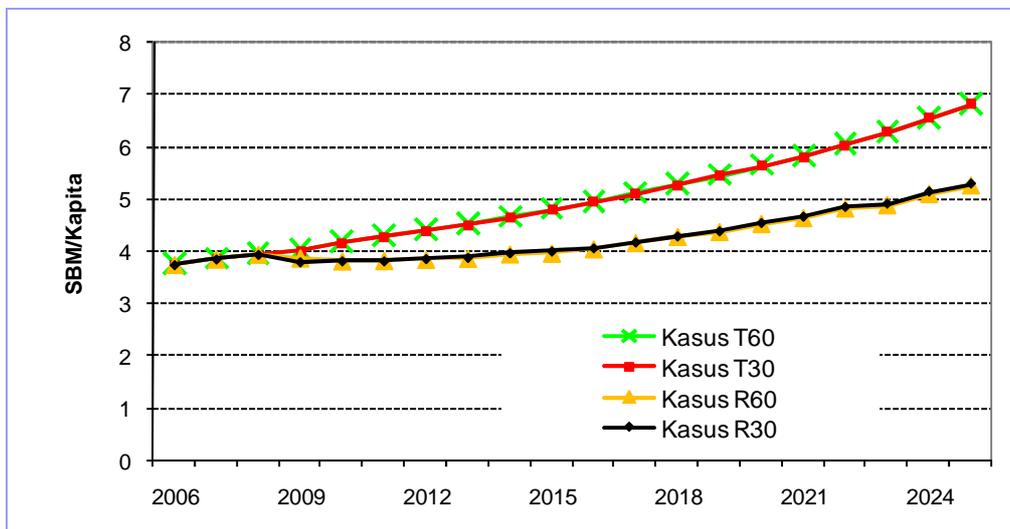
Pertumbuhan penduduk dan peningkatan pendapatan dapat mempengaruhi besaran dan pola pemakaian energi melalui perubahan aktivitas dan intensitas energi per kapita. Naiknya intensitas energi per kapita di Indonesia mengindikasikan peningkatan pendapatan per kapita setiap tahunnya, yang selanjutnya akan mempengaruhi aktivitas dan pola pemakaian energi di setiap sektor. Dengan demikian, pertumbuhan ekonomi akan secara tidak langsung meningkatkan intensitas pemakaian energi final di Indonesia yang saat ini masih rendah dibandingkan negara lainnya.

Intensitas pemakaian energi final komersil dan energi final termasuk biomasa per kapita diperkirakan akan terus meningkat. Pada tahun 2006, intensitas

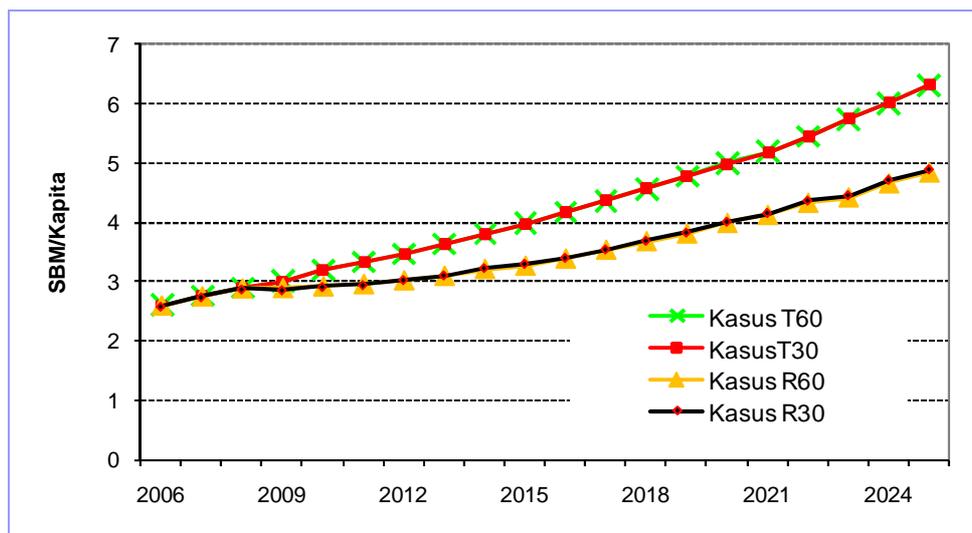
energi final komersil sebesar 2,41 SBM/kapita dan intensitas energi final termasuk biomasa sebesar 3,72 SBM/kapita. Pemakaian biomasa diperkirakan akan menurun sehingga pada tahun 2025 intensitas energi final komersil dan energi final termasuk biomasa pada kedua skenario hampir sama. Pada tahun 2025, untuk skenario rendah intensitas energi final komersil meningkat menjadi 4,9 SBM/kapita dan intensitas energi final termasuk biomasa meningkat menjadi 5,3 SBM/kapita. Untuk skenario tinggi intensitas energi final komersil pada tahun 2025 meningkat menjadi 6,3 SBM/kapita dan intensitas energi final termasuk biomasa meningkat menjadi 6,8 SBM/kapita.

Perubahan harga minyak dari 30 \$/barell menjadi 60 \$/barell ternyata hanya menyebabkan perubahan intensitas energi final komersil dan energi final termasuk biomasa secara tidak signifikan. Hal ini disebabkan karena teknologi pemakai energi (*demand device*) yang dipertimbangkan (termasuk teknologi alternatif) dalam model tidak sensitif terhadap perubahan harga minyak pada rentang tersebut. Teknologi pemakai energi alternatif belum layak pada harga di bawah 60 \$/barell. Sedangkan teknologi pemakai energi alternatif yang masuk ke dalam sistem energi adalah sesuai dengan kebijakan energi yang telah ditetapkan (mandatori BBN, percepatan pembangkit listrik 10.000 MW dan konversi minyak tanah ke LPG).

Prakiraan intensitas pemakaian energi komersil dan intensitas pemakaian energi termasuk biomasa terhadap penduduk di Indonesia untuk kasus harga minyak rendah dan tinggi dari tahun 2006 - 2025 ditunjukkan pada Gambar 2.6. Sedangkan Gambar 2.7 menunjukkan prakiraan intensitas pemakaian energi komersil terhadap penduduk di Indonesia untuk kasus harga minyak rendah dan tinggi dari tahun 2006 - 2025.



Gambar 2.7 Prakiraan intensitas pemakaian energi final termasuk biomasa terhadap penduduk



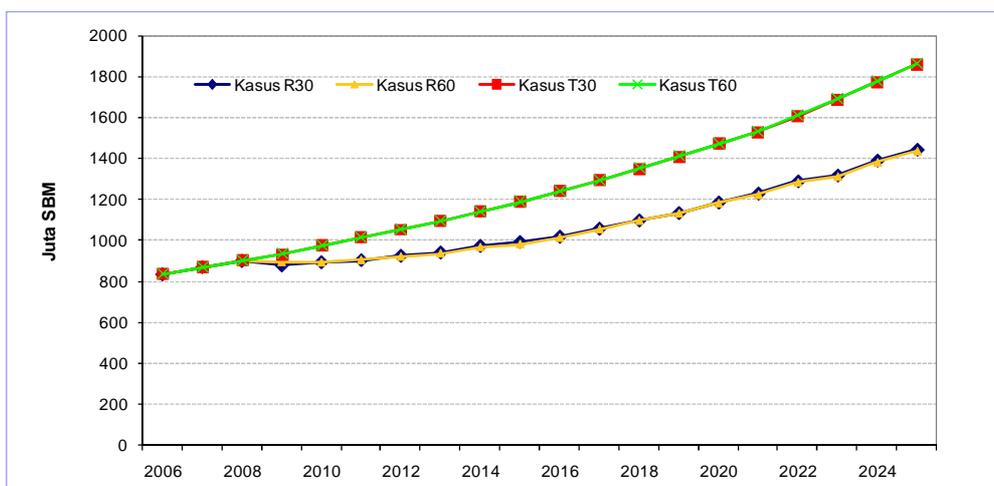
Gambar 2.8 Prakiraan intensitas pemakaian energi final komersil terhadap penduduk

BAB 3 KEBUTUHAN DAN PENYEDIAAN ENERGI

3.1 Kebutuhan Energi

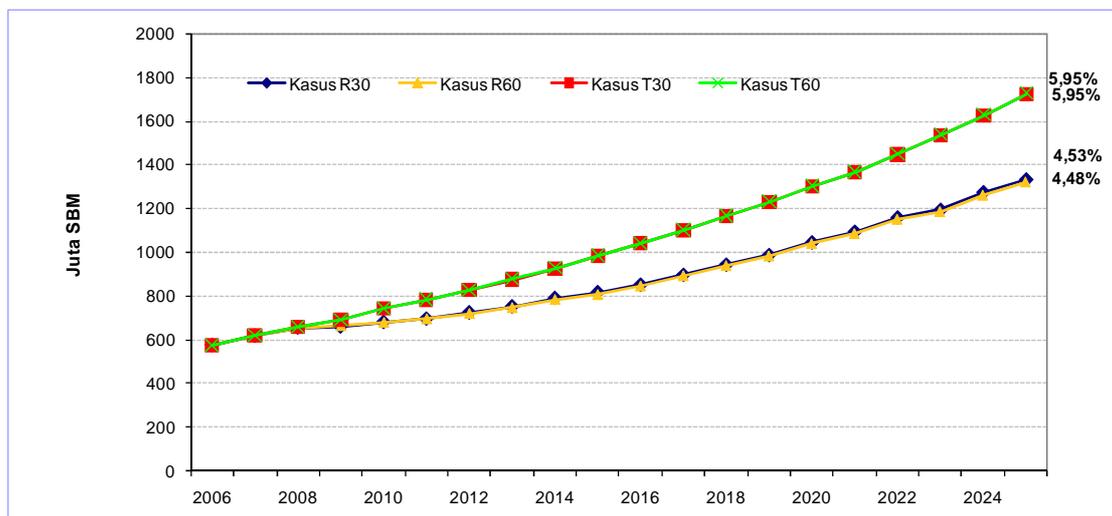
Dengan adanya kecenderungan harga minyak dunia yang tidak stabil, maka pada buku ini dilakukan kajian mengenai kebutuhan energi final untuk setiap sektor pengguna pada kondisi dua skenario perkembangan produk domestik bruto (PDB) masing-masing untuk kasus harga minyak 30 \$/barell dan 60 \$/barell. Energi final adalah energi yang dipakai oleh peralatan pemakai energi (*demand devices*). Pemakaian energi final dalam buku ini sudah mempertimbangkan peningkatan efisiensi dan konservasi terhadap sektor kebutuhan energi (*demand*).

Dengan pertimbangan pemakaian teknologi yang sama maka diperkirakan tidak ada perbedaan yang signifikan pada proyeksi total pemakaian energi final berdasarkan kedua kasus harga minyak di tahun 2025. Perbedaan total pemakaian energi disebabkan oleh skenario pertumbuhan PDB yang digunakan, yaitu pertumbuhan PDB rata-rata sebesar 4% (skenario rendah) dan pertumbuhan PDB rata-rata sebesar 6,5% (skenario tinggi). Pada skenario rendah kebutuhan energi final meningkat dengan laju pertumbuhan 2,9%. Tahun 2006 kebutuhan energi final (termasuk jenis non-komersial seperti biomasa) adalah sebesar 845,3 juta SBM dan pada tahun 2025 menjadi 1.445,6 juta SBM pada harga minyak 30 \$/barell dan menjadi 1.434 juta SBM pada harga minyak 60 \$/barell. Pada skenario tinggi kebutuhan energi final meningkat dengan laju pertumbuhan 4,4%. Pada tahun 2025 menjadi 1.860,7 juta SBM pada harga minyak 30 \$/barell dan menjadi 1.861,9 juta SBM pada harga minyak 60 \$/barell. Gambar 3.1 menampilkan perbandingan pemakaian energi final (termasuk biomasa) berdasarkan kasus dasar terhadap kasus lainnya pada kurun tahun 2006 - 2025.



Gambar 3.1 Perbandingan kebutuhan energi final (termasuk biomasa) untuk setiap kasus

Apabila biomasa tidak dipertimbangkan pada pemakaian energi final, pada tahun dasar (2006) kebutuhan energi final adalah sebesar 574,8 juta SBM. Pada kasus dasar kebutuhan energi berkembang dengan laju pertumbuhan sebesar 4,53% sehingga pada tahun 2025 menjadi 1.334,3 juta SBM. Dengan laju pertumbuhan yang sama pada harga 60 \$/barell, kebutuhan energi final berkembang dengan laju pertumbuhan sebesar 4,5%. Pada skenario pertumbuhan PDB tinggi (6,5%) dengan harga minyak 30 \$/barell, laju pertumbuhan sebesar 5,95% dimana pada tahun 2025 total kebutuhan energi final menjadi 2.723,3 juta SBM. Perubahan harga minyak menjadi 60 \$/barell pada skenario pertumbuhan PDB yang sama menghasilkan prakiraan laju pertumbuhan kebutuhan energi yang sama, yaitu sebesar 5,9%. Hal ini mengindikasikan bahwa pada model yang digunakan perubahan harga minyak kurang berpengaruh terhadap prakiraan kebutuhan energi dibandingkan dengan perubahan skenario pertumbuhan PDB. Gambar 3.2 menampilkan perbandingan pemakaian energi final (tanpa jenis non-komersial seperti biomasa) berdasarkan kasus dasar dengan kasus lainnya pada kurun tahun 2006 - 2025.



Gambar 3.2 Perbandingan pemakaian energi final komersil (tanpa biomasa) untuk setiap kasus

Pembahasan tentang kebutuhan energi final dimulai dengan membahas kasus dasar (kasus R30). Selanjutnya, kasus lain akan dibahas dengan membandingkannya terhadap kasus dasar. Pembahasan kebutuhan energi final meliputi kebutuhan bahan bakar yang dipakai oleh pengguna akhir di sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan sektor ACM (*agriculture, construction and mining* atau sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan). Sementara itu, kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit tidak termasuk kebutuhan energi final. Karena itu, pembahasan kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit akan dibahas di Bab 7 tentang ketenagalistrikan.

Bahan bakar yang dimanfaatkan di sektor-sektor tersebut adalah BBM (bahan bakar minyak) berupa minyak diesel, bensin (*gasoline*), minyak bakar, minyak

tanah dan avtur. Selain itu juga batubara, gas bumi, LPG, listrik dan biomasa. Dengan dikeluarkannya Peraturan Menteri ESDM No.32 Tahun 2008 tentang penyediaan, pemanfaatan dan tata niaga bahan bakar nabati (*biofuel*) sebagai bahan bakar lain, maka pemakaian *biofuel* berupa biodiesel dan bioetanol juga dipertimbangkan. Besarnya *biofuel* yang dimanfaatkan dalam pemakaian minyak diesel dan bensin serta sektor penggunaannya dalam mandatori *biofuel* seperti yang tercantum dalam peraturan tersebut tercantum pada Tabel 3.1 dan Tabel 3.2.

Tabel 3.1 Pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan biodiesel (B100)

| | Industri & Komersial | Transportasi Bersubsidi | Transportasi Non Subsidi | Pembangkit Listrik |
|------|----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|
| 2008 | 2,5% | 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% |

Sumber: PerMen ESDM No. 32 Tahun 2008

Tabel 3.2 Pentahapan kewajiban minimal pemanfaatan bioetanol (E100)

| | 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% | - |

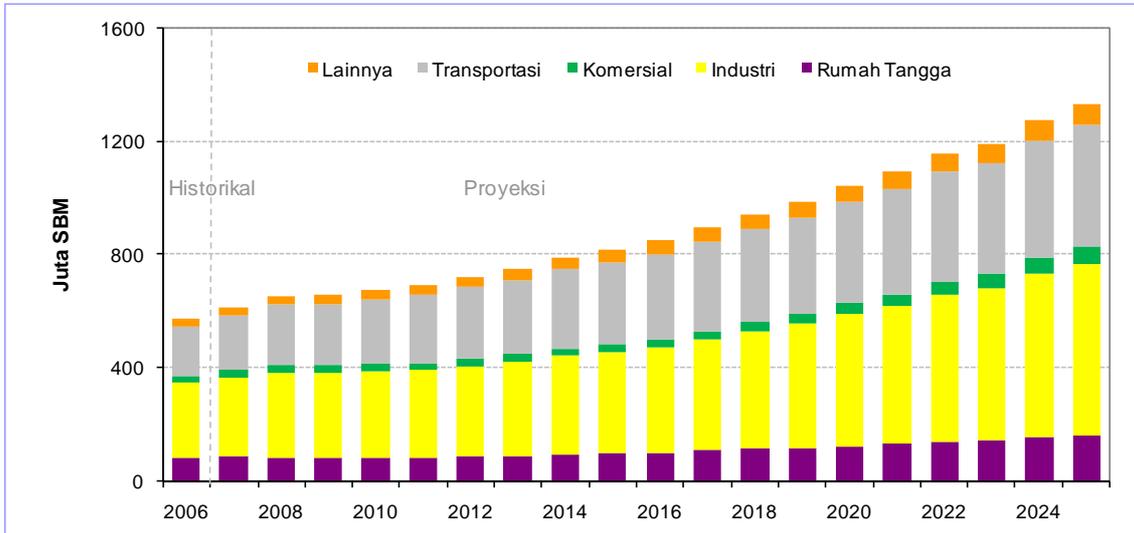
Sumber: PerMen ESDM No. 32 Tahun 2008

3.1.1 Kebutuhan Energi Final Menurut Sektor

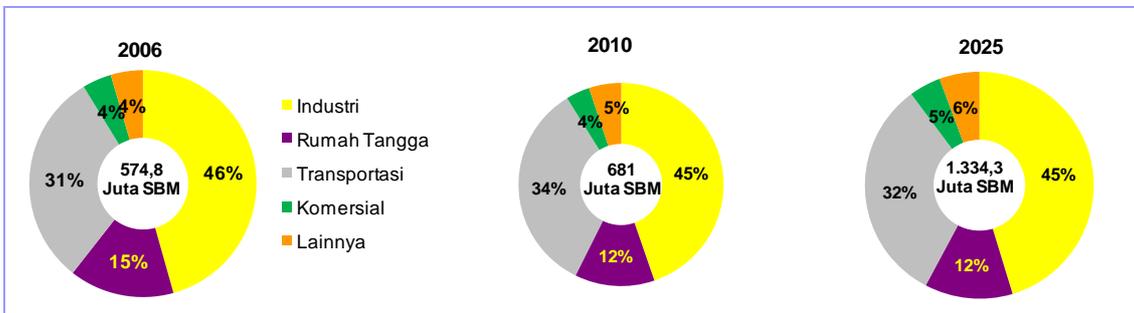
Seperti sudah disebut sebelumnya, kebutuhan energi dibedakan menjadi lima sektor, yaitu sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan sektor lainnya (pertanian, konstruksi dan pertambangan). Pemisahan sektor pertanian, pertambangan, dan konstruksi terhadap sektor industri disebabkan peranan industri manufaktur terhadap PDB sangat besar. Selain itu sektor industri merupakan penunjang pertumbuhan perekonomian.

Dari total kebutuhan energi final komersil (tanpa biomasa) sektor industri merupakan sektor pemakai energi final terbesar, kemudian diikuti oleh sektor transportasi kemudian sektor rumah tangga. Kebutuhan energi final di sektor komersial dan lainnya relatif rendah dibandingkan sektor lainnya, karena sektor komersial yang meliputi perkantoran, perhotelan, jasa dan lainnya banyak berkembang hanya di wilayah perkotaan. Demikian juga halnya dengan sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan hanya berkembang di wilayah-wilayah tertentu. Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 3.3 dan Gambar 3.4.

Pada tahun 2025 pangsa sektor industri tidak berubah dari tahun 2006 yaitu sebesar 45% terhadap total kebutuhan energi final (tanpa biomasa) namun meningkat dengan laju pertumbuhan 4,9%. Sedangkan sektor transportasi dengan laju pertumbuhan sebesar 4,4% per tahun mengalami sedikit peningkatan pangsa dari 31% menjadi 32%. Hal ini didorong oleh perkembangan gaya hidup yang terus berkembang sehingga masyarakat memperbaiki dan menambah jenis teknologi yang digunakan.



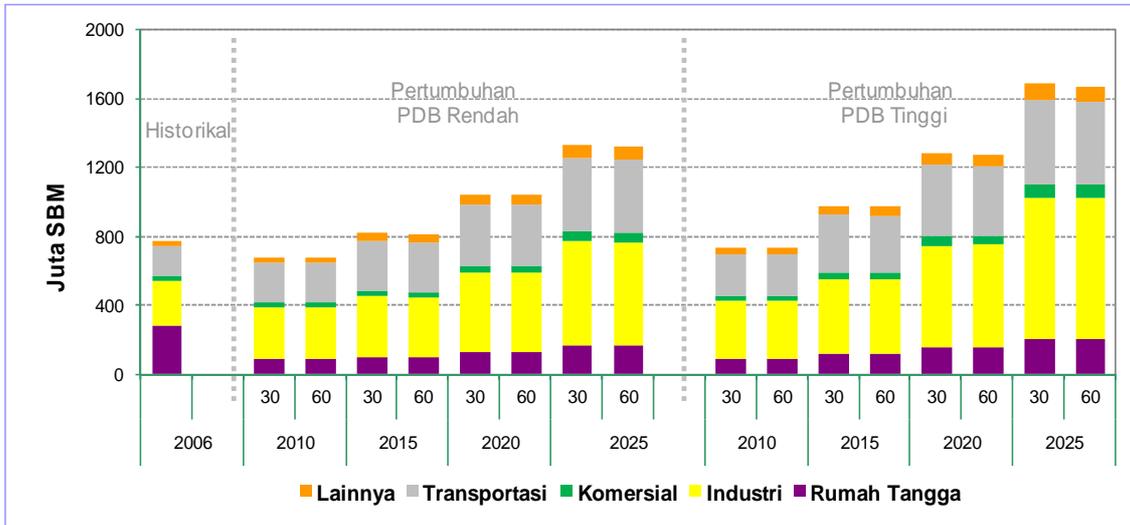
Gambar 3.3 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa per sektor (kasus dasar)



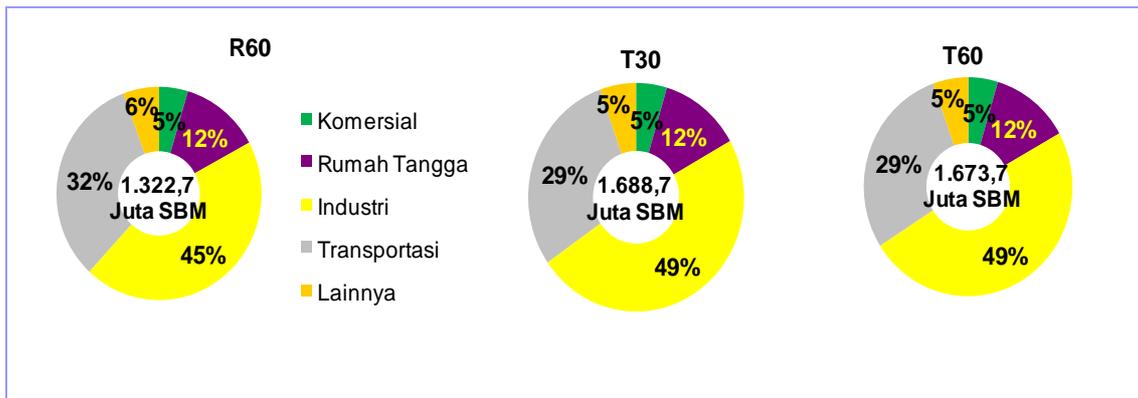
Gambar 3.4 Pangsa kebutuhan energi final per sektor tanpa biomasa (kasus dasar) tahun 2006, 2010 dan 2025

Pada pertumbuhan PDB rendah, proyeksi energi final pada kasus harga minyak 60 \$/barel tidak banyak berbeda dengan kasus harga minyak 30 \$/barel (kasus dasar). Pada kasus dasar di tahun 2010 dengan total kebutuhan energi final tanpa biomasa adalah sebesar 681 juta SBM. Pangsa sektor industri menjadi 44%, dan sektor transportasi menjadi 34%. Di tahun 2025 untuk kasus dasar (R30) meningkat menjadi 1.334,3 juta SBM. Sedangkan pada kasus harga minyak 60 \$/barel kebutuhan energi final adalah sebesar 1.322,7 juta SBM dengan pangsa yang sama dengan kasus dasar. Pada pertumbuhan PDB tinggi, kebutuhan energi final pada tahun 2025 rata-rata meningkat sebesar 30% terhadap kebutuhan energi final pada pertumbuhan PDB rendah pada tahun yang sama. Pada kasus harga minyak 30 \$/barel total kebutuhan energi final menjadi 1.723,3 juta SBM dan pada kasus harga minyak 60 \$/barel total

kebutuhan energi final menjadi 1.724,6 juta SBM. Total kebutuhan energi final pada harga 60 \$/barel lebih rendah dari kasus harga minyak 30 \$/barel disebabkan oleh penurunan pemakaian BBM pada masing-masing sektor. Pangsa dari masing-masing kasus ditunjukkan pada Gambar 3.6.



Gambar 3.5 Perbandingan realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa per sektor untuk setiap kasus



Gambar 3.6 Perbandingan pangsa kebutuhan energi per sektor pada tahun 2025

A. Sektor Industri

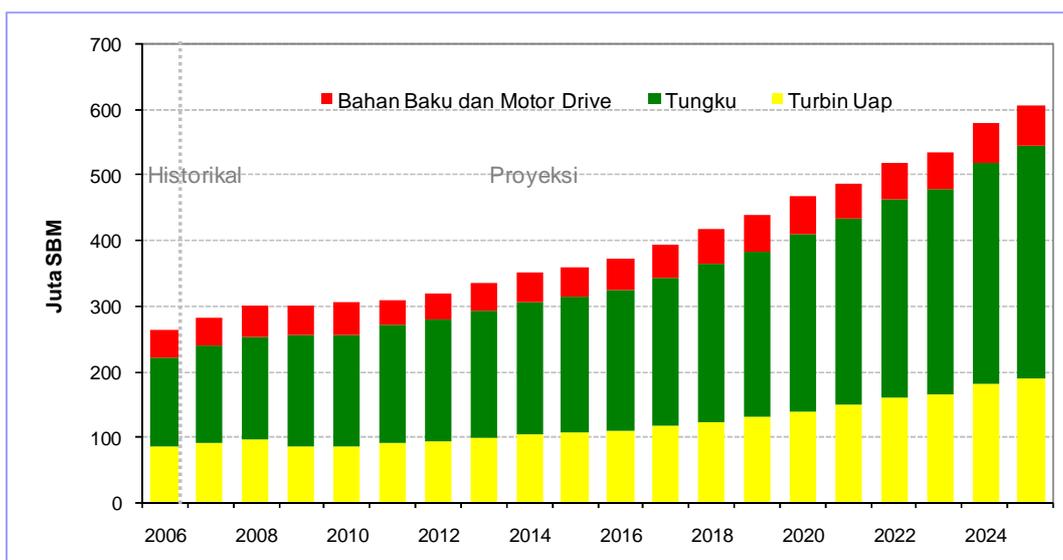
Sektor industri merupakan konsumen energi terbesar. Pangsa pemakaian energi final sektor industri terhadap total pemakaian energi nasional tanpa biomasa adalah 45% pada tahun 2006, dan pada tahun 2025 pangasanya tetap mengikuti pertumbuhan total energi final tanpa biomasa. Di sektor industri selain dibutuhkan bahan bakar untuk menghasilkan tenaga listrik dan panas, juga diperlukan bahan baku (non-energi) misalnya pada industri pupuk. Tenaga listrik yang diperlukan oleh suatu industri dapat diperoleh dari PLN atau dibangkitkan sendiri dengan menggunakan *captive power*. Pembangkitan listrik dapat dilakukan secara langsung dengan menggunakan bahan bakar diesel maupun secara tidak langsung melalui pembangkitan uap yang merupakan daya gerak turbin uap (*indirect heat*) yang menggerakkan

generator listrik. Pembangkitan uap dapat menggunakan bahan bakar fosil atau menggunakan energi terbarukan, dimana bahan bakar fosil yang dimanfaatkan adalah batubara, BBM, dan gas, sedangkan energi terbarukan yang telah banyak dimanfaatkan adalah hidro dan panas bumi.

Listrik hanya dimanfaatkan pada beberapa industri tertentu. Berlainan dengan tenaga listrik yang dihasilkan dari *captive power*, panas untuk proses di industri diperoleh dari pemanfaatan tungku atau berupa panas langsung (*direct heat*). Bahan bakar tungku bisa berupa batubara, BBM, gas, atau biomasa. Dalam hal ini, biomasa hanya dimanfaatkan oleh industri yang berlokasi dekat dengan sumber biomasa atau industri yang menggunakan bahan baku biomasa.

Alat pengguna listrik yang utama di sektor industri adalah motor listrik. Motor listrik terutama digunakan untuk menggerakkan pompa, kompresor dan kipas. Motor standar beroperasi dengan efisiensi sebesar 70% untuk peralatan kecil dan sebesar 92% untuk motor besar sekitar 100 kW atau lebih. Motor beroperasi dengan efisiensi sekitar 83% sampai dengan 95%. Perbaikan efisiensi ini dapat dilakukan dengan meningkatkan efisiensi motor, sistem koneksi poros (*shaft*) dan tali penggerak.

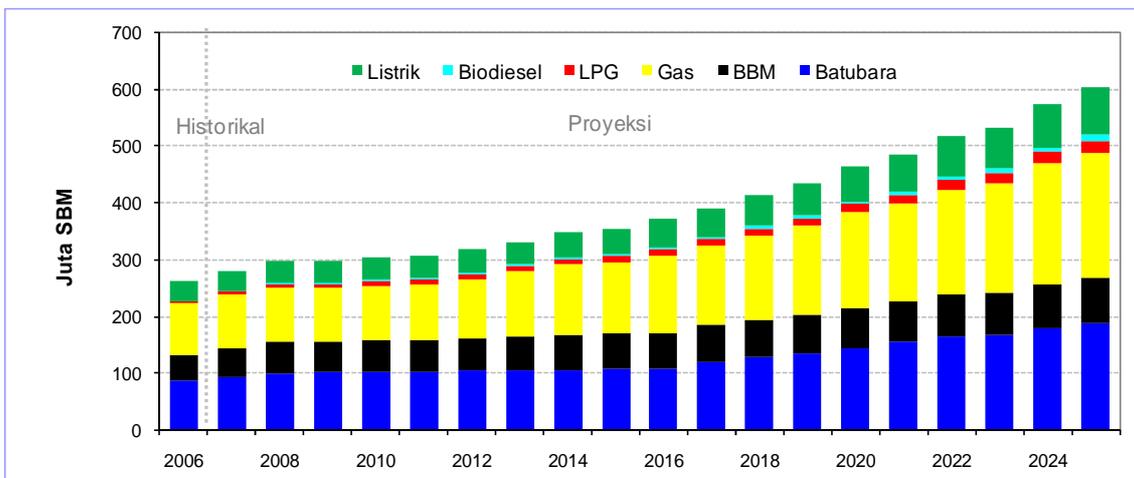
Pemanfaatan energi untuk keperluan panas dan listrik di industri dapat ditingkatkan efisiensinya hingga 80% melalui penerapan teknologi kogenerasi. Ada dua pendekatan untuk mengimplementasikan kogenerasi yaitu dengan *topping cycle* dan *bottoming cycle*. Pada kogenerasi *topping cycle*, energi primer (panas dengan temperatur tinggi) digunakan untuk menghasilkan listrik dan panas dengan temperatur rendah yang dilepaskan dari generator akan digunakan untuk proses atau pemanas ruangan (misalnya pada industri pulp dan kertas). Pada kogenerasi *bottoming cycle* energi primer (panas dengan temperatur tinggi) digunakan untuk menghasilkan panas dan panas sisa digunakan untuk menghasilkan listrik.



Gambar 3.7 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi termasuk biomasa di sektor industri menurut pemanfaatan teknologi (kasus dasar)

Jika ditinjau dari pemanfaatan teknologi, pemakaian energi pada sektor industri adalah untuk teknologi pembangkit uap (*boiler*), tungku (*furnace*), dan bahan baku (*feedstock*). Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 3.7. Teknologi tungku merupakan teknologi pengguna energi final terbesar pada sektor ini yaitu sebesar 51%, kemudian diikuti dengan teknologi pembangkit uap (*boiler*) lalu yang terakhir bahan bakar yang digunakan sebagai bahan baku. Pemakaian teknologi tungku yang besar disebabkan oleh lebih banyaknya jenis industri yang memanfaatkan tungku seperti industri semen. Sedangkan industri logam, industri kimia, industri pupuk, industri kertas, dan industri lainnya memanfaatkan kedua teknologi tersebut selain memanfaatkan bahan bakar sebagai bahan baku dan motor penggerak (*motor drive*).

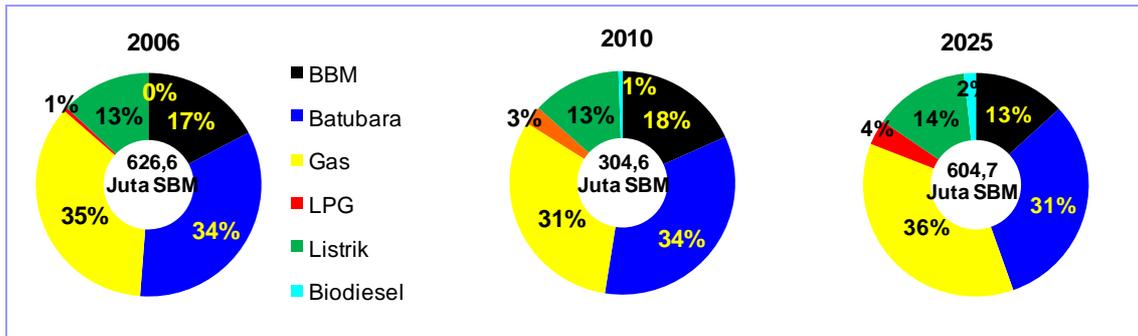
Pada tahun 2006 kebutuhan energi final sektor industri mencapai 262,6 juta SBM kemudian meningkat menjadi 604,7 juta SBM pada tahun 2025 atau meningkat dengan laju pertumbuhan 4,5% per tahun. Jenis energi yang digunakan terkait dengan jenis industri. Dalam pengkajian energi final komersil (tanpa biomassa) pada sektor industri, jenis energi final yang dipertimbangkan adalah BBM, gas bumi, LPG, batubara, listrik, dan *biofuel*. Pertimbangan pemakaian *biofuel* pada sektor ini adalah untuk mensubstitusi pemakaian minyak diesel yang didukung dengan adanya mandatori pemakaian *biofuel* pada program pemerintah. (Lihat Gambar 3.8).



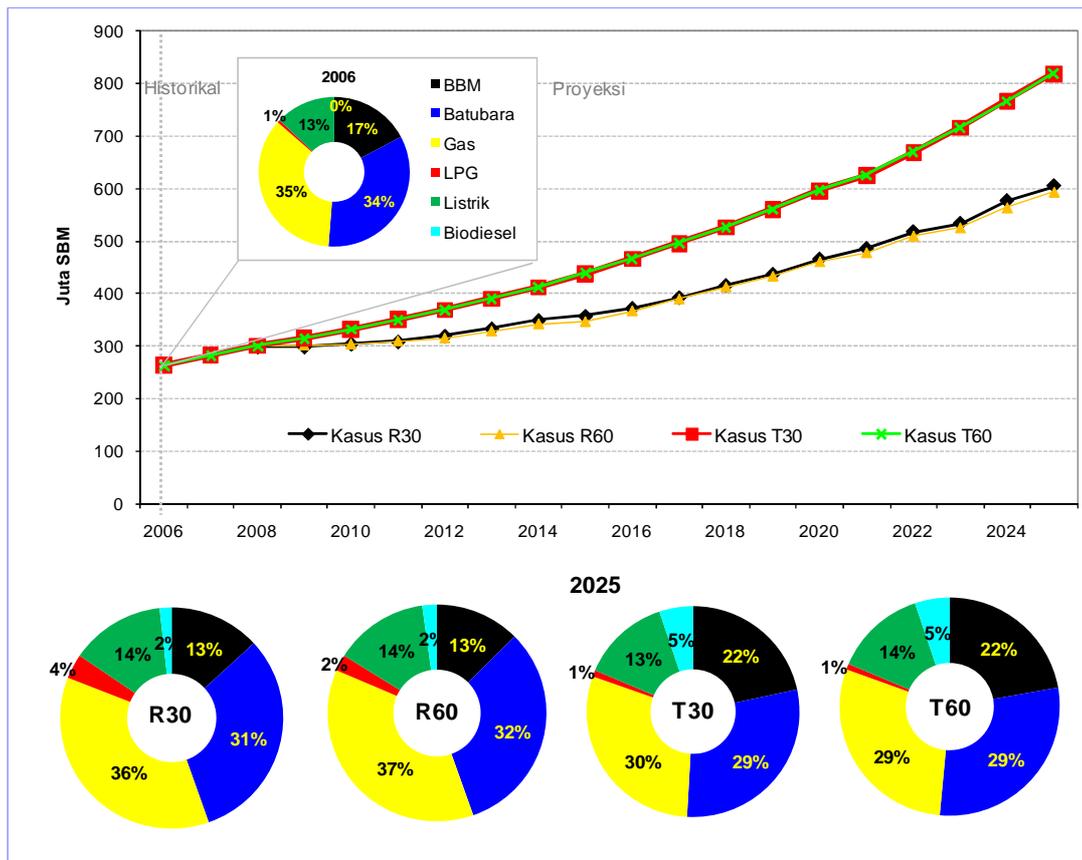
Gambar 3.8 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi tanpa biomassa di sektor industri (kasus dasar)

Pada tahun 2006, pangsa kebutuhan bahan bakar terbesar di sektor industri adalah gas bumi kemudian diikuti oleh pemanfaatan batubara. Pangsa gas bumi 35,3% dan batubara 33,9%, yang lainnya diisi oleh listrik, BBM dan LPG. Hal ini terjadi karena gas bumi dan batubara banyak dimanfaatkan untuk teknologi *boiler* dan *furnace*. Selain itu gas bumi juga dimanfaatkan sebagai bahan baku yaitu pada industri pupuk. Pada tahun 2010 pemakaian gas bumi meningkat menjadi 96 juta SBM (1.501,8 MMCFD) sedangkan pemakaian batubara adalah sebesar 104,3 juta SBM (26 juta ton). Sesuai mandatori pemakaian *biofuel* yang mulai dipertimbangkan pada tahun 2008, pada tahun 2010 pemakaian *biofuel* pada sektor ini adalah sebesar 1,8 juta SBM. Pada

tahun 2025 pangsa gas bumi meningkat menjadi 36,3% terhadap total kebutuhan energi final sektor industri atau sebesar 219,5 juta SBM (3.435,4 MMCFD). Akan tetapi pemakaian batubara menurun menjadi 31,5% karena pemakaian LPG dan listrik meningkat lebih tinggi daripada batubara. Sedangkan pemakaian *biofuel* meningkat menjadi 10,5 juta SBM atau dengan pangsa sebesar 2%. Karena cadangannya yang terus berkurang pangsa pemakaian BBM terus menurun, pada awal studi pangasanya sebesar 17,3% kemudian pada tahun 2025 menjadi 13,2%.



Gambar 3.9 Pangsa kebutuhan energi final di sektor industri (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025



Gambar 3.10 Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa dan pangasanya di sektor industri

Pasokan gas bumi dalam negeri yang terbatas serta minimnya produsen gas bumi sebagai negara pengimpor menyebabkan pangsa pemakaian gas bumi

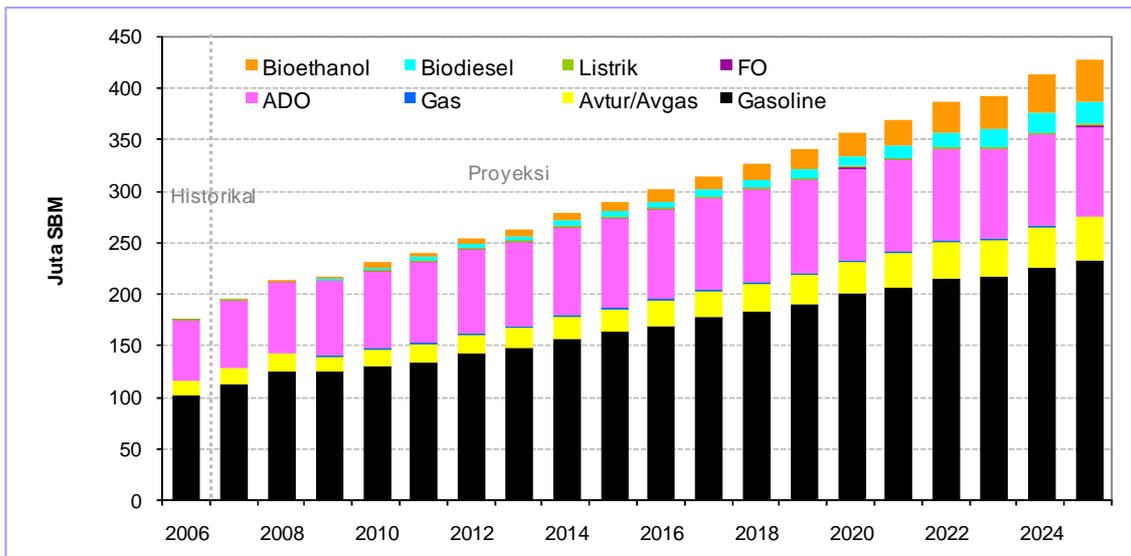
pada sektor ini menurun. Gas bumi meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata yang cukup rendah yaitu 4,6% per tahun. Pertumbuhan batubara adalah sebesar 4,1%, hal ini didorong oleh besarnya kontrak ekspor batubara sebesar 150 juta ton menyebabkan menurunnya pasokan domestik. Maka pada tahun 2025 pangsa batubara terhadap total kebutuhan energi final pada sektor industri tidak berubah. Akibatnya, konsumsi energi final tanpa biomasa di sektor industri yang didominasi oleh gas bumi dan batubara pada tahun 2006, pada akhir studi yaitu tahun 2025 selain didominasi batubara dan gas bumi, peranan listrik dan BBM juga cukup besar. Perbandingan pemakaian jenis bahan bakar pada kasus dasar dengan kasus lainnya serta pangsa tahun 2006 dan tahun 2025 di sektor industri dapat dilihat pada Gambar 3.10.

Seperti telah disebutkan diatas, perbedaan harga minyak tidak banyak mempengaruhi pemanfaatan energi final, tapi perubahan laju pertumbuhan PDB tinggi menyebabkan kebutuhan final sektor industri meningkat sebesar 35,5% terhadap kebutuhan final sektor industri pada pertumbuhan PDB rendah. Perubahan pertumbuhan PDB juga mempengaruhi pangsa pemakaian jenis bahan bakar pada sektor ini. Di tahun 2025 pada pertumbuhan PDB tinggi menyebabkan pemakaian BBM pada sektor ini meningkat dari 17,3% menjadi 22% dan menurunkan pangsa pemakaian gas bumi dari 35,3% menjadi 29%. Hal ini disebabkan pemakaian gas bumi pada sektor industri sudah terbatas, sehingga kebutuhannya pada PDB tinggi digantikan dengan teknologi yang lebih efisien yang berbahan bakar BBM.

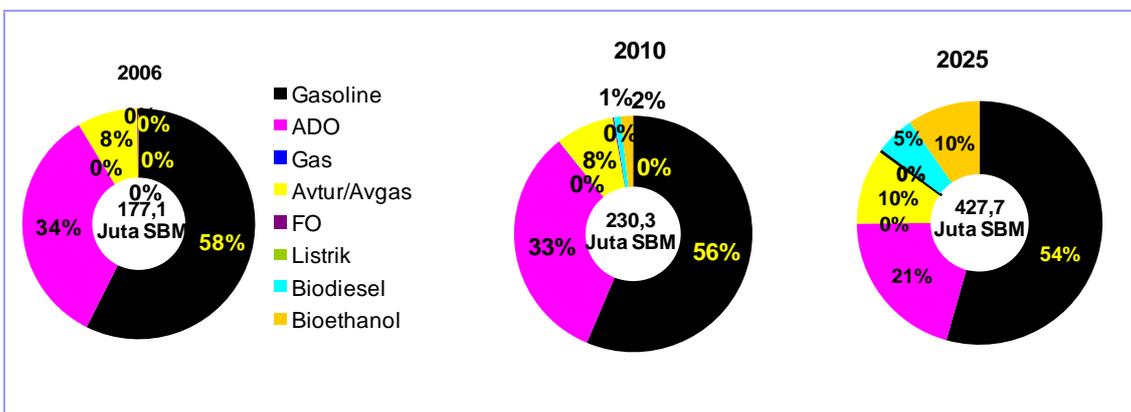
B. Sektor Transportasi

Sektor transportasi merupakan sektor yang mendukung aktivitas semua sektor pengguna energi. Untuk itu, perkembangan kebutuhan energi sektor transportasi bukan hanya dipengaruhi oleh penambahan penduduk dan tingkat kesejahteraan masyarakat, tetapi juga dipengaruhi oleh perkembangan sektor pertanian, konstruksi, komersial, dan sektor industri. Kebutuhan energi sektor transportasi pada umumnya berupa BBM (bensin, minyak solar, minyak bakar, avtur/avgas) yaitu sebesar 99,8% pada tahun 2006, sedangkan sisanya dipenuhi oleh gas dan listrik seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.11. Dengan adanya mandatori *biofuel* yang dicanangkan pemerintah, maka biodiesel (sebagai substitusi minyak diesel) dan bioetanol (sebagai substitusi bensin) juga dipertimbangkan sebagai bahan bakar pada sektor transportasi. Pada kasus dasar total kebutuhan energi sektor transportasi meningkat rata-rata 3,9% per tahun dari 177,1 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 427,7 juta SBM pada tahun 2025.

Pada kasus dasar, di tahun 2006 bensin masih mendominasi kebutuhan energi final di sektor transportasi, yaitu dengan pangsa sebesar 58% terhadap total pemakaian energi final sektor transportasi. Bahan bakar energi terbarukan yang digunakan pada sektor transportasi adalah bioetanol dan biodiesel yang mempunyai tingkat emisi yang lebih rendah dari bahan bakar fosil.



Gambar 3.11 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi di sektor transportasi (kasus dasar)



Gambar 3.12 Pangsa kebutuhan energi final di sektor transportasi (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025

Dalam penerapannya, pencampuran bioetanol dengan bensin dan biodiesel dengan minyak solar sebaiknya kurang dari 20% karena pertimbangan teknis terkait pengaruh karakteristik fisika-kimia campuran bahan bakar terhadap kondisi mesin motor bakar. Pada pencampuran bioetanol, terjadi kelebihan oksigen dalam bahan bakar nabati tersebut sehingga pembakaran dengan udara dengan rasio C/O yang lebih rendah daripada penggunaan bensin menyebabkan kinerja mesin menurun. Untuk mempertahankan kinerjanya, mesin perlu dimodifikasi. Di Brazil, penggunaan etanol bisa mencapai 99,8% (etanol berkualitas *fuel grade*) karena telah dilakukan modifikasi terhadap mesin kendaraan. Sementara itu, pencampuran biodiesel menjadikan campuran bahan bakar tersebut bersifat lebih asam sehingga menyebabkan seal dan karet pada mesin menjadi mengembang sehingga terjadi kebocoran-kebocoran yang tidak diharapkan. Akibatnya, kinerja mesin menjadi berkurang. Dengan demikian, pada pencampuran dengan bioetanol dan biodiesel, disarankan tidak lebih dari 20% untuk menghindari berkurangnya kinerja mesin.

Pada tahun 2010 pangsa pemakaian bensin sedikit menurun yaitu sebesar 56% dengan minyak diesel sebesar 33% sejalan dengan penerapan teknologi transportasi yang lebih efisien dalam pemakaian bahan bakar. Kebutuhan avtur terus meningkat seiring dengan perkembangan gaya hidup masyarakat yang menuntut mobilitas yang tinggi. Kemudian pada tahun 2025 pemakaian bensin sedikit mengalami kenaikan yaitu dengan pangsa 54%, sedangkan minyak diesel menjadi 21%. Bensin mengalami laju pertumbuhan sebesar 4% sedangkan laju pertumbuhan minyak diesel hanya 1,5%. Hal ini diperkirakan berdasarkan proyeksi mobilitas penumpang (*passenger*) yang memanfaatkan mobil bensin lebih tinggi daripada mobilitas barang (*freight*) yang lebih memanfaatkan kendaraan berbahan bakar minyak diesel.

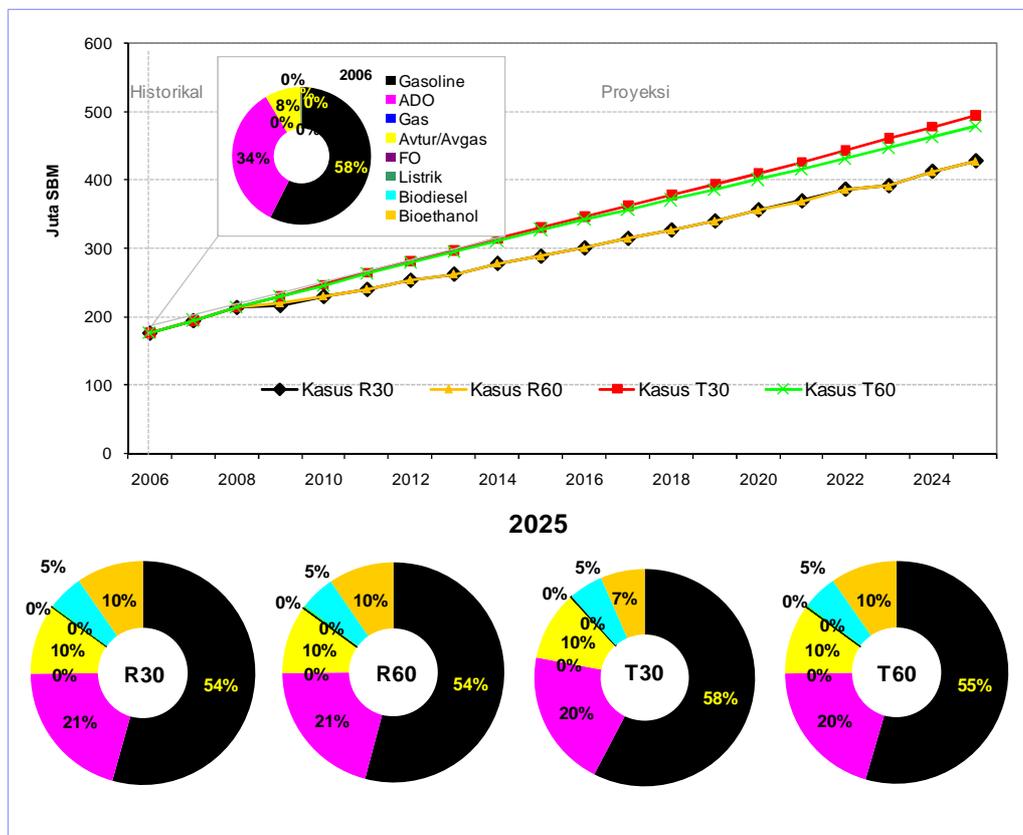
Jenis teknologi penggerak (*prime mover*) pada sektor transportasi sebagaimana diterapkan hingga saat ini menyebabkan bahan bakarnya didominasi oleh BBM. Meskipun demikian, untuk jenis mobil diperkirakan intensitas energi dapat berkurang sebesar 15% hingga 30%. Reduksi ini dapat dilakukan melalui kombinasi dari beberapa perubahan dan peningkatan desain komponen, perbaikan material, peningkatan pemanfaatan sistem kontrol elektronik, serta penyempurnaan desain mesin. Penggunaan mobil dengan teknologi hibrid dan transportasi masal yang lebih rendah intensitas energinya di masa mendatang perlu diberikan insentif sehingga penggunaannya bisa meluas.

Pada alat angkutan jenis pesawat terbang, penurunan intensitas bahan bakar pada pesawat diterapkan dengan penggunaan mesin jet generasi baru yang lebih hemat energi. Pada mesin-mesin kapal laut efisiensi energi diperkirakan akan meningkat dan dapat menghemat bahan bakar sebesar 5% hingga 10%. Selain itu, peningkatan desain *hull* dan *propeller* dapat menambah penghematan energi sebesar 10% hingga 30%.

Pemakaian gas sebagai bahan bakar alat transportasi darat terkendala oleh ketersediaan jaringan pipa gas yang memasok stasiun pengisian bahan bakar gas (SPBG). Dengan demikian pemakaian gas menjadi terbatas di kota-kota besar yang tersedia jaringan pipa gas. Sementara itu, pemakaian listrik baru berlangsung untuk angkutan kereta api dalam kota di Jawa. Pemanfaatan gas bumi pada sektor transportasi juga dipertimbangkan pada sektor ini selain dimanfaatkan pada sektor industri, rumah tangga, dan pembangkit listrik.

Pada skenario pertumbuhan PDB rendah, kasus perbedaan harga minyak tidak memberikan banyak perbedaan terhadap total kebutuhan energi final sektor transportasi. Pada pertumbuhan PDB yang sama dengan harga minyak 60 \$/barel, total kebutuhan pada sektor transportasi adalah sebesar 427,5 juta SBM. Pangsa pemakaian bahan bakar pada harga minyak 30 \$/barel dan 60 \$/barel adalah sama. Lain halnya pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, perbedaan harga minyak menunjukkan perubahan proyeksi total kebutuhan energi final. Pada kasus harga minyak 30 \$/barel energi final pada tahun 2025 menjadi 495,6 juta SBM, sedangkan pada tahun yang sama kasus harga minyak 60 \$/barel menyebabkan total energi final menjadi 479,2 juta SBM. Hal ini menunjukkan pada harga minyak lebih rendah akan lebih banyak BBM yang

dikonsumsi pada sektor transportasi. Gambar 3.10 menunjukkan perbandingan pemakaian jenis bahan bakar pada kasus dasar dengan kasus lainnya serta pangsa tahun 2006 dan tahun 2025 di sektor transportasi.



Gambar 3.13 Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa dan pangsa di sektor transportasi

C. Sektor Rumah Tangga

Jika mempertimbangkan biomasa dalam pemakaian energi nasional, maka konsumen energi paling besar adalah sektor rumah tangga karena pada awalnya sektor ini banyak mengkonsumsi biomasa untuk memasak. Jika ditinjau dari kegiatan dalam pemakaian energinya, maka aktivitas sektor rumah tangga ini meliputi memasak, penerangan dan penggunaan peralatan listrik. Sedangkan bahan bakar yang digunakan dalam memenuhi kegiatan dalam sektor ini adalah minyak tanah, listrik, LPG, gas, briket, dan biomasa.

Kompur listrik termasuk *rice cooker* mempunyai efisien tertinggi mencapai 65%, sehingga pemanfaatan jenis kompor ini memerlukan konsumsi listrik yang relatif rendah, namun biaya pengadaan dan penggunaan kompor listrik jauh lebih mahal dibandingkan dengan kompor jenis lainnya. Tabel 3.1 menampilkan data usia pakai dan efisiensi peralatan memasak yang digunakan.

Tabel 3.3 Data peralatan memasak di sektor rumah tangga

| Bahan Bakar | Usia Pakai (<i>life time</i>) | Efisiensi |
|--------------|------------------------------------|-----------|
| | Tahun | % |
| Listrik | 10 | 65 |
| Gas | 15 | 40 |
| Minyak Tanah | 5 | 30 |
| Briket | 15 | 32 |
| LPG | 15 | 40 |

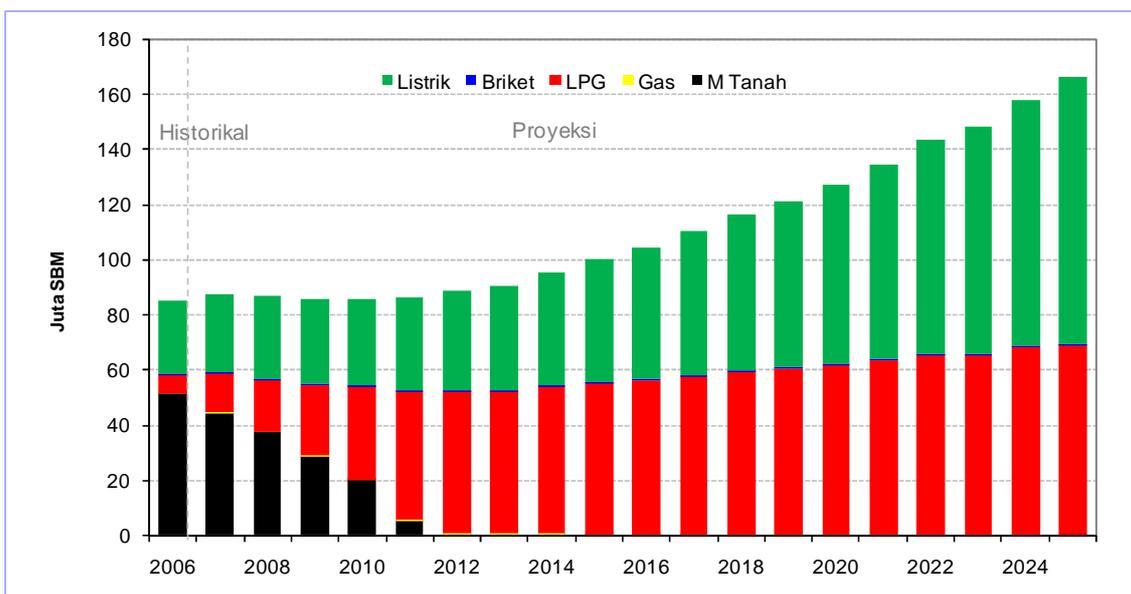
Selain itu, keberadaan program percepatan LPG dan diversifikasi energi pada sektor ini menekan pemakaian minyak tanah. Sejak tahun 2007 diberlakukan percepatan substitusi minyak tanah ke LPG terutama di wilayah Jawa-Bali. Mengingat tingkat kepadatan penduduk dan banyaknya rumah tangga yang tinggi di wilayah Jawa-Bali, percepatan LPG menjadi sangat berpengaruh terhadap total pemakaian LPG nasional. Pada sektor rumah tangga, pangsa LPG yang pada tahun 2006 hanya sebesar 7,9% terhadap total pemakaian energi final komersil (tanpa biomasa). Dengan adanya program percepatan LPG diharapkan pada tahun 2010 pangasanya meningkat menjadi 39,4% atau sebesar 4,3 juta ton. Kemudian pada tahun 2025 pangasanya terus meningkat menjadi 41,8%. Hal ini juga mendukung pengurangan pemakaian minyak tanah. Pada tahun 2006 pemakaian minyak tanah pangasanya adalah sebesar 60,6%. Sesuai program percepatan LPG untuk menggantikan minyak tanah, maka hingga tahun 2012 pemakaian minyak tanah sebagai bahan bakar untuk memasak di seluruh wilayah Indonesia digantikan dengan LPG. Maka LPG tumbuh pesat dengan laju pertumbuhan sebesar 13%. Hanya sebagian kecil wilayah Indonesia masih memanfaatkan minyak tanah sebagai penerangan kemudian diharapkan pemakaiannya dapat ditekan sampai 0,06% pada tahun 2025.

Penggunaan bahan bakar untuk kompor di perkotaan yang diperuntukkan kegiatan memasak bervariasi, yaitu berupa minyak tanah, LPG, gas kota, listrik, briket, dan biomasa. Sedangkan penggunaan bahan bakar untuk teknologi peralatan lain dan lampu penerangan di sektor rumah tangga hanya listrik. Lampu penerangan yang sebagian besar digunakan di sektor rumah tangga saat ini adalah lampu pijar yang mempunyai lumen sekitar 13 lumen per Watt. Lampu pijar ini dapat digantikan dengan lampu neon atau disebut *standard fluorescent lamp* dan *compact fluorescent lamp* (CFL) dengan nilai lumen sekitar 50 lumen per Watt sehingga dapat diperkirakan efisiensi dari pemakaian lampu dapat meningkat hingga 25% pada tahun 2025.

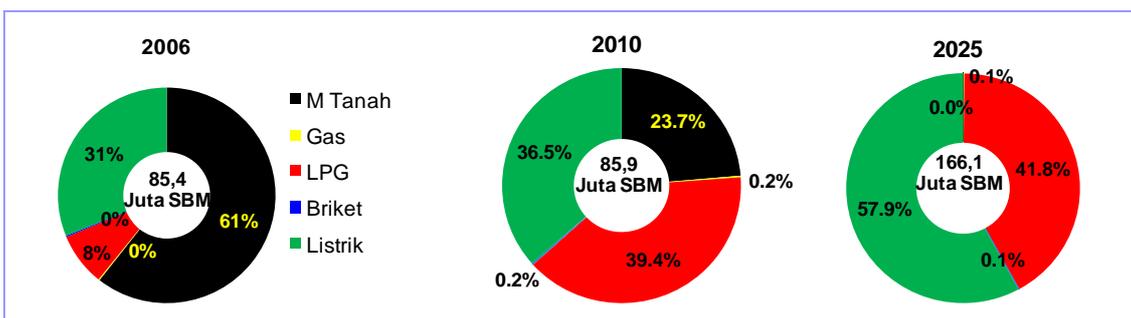
Selain kompor dan lampu di sektor rumah tangga juga terdapat peralatan listrik lain, seperti lemari es, pendingin ruangan (*air conditioning/AC*), dan mesin cuci. Pada umumnya lemari es yang banyak dimanfaatkan di Indonesia saat ini adalah lemari es berpintu satu dengan *freezer* yang relative kecil dengan volume sekitar 150 - 200 liter dengan konsumsi listrik sekitar 500 kWh per tahun, sedangkan di kota-kota besar telah banyak digunakan lemari es

dengan jenis dan volume yang lebih besar, yaitu 250 - 360 liter dengan konsumsi listrik sekitar 650 kWh per tahun.

Pada kasus dasar di tahun 2006 pemakaian energi final sektor rumah tangga mencapai 85,4 juta SBM dan meningkat menjadi 166,1 juta SBM pada tahun 2025, atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 3,6% per tahun selama periode tersebut seperti ditunjukkan pada Gambar 3.15. Pada tahun 2006 pangsa pemakaian minyak tanah sebesar 60,6%. Kemudian dengan adanya program percepatan LPG, pemakaian minyak tanah tidak digunakan lagi dan disubstitusi dengan bahan bakar lainnya seperti LPG, briket, dan gas bumi. Maka pada tahun 2025, kebutuhan energi final komersial (tanpa biomasa) sebagian besar dipenuhi oleh listrik, kemudian LPG. Sebagian kecil diisi oleh briket dan gas bumi.



Gambar 3.14 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor rumah tangga (kasus dasar)

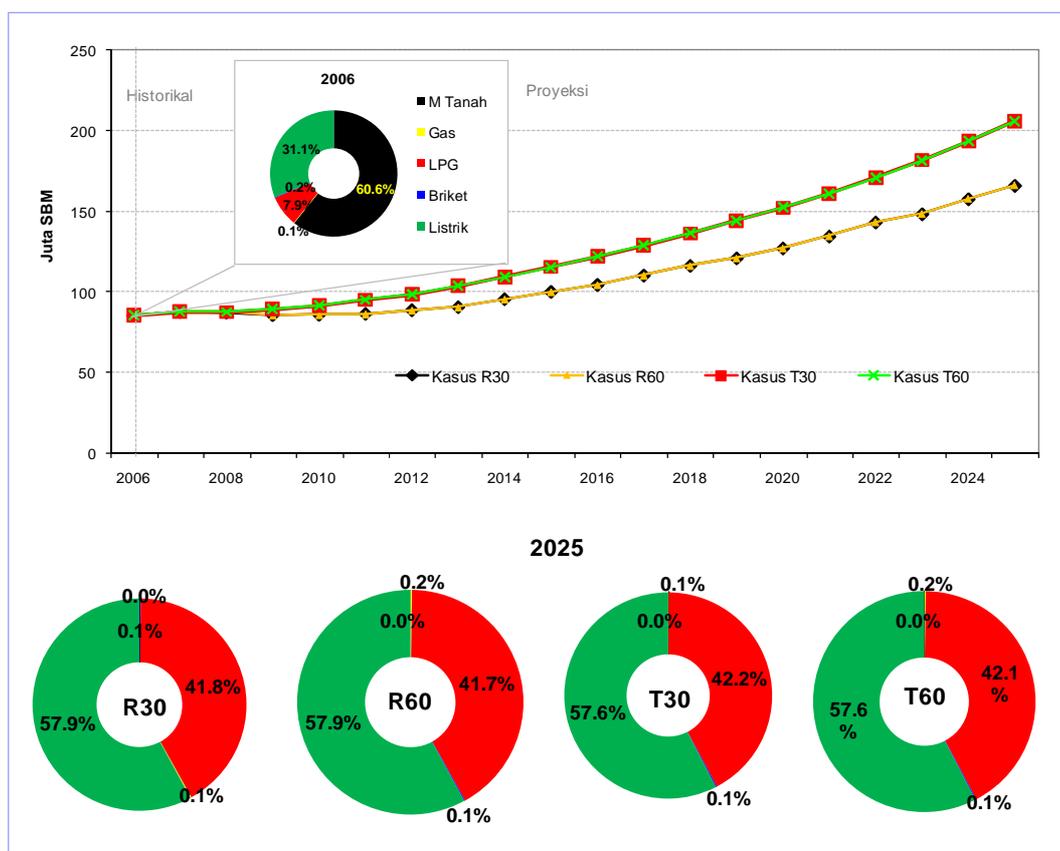


Gambar 3.15 Pangsa kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor rumah tangga (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025

Besarnya pemanfaatan listrik pada sektor rumah tangga disebabkan karena aplikasi peralatan rumah tangga menggunakan listrik, maka pada sektor ini pemakaian listrik berkembang cukup pesat yaitu dengan laju pertumbuhan sebesar 7% per tahun. Pada tahun 2025 pangsa pemakaian listrik dapat meningkat sebesar 57,9%. Pemakaian briket di sektor rumah tangga belum

berkembang, pada tahun 2006 pangsaanya hanya sekitar 0,2% terhadap total pemakaian energi final tanpa biomasa. Kemudian pada tahun 2025 pangsa pemanfaatan briket di sektor rumah tangga berkurang menjadi 0,1% atau sebesar 58 ribu ton.

Untuk kasus lainnya pemakaian energi final sektor rumah tangga tidak banyak berubah terutama pada skenario pertumbuhan PDB yang sama. Pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, pemakaian energi final sektor rumah tangga meningkat dengan laju pertumbuhan 4,7% sehingga pada tahun 2025 menjadi 205,9 juta SBM. Sedangkan pangsa pemakaian bahan bakar tidak banyak berubah. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 3.15.



Gambar 3.16 Perbandingan total kebutuhan energi final tanpa biomasa dan pangsaanya di sektor rumah tangga

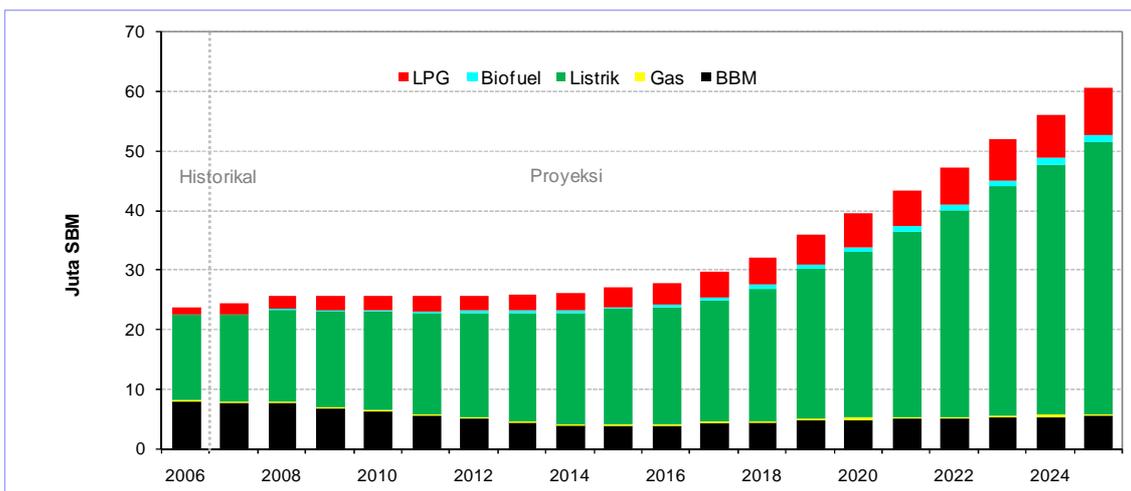
D. Sektor Komersial

Pada sektor komersial peralatan yang dimanfaatkan meliputi kompor, lampu, lemari es dan AC. Kompor dan lemari es diperuntukkan rumah makan dan rumah sakit. Jenis kompor dan lemari es yang dipertimbangkan dalam model adalah sama dengan jenis yang diterapkan di sektor rumah tangga. Namun demikian, bahan bakar dan teknologi kompor yang dipilih tergantung pada lokasi dan wilayah rumah makan dan rumah sakit. Seperti halnya kompor dan lemari es, untuk peralatan lainnya data yang dimanfaatkan juga sama dengan data yang dipakai di sektor rumah tangga. Dalam hal ini, sebagian besar sumber energi yang dimanfaatkan adalah listrik, mengingat yang termasuk

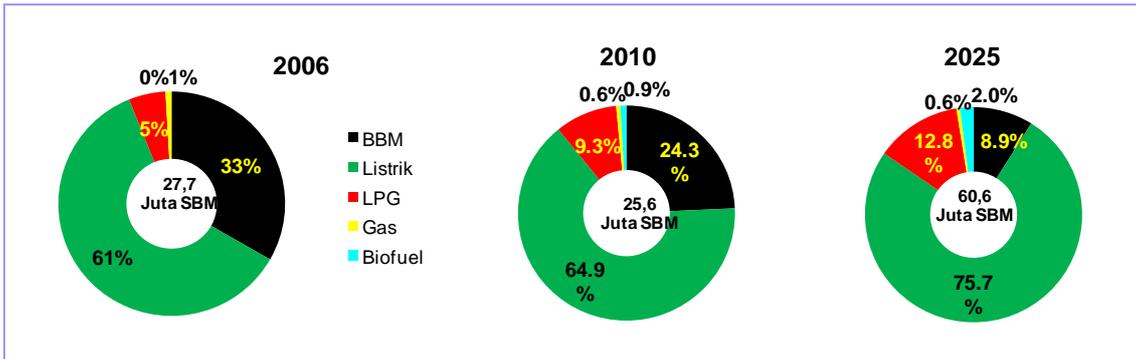
dalam sektor ini jenisnya beragam, seperti perkantoran, bank, dan perdagangan, sehingga selain gedung, penerangan menjadi faktor yang utama di sektor komersial. Untuk penerangan di sektor ini jenis lampu yang digunakan adalah lampu neon (CFL). Upaya penghematan energi dalam hal penerangan di sektor ini dapat dilakukan dengan mengoptimalkan tata letak ruangan dalam memanfaatkan akses kepada cahaya matahari sehingga pemakaian lampu dapat diminimalkan.

Peralatan kantor yang paling banyak digunakan di sektor komersial adalah komputer. Kini komputer laptop mempunyai saklar otomatis yang dirakit dalam mikroprosesor. Komputer dikondisikan pada *operation mode* daya rendah jika sedang tidak digunakan dan dapat dinyalakan lagi dengan kemampuan penuh jika dibutuhkan. Komputer pribadi (*personal computer/PC*) dapat menghemat sampai 75% jika dioperasikan pada daya rendah sebesar kurang dari 30 Watt.

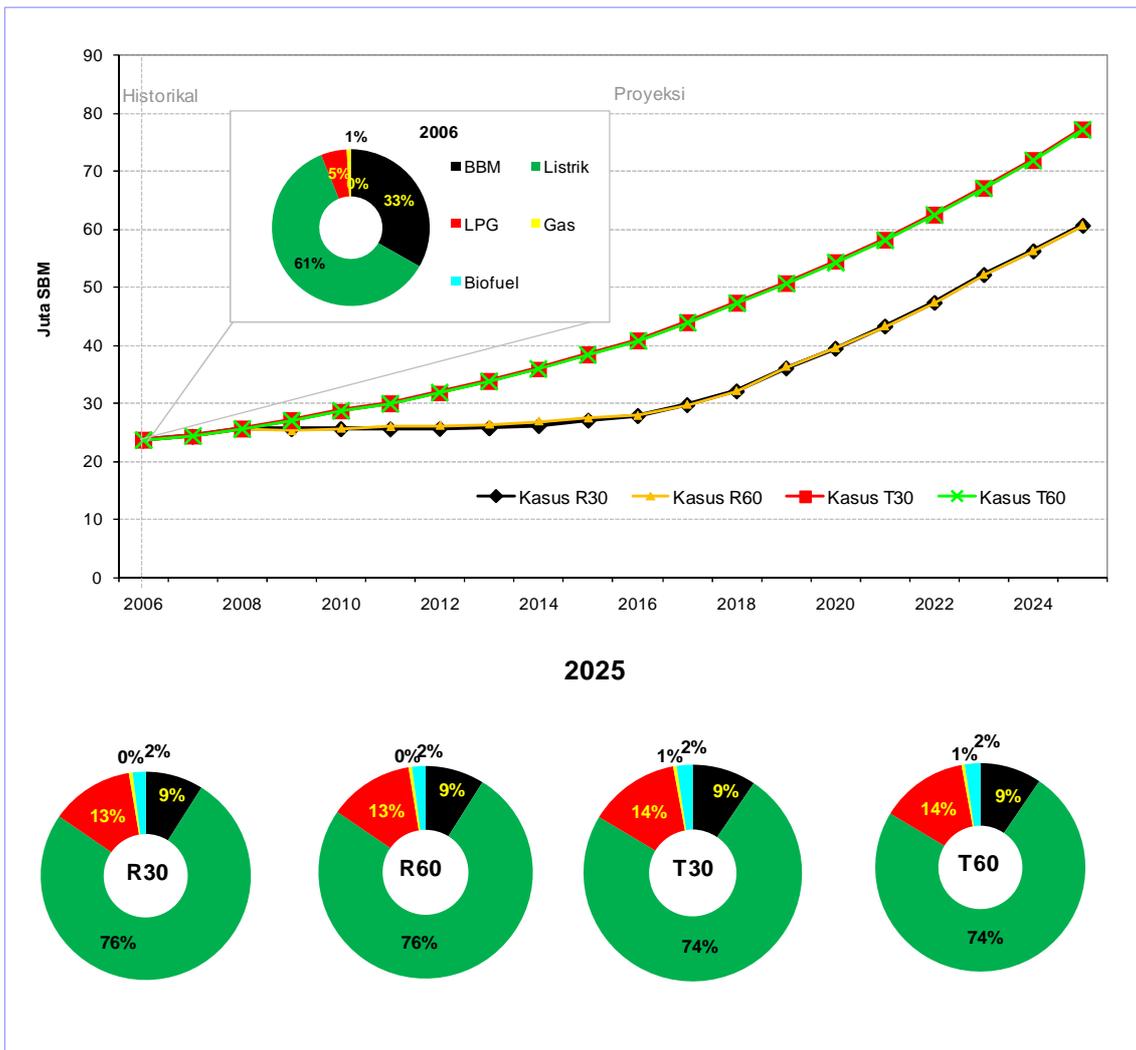
Pada sektor komersial, listrik merupakan jenis energi final yang sangat dominan, karena sektor ini terdiri dari hotel, bank, rumah sakit, restoran, dan perkantoran yang sangat banyak mengkonsumsi peralatan listrik terutama AC. Pada sektor komersial dapat dilakukan peningkatan efisiensi sebesar 6% sampai 10%. Selama kurun waktu 2006 - 2025 pemakaian listrik pada sektor ini diperkirakan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun. Dalam hal ini total kebutuhan energi final komersil pada tahun 2006 sekitar 23,7 juta SBM meningkat menjadi 60,6 juta SBM pada tahun 2025 untuk kasus dasar. Pangsa kebutuhan energi final sektor komersial terhadap total kebutuhan energi final secara nasional adalah sangat rendah. Untuk kasus dasar, pangsa tersebut adalah 4% pada tahun 2006 dan meningkat menjadi 5% pada tahun 2025. Gambar 3.17 menampilkan realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa di sektor komersial untuk kasus dasar tahun 2006 - 2025.



Gambar 3.17 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor komersial (kasus dasar)



Gambar 3.18 Pangsa kebutuhan energi final di sektor komersial (kasus dasar) tahun 2006, 2010 dan 2025



Gambar 3.19 Perbandingan total kebutuhan energi final dan pangsa di sektor komersial

Di sektor komersial kegiatan memasak memerlukan bahan bakar (sumberdaya energi) berupa minyak tanah, gas bumi, LPG, dan listrik. Sesuai dengan program percepatan LPG, pemakaian minyak tanah dengan pangsa 12% pada tahun 2006 akan terus menurun dan pada tahun 2025 menjadi 0,9% dan 0,8% di tahun 2025. Pemakaian minyak tanah ini disubstitusi dengan LPG yang

pangsanya terus meningkat. Pemakaian minyak diesel pada sektor komersial dimanfaatkan sebagai *back-up* pembangkit pada perkantoran, rumah sakit dan sektor komersial lainnya. Pemakaiannya terus menurun dari 21% pada tahun 2006 menjadi 8% di tahun 2025. Diproyeksikan pemakaian minyak diesel ini akan disubstitusi oleh pemenuhan kebutuhan listrik dari PLN.

Pada skenario pertumbuhan PDB rendah, kasus perbedaan harga minyak tidak memberikan banyak perbedaan terhadap total kebutuhan energi final sektor komersial, yaitu sebesar 60,6 juta SBM. Pangsa pemakaian bahan bakar pada harga minyak 30 \$/barel dan 60 \$/barel adalah sama. Lain halnya pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, perbedaan harga minyak menunjukkan perubahan proyeksi total kebutuhan energi final. Pada kasus harga minyak 30 \$/barel energi final pada tahun 2025 menjadi 77,1 juta SBM, sama dengan kasus harga minyak 60 \$/barel menyebabkan total energi final menjadi 77,12 juta SBM. Hal ini menunjukkan pada harga minyak lebih rendah akan lebih banyak BBM yang dikonsumsi pada sektor transportasi. Gambar 3.19 menunjukkan perbandingan pemakaian jenis bahan bakar pada kasus dasar dengan kasus lainnya serta pangsa tahun 2006 dan tahun 2025 di sektor komersial.

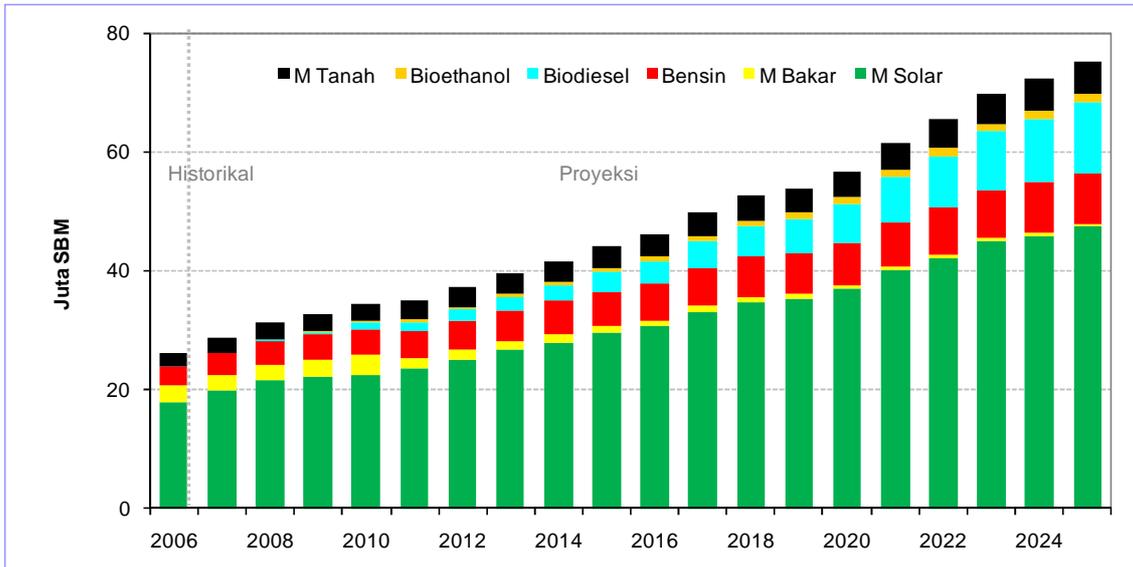
E. Sektor Lainnya (Pertanian, Konstruksi, dan Pertambangan)

Pada sektor lainnya yang meliputi pertanian, konstruksi dan pertambangan (*agriculture construction mining/ACM*), tidak mempertimbangkan peningkatan efisiensi karena hampir tidak ada teknologi peningkatan efisiensi dalam peralatan pengguna energi pada sektor tersebut. Konservasi energi masih perlu dipertimbangkan yaitu dengan melakukan *demand side management* atau pengaturan pada sisi kebutuhan sektor lainnya yang akan dibahas pada bab selanjutnya. Pada sektor ini diperkirakan akan dilakukan konservasi energi sebesar 8% sampai tahun 2025.

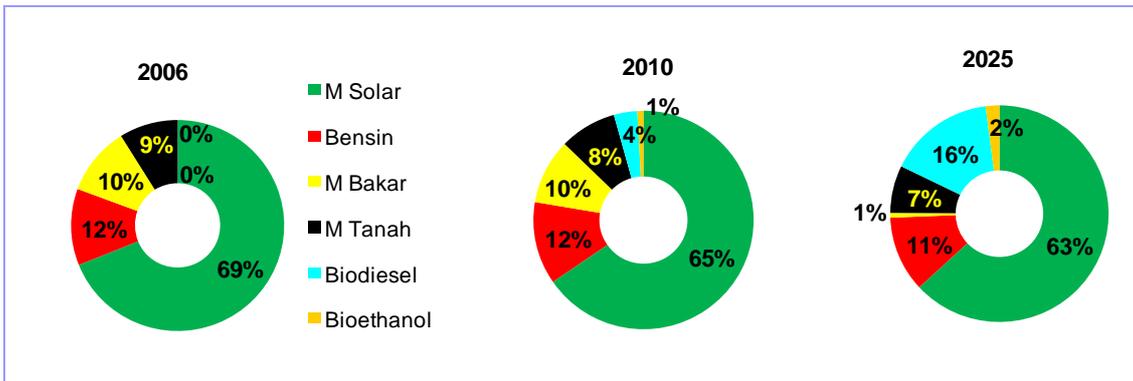
Sektor lainnya merupakan sektor pengguna energi final, sehingga tidak ada perbedaan pemilihan bahan bakar pada kedua kasus. Aktifitas di sektor lainnya relatif terbatas sehingga menyebabkan pemakaian energi final relatif rendah. Jenis energi yang dibutuhkan di sektor ini umumnya berupa BBM. Selama kurun waktu 2006 - 2025, pemakaian energi final di sektor lainnya diperkirakan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 5,7% per tahun dari 26,1 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 75,2 juta SBM pada tahun 2025. Pangsa pemakaian energi final di sektor lainnya terhadap total pemakaian energi final secara nasional pada tahun 2006 hanya sebesar 4,5% dan pada tahun 2025 menjadi 5,6% dan pada tahun 2025 menjadi 5,6%. Gambar 3.20 menampilkan realisasi dan proyeksi pemakaian energi final di sektor lainnya pada kurun tahun 2006 - 2025.

Pada sektor lainnya, penggunaan energi final didominasi oleh jenis minyak diesel, karena pada sektor pertanian, konstruksi dan pertambangan meliputi kegiatan yang melibatkan peralatan mesin-mesin berat. Kemudian diikuti oleh bensin sebagai bahan bakar pada peralatan penggerak lainnya. Begitu juga dengan minyak bakar dan minyak tanah. Minyak tanah dimanfaatkan pada

kegiatan kapal-kapal kecil (nelayan). Dengan adanya Permen 32 tahun 2008 tentang pemanfaatan *biofuel*, maka biodiesel dan bioetanol sebagai substitusi minyak diesel dan bensin juga dipertimbangkan. Pada tahun 2025 diperkirakan pemakaian *biofuel* pada sektor lainnya akan mencapai 13,4 juta SBM.

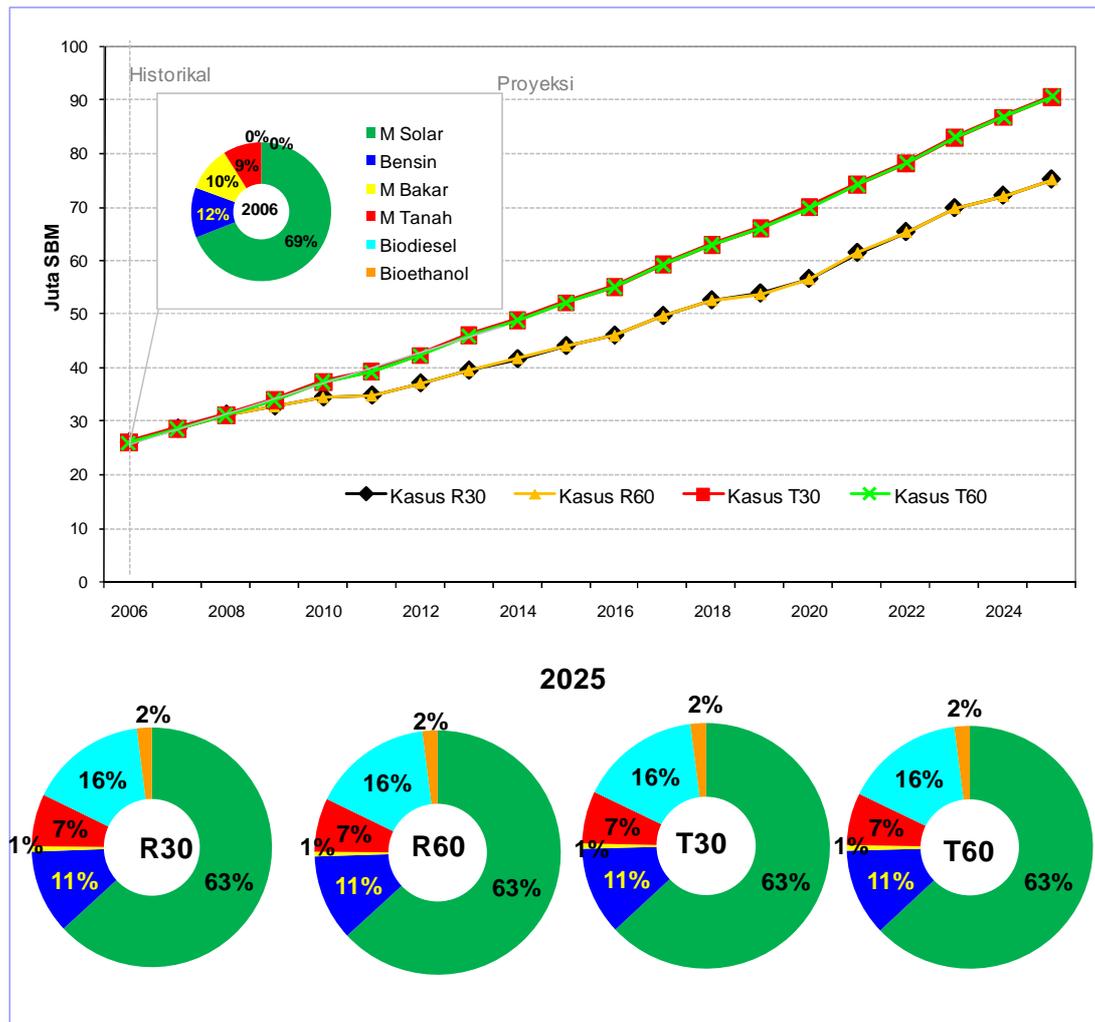


Gambar 3.20 Realisasi dan proyeksi kebutuhan energi final di sektor ACM (kasus dasar)



Gambar 3.21 Pangsa kebutuhan energi final sektor ACM (kasus dasar) tahun 2006, 2010, dan 2025

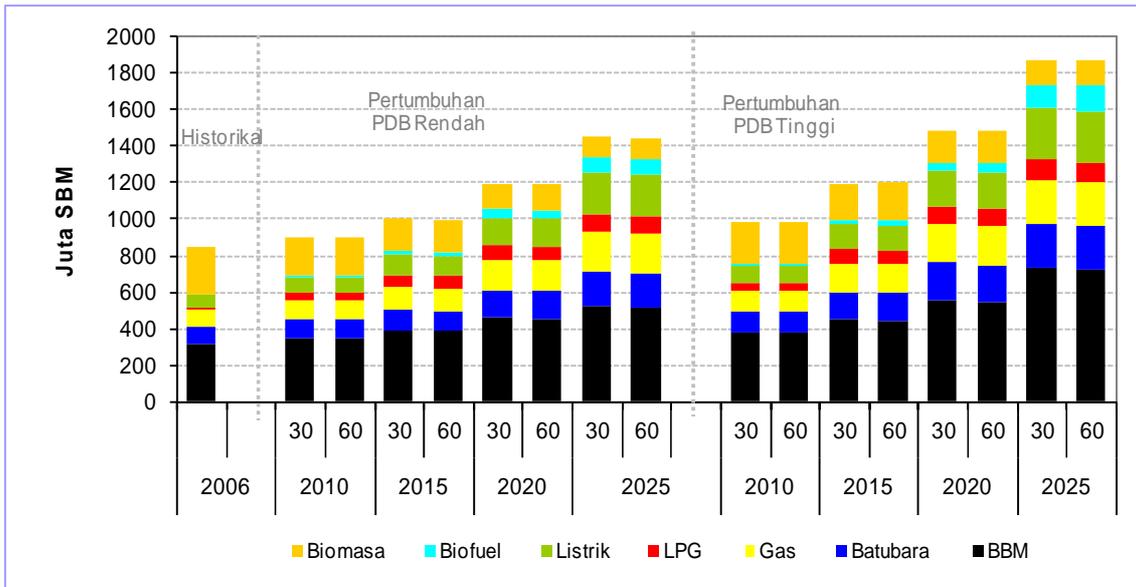
Jika dibandingkan dengan kasus dasar, untuk kasus lainnya pemakaian energi final sektor lainnya tidak banyak berubah terutama pada skenario pertumbuhan PDB yang sama. Pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, pemakaian energi final sektor lainnya meningkat dengan laju pertumbuhan 6,8% sehingga pada tahun 2025 kebutuhan energi final sektor lainnya menjadi 90,6 juta SBM. Sedangkan pangsa pemakaian bahan bakar tidak banyak berubah. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 3.22.



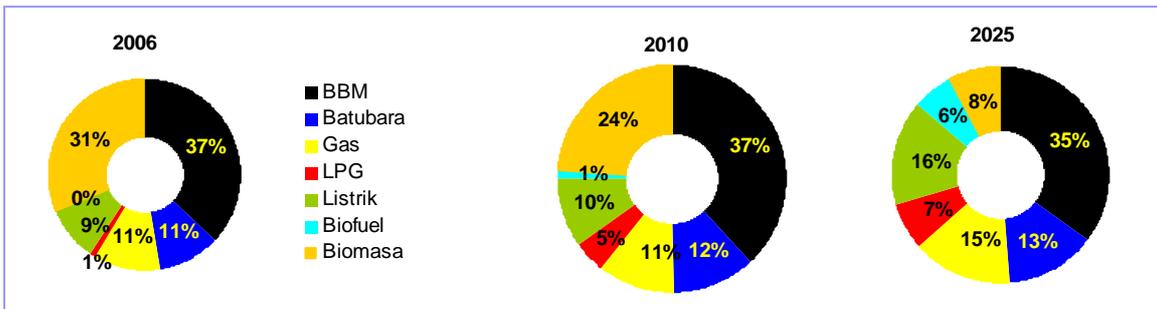
Gambar 3.22 Perbandingan total kebutuhan energi final dan pangasanya di sektor komersial

3.1.2 Kebutuhan Energi Final Menurut Jenis

Selama rentang waktu 20 tahun (2006 - 2025), kebutuhan energi final nasional (termasuk biomasa) mengalami peningkatan dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 4,5% per tahun. Selama kurun waktu tersebut, di tahun 2006 biomasa mendominasi pemakaian energi final dengan pangsa sebesar 31%, akan tetapi pada tahun 2025 BBM merupakan jenis energi final yang paling banyak dikonsumsi dengan pangsa sebesar 35,3% meskipun pemakaian jenis bahan bakar lainnya seperti gas bumi, batubara, listrik, dan LPG terus meningkat. Hal ini disebabkan teknologi peralatan yang digunakan pada kebutuhan final yang paling ekonomis adalah peralatan yang memanfaatkan BBM sebagai bahan bakar. Gambar 3.23 menampilkan realisasi dan proyeksi pemakaian energi final untuk kasus dasar dalam kurun tahun 2006 - 2025. Sementara itu, Gambar 3.24 menyajikan pangsa kebutuhan energi final berdasarkan jenisnya untuk kasus dasar dalam kurun tahun 2006 - 2025.



Gambar 3.23 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final dengan biomasa per jenis (kasus dasar)



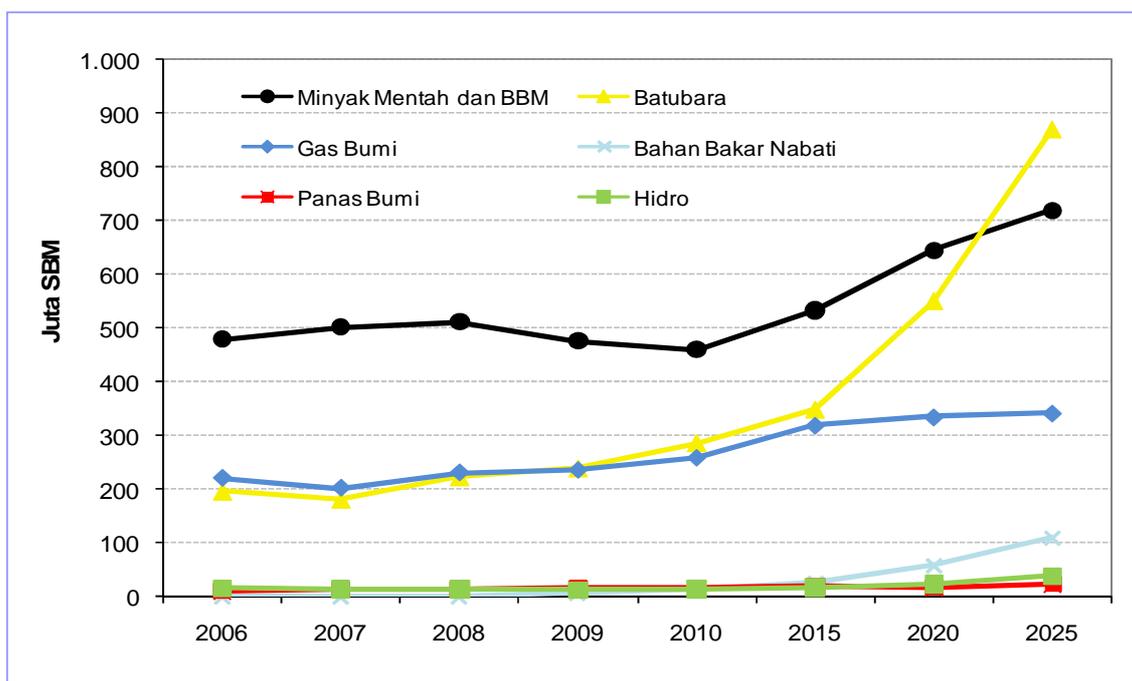
Gambar 3.24 Pangsa kebutuhan energi final per jenis dengan biomasa (kasus dasar)

3.2 Penyediaan Energi

Pada kasus dasar, total pasokan energi selama kurun waktu 20 tahun dari tahun 2006 - 2025 meningkat sebesar rata-rata 4,4% per tahun dari 921 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 2.099 juta SBM pada tahun 2025. Pangsa terbesar pasokan energi pada awalnya didominasi oleh minyak mentah dan BBM sebesar 51,9%. Pada tahun 2010, peranan minyak bumi dan BBM turun menjadi 43,9% kemudian di tahun 2025 diperkirakan akan turun menjadi 34,3%. Sementara itu, batubara diperkirakan akan menjadi sumberdaya energi yang paling dominan di masa mendatang dengan pangsa pada tahun 2010 naik menjadi 27,4% atau 287 juta SBM dari sebelumnya hanya 21% pada tahun 2006. Selanjutnya pada tahun 2025, penyediaan batubara diperkirakan akan mencapai 868 juta SBM atau memiliki pangsa penyediaan sebesar 41,4%.

Keterbatasan cadangan dan sudah adanya komitmen dalam bentuk kontrak ekspor menyebabkan penyediaan gas bumi diperkirakan besarnya tidak akan meningkat banyak, yakni dari 220 juta SBM (2006) menjadi 258 juta SBM (2010) kemudian sedikit turun menjadi 341 juta SBM (2025). Akibatnya,

pangsa penyediaan energi jenis gas bumi akan turun dari 23,9% (2006) menjadi 24,6% pada tahun 2010, kemudian turun lagi menjadi 16,3% pada tahun 2025. Sementara itu, penyediaan energi baru dan terbarukan (EBT) yang meliputi panas bumi dan bahan bakar nabati (BBN) yang meliputi *biooil* dan bioetanol diperkirakan akan meningkat dari 11 juta SBM (1,2%) menjadi 29 juta SBM (2010) kemudian menjadi 132 juta SBM (2025) atau memiliki pangsa 6,3% dari total penyediaan energi. Pada tahun 2010 pangsa penyediaan energi dari sumberdaya panas bumi mencapai 17 juta SBM dan BBN mencapai 1,1% atau 12 juta SBM. Selanjutnya pada tahun 2025 walaupun pangsa penyediaan energi panas bumi tetap, penyaliaannya naik menjadi 23 juta SBM dan diikuti BBN sebesar 109 juta SBM atau 5,2% dari total penyediaan. Gambar 3.25 menyajikan prakiraan penyediaan energi untuk kasus dasar (R30).



Gambar 3.25 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus dasar (R30)

Perubahan harga minyak dari 30 \$/barell menjadi 60 \$/barell (kasus R60) menyebabkan total penyediaan energi meningkat dengan tidak signifikan, yakni sebesar 266 juta SBM selama kurun waktu 19 tahun (2006 - 2025) atau rata-rata 11,1 juta SBM per tahun. Namun demikian, pada tahun 2025 diperkirakan akan terjadi pergeseran pangsa penyediaan energi di antara komoditas energi yang dipergunakan.

Pada tahun 2010, penyediaan minyak bumi dan BBM diperkirakan akan mencapai 439 juta SBM (41,5%), gas bumi mencapai 278 juta SBM (26,3%), batubara 294 juta SBM (27,8%), dan penyediaan EBT mencapai 31 juta SBM (3%). Kemudian setelah itu pada tahun 2025, peranan minyak bumi dan BBM diperkirakan akan mengalami penurunan menjadi 30,3% (639 juta SBM), gas bumi menurun menjadi 18,1%. Berbeda dengan kedua jenis energi tersebut, peranan batubara dan gas bumi akan meningkat menjadi 382 juta SBM dan batubara menjadi 923 juta SBM (43,7%).

Sementara itu, penyediaan energi jenis EBT (hidro, panas bumi dan bahan bakar nabati) juga akan meningkat. Dibandingkan kasus dasar (R30), peranan energi jenis EBT diperkirakan akan meningkat menjadi 11 juta SBM dan kemudian menjadi 125 juta SBM atau 6% terhadap total penyediaan energi pada tahun 2025. Pada kasus ini (R60), EBT jenis BBN memiliki peluang pengembangan hingga sebesar 12 juta SBM (2010) dan meningkat menjadi 109 juta SBM pada tahun 2025. Peluang penyediaan energi panas bumi sebesar 19 juta SBM (0,7%) pada tahun 2010 dan mencapai 22 juta SBM pada tahun 2025. Walaupun pangsaanya menurun dibandingkan pada kasus R30, besarnya peluang penyediaan sumberdaya energi panas bumi sesuai kasus R60 meningkat.

Peningkatan pertumbuhan PDB dari rata-rata 4% per tahun menjadi 6,5% per tahun secara umum akan meningkatkan permintaan energi. Akibatnya, untuk kasus harga minyak rata-rata 30 \$/barell (kasus T30) total penyediaan energi yang diperlukan naik mencapai 1.125 juta SBM pada tahun 2010, kemudian naik menjadi 2.656 juta SBM pada tahun 2025 atau tumbuh dengan laju rata-rata 6% per tahun. Akibatnya, penggunaan energi yang berasal dari minyak bumi dan BBM juga akan meningkat menjadi 485 juta SBM (2010) dan kemudian menjadi 941 juta SBM (2025) atau tumbuh dengan laju rata-rata 3,9% per tahun. Penyediaan gas bumi diperkirakan akan tumbuh dengan laju rata-rata 2,5% per tahun atau mencapai 263 juta SBM (2010) tetapi turun menjadi 349 juta SBM pada tahun 2025. Untuk mengisi kekurangan pasokan energi, maka penggunaan energi berupa komoditas batubara akan meningkat dengan lebih pesat, yakni dengan laju rata-rata 9,5% atau mencapai 333 juta SBM (2010) dan kemudian meningkat menjadi 1.104 juta SBM pada tahun 2025. Namun demikian, penggunaan batubara yang dicairkan diperkirakan belum mencukupi kelayakan secara ekonomis pada kondisi pertumbuhan PDB 6,5% per tahun.

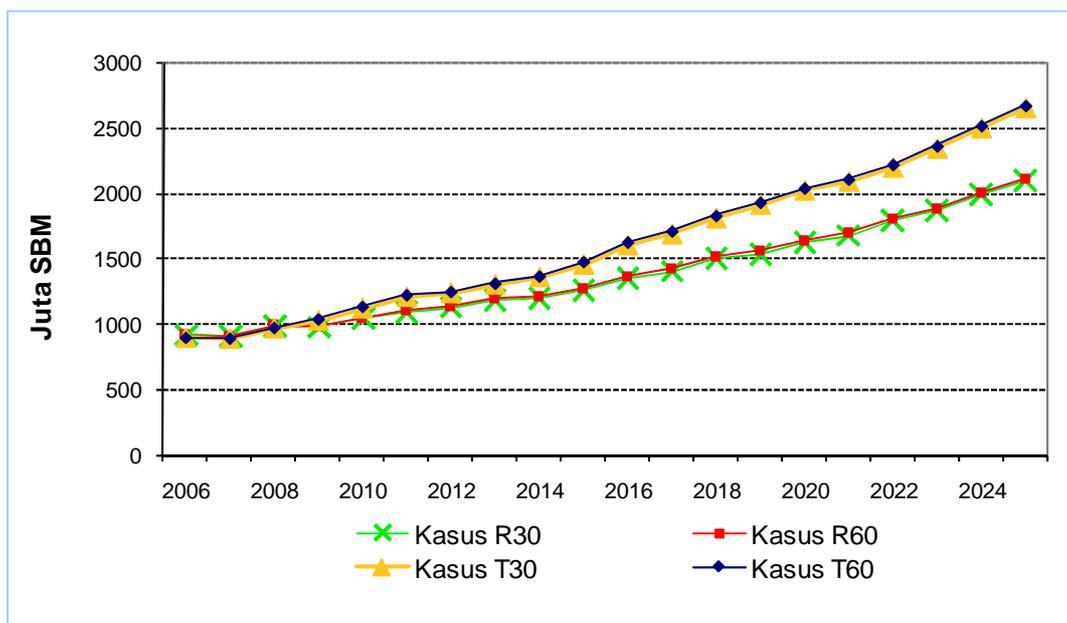
Dengan meningkatnya pertumbuhan PDB menjadi 6,5% kontribusi penyediaan energi berupa EBT (panas bumi, BBN dan energi dari limbah) diperkirakan akan meningkat menjadi 29 juta SBM (2010) dan mencapai 223 juta SBM pada tahun 2025. Pemanfaatan EBT jenis panas bumi diperkirakan meningkat mencapai 15 juta SBM atau memiliki pangsa penyediaan sebesar 2,1% (2010) dan naik pada tahun 2025 menjadi 57 juta SBM dengan pangsa penyediaan sebesar 9,4%.

Serupa dengan skenario rendah, pada skenario tinggi, meningkatnya harga minyak bumi menjadi 60 \$/barell tidak menyebabkan meningkatnya total penyediaan energi secara signifikan. Peningkatan penyediaan energi selama kurun waktu 19 tahun diperkirakan hanya sebesar 282 juta SBM atau rata-rata 11,7 juta SBM per tahun. Perubahan harga minyak diperkirakan akan menurunkan pangsa penyediaan minyak bumi dan BBM walaupun tidak signifikan. Penyediaan minyak bumi dan BBM menjadi 499 juta SBM pada tahun 2010 dan 841 juta SBM pada tahun 2025, penyediaan gas bumi naik menjadi 269 juta SBM (2010) dan meningkat menjadi 382 juta SBM (2025), sementara batubara meningkat menjadi 322 juta SBM (2010) dan 1.174 juta SBM pada tahun 2025. Turunnya penggunaan minyak bumi dan BBM memunculkan peluang meningkatnya penyediaan energi dari sumberdaya EBT

seperti panas bumi dan BBN. Penyediaan EBT diperkirakan akan meningkat mencapai 32 juta SBM (2010) dan mencapai 236 juta SBM pada tahun 2025.

Penyediaan energi panas bumi mencapai 18 juta SBM atau pangsa 1,6% pada tahun 2010 dan 57 juta SBM atau memiliki pangsa 2,1% pada tahun 2025. Sementara itu, diperkirakan BBN memiliki peluang memasok energi sebesar 15 juta SBM (2010) dan naik hingga 178 juta SBM pada tahun 2025.

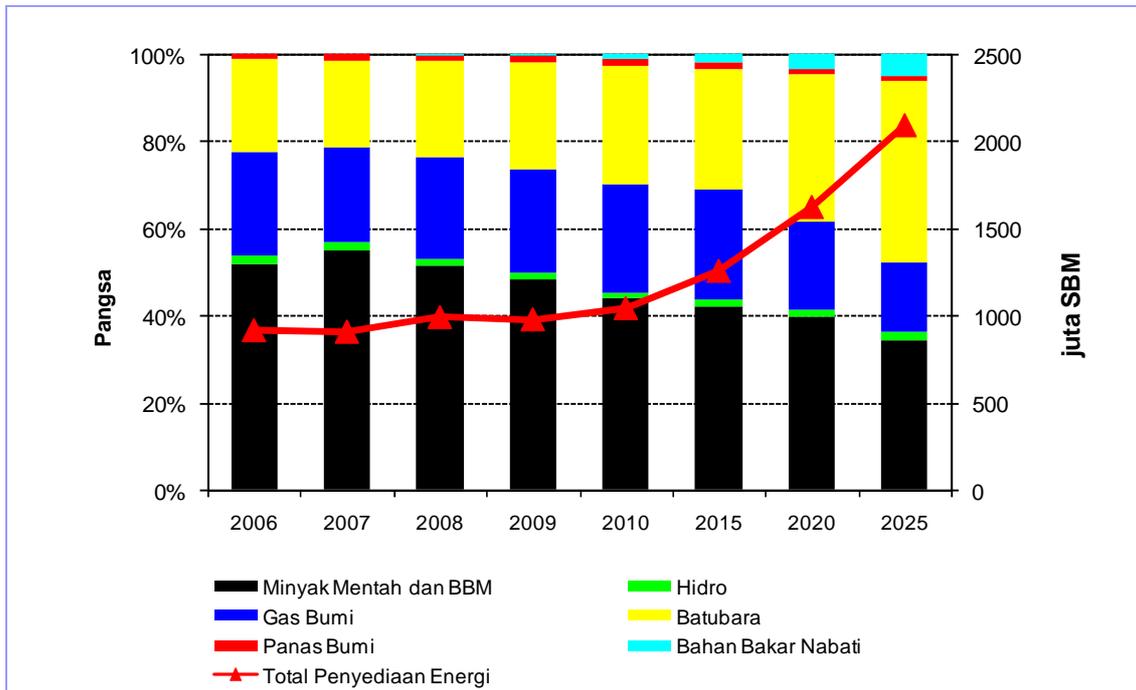
Gambar 3.26 menyajikan perbandingan total penyediaan energi sesuai keempat kasus (R30, T30, R60, dan T60). Dari perbandingan tersebut terlihat bahwa perbedaan pertumbuhan PDB lebih besar pengaruhnya terhadap total penyediaan energi dibandingkan dengan perubahan harga minyak rata-rata. Dengan meningkatnya asumsi pertumbuhan PDB dari 4% menjadi 6,5%, diperkirakan akan terjadi peningkatan penyediaan energi sebesar 17% atau sekitar 4.767 juta SBM selama kurun waktu 2006 - 2025. Sementara itu, meningkatnya harga minyak dari 30 \$/barel menjadi 60 \$/barel akan cenderung meningkatkan penyediaan energi (walaupun tidak secara signifikan) pada tingkat pertumbuhan PDB yang sama.



Gambar 3.26 Perbandingan prakiraan total penyediaan energi untuk setiap kasus

Perkembangan pangsa jenis energi pada penyediaan energi primer untuk setiap kasus menunjukkan bahwa peranan minyak bumi dan gas bumi akan turun. Sebagai substitusi dari menurunnya peran minyak bumi dan BBM serta gas bumi dalam bauran penyediaan energi, maka akan terjadi peningkatan pemanfaatan jenis energi lainnya seperti batubara dan EBT. Perkembangan pangsa jenis energi pada penyediaan energi untuk kasus R30 menunjukkan bahwa peranan minyak bumi dan BBM serta gas bumi akan turun. Pangsa minyak bumi dan BBM akan turun dari 52% (2006) menjadi 43,9% (2010) dan menjadi 34,3% pada tahun 2025. Sementara itu, pangsa gas bumi sedikit meningkat dari 24% (2006) menjadi 24,6% (2010) namun kemudian menurun

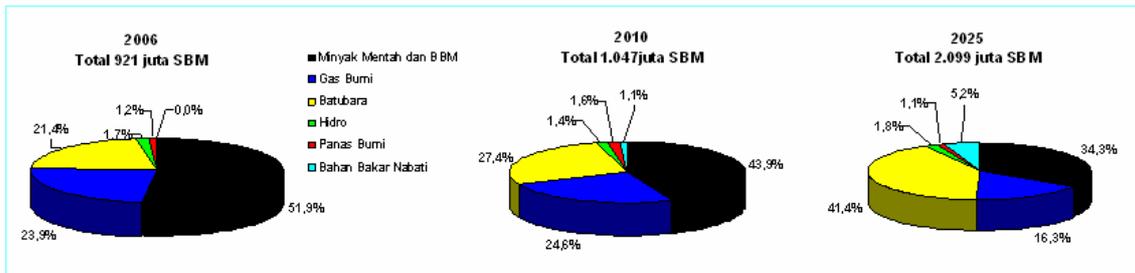
menjadi 16,3% pada tahun 2025. Untuk mengimbangi turunnya pasokan energi fosil, maka kontribusi energi baru terbarukan akan meningkat dari 1,2% (2006) menjadi 2,7% (2010) dan meningkat menjadi 6,3% pada tahun 2025.



Gambar 3.27 Prakiraan pangsa penyediaan energi dan total penyediaan energi untuk kasus R30

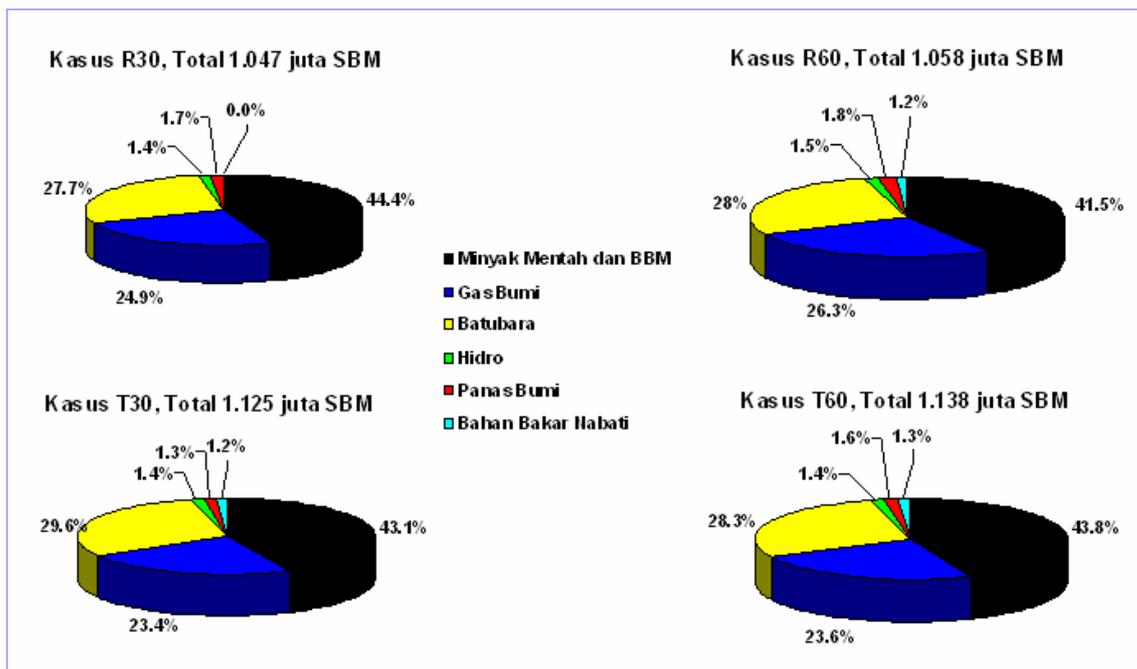
Dalam menentukan prakiraan penyediaan BBN dipertimbangkan implementasi Peraturan Menteri ESDM No. 32 tahun 2008 tentang mandatori BBN yang akan mengharuskan pemakaian bahan bakar nabati dengan persentase yang telah ditentukan, sehingga pemakaiannya akan meningkat. Penyediaan EBT jenis panas bumi merupakan yang terbesar diantara jenis EBT lainnya, yakni mencapai sekitar 1% diikuti oleh BBN (1,1%) pada tahun 2010. Namun demikian pada tahun 2025, peranan EBT jenis bahan bakar nabati mengalami kenaikan menjadi 5,2% dan panas bumi tetap sekitar 1%. Untuk mendukung penyediaan bahan bakar nabati maka diperlukan persiapan yang mencakup sektor hulu hingga hilir dari mulai pengadaan lahan, pengadaan bahan baku, pengolahan, dan tataniaga bahan bakar nabati sesuai sistem harga yang memenuhi keekonomiannya. Gambar 3.27 menyajikan prakiraan pangsa peranan masing-masing jenis energi dalam penyediaan energi untuk kasus dasar (kasus R30). Secara lebih detail, pangsa penyediaan energi pada tahun 2006, 2010 dan 2025 disajikan pada Gambar 3.28.

Dari hasil sesuai kasus R60, terlihat bahwa penurunan penyediaan minyak bumi dan BBM serta gas bumi pada kasus tersebut mengikuti kecenderungan yang serupa dengan yang terjadi pada kasus R30. Sebagai substitusi atas pengurangan penyediaan minyak bumi dan gas, maka peluang penyediaan batubara dan EBT meningkat.



Gambar 3.28 Prakiraan pangsa penyediaan energi untuk kasus R30 dan rinciannya pada tahun 2006, 2010, dan 2025

Dengan perubahan asumsi tingkat pertumbuhan PDB dari 4% menjadi 6,5% per tahun maka penyediaan gas bumi yang terbatas mengakibatkan meningkatnya peluang pasokan EBT. Total penyediaan EBT pada kasus T30 mencapai 29 juta SBM (2010) dan meningkat mencapai 223 juta SBM pada tahun 2025. Sementara itu, pada kasus T60 kontribusi EBT diperkirakan mencapai 32 juta SBM pada tahun 2010 dan mencapai 236 juta SBM pada tahun 2025. Jenis EBT yang berpeluang untuk dikembangkan serupa dengan pengembangan EBT pada kasus R30 dan R60, yakni BBN dan panas bumi.



Gambar 3.29 Pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2010

Target KEN dalam Perpres 5, 2006 adalah pada tahun 2025 penyediaan minyak bumi di bawah 20%, penyediaan gas bumi mencapai 30%, penyediaan batubara mencapai 33%, panas bumi mencapai 5%, bahan bakar nabati mencapai 5%, EBT lainnya (termasuk nuklir, angin, dan surya) mencapai 5%, dan penyediaan batubara yang dicairkan mencapai 2%. Hasil optimisasi untuk setiap kasus mengindikasikan bahwa sebagian besar target KEN tidak dapat dipenuhi berdasarkan kondisi pertumbuhan PDB 4% per tahun dan 6.5% per tahun dengan asumsi harga minyak 30 \$/barell dan 60 \$/barell.

Tabel 3.4 Perbandingan pangsa penyediaan energi terhadap target KEN untuk setiap kasus pada tahun 2025

| Jenis Energi Primer | Target KEN | Skenario Rendah | | Skenario Tinggi | |
|---|------------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| | | R30 | R60 | T30 | T60 |
| Minyak Bumi | < 20% | 34,3% | 30,3% | 35,4% | 31,4% |
| Gas Bumi | >30% | 16,3% | 18,1% | 13,2% | 14,3% |
| Batubara | >33% | 41,4% | 43,7% | 41,6% | 43,9% |
| Panas Bumi | ≥ 5% | 1,1% | 0,7% | 2,1% | 2,1% |
| Bahan Bakar Nabati | ≥ 5% | 5,2% | 5,2% | 6,2% | 6,7% |
| EBT lainnya (Nuklir, Angin, Surya, dll) | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Batubara yang dicairkan | ≥ 2% | 0% | 0% | 0% | 0% |

Dari semua jenis energi, hanya batubara yang memiliki peluang mencapai target sesuai KEN dengan pangsa penyediaan mencapai lebih dari 40% untuk setiap kasus. Sementara itu, penyediaan minyak bumi pada tahun 2025 untuk setiap kasus menunjukkan bahwa pangasanya mencapai lebih dari 31%, pangsa penyediaan gas bumi tidak melebihi 18%, pangsa penyediaan panas bumi hanya mencapai 2,1%, pangsa penyediaan bahan bakar nabati (BBN) mulai dari 5,2% - 6,6%. Dengan kondisi pertumbuhan PDB dan harga minyak yang diasumsikan, penyediaan EBT lainnya dan energi dari batubara yang dicairkan diperkirakan tidak memiliki peluang untuk dikembangkan. Tabel 3.4 menyajikan perbandingan pangsa penyediaan energi antara target KEN terhadap prakiraan berdasarkan kasus R30, R60, T30, dan T60 pada tahun 2025.

Untuk menurunkan penyediaan energi fosil berbasis minyak bumi, maka substitusi bahan bakar minyak perlu dilakukan. BBM banyak digunakan di sektor transportasi sehingga penyediaan bahan bakar cair alternatif (non-konvensional) perlu ditingkatkan agar target KEN dapat tercapai. Dari berbagai bahan bakar alternatif yang ada saat ini hanya BBN yang sudah siap berdasarkan teknologi penyediaannya. Karena itu, untuk mengurangi pemakaian minyak bumi pemakaian BBN perlu ditingkatkan hingga lebih dari 5% terutama di sektor transportasi. Disamping mensubstitusi BBM dengan bahan bakar cair alternatif, penggunaan teknologi kendaraan yang hemat BBM seperti mobil hibrid dan penggunaan transportasi publik yang bersifat masal seperti bus kota dan kereta api perlu mendapatkan insentif dari pemerintah agar penggunaannya dapat meningkat sehingga penggunaan BBM dapat dihemat.

Disamping minyak bumi, penyediaan gas bumi diperkirakan tidak akan mencapai target KEN karena terbatasnya sumber penyediaan gas yaitu cadangan gas bumi dan impor gas bumi berupa LNG. Untuk meningkatkan penyediaan gas bumi, maka perlu diterapkan teknologi produksi gas sintetis seperti gasifikasi batubara yang mana produknya dapat digunakan sebagai bahan bakar maupun bahan baku di industri. Disamping itu, pembangunan LNG

receiving terminal diperlukan untuk menerima kiriman gas dalam bentuk LNG dari luar negeri maupun dalam negeri.

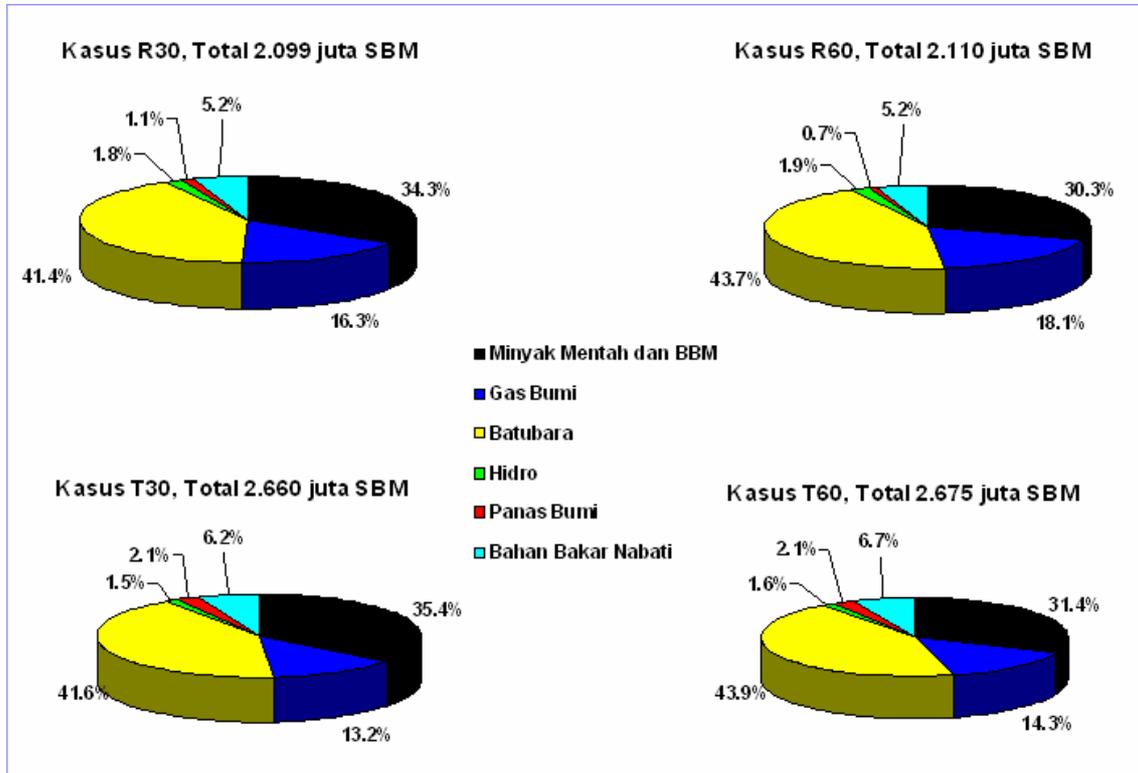
Di Indonesia banyak terdapat potensi pemanfaatan energi panas bumi dalam skala kecil yang cukup besar tetapi tersebar yang merupakan potensi pengganti PLTD yang harga listriknya jauh di atas listrik PLTP. Dengan kondisi yang dicerminkan oleh kasus R30, R60, T30 dan T60, penyediaan energi panas bumi diperkirakan tidak mencapai target KEN, yakni maksimal 2,1% pada tahun 2025. Hal ini disebabkan tingginya biaya produksi listrik dari panas bumi untuk bersaing dengan biaya produksi listrik menggunakan pembangkit listrik berbahan bakar fosil seperti batubara.

Pemerintah telah memberikan insentif, namun demikian pembangkitan listrik dari sumberdaya panas bumi belum berkembang, sehingga direkomendasikan untuk memberikan dukungan dalam hal *capital expenditure* dalam kegiatan yang terkait dengan pengusahaan panas bumi dan melakukan regulasi tarif yang mampu menjamin kemampuan investor untuk memenuhi *debt to service ratio* di awal pelaksanaan proyek pengembangan usaha listrik dari panas bumi. Jika hal ini dapat direalisasikan maka diharapkan peran penyediaan energi panas bumi dapat meningkat.

Penggunaan energi baru lainnya seperti energi nuklir, surya, angin, sel bahan bakar, dan lain-lain dalam KEN ditargetkan mencapai 5%. Sesuai hasil kasus-kasus pada buku ini, energi baru tersebut belum memiliki peluang sebagai penyedia energi dalam skala besar walaupun energi surya dan hibrid PLTD - surya dan angin telah dapat diterapkan secara teknis. Di Indonesia, intensitas energi surya cukup tinggi mencapai 4 - 5 kWh/m², namun efisiensi pembangkitan listrik hanya mencapai sekitar 10%. Karena biaya investasinya cukup tinggi maka biaya pembangkitan listrik dari energi surya masih tinggi sehingga daya saingnya rendah dibandingkan listrik dari sumberdaya energi lainnya, seperti penggunaan PLTD. Walaupun demikian, listrik tenaga surya dapat dimanfaatkan secara mandiri (*stand alone*) di daerah terpencil yang tidak memiliki alternatif sumberdaya listrik. Sementara itu, kondisi geografis Indonesia menyebabkan rata-rata kecepatan angin lebih rendah dari *cut off speed*, yakni kecepatan yang dapat membangkitkan listrik, sebesar 3 m/s. Disamping itu, daerah yang memiliki kecepatan angin lebih besar dari 3 m/s sangat terbatas seperti di wilayah NTB dan NTT, namun frekuensinya sangat rendah, yakni sekitar beberapa bulan dalam satu tahun. Potensi EBT lainnya yang cukup menjanjikan adalah energi mikrohidro yang dimanfaatkan dengan menggunakan PLTM. Namun demikian lokasinya di daerah terpencil dan tersebar sehingga sambungan ke grid listrik menjadi sangat mahal. Akibatnya, pemanfaatan PLTM bersifat *in-situ* (*on-site*).

Gambar 3.30 menyajikan pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2025 sesuai kasus R30, R60, T60 dan T60. Hasil setiap kasus menunjukkan bahwa pada tahun 2025, terjadi kecenderungan menurunnya pangsa penyediaan minyak bumi dan BBM, menurunnya pangsa penyediaan gas bumi dan meningkatnya pangsa penyediaan batubara. Sementara itu, penyediaan EBT cenderung meningkat sedikit dibandingkan pada tahun 2025.

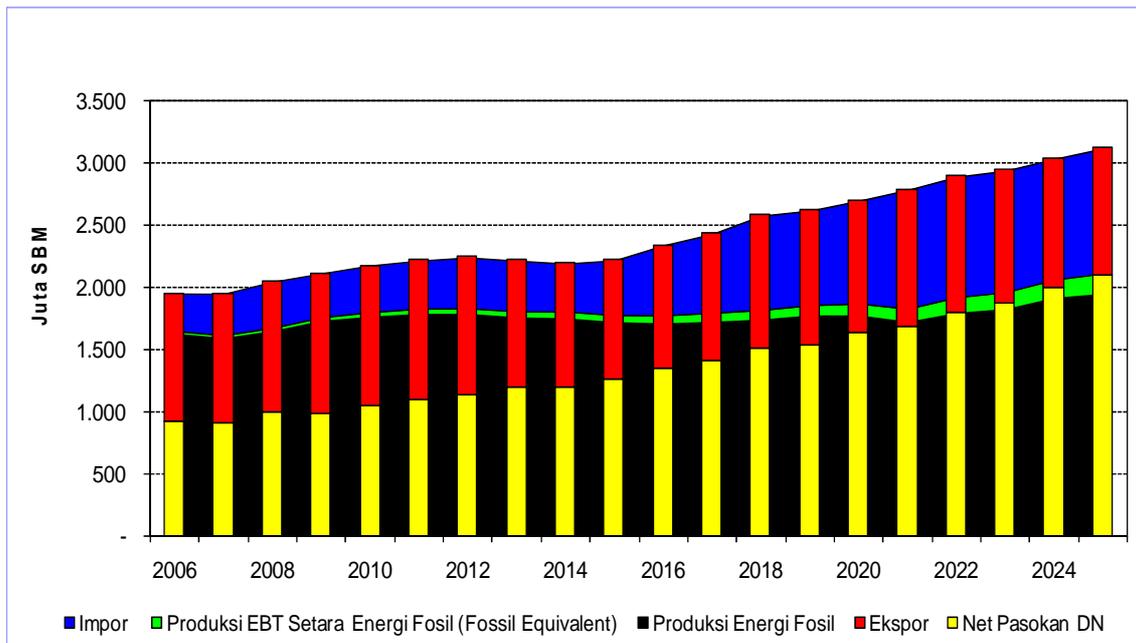
Dengan meningkatnya asumsi harga minyak akan terjadi kompetisi yang menguntungkan penyediaan batubara dan EBT sehingga terjadi penurunan penyediaan minyak dan gas bumi, meningkatnya penyediaan batubara dan EBT. Gambar 3.30 menyajikan perbandingan pangsa penyediaan energi menurut jenisnya pada tahun 2025 untuk kasus R30, R60, T30, dan T60.



Gambar 3.30 Pangsa jenis energi dalam bauran penyediaan energi pada tahun 2025 berdasarkan kasus R30, R60, T30, dan T60

Prakiraan produksi, impor dan ekspor energi serta produksi EBT setara energi fosil (*fossil equivalent*) untuk kasus R30 disajikan pada Gambar 3.31. Net pasokan energi untuk kebutuhan dalam negeri diperkirakan tumbuh dengan laju rata-rata 4,4%, dimana kontribusi produksi energi fosil tumbuh dengan laju rata-rata hanya 1% per tahun, impor tumbuh dengan laju rata-rata 6,6% per tahun, dan produksi EBT tumbuh pesat dengan laju rata-rata 10,4% per tahun sehingga menyumbang 8% dari total penyediaan energi. Kontribusi impor terhadap total penyediaan energi tumbuh dari 33% pada tahun 2006 menjadi 36% pada tahun 2010 kemudian meningkat menjadi 48% pada tahun 2025. Sementara itu, ekspor energi mengalami penurunan dengan laju rata-rata 0,03% per tahun.

Sejalan dengan cadangan yang terus menipis, maka jenis energi yang dominan untuk diimpor adalah minyak bumi dan BBM. Pada tahun 2025, total impor energi sesuai kasus R30 diperkirakan mencapai 1.008 juta SBM dengan impor minyak bumi dan impor BBM mencapai 88%, kemudian diikuti oleh impor gas bumi (11,8%) dan batubara dalam jumlah yang sangat sedikit (0,1%).

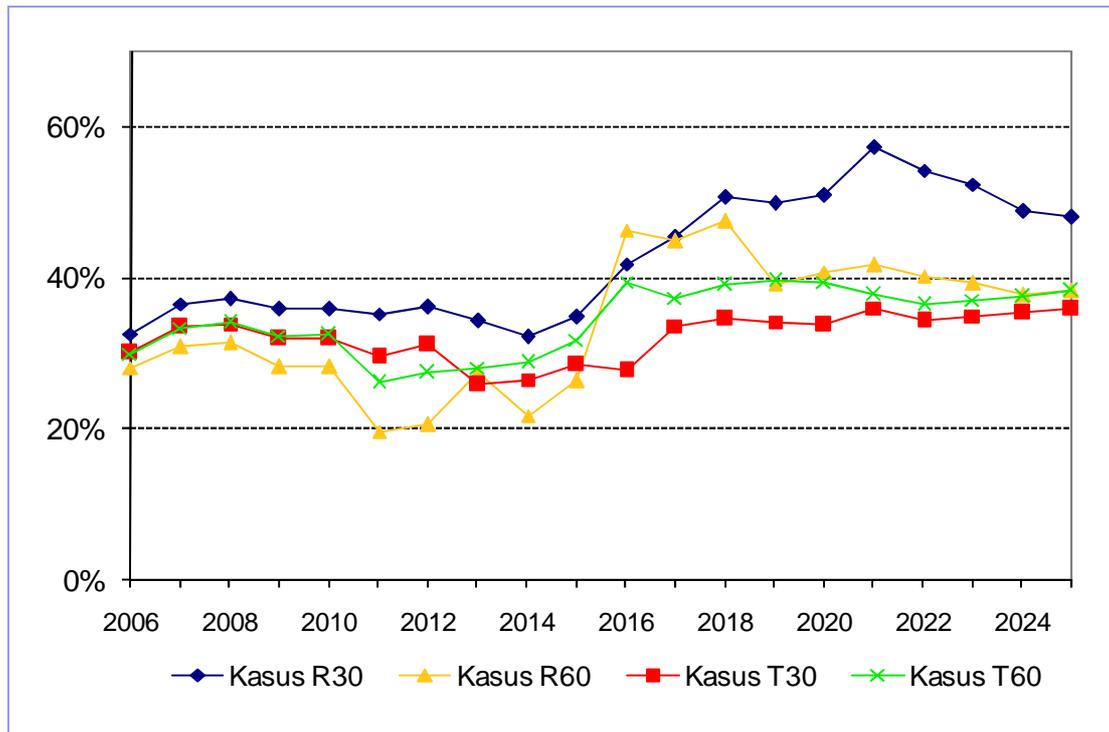


Gambar 3.31 Prakiraan total produksi, ekspor, dan impor energi primer untuk kasus R30

Perubahan harga minyak menjadi 60 \$/barell (kasus R60) menyebabkan harga energi internasional meningkat sehingga impor dan ekspor cenderung turun supaya mempertahankan penyediaan energi domestik. Dengan tingkat produksi energi domestik relatif sama dengan kasus R30, tingkat pertumbuhan impor berkurang menjadi rata-rata 6,2% per tahun dan tingkat ekspor menurun rata-rata 1,3% per tahun. Akibatnya, kontribusi impor energi terhadap total penyediaan energi tidak sebesar kasus R30, yakni hanya mencapai 28% pada tahun 2010 dan terus meningkat menjadi 38% pada tahun 2025. Rasio impor pada kasus R30 relatif paling tinggi dibandingkan kasus-kasus lainnya. Hal ini adalah karena pada kasus dasar, harga minyak internasional dan permintaan energi paling kecil sehingga biaya energinya adalah relatif paling murah dibandingkan kasus-kasus lainnya sehingga tidak memberikan insentif untuk tidak mengimpor atau kecenderungan untuk mengimpor lebih besar dibandingkan kasus lainnya.

Dengan meningkatnya pertumbuhan PDB (kasus T30), penyediaan energi akan meningkat menyesuaikan dengan makin besarnya permintaan energi. Permintaan energi yang lebih tinggi mendorong naiknya tingkat produksi energi dengan laju pertumbuhan lebih tinggi dari yang terjadi pada skenario rendah (kasus R30 dan R60). Permintaan energi yang lebih tinggi juga meningkatkan harga energi sehingga memberikan insentif untuk meningkatkan produksi energi. Produksi energi diperkirakan akan meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 1,5% per tahun. Untuk mempertahankan penyediaan energi dalam negeri yang lebih besar maka ekspor energi akan turun dengan laju lebih besar, mencapai 2% per tahun. Sementara itu, pertumbuhan impor energi pada skenario pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun) adalah lebih tinggi daripada skenario pertumbuhan PDB rendah (4% per tahun), yakni mencapai 6,8% per tahun.

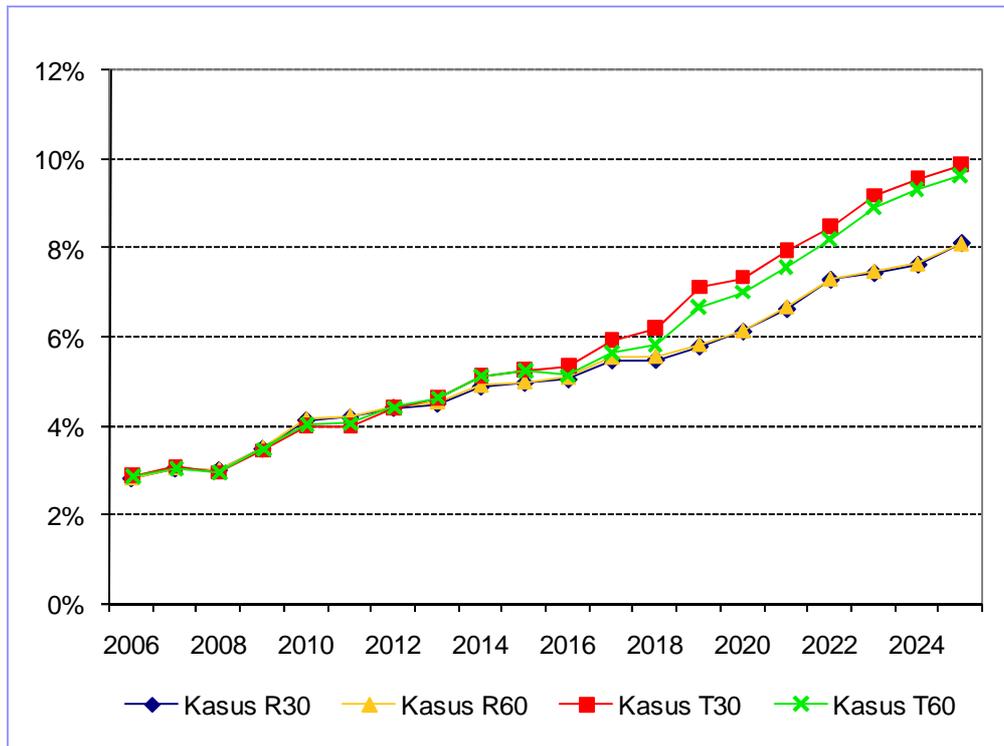
Naiknya harga minyak dari 30 \$/barell menjadi 60 \$/barell (pada kasus T60) tidak mengubah permintaan energi secara signifikan. Untuk mempertahankan pertumbuhan penyediaan energi, maka tingkat ekspor dan impor akan berkurang lebih drastis dibandingkan kasus T30. Pada kasus T60 tingkat ekspor turun dengan laju rata-rata 1,8% per tahun dan impor meningkat dengan laju 7,4% (lebih kecil dari kasus T30). Gambar 3.32 menyajikan prakiraan rasio impor energi terhadap total penyediaan energi untuk setiap kasus (R30, R60, T30, dan T60).



Gambar 3.32 Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi untuk setiap kasus

Untuk mencukupi pertumbuhan penyediaan energi dalam negeri sebesar 6,0% per tahun maka penyediaan EBT pada kasus T30 berpotensi tumbuh dengan lebih pesat dibandingkan kasus R30 dan R60, yakni mencapai 13% per tahun. Akibatnya, EBT dapat diharapkan menyumbang 6,2% (223 juta SBM) dari total penyediaan energi pada tahun 2025.

Gambar 3.33 menyajikan rasio penyediaan EBT terhadap total penyediaan energi untuk setiap kasus. Sementara itu, serupa dengan kasus T30 EBT diperkirakan akan lebih berpotensi dibandingkan kasus-kasus dengan skenario rendah (kasus R30 dan R60) dalam penyediaan energi dengan pertumbuhan rata-rata 13% per tahun. Dengan meningkatnya harga minyak, besarnya penyediaan EBT relatif sama dengan kasus T30 karena teknologi EBT tidak sensitif akibat perubahan harga minyak dari 30 \$/barell menjadi 60 \$/barell. Dalam hal ini, karena total penyediaan energi pada kasus T60 sedikit lebih besar daripada kasus T30, maka kontribusi EBT sedikit turun menjadi 6,2% dari total penyediaan energi di tahun 2025.



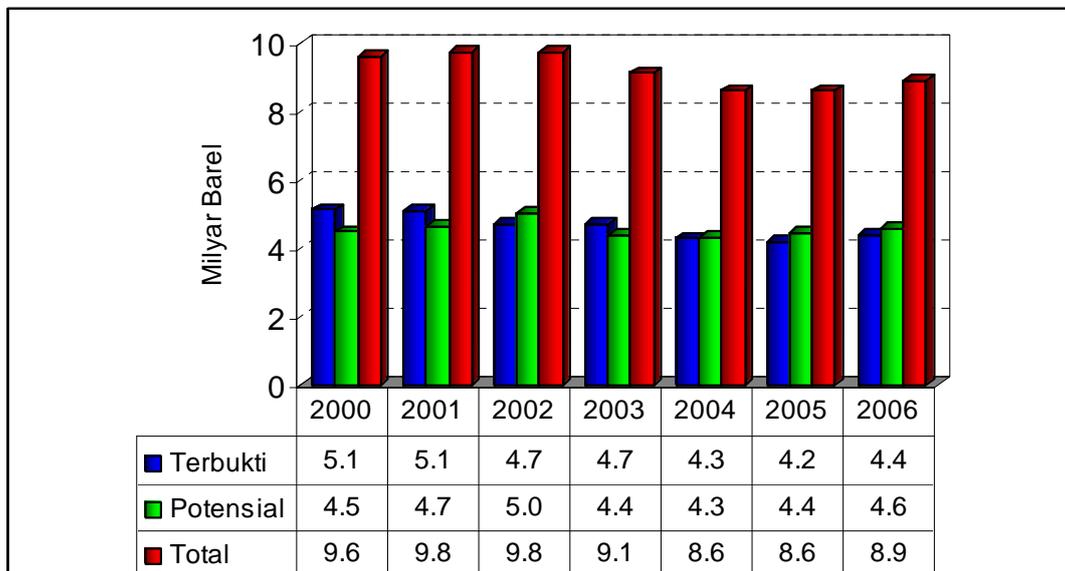
Gambar 3.33 Prakiraan rasio kontribusi EBT dalam penyediaan energi untuk setiap kasus

BAB 4 MINYAK BUMI DAN BBM

4.1 Cadangan Minyak Bumi (*Crude Oil*)

Cadangan minyak bumi Indonesia tersebar di hampir seluruh 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 dengan jumlah yang bervariasi.

Cadangan minyak pada umumnya dikelompokkan sebagai cadangan terbukti dan potensial. Cadangan minyak di Indonesia selama kurun waktu dari tahun 2000 - 2006 mengalami pasang surut yang disebabkan penemuan minyak bumi tidak selamanya sebanding dengan produksi minyak bumi bahkan produksi minyak bumi jauh lebih besar dibandingkan dengan penemuan minyak bumi. Meskipun pemerintah telah mengeluarkan sejumlah kebijakan yang sangat mendukung agar kegiatan pencarian dan penemuan cadangan baru dapat dilakukan secara intensif, namun usaha ini relatif belum tampak hasilnya karena lokasi cadangan yang semakin jauh dan terletak di wilayah laut dalam yang sulit untuk dijangkau. Perkembangan total cadangan terbukti dan potensial minyak bumi di Indonesia dari tahun 2000 - 2006 tahun ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Sumber: - Tahun 1997-2005: Statistik Ekonomi Energi Indonesia 2005
- Tahun 2006: Statistik Migas

Gambar 4.1 Perkembangan total cadangan minyak bumi terbukti dan potensial

Meskipun total cadangan minyak bumi (terbukti dan potensial) di Indonesia selama beberapa tahun terakhir mengalami pergerakan yang naik-turun, namun diperkirakan sumber daya minyak bumi jumlahnya masih sangat besar yang mencapai sekitar 9,1 milyar barel pada tahun 2007. Sumber daya tersebut tersebar di NAD, Sumatera Utara, Sumatera Tengah, Sumatera Selatan, Natuna, Jawa Barat, Jawa Timur, Kalimantan Timur, Sulawesi Selatan, Maluku, dan Papua dengan cadangan minyak bumi terbesar berada di Sumatera Tengah dan cadangan minyak bumi terkecil berada di Sulawesi Selatan. Gambaran besarnya cadangan minyak bumi per lokasi cadangan pada 1 Januari 2006 ditunjukkan pada Gambar 4.2.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 4.2 Cadangan minyak bumi per lokasi pada 1 Januari 2006

4.2 Pasokan dan Pemanfaatan Minyak Bumi

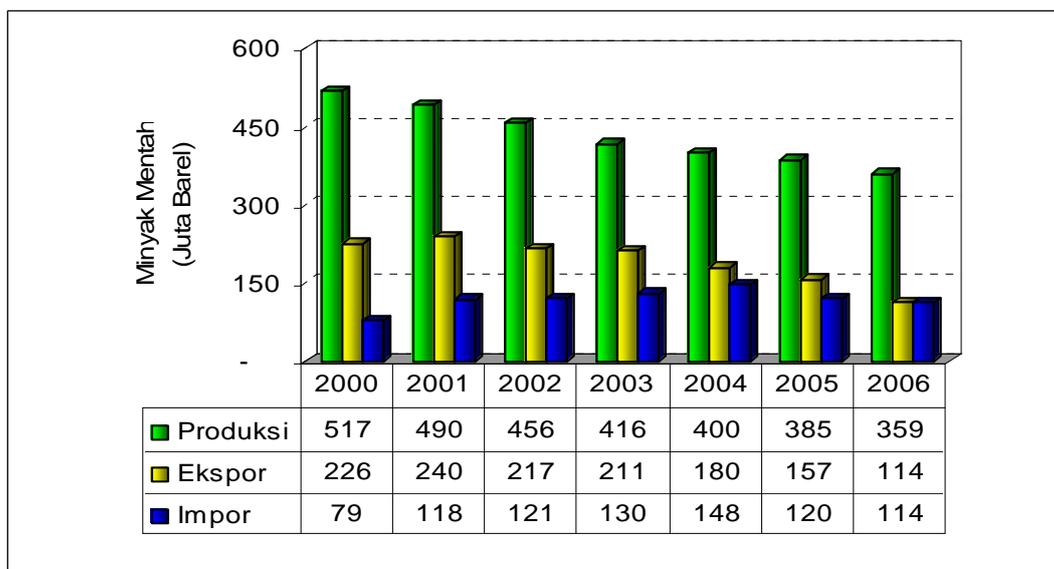
4.2.1 Pasokan Minyak Bumi

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 disebabkan tidak ditemukannya lagi cadangan minyak bumi yang potensial, sehingga sebagian besar produksi pada saat ini hanya berasal dari sumur-sumur tua yang telah mengalami penurunan produksi. Penurunan produksi minyak bumi ini juga mengakibatkan penurunan ekspor minyak bumi.

Sesuai dengan kapasitas kilang yang ada pada saat ini, maka input minyak bumi ke kilang relatif tetap. Guna menjamin pasokan minyak bumi yang relatif tetap tersebut, penurunan produksi minyak bumi di dalam negeri harus diimbangi dengan peningkatan impor minyak bumi. Adapun laju penurunan produksi minyak bumi rata-rata dalam kurun waktu 2000 - 2006 adalah sebesar 6% per tahun. Penurunan produksi minyak tersebut juga berpengaruh terhadap jumlah minyak yang dapat diekspor.

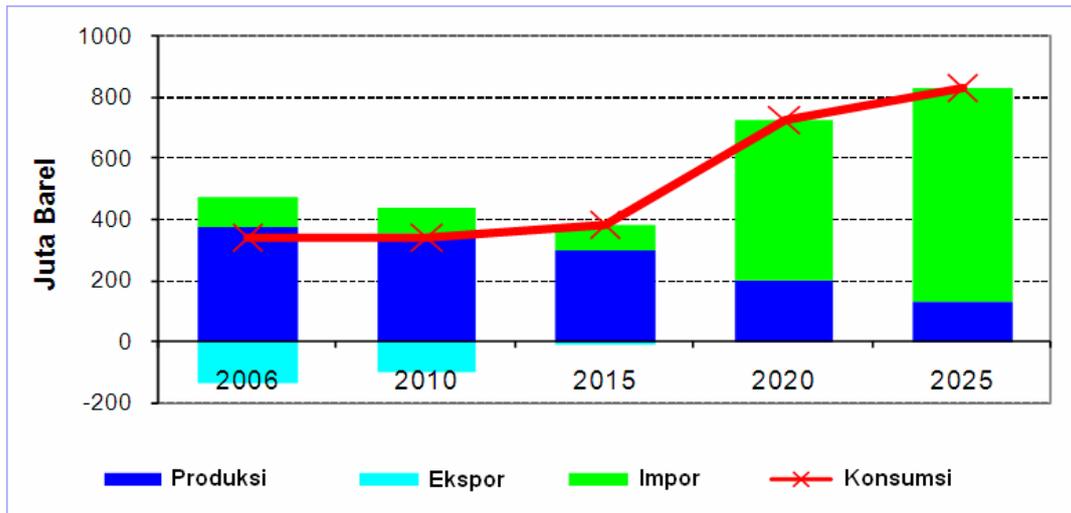
Perlu diketahui bahwa sesuai dengan rancang bangun kilang minyak yang ada di Indonesia pada saat ini, maka tidak semua jenis minyak bumi yang diproduksi di dalam negeri dapat diolah pada kilang minyak yang ada dengan hasil yang optimal. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa spesifikasi minyak bumi tersebut tidak sesuai dengan jenis proses yang terdapat pada kilang yang ada, sehingga ekspor minyak bumi harus dilakukan terhadap jenis minyak bumi tertentu dan impor minyak bumi dari jenis tertentu juga harus dilakukan untuk memproduksi produk kilang minyak tertentu. Perincian produksi, ekspor, dan impor minyak bumi di dalam negeri dari tahun 2000 - 2006 dapat dilihat pada Gambar 4.3.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 4.3 Perkembangan produksi, impor, dan ekspor minyak bumi

Pasokan minyak bumi yang merupakan penjumlahan produksi dan impor dikurangi ekspor minyak bumi untuk masa mendatang menunjukkan bahwa impor minyak bumi merupakan bagian yang sangat penting dalam pemenuhan kebutuhan minyak bumi di dalam negeri. Perincian jumlah minyak bumi yang diproduksi, diimpor, dan diekspor pada kasus dasar dapat dilihat pada Gambar 4.4.



Gambar 4.4 Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak bumi untuk kasus dasar (R30)

Dari Gambar 4.4 terlihat bahwa pada PDB yang rendah dan harga minyak 30 \$/barel, produksi minyak bumi terus menurun akibat terbatasnya cadangan minyak bumi, hal ini juga mengakibatkan menurunnya ekspor minyak bumi. Pada tahun 2010, penambahan kapasitas kilang minyak belum ada, sehingga konsumsi minyak bumi masih seperti pada saat ini, yaitu sekitar 350 juta barel. Ekspor minyak bumi masih dapat dilakukan, meskipun impor minyak juga diperlukan untuk menghasilkan produk kilang tertentu. Pada tahun 2025, produksi minyak bumi sekitar 130 juta barel. Konsumsi minyak bumi sekitar 830 juta barel, sehingga diperlukan impor sebesar 700 juta barel.

4.2.2 Perbandingan Pasokan Minyak Bumi

Perbandingan pasokan minyak bumi di dalam negeri untuk empat buah kasus terpilih, yaitu kasus R30 (pertumbuhan 4% dan harga minyak 30 \$/barel), R60 (pertumbuhan 4,0% dan harga minyak 60 \$/barel), T30 (pertumbuhan 6,5% dan harga minyak 30 \$/barel), T60 (pertumbuhan 6,5% dan harga minyak 60 \$/barel). Perincian perbandingan produksi, ekspor, impor, dan konsumsi untuk masing-masing kasus dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Pada kasus dasar dengan PDB 4,0% dan harga minyak 30 \$/barel (kasus R30), konsumsi minyak mentah selama kurun waktu 2006 - 2025 terus meningkat sementara produksi menurun dari 378 juta barel menjadi 129 juta barel. Hal ini mendorong meningkatnya impor minyak mentah dengan laju pertumbuhan sebesar 9,6% per tahun. Pada pertumbuhan PDB yang sama dengan harga minyak 60 \$/barel (kasus R60), terlihat penurunan konsumsi minyak mentah, bila dibandingkan dengan kasus dasar.

Untuk PDB tinggi dengan harga minyak 30 \$/barel (kasus T30), konsumsi minyak mentah meningkat cukup signifikan menjadi 829 juta barel pada tahun 2025. Peningkatan konsumsi ini mengakibatkan peningkatan impor minyak mentah yang besar. Selanjutnya pada PDB tinggi dan harga minyak 60 \$/barel, konsumsi minyak mentah sedikit menurun bila dibandingkan dengan kasus T30. Namun apabila dibandingkan dengan kasus dasar, konsumsi mengalami

kenaikan sebesar 31%. Pola yang sama pun terlihat dalam perilaku impor. Impor sebesar 553 juta barel pada kasus dasar mengalami peningkatan menjadi 654 juta barel di tahun 2025 untuk kasus T60.

Tabel 4.1 Perbandingan pasokan minyak bumi untuk setiap kasus (juta barel)

| Kasus | Parameter | Tahun | | | | | Total |
|-------|-----------|-------|------|------|------|------|-------|
| | | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | |
| R30 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1362 |
| | Ekspor | 135 | 99 | 0 | 0 | 0 | 234 |
| | Impor | 97 | 86 | 233 | 479 | 553 | 1448 |
| | Konsumsi | 340 | 340 | 532 | 683 | 683 | 2578 |
| T30 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1362 |
| | Ekspor | 135 | 99 | 1 | 0 | 0 | 235 |
| | Impor | 97 | 86 | 83 | 521 | 700 | 1487 |
| | Konsumsi | 340 | 340 | 380 | 725 | 829 | 2614 |
| R60 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1362 |
| | Ekspor | 135 | 99 | 1 | 0 | 0 | 235 |
| | Impor | 97 | 86 | 62 | 233 | 408 | 886 |
| | Konsumsi | 340 | 340 | 359 | 436 | 537 | 2012 |
| T60 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1362 |
| | Ekspor | 135 | 0 | 0 | 0 | 0 | 135 |
| | Impor | 97 | 86 | 233 | 479 | 654 | 1549 |
| | Konsumsi | 340 | 340 | 532 | 683 | 783 | 2678 |

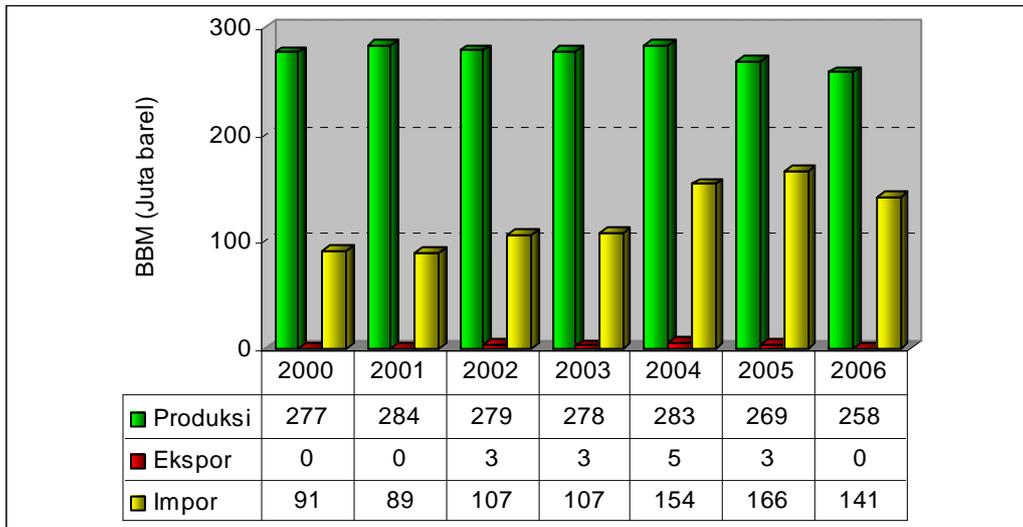
4.3 Pasokan dan Pemanfaatan BBM

4.3.1 Pasokan BBM

Setelah terjadinya krisis ekonomi pada tahun 1998 tidak dilakukan penambahan kapasitas kilang. Kondisi ini menyebabkan produksi BBM dalam kurun waktu 2000 - 2006 relatif konstan. Sementara itu, meningkatnya aktifitas perekonomian telah mendorong peningkatan konsumsi BBM, khususnya minyak solar, minyak tanah dan minyak bakar di dalam negeri. Guna mengatasi peningkatan konsumsi BBM tersebut, maka perlu dilakukan impor BBM. Gambar 4.5 menyajikan perkembangan produksi, ekspor, dan impor BBM dari tahun 2000 - 2006. Dari gambar tersebut terlihat bahwa dengan jumlah produksi BBM yang relatif konstan, maka diperlukan peningkatan impor BBM dari tahun ke tahun dengan laju rata-rata sebesar 7,6% per tahun.

Sesuai dengan jenis minyak mentah yang diolah dan jenis proses yang ada pada sebuah kilang, maka kilang-kilang yang ada pada saat ini tidak dapat memenuhi kebutuhan semua jenis BBM yang diperlukan di dalam negeri. Kekurangan jenis BBM tersebut harus dipenuhi dengan impor. Impor BBM di masa datang akan terus meningkat, mengingat kecepatan peningkatan

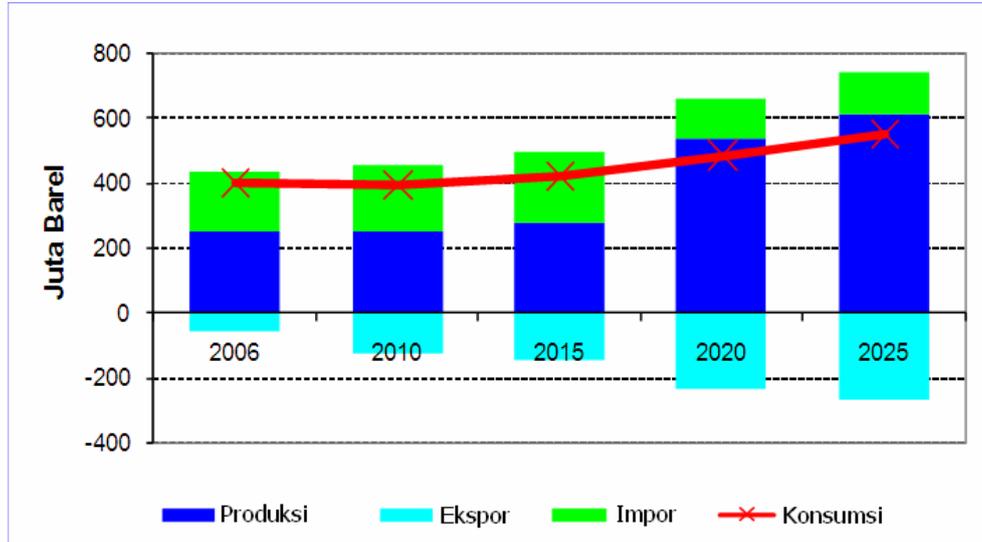
kebutuhan BBM di dalam negeri lebih pesat daripada kecepatan peningkatan kapasitas kilang minyak yang memproduksi BBM.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 4.5 Perkembangan produksi, impor, dan ekspor BBM

Perincian jumlah produksi, impor, ekspor, dan konsumsi BBM untuk kasus R30 disajikan dalam Gambar 4.6. Sedangkan perbandingan neraca BBM antara kasus dasar dengan ketiga kasus lainnya dapat dilihat pada Tabel 4.2.



Gambar 4.6 Prakiraan produksi, impor, dan ekspor BBM untuk kasus dasar (R30)

Produksi BBM pada tahun 2010 masih sama dengan produksi BBM pada tahun 2006, hal ini terkait dengan belum adanya penambahan kapasitas kilang yang ada. Impor BBM merupakan pilihan untuk memenuhi konsumsi BBM di dalam negeri. Pada tahun 2025, terdapat penambahan kapasitas minyak, sehingga dapat diproduksi lebih banyak BBM. Meskipun demikian, jenis BBM yang diproduksi tidaklah sesuai dengan kebutuhan BBM di dalam negeri, sehingga impor dan ekspor dari jenis BBM yang berbeda masih harus dilakukan.

Sebagai contoh, pada tahun 2015 kilang yang ada menghasilkan bensin yang lebih banyak daripada yang dibutuhkan di dalam negeri. Pada saat yang sama, minyak solar yang dihasilkan lebih sedikit daripada yang dibutuhkan di dalam negeri, sehingga produk bensin dapat diekspor sedangkan produk solar harus diimpor.

Pada Tabel 4.2 dapat dilihat perbandingan neraca BBM untuk kedua skenario dan dua harga minyak mentah yang dipilih. Dari tabel ini dapat dilihat bahwa pada laju pertumbuhan PDB tinggi, konsumsi BBM menjadi tinggi, hal tersebut juga diikuti oleh impor BBM yang tinggi. Selanjutnya pada laju pertumbuhan PDB yang sama, konsumsi BBM menurun pada saat harga minyak mentah menjadi mahal.

Tabel 4.2 Perbandingan neraca BBM untuk setiap kasus (juta barel)

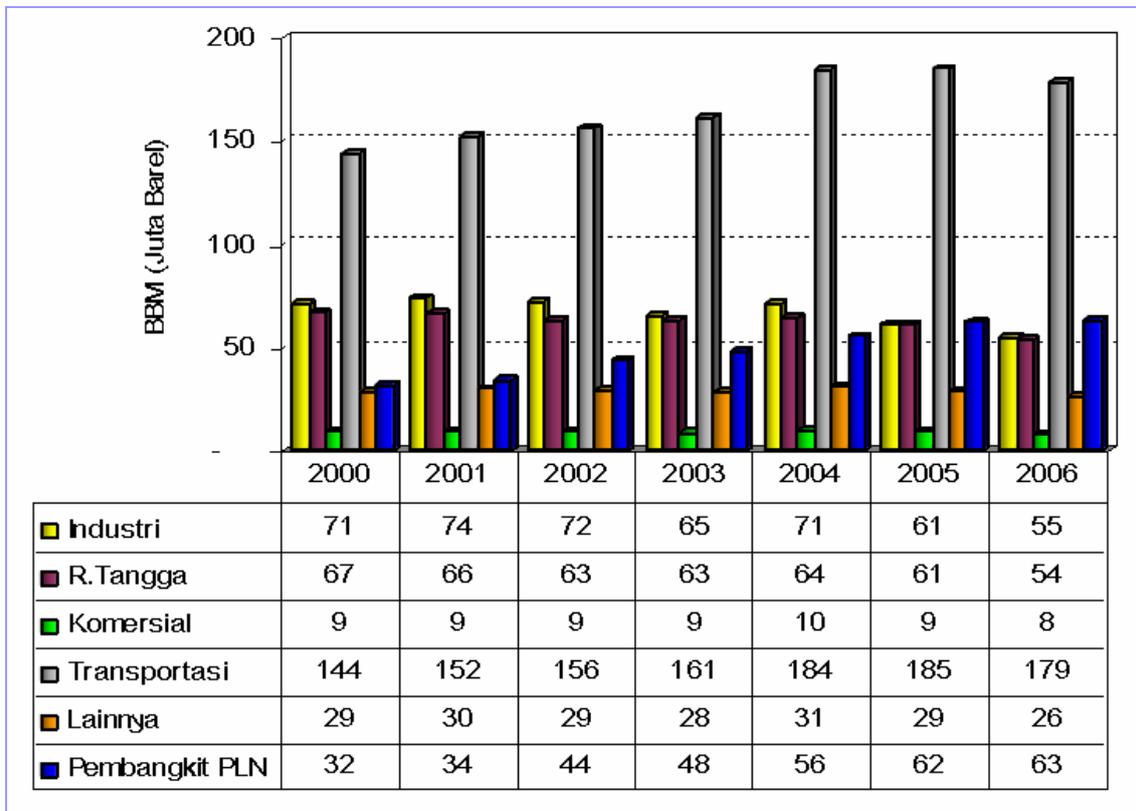
| Kasus | Parameter | Tahun | | | | | Total |
|-------|-----------|-------|------|------|------|------|-------|
| | | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | |
| R30 | Produksi | 252 | 252 | 281 | 538 | 615 | 1938 |
| | Ekspor | 59 | 128 | 146 | 278 | 310 | 921 |
| | Impor | 182 | 208 | 217 | 91 | 95 | 793 |
| | Konsumsi | 404 | 396 | 425 | 488 | 554 | 2267 |
| T30 | Produksi | 252 | 252 | 266 | 323 | 398 | 1491 |
| | Ekspor | 49 | 81 | 65 | 167 | 158 | 519 |
| | Impor | 180 | 244 | 269 | 306 | 427 | 1427 |
| | Konsumsi | 383 | 415 | 471 | 575 | 780 | 2624 |
| R60 | Produksi | 252 | 252 | 394 | 505 | 505 | 1909 |
| | Ekspor | 30 | 71 | 94 | 118 | 80 | 393 |
| | Impor | 182 | 209 | 110 | 99 | 136 | 736 |
| | Konsumsi | 404 | 389 | 411 | 487 | 561 | 2252 |
| T60 | Produksi | 252 | 252 | 394 | 618 | 580 | 2096 |
| | Ekspor | 48 | 81 | 110 | 154 | 81 | 475 |
| | Impor | 179 | 245 | 181 | 96 | 269 | 971 |
| | Konsumsi | 383 | 416 | 465 | 560 | 768 | 2593 |

4.3.2 Pemanfaatan BBM

Dalam kurun waktu 2000 - 2006 pemanfaatan BBM di dalam negeri mengalami peningkatan, dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 1,5% per tahun, yaitu dari sebesar 352 juta SBM pada tahun 2000 menjadi sebesar 387 juta barel pada tahun 2006. Konsumsi BBM berdasarkan sektornya adalah komersial, rumah tangga, transportasi, industri, pembangkit listrik, dan lainnya (pertanian, konstruksi, dan pertambangan). Perincian BBM yang dikonsumsi pada masing-masing sektor dapat dilihat pada Gambar 4.7.

Pada gambar ini terlihat bahwa berdasarkan persentasenya, sektor transportasi merupakan sektor yang paling banyak mengkonsumsi BBM, setiap tahunnya rata-rata sektor ini mengkonsumsi sekitar 43,3% dari total konsumsi

BBM nasional, selanjutnya diikuti oleh sektor industri, rumah tangga dan pembangkit listrik, dengan prosentase sekitar 17,6%, 16,5% dan 12,6% adapun pangsa konsumsi sektor yang lain relatif kecil.



Sumber: Ditjen Migas

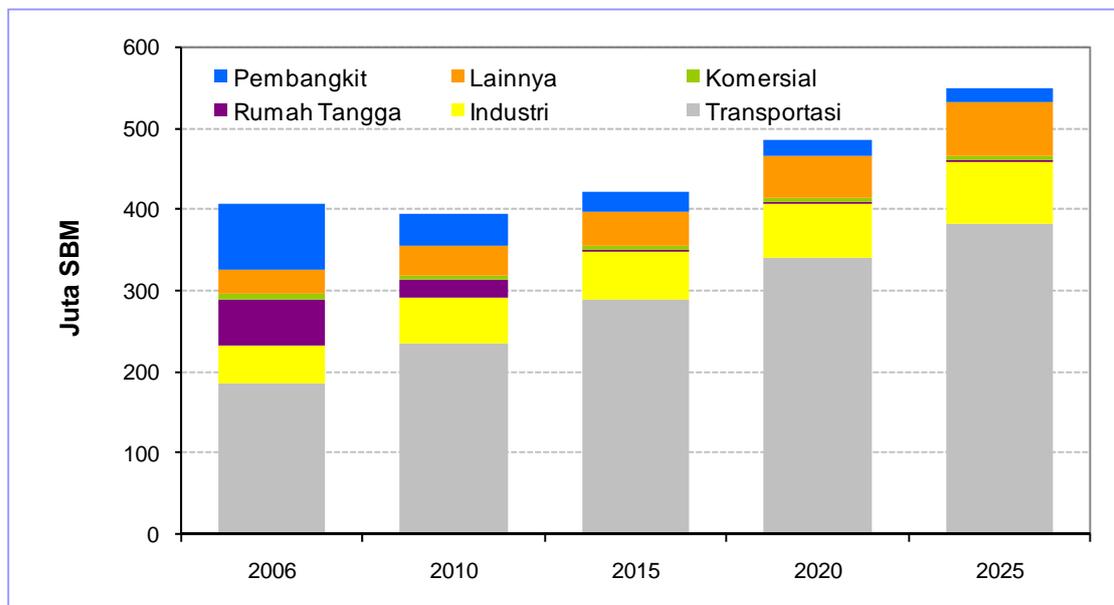
Gambar 4.7 Konsumsi BBM berdasarkan sektor

Pola konsumsi BBM dalam kurun 2000 - 2006 bervariasi sesuai dengan sektornya. Konsumsi BBM meningkat pada sektor transportasi dan pembangkit listrik milik PLN, menurun pada sektor industri dan rumah tangga, dan relatif stabil pada sektor komersial dan lainnya. Konsumsi BBM untuk pembangkit listrik non PLN termasuk dalam sektor industri.

Pada sektor transportasi, alternatif bahan bakar pengganti sangatlah sukar untuk bersaing dengan BBM, baik dari kenyamanan dalam pemakaian maupun harganya, sehingga konsumsi BBM selalu meningkat sesuai dengan peningkatan jumlah kendaraan yang ada. Pada sektor pembangkit listrik, BBM diperlukan sebagai bahan bakar untuk PLTD pada wilayah yang terpencil. Kemudahan dan tidak diperlukannya infrastruktur yang khusus dalam pemakaiannya merupakan alasan utama pemilihan BBM untuk pembangkit listrik. Adapun laju pertumbuhan rata-rata pemakaian BBM pada sektor transportasi dan pembangkit listrik adalah sebesar 3,6% dan 12,2% per tahun. Penurunan konsumsi BBM pada sektor rumah tangga dan industri karena adanya alternatif pilihan bahan bakar pengganti yaitu gas ataupun LPG, bahkan batubara pada beberapa jenis industri tertentu. Adapun laju penurunan rata-rata pemakaian BBM pada sektor rumah tangga dan industri adalah sebesar 3,5% dan 4,2% per tahun. Pemakaian BBM pada sektor komersial dan lainnya relatif stabil karena

aktifitas pada sektor tersebut tidak padat energi dan tidak selalu terkait dengan pemakaian BBM, seperti kegiatan pemberi jasa, pertanian dan konstruksi.

Secara keseluruhan, pertumbuhan rata-rata kebutuhan BBM dalam kurun waktu 2006 - 2025 adalah sebesar 1,6% per tahun. Adapun perincian proyeksi kebutuhan BBM pada sektor-sektor ekonomi untuk kasus dasar dapat dilihat pada Gambar 4.8.



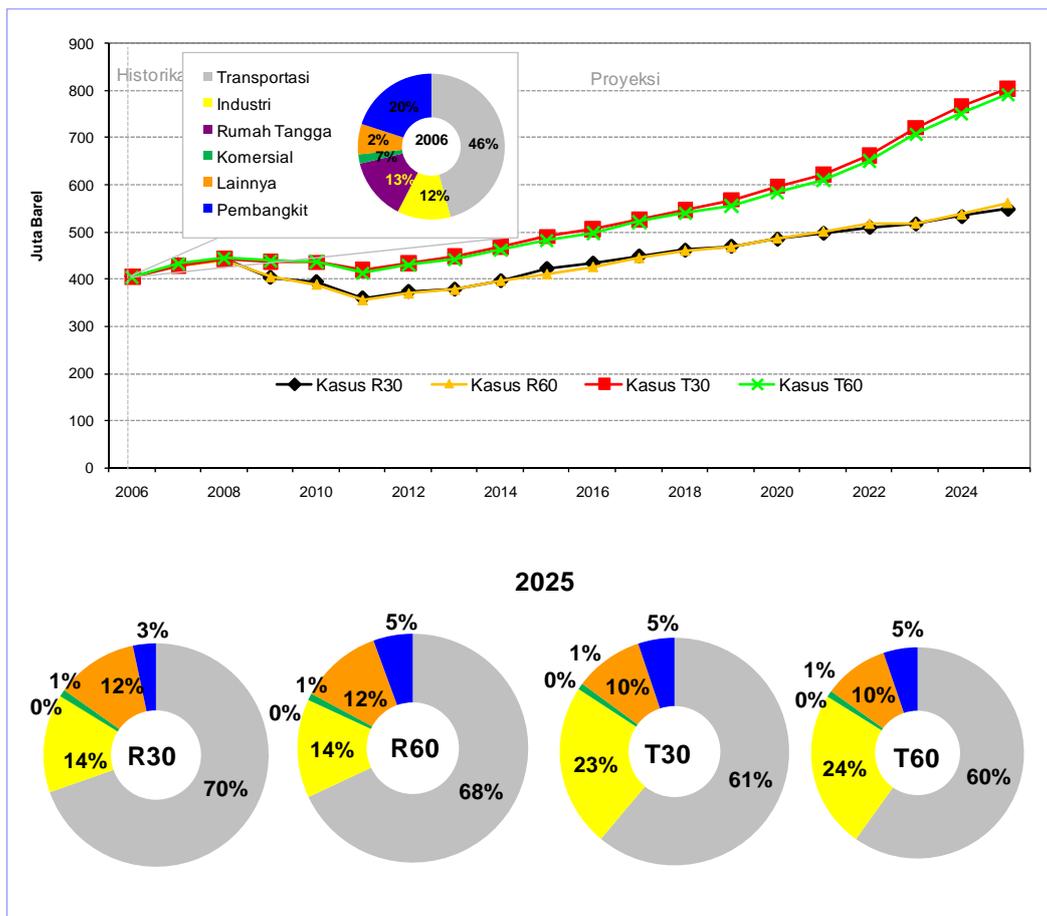
Gambar 4.8 Proyeksi kebutuhan BBM (kasus dasar)

Pada tahun 2006 pangsa terbesar konsumsi BBM adalah untuk sektor transportasi yaitu sebesar 46%, kemudian diikuti oleh sektor pembangkit (20%), sektor rumah tangga (13,7%) dan sektor industri (11,7%). Sedangkan sisanya diisi oleh sektor komersial dan lainnya. Dalam kurun waktu dari tahun 2006 - 2025 laju pertumbuhan pemakaian BBM yang tertinggi terjadi pada sektor lainnya sebesar 4,6%, diikuti oleh sektor transportasi dan industri masing-masing sebesar 3,9% dan 2,6% per tahun. Sementara itu pada sektor rumah tangga, komersial dan pembangkit listrik mengalami pertumbuhan negatif.

Pesatnya pertumbuhan kebutuhan BBM pada sektor industri terkait dengan kenyataan bahwa BBM diperlukan untuk bahan bakar boiler, *furnace*, dan bahan baku pada industri kimia. Selanjutnya laju pertumbuhan kebutuhan BBM pada sektor transportasi sesuai dengan pertumbuhan pemakaian kendaraan bermotor yang cukup tinggi. Pada sektor rumah tangga, program konversi minyak tanah menjadi LPG mengakibatkan pengurangan pemakaian BBM yang drastis yang pada akhirnya menyebabkan laju pertumbuhan yang negatif. Pada sektor komersial, laju pertumbuhan yang negatif terjadi karena meningkatnya pemakaian energi yang lebih bersih dan lebih mudah seperti LPG, gas, dan listrik. Sedangkan pada sektor pembangkit listrik, laju pertumbuhan yang negatif terjadi karena adanya upaya pemerintah

melaksanakan program percepatan pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar batubara (10 GW).

Perbandingan proyeksi kebutuhan BBM untuk seluruh skenario dan kasusnya secara berurutan dapat dilihat pada Gambar 4.9. Pada gambar ini terlihat bahwa proyeksi kebutuhan BBM mengalami penurunan pada tahun 2009 - 2014. Penurunan tersebut terjadi karena pertumbuhan negatif yang terjadi pada sektor rumah tangga, komersial dan pembangkit listrik. Selanjutnya, konsumsi BBM dipengaruhi oleh laju pertumbuhan PDB, dimana PDB tinggi mengkonsumsi BBM lebih banyak daripada PDB rendah. Sementara itu, perbedaan harga minyak mentah pada PDB yang sama, tidak berpengaruh pada konsumsi BBM dari semua sektor.

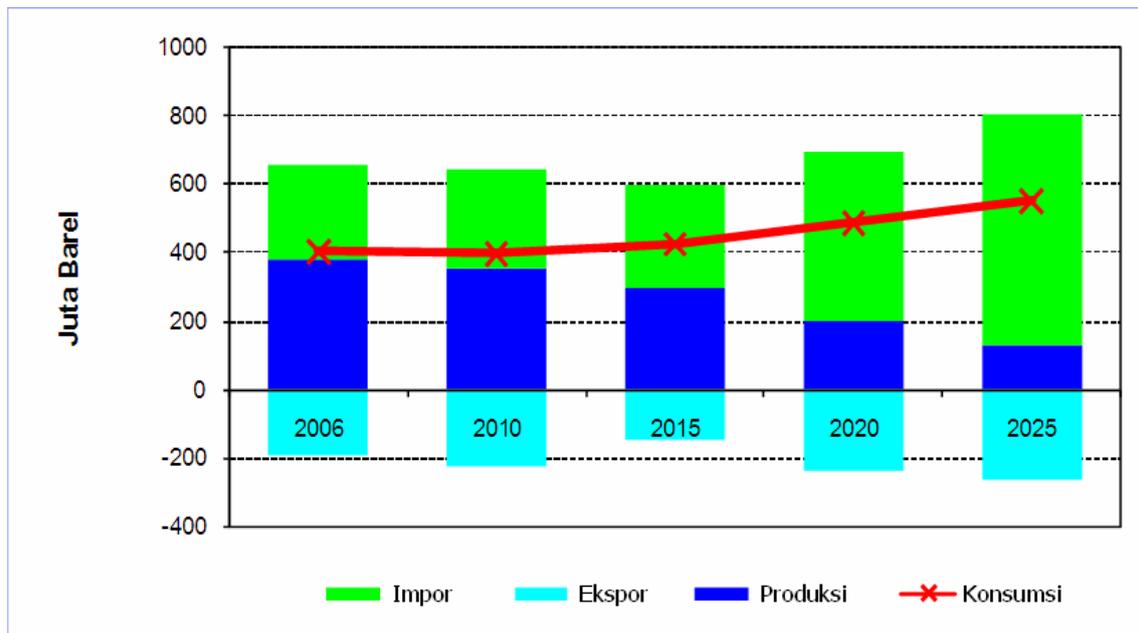


Gambar 4.9 Perbandingan kebutuhan BBM untuk setiap kasus

Pada tahun 2025, perbedaan PDB tinggi dan PDB rendah terlihat pada pangsa sektor industri dan transportasi, sedangkan pangsa sektor ACM, pembangkit listrik, rumah tangga dan komersial relatif tetap. Pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, sektor industri mencapai 24% dan sektor transportasi mencapai 60%; sementara itu pada skenario pertumbuhan PDB rendah, sektor industri mencapai 14% dan sektor transportasi mencapai 70%.

4.4 Pasokan Minyak Mentah dan BBM

Berangkat dari gambaran pasokan minyak bumi (sub bab 4.2) dan pasokan BBM (sub bab 4.3), maka dapat diprakirakan kondisi pasokan minyak mentah dan BBM. Pada kasus R30, penyediaan minyak yang mencakup minyak bumi (*crude oil*) dan BBM akan menurun menjadi 396 juta barel pada tahun 2010 dan kemudian naik menjadi 554 juta barel pada tahun 2025. Sementara itu, impor minyak akan naik menjadi 294 juta barel pada tahun 2010 dan naik menjadi 648 juta barel pada tahun 2025. Gambar 4.10 menyajikan perbandingan antara produksi, impor dan ekspor minyak untuk kasus dasar (R30). Dari gambar tersebut, terlihat bahwa defisit pasokan minyak sebesar 43 juta barel pada tahun 2010 dan meningkat menjadi 425 juta barel pada tahun 2025.



Gambar 4.10 Prakiraan produksi, impor dan ekspor minyak bumi dan BBM untuk kasus dasar (R30)

Melihat besarnya kondisi defisit dalam penyediaan minyak bumi dan BBM di masa mendatang maka perlu diantisipasi dengan penyediaan bahan bakar alternatif dari bahan bakar cair alternatif. Saat ini, yang memiliki peluang untuk menjadi bahan bakar cair alternatif adalah bahan bakar nabati (BBN) dan bahan bakar sintesis dari pencairan batubara. Secara teknologi, BBN merupakan jenis energi yang paling siap diproduksi. Di lain pihak, bahan bakar sintesis dari pencairan batubara masih belum layak untuk diterapkan secara komersial pada rentang harga minyak 30 \$/barel - 60 \$/barel.

Perbandingan neraca minyak untuk kedua skenario dan dua harga minyak mentah yang dipilih dapat dilihat pada Tabel 4.3. Dari tabel dapat dilihat bahwa produksi minyak adalah sama untuk skenario dan harga minyak mentah. Konsumsi minyak dipengaruhi oleh perbedaan skenario pertumbuhan PDB rendah dan PDB tinggi, tetapi relatif tidak dipengaruhi perbedaan harga minyak. Pada semua skenario dan harga minyak mentah, impor minyak harus dilakukan untuk memenuhi konsumsi di dalam negeri, sedangkan ekspor harus dilakukan untuk mengeluarkan kelebihan produksi di dalam negeri.

Tabel 4.3 Perbandingan neraca minyak untuk setiap kasus (juta barel)

| Kasus | Parameter | Tahun | | | | | Total |
|-------|-----------|-------|------|------|------|------|-------|
| | | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | |
| R30 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1.362 |
| | Ekspor | 194 | 227 | 146 | 278 | 310 | 1.155 |
| | Impor | 279 | 294 | 450 | 570 | 648 | 2.241 |
| | Konsumsi | 404 | 396 | 425 | 488 | 554 | 2.267 |
| T30 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1.362 |
| | Ekspor | 184 | 180 | 66 | 167 | 158 | 754 |
| | Impor | 277 | 330 | 352 | 827 | 1127 | 2.914 |
| | Konsumsi | 383 | 415 | 471 | 575 | 780 | 2.624 |
| R60 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1.362 |
| | Ekspor | 165 | 170 | 95 | 118 | 80 | 628 |
| | Impor | 279 | 295 | 172 | 332 | 544 | 1.622 |
| | Konsumsi | 404 | 389 | 411 | 487 | 561 | 2.252 |
| T60 | Produksi | 378 | 353 | 299 | 203 | 129 | 1.362 |
| | Ekspor | 183 | 81 | 110 | 154 | 81 | 609 |
| | Impor | 276 | 331 | 414 | 575 | 923 | 2.519 |
| | Konsumsi | 383 | 416 | 465 | 560 | 768 | 2.592 |

4.5 Infrastruktur BBM

Infrastruktur BBM mencakup berbagai fasilitas, mulai dengan infrastruktur penyediaan minyak mentah untuk bahan baku kilang minyak, pengolahan minyak mentah menjadi BBM, pendistribusian BBM ke konsumen. Adapun perinciannya akan diuraikan sebagai berikut.

4.5.1 Penyediaan dan Pengolahan Minyak Mentah

A. Penyediaan minyak bumi untuk bahan baku kilang

Hasil produksi minyak bumi diangkut dari sumur minyak ke kilang minyak melalui jaringan pipa dan kapal tanker. Sebagian besar dari jalur pipa minyak merupakan jaringan pipa lama dan jaringan pipa baru yang dibangun setelah ditemukan cadangan minyak yang berpotensi untuk dikembangkan. Pada umumnya jaringan pipa minyak yang ada di seluruh lapangan minyak dipergunakan untuk mengangkut minyak ke pelabuhan tempat menampung minyak untuk ekspor, kilang minyak, dan keperluan sendiri.

B. Pengolahan minyak mentah menjadi BBM

Kilang minyak merupakan infrastruktur utama dalam pengolahan minyak mentah menjadi BBM. Pada saat ini terdapat 9 buah kilang di Indonesia dengan kapasitas total sebanyak 1.057 ribu barel per hari. Adapun perincian dari kilang minyak yang ada pada saat ini dapat dilihat pada Tabel 4.4.

Dimasa yang akan datang, kapasitas kilang keseluruhan di Indonesia akan meningkat, sejalan dengan meningkatnya kebutuhan BBM di dalam negeri yang diikuti dengan peningkatan jumlah BBM yang diproduksi dan minyak mentah yang harus diimpor untuk bahan baku kilang minyak. Perlu diketahui bahwa pada saat ini terdapat beberapa rencana proyek kilang minyak, seperti di Selayar dan Tuban, tetapi belum ada satupun yang terealisasi. Kendala yang utama adalah diperlukannya dana yang besar untuk membangun sebuah kilang dan kepastian pasokan minyak mentah yang akan menjadi bahan baku kilang yang akan dibangun.

Tabel 4.4 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 | |

4.5.2 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, yaitu:

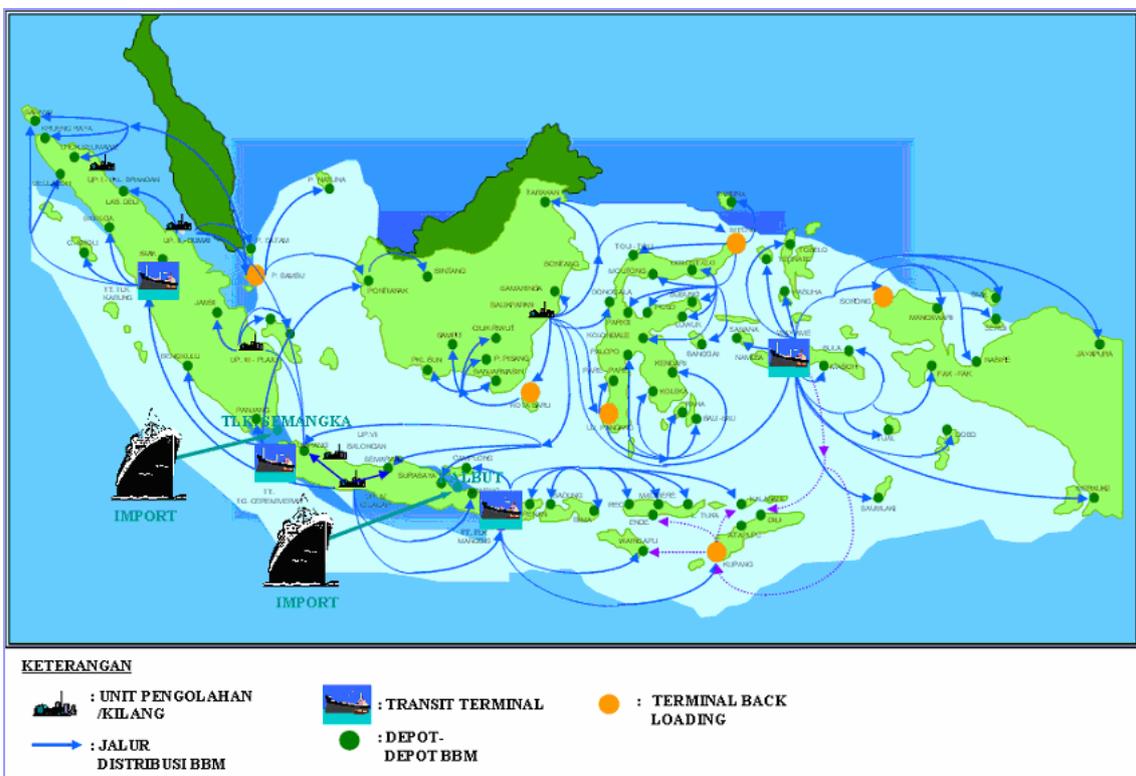
- Pola distribusi dari kilang ke *floating storage*;
- Pola distribusi dari kilang ke terminal transit;
- Pola distribusi dari kilang langsung ke *seafed* depot dan/atau pihak ke III;
- Pola distribusi dari *floating storage* ke terminal transit;
- Pola distribusi dari *floating storage* ke *seafed* depot dan/atau pihak ke III;
- Pola distribusi dari terminal transit ke *seafed* depot dan/atau pihak ke III.

Jalur distribusi BBM dari produksi kilang dan impor ke *seafed* depot dan/atau pihak ke III melalui kapal tanker dapat dilihat pada Gambar 4.11.

Indonesia selain memproduksi BBM melalui kilang nasional, juga mengimpor BBM, terutama minyak solar yang ditampung pada dua titik penampungan, yaitu pada *floating storage* Teluk Semangka yang terletak di Selat Sunda dan

floating storage Kalbut Situbondo yang terdapat di perairan Situbondo, Jawa Timur. Impor minyak solar yang ditampung di *floating storage* Teluk Semangka, digunakan untuk memenuhi kebutuhan minyak solar di Bengkulu, Lampung, Pontianak, dan sebagian kebutuhan pembangkit listrik (PLTGU) di Jawa. Sedangkan impor minyak solar melalui *floating storage* Kalbut Situbondo diperuntukkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan minyak solar di Surabaya dan sekitarnya, Bali, NTB, NTT, Ambon, dan Papua Barat.

Berdasarkan wilayah pemasaran BBM, Indonesia terbagi atas 8 unit pemasaran dalam negeri (UPDN), dengan pusatnya di kota Medan, Palembang, Jakarta, Semarang, Surabaya, Balikpapan, Ujung Pandang, dan Jayapura. Sesuai dengan kondisi wilayah UPDN, 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.



Gambar 4.11 Jalur distribusi BBM dari kilang dan impor

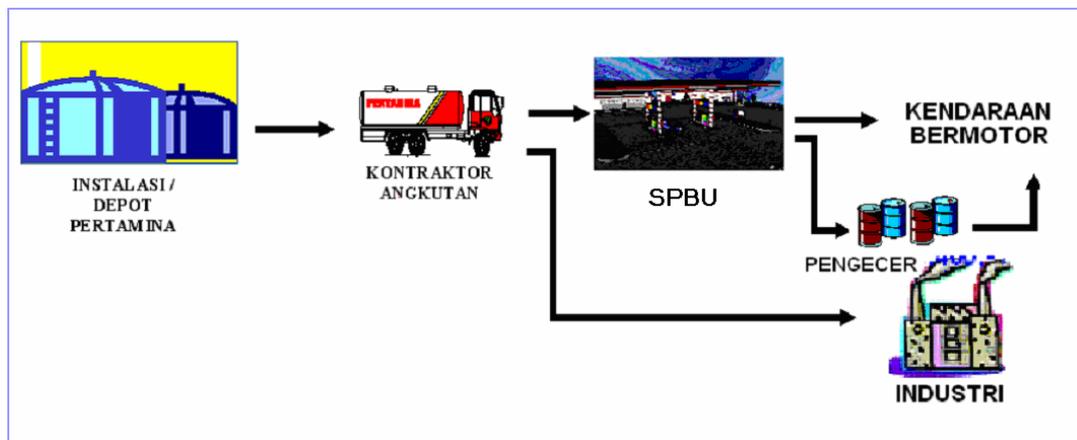
BBM yang didistribusikan dengan kapal tanker hanya BBM yang diproduksi oleh kilang Dumai, Sungai Pakning, Musi, Cilacap, Balikpapan, dan Kasim. Distribusi BBM melalui kapal tanker, merupakan sistem distribusi utama, dimana BBM yang didistribusi mencapai sekitar 87 juta kilo liter setiap tahunnya atau 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 sistem distribusi BBM ke konsumen dimulai dari tempat penyimpanan dan penimbunan sampai ke konsumen. Berdasarkan karakteristik konsumennya, maka dikenal sistem distribusi yang berbeda untuk bensin, minyak solar dan minyak tanah yang dijual secara eceran ke konsumennya.

A. Sistem Distribusi Bensin

Sistem distribusi bensin merupakan sistem yang cukup sederhana, mengingat penggunaan bensin pada umumnya adalah untuk kendaraan baik darat maupun kapal kecil. Sistem ini dibagi dua sesuai dengan jenis konsumen akhir yaitu kendaraan melalui SPBU dan industri yang dikirimkan secara langsung oleh transporter. Diagram alir sistem distribusi bensin dapat dilihat pada Gambar 4.12.



Gambar 4.12 Diagram sistem distribusi bensin

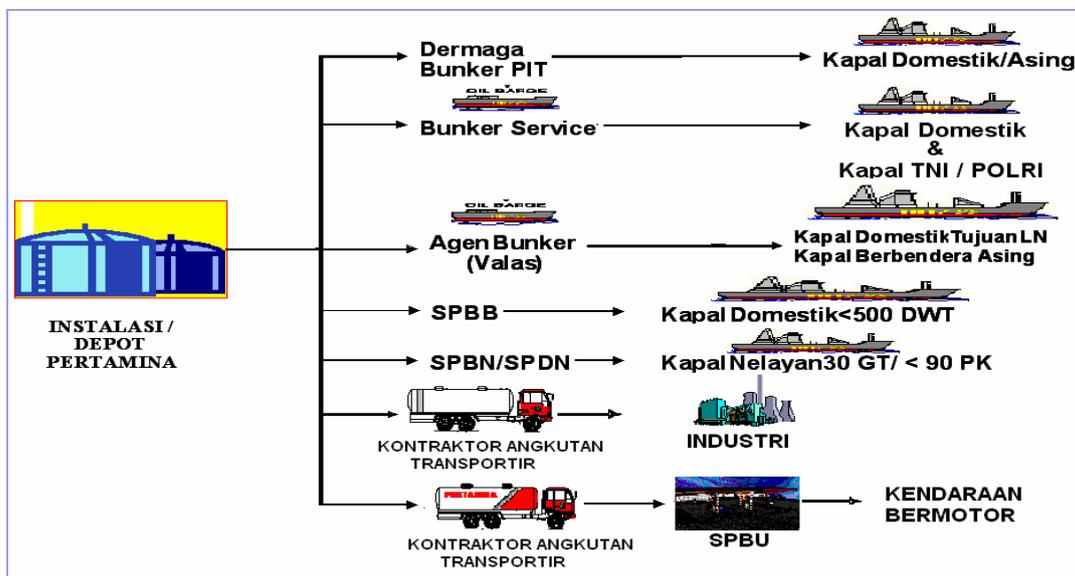
Dari gambaran tersebut terlihat adanya satu komponen yang bukan merupakan unit atau komponen resmi dalam sistem distribusi yaitu pengecer. Pengecer bensin pada umumnya menjual bensin secara eceran kepada konsumen, seperti sepeda motor, serta angkutan umum perkotaan. Pengecer masih berperan dalam distribusi bensin karena keberadaannya memberikan kemudahan bagi konsumen dalam memperoleh bensin, yang antara lain disebabkan oleh lokasi SPBU yang jauh, adanya fleksibilitas dalam hal volume penjualan dan sistem pembayaran komoditas bensin yang diperjualbelikan, dan seringkali SPBU mengalami kelangkaan stok bensin pada lokasi tertentu. Permasalahan terkait dengan sistem distribusi BBM adalah sering terjadinya keterlambatan penyaluran bensin ke daerah yang sulit dijangkau kendaraan.

B. Sistem Distribusi Solar

Sistem distribusi minyak solar merupakan sistem distribusi yang cukup kompleks. Bila dilihat dari struktur harga ada dua jenis distribusi, yaitu solar bersubsidi yang diperjualbelikan di SPBU untuk kendaraan, usaha industri kecil, menengah, serta solar tanpa subsidi untuk industri, termasuk

pembangkit listrik. Dilihat dari penggunaannya terdapat berbagai sektor pemakaian energi antara lain sebagai bahan bakar kendaraan pribadi, bus truk, kapal, pembangkit listrik diesel, industri, dan lain-lain. Sedangkan dari distribusinya, dibagi menjadi SPBU, industri, SPBN/SPDN, SPBB, agen bunker, *bunker service*, serta dermaga bunker. Secara ringkas diagram alir sistem distribusi minyak solar dapat dilihat pada Gambar 4.13.

Permasalahan terkait dengan sistem distribusi minyak solar adalah sering terjadinya keterlambatan penyaluran bensin ke daerah terpencil yang sulit dijangkau kendaraan. Selain itu, masalah utama dari distribusi minyak solar adalah adanya harga jual minyak solar yang berbeda antara minyak solar untuk kebutuhan umum yang diperjualbelikan di SPBU dengan minyak solar untuk konsumen tertentu (industri dan pembangkit listrik). Meskipun selisih harga yang tidak begitu besar, namun peluang penyalahgunaan alokasi minyak solar mungkin terjadi karena sebagian pengusaha SPBU juga memiliki industri.



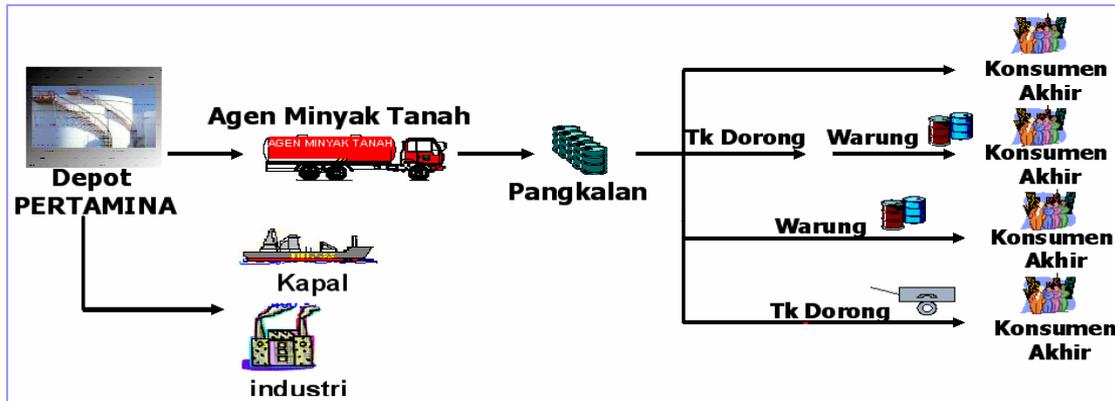
Gambar 4.13 Diagram sistem distribusi minyak solar

C. Sistem Distribusi Minyak Tanah

Berbeda dengan sistem distribusi minyak yang lain, konsumen minyak tanah sebagian besar adalah konsumen rumah tangga dan usaha kecil. Sedangkan dari pemanfaatannya, minyak tanah sebagian besar digunakan untuk memasak dan sebagian lainnya untuk penerangan. Disamping konsumen rumah tangga dan usaha kecil, minyak tanah juga dipergunakan oleh nelayan sebagai bahan bakar untuk penerangan dan bahan bakar mesin penggerak kapal.

Berbeda dengan minyak solar dan bensin yang distribusi sampai ke SPBU merupakan tanggung jawab Pertamina, maka untuk minyak tanah, mulai dari depo sudah menjadi tanggung jawab agen minyak tanah. Bila harga solar dan bensin mudah dipantau, maka harga minyak tanah sampai ke konsumen rumah tangga sulit dikontrol, karena harga eceran tertinggi (HET) hanya ditentukan sampai tingkat pangkalan, selebihnya tergantung dari pengecer serta jarak

konsumen dengan pangkalan minyak tanah. Sistem distribusi minyak tanah secara ringkas dapat dilihat pada Gambar 4.14.



Gambar 4.14 Diagram sistem distribusi minyak tanah

Permasalahan terkait dengan sistem distribusi minyak tanah adalah kenyataan bahwa sampai saat ini masih sering terjadi kelangkaan minyak tanah pada daerah yang terletak agak terpencil. Kelangkaan ini disebabkan selain memang terjadi keterlambatan dalam pengiriman dari kilang/depot/pangkalan juga sering terjadi penyalahgunaan yang dilakukan oleh agen minyak tanah yakni melakukan penyaluran minyak tanah yang seharusnya diperuntukkan untuk sektor rumah tangga tetapi disalurkan ke pada pihak lain (industri). Hal ini terjadi karena adanya selisih harga yang cukup signifikan karena harga minyak tanah (perangko depot) ditetapkan sebesar Rp 2.000 per liter, sedangkan harga minyak tanah untuk industri adalah sesuai dengan harga pasar. Penyalahgunaan alokasi minyak tanah untuk kebutuhan konsumen rumah tangga dan usaha kecil ke sektor industri biasanya digunakan baik sebagai kebutuhan pokok atau untuk dicampur dengan BBM lainnya.

4.6 Penyediaan Bahan Bakar Alternatif (Non-Konvensional)

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

4.6.1 Biofuel

Dalam rangka mengurangi ketergantungan terhadap BBM, pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006, tentang kebijakan energi nasional 2005 -2025, yang mana dinyatakan bahwa pada tahun 2025 target pasokan *biofuel* diharapkan mencapai 5% terhadap 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 yaitu bioethanol atau gasohol yang dimaksudkan sebagai pengganti bensin, biodiesel dan *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.

A. Biodiesel

Bahan baku pembuatan biodiesel adalah minyak nabati yang direaksikan dengan metanol. Campuran biodiesel dengan minyak solar menggunakan sistem penamaan tersendiri, sebagai contoh, 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. Pemakaian minyak solar pada kendaraan dapat digantikan dengan biodiesel, sedangkan minyak solar pada generator listrik dapat digantikan dengan *pure plant oil* atau minyak nabati asli.

B. Bioetanol

Bahan baku untuk proses pembuatan etanol di Indonesia adalah tanaman yang mengandung pati seperti jagung, ubi kayu, ubi jalar, sagu, dan tetes tebu atau molases. Produksi bioetanol dengan bahan baku tanaman yang mengandung pati atau karbohidrat, dilakukan melalui proses konversi karbohidrat menjadi gula (glukosa) larut air.

Pemakaian bensin pada kendaraan dapat digantikan dengan *anhydrous ethanol*. 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.

4.6.2 Pencairan Batubara

Kebijakan energi nasional telah mengamanatkan penggunaan minyak sintetis dari pencairan batubara minimum telah mencapai 2% dari energi bauran Indonesia pada tahun 2025. Sumbangan minyak sintetis yang diproduksi melalui teknologi pencairan batubara, diharapkan dapat mengkompensasikan penurunan produksi minyak bumi yang sedang terjadi.

Pada saat ini dikenal ada 2 jenis teknologi pencairan batubara, yaitu teknologi pencairan batubara secara langsung (*direct coal liquefaction*) dan teknologi pencairan batubara tidak langsung (*indirect coal liquefaction*). Meskipun demikian, pada saat ini hanya pencairan batubara tidak langsung yang telah beroperasi secara komersial di Afrika Selatan dengan kapasitas 150 ribu barel/hari. Sementara itu, teknologi pencairan batubara secara langsung baru sampai tahap *demo plant* dan belum ada yang komersial.

4.7 Rekomendasi Kebijakan

Selama ini minyak bumi merupakan sumber energi yang sangat dominan digunakan oleh masyarakat karena sifatnya yang *compatible*/mudah untuk digunakan sehingga menyebabkan dalam jangka pendek minyak bumi belum dapat digantikan dengan sumber energi alternatif lainnya. Karena dominannya minyak bumi dalam memenuhi kebutuhan energi nasional pada akhirnya membuat ketergantungan kita terhadap minyak bumi semakin besar. Hal ini merupakan sesuatu yang kurang baik mengingat adanya keterbatasan cadangan minyak bumi. Untuk mengatasi hal ini, maka sudah saatnya untuk mengembangkan sumber energi alternatif dengan tujuan untuk mengantisipasi masalah kekurangan akan sumber energi. Beberapa program yang dapat dilakukan dalam upaya untuk pemenuhan kebutuhan minyak dalam negeri adalah sebagai berikut.

4.7.1 Intensifikasi Eksplorasi

Program intensifikasi eksplorasi adalah program eksplorasi untuk mencari wilayah baru termasuk wilayah *frontier* dan laut dalam. Dalam usaha untuk meningkatkan jumlah cadangan minyak bumi potensial untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yang terus meningkat. Kegiatan eksplorasi untuk menemukan cadangan baru secara intensifikasi memang terus dilakukan. Namun dilapangan ada kecenderungan bahwa letak cadangan minyak bumi yang baru terletak semakin jauh dan banyak diantaranya terletak di wilayah yang sulit untuk dijangkau karena berada di daerah *frontier* dan laut dalam. Biaya eksplorasi meningkat sesuai dengan tingkat kesulitan mendapatkan cadangan minyak bumi yang layak secara ekonomis. Kegiatan usaha di sektor hulu beresiko tinggi, sehingga pemberian insentif atau keringanan pajak untuk peralatan yang digunakan dalam kegiatan eksplorasi merupakan salah satu cara yang dapat dilakukan oleh pemerintah untuk menarik minat investor dalam rangka program intensifikasi eksplorasi untuk meningkatkan jumlah cadangan minyak bumi.

4.7.2 Peningkatan Efisiensi

Secara umum peningkatan efisiensi melalui penggunaan peralatan yang lebih efisien, hemat energi merupakan salah satu cara untuk mengatasi permasalahan dalam penyediaan dan pemanfaatan energi nasional. Konservasi energi dapat dilakukan dengan jalan meningkatkan efisiensi pemakaian energi dengan mengembangkan dan memanfaatkan teknologi hemat energi baik di sisi hulu maupun sisi hilir.

Dengan terlaksananya program konservasi energi dapat mendorong pemanfaatan energi secara efisien dan rasional tanpa mengurangi kebutuhan energi yang diperlukan dengan jalan melakukan audit energi, mengurangi pemakaian energi yang bersifat konsumtif, mengganti peralatan yang tidak efisien, serta mengatur waktu pemakaian peralatan energi.

Percepatan program 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 menerapkan teknologi hemat energi dan manajemen energi, rumah tangga dan komersial dengan jalan menerapkan peralatan hemat energi, transportasi dengan jalan menerapkan teknologi hibrid (kendaraan dengan efisiensi tinggi) yang didorong dengan insentif pemerintah dan melalui mekanisme pembangunan bersih (*clean development mechanism / CDM*), serta meningkatkan transportasi masal.

4.7.3 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 CNG, LPG dan LNG dapat menjadi bahan bakar alternatif pada sektor transportasi, khususnya untuk transportasi masal seperti kereta api.

Untuk meningkatkan penggunaan BBN, perlu didukung oleh suatu perencanaan induk yang mencakup antara lain peraturan tentang pemberian insentif dan disinsentif mengenai pelaksanaan mandatori, serta tata niaga dalam pengadaan dan distribusi BBN. Pengembangan produk pencairan batubara dan DME secara teknologi bukanlah masalah, meskipun demikian pengembangannya secara masal masih terhambat oleh harga keekonomiannya yang masih lebih mahal dari harga BBM.

Permasalahan utama dari pembangunan pabrik pencairan batubara adalah masalah teknologi yang saat ini baru komersial digunakan di Afrika Selatan, investasi yang cukup besar, ketersediaan cadangan batubara yang cukup besar, dan harga produk minyaknya harus cukup kompetitif dengan harga minyak bumi. Oleh karena itu, kesuksesan pembangunan pabrik pencairan batubara memerlukan kerja sama yang erat antara investor dan Pemerintah dalam aspek:

- Penyediaan dana investasi oleh investor;
- Jaminan pasar oleh Pemerintah bagi produk pencairan batubara dengan menetapkan formula harga yang saling menguntungkan;
- Jaminan suplai dan harga batubara untuk bahan baku pencairan batubara.

4.7.4 Pengembangan Infrastruktur

Program pengembangan infrastruktur minyak bumi secara umum dapat dibagi dua yaitu untuk jangka pendek dan jangka panjang. Pengembangan infrastruktur 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. Pengembangan infrastruktur 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 5 GAS BUMI, LPG, DAN LNG

5.1 Cadangan Gas Bumi

Berdasarkan informasi yang disampaikan dalam *International Energy Outlook 2007*, cadangan terbukti gas bumi dunia per Januari 2007 adalah sebesar 6183 *trillion cubic feet* (TCF). Sekitar 57,7% dari cadangan gas bumi tersebut terdapat di Rusia, Iran dan Qatar. Sementara itu, jumlah cadangan terbukti gas bumi Indonesia adalah setara dengan 1,6% dari cadangan gas bumi dunia.

Cadangan gas bumi Indonesia berdasarkan wilayahnya dibagi dalam enam wilayah, yaitu Sumatera, Natuna, Jawa, Kalimantan, Papua dan Pulau Lainnya. Dalam pembagian ini, Pulau Lainnya mencakup Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Cadangan gas berdasarkan tingkat kepastiannya terbagi atas P1 (*proven*), P2 (*probable*) dan P3 (*possible*). Adapun perincian cadangan gas dalam masing-masing wilayah berdasar tingkat kepastiannya pada tahun 2006 dapat dilihat pada Tabel 5.1.

Tabel 5.1 Cadangan gas bumi berdasarkan wilayah (BCF)

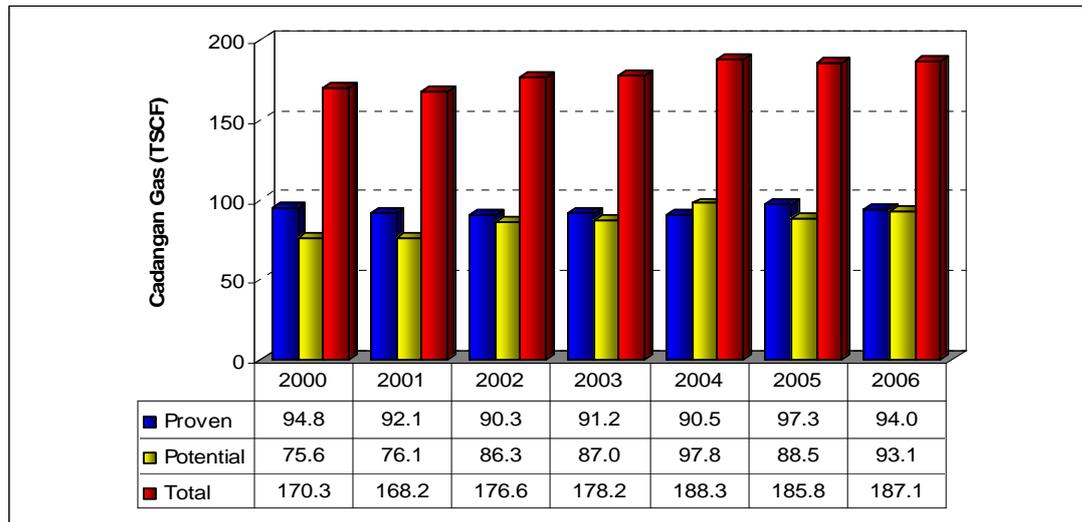
| | Cadangan | | |
|---------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| | <i>Proven</i> (P1) | <i>Probable</i> (P2) | <i>Possible</i> (P3) |
| Sumatera | 27.751,7 | 7.590,4 | 13.449,8 |
| Natuna | 33.762,9 | 23.365,5 | 9.051,9 |
| Jawa | 10.517,7 | 2.449,8 | 6.356,7 |
| Kalimantan | 11.947,0 | 9.276,7 | 2.622,4 |
| Pulau Lainnya | 1.838,2 | 1.862,0 | 4.542,0 |
| Papua | 14.399,3 | 3.956,4 | 5.381,9 |
| Total | 100.216,7 | 48.500,7 | 41.404,6 |

Sumber: BP Migas, 2006

Pada tabel ini terlihat bahwa wilayah Natuna memiliki total cadangan gas *proven* dan cadangan *probable* terbesar, sedangkan Sumatera memiliki cadangan *possible* terbesar. Gas dari lapangan D-Alpha, Natuna Timur memiliki kandungan CO₂ sebesar 70%, meskipun demikian jumlah gas senyawa hidrokarbon yang ada masih setara dengan tiga kali cadangan gas di lapangan Arun, Sumatera. Natuna dan Sumatera merupakan wilayah penyedia gas yang utama di Indonesia. Pada beberapa tahun ini, terjadi peningkatan jumlah cadangan gas bumi dengan ditemukannya beberapa cadangan gas bumi baru, seperti cadangan gas bumi Donggi di Sulawesi Tengah dan Masela di Maluku.

Peningkatan jumlah cadangan gas bumi yang ada tersebut terkait dengan banyaknya kegiatan eksplorasi cadangan hidrokarbon yang dilakukan dan jenis hidrokarbon yang ditemukan adalah berupa gas bumi, bukan minyak bumi. Selanjutnya, penemuan cadangan gas bumi pada kurun waktu 2000 - 2006

lebih besar dibandingkan dengan produksinya, sehingga selama kurun waktu tersebut, setiap tahunnya cadangan gas bumi cenderung meningkat, sayangnya sebagian besar cadangan gas bumi tersebut terkonsentrasi di Indonesia bagian barat, sehingga untuk ke depan, kegiatan eksplorasi perlu di dorong ke arah Indonesia bagian timur. Adapun perkembangan cadangan gas bumi di Indonesia selama kurun waktu 2000 - 2006 ditunjukkan pada Gambar 5.1.



Sumber: Dirjen MIGAS dalam *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*, 2007.

Gambar 5.1 Perkembangan cadangan gas bumi

Coal bed methane (CBM), juga telah dianggap sebagai sumber gas dimasa depan. Secara umum CBM dapat ditemukan pada cekungan-sumberdaya batubara. Diperkirakan potensi CBM diseluruh Indonesia sekitar 450 TCF. Adapun perincian potensi sumberdaya CBM pada masing-masing cekungan batubara dapat dilihat pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2 Potensi sumberdaya *coal bed methane*

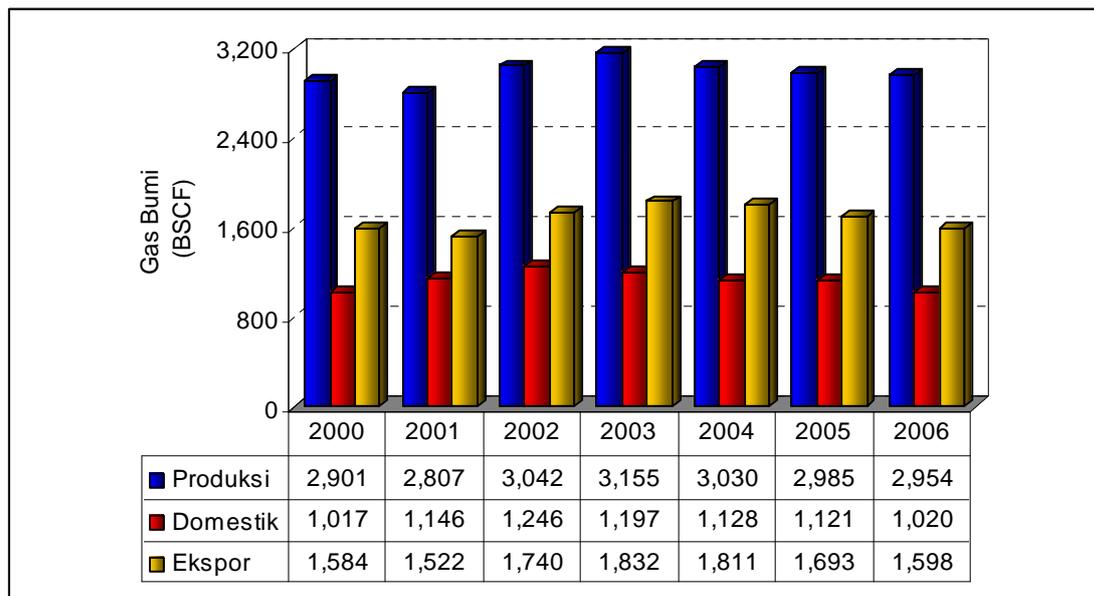
| Cekungan | Potensi (TCF) |
|-------------------|---------------|
| Sumatera Selatan | 183,0 |
| Sumatera Tengah | 52,5 |
| Ombilin | 0,5 |
| Bengkulu | 3,6 |
| Jatibarang | 0,8 |
| Barito | 101,6 |
| Kutei | 80,4 |
| Tarakan | 17,5 |
| Pasir & Asem-Asem | 3,0 |
| Berau | 8,4 |
| Sulawesi | 2,0 |
|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

Sumber : Dirjen Migas, 2007

5.2 Pasokan dan Pemanfaatan Gas Bumi

Berdasarkan informasi yang disampaikan dalam *International Energy Outlook 2007*, rasio antara cadangan terbukti dan produksi (C/P) gas bumi dunia per Januari 2007 adalah sebesar 65 tahun. Sebagai perbandingan, Rusia memiliki C/P sekitar 80 tahun, rata-rata negara-negara Timur Tengah memiliki C/P sekitar 100 tahun. Adapun Indonesia memiliki C/P sekitar 30 tahun.

Produksi gas dilakukan oleh Pertamina, perusahaan-perusahaan yang mengelola wilayah usaha pertambangan Pertamina dalam bentuk 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). Produksi gas nasional dari tahun 2000 - 2006 mengalami peningkatan rata-rata sebesar 0,3% per tahun. Peningkatan produksi gas bumi disebabkan adanya peningkatan pemanfaatan gas bumi domestik dan meningkatnya ekspor gas bumi. 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 di Indonesia selama kurun waktu 2000 - 2006 ditunjukkan pada Gambar 5.2.



Sumber: DESDM

Gambar 5.2 Perkembangan produksi gas bumi

Pada gambar ini terlihat bahwa ekspor gas bumi dalam kurun waktu 2000 - 2006 rata-rata mencapai 56% dari total produksi gas bumi, sedangkan pemakaian gas bumi di dalam negeri rata-rata hanya sekitar 38% dari total produksi di dalam negeri. Sisanya sebesar 6% digunakan untuk kegiatan proses produksi maupun dibakar.

Produksi gas berdasarkan wilayahnya dapat dikelompokkan kedalam 13 wilayah. Adapun perincian produksi gas berdasarkan wilayahnya pada tahun 2000 - 2006 dapat dilihat pada Tabel 5.3. Pada Tabel ini terlihat bahwa produksi gas terbesar adalah wilayah Kalimantan Timur, diikuti oleh wilayah Aceh, DKI + Banten + Jabar dan Riau + Jambi (Sumatera Tengah). Berdasarkan jumlah gas yang diproduksi, peningkatan produksi gas terjadi di wilayah Natuna, Sumatera Tengah, Papua dan Sulawesi Selatan, sedangkan penurunan produksi gas terjadi di wilayah Aceh, Sumatera Utara, DKI + Banten + Jabar dan Jawa Timur.

Tabel 5.3 Produksi gas bumi berdasarkan wilayahnya (BSCF)

| Wilayah | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Natuna | 54,71 | 95,61 | 139,79 | 202,36 | 218,42 | 231,18 | 212,44 |
| Aceh | 458,93 | 268,12 | 557,87 | 601,67 | 507,10 | 379,13 | 340,17 |
| Sumatera Utara | 49,68 | 42,10 | 36,11 | 30,39 | 30,56 | 26,32 | 2,60 |
| Riau+Jambi (SumTeng) | 219,69 | 223,76 | 233,80 | 258,99 | 279,81 | 327,12 | 428,20 |
| SumSel | 153,94 | 160,96 | 147,45 | 145,03 | 157,38 | 129,44 | 171,97 |
| DKI+Banten+Jabar | 343,84 | 345,19 | 351,09 | 359,48 | 330,85 | 303,84 | 321,04 |
| Jawa Tengah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Jawa Timur | 132,62 | 135,04 | 118,77 | 109,09 | 106,82 | 95,57 | 90,59 |
| Kaltim | 1.478,04 | 1.524,36 | 1.442,33 | 1.432,41 | 1.363,69 | 1.422,38 | 1.320,69 |
| Kalsel | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Papua | 3,66 | 4,88 | 5,96 | 4,54 | 5,20 | 24,85 | 23,77 |
| Sulsel | 6,27 | 7,14 | 8,69 | 11,18 | 30,05 | 44,92 | 41,42 |
| Seram, Bula | 0 | 0 | 0 | 112 | 264 | 594 | 1,21 |
| Total | 2.901,38 | 2.807,15 | 3.041,87 | 3.155,25 | 3.030,13 | 2.985,34 | 2.954,10 |

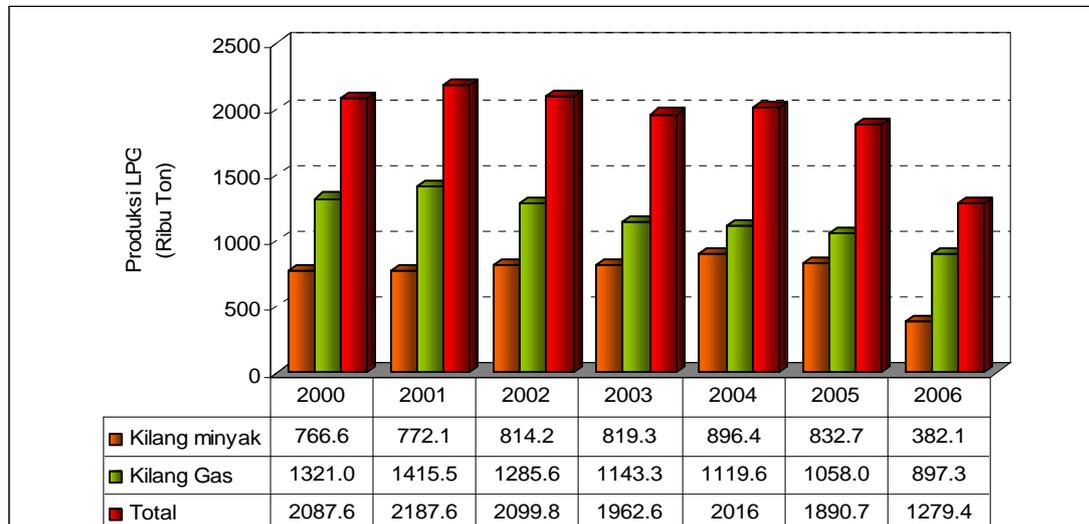
Sumber: Statistik Migas - *Exploitation*

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 + Jabar dan Jawa Timur mengakibatkan menurunnya pasokan gas untuk pembangkit listrik dan pasokan gas 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. Hal lain yang direncanakan adalah membangun terminal penerima LNG di Jawa Barat dan Jawa Timur.

Sebagaimana diketahui, LPG di Indonesia selain diperoleh dari kilang gas juga dapat diperoleh dari kilang minyak. Pengambilan LPG dari gas bumi hanya dapat dilakukan terhadap jenis gas yang banyak mengandung propan dan butan. LPG yang dihasilkan dari kilang gas diperuntukkan ekspor, sedangkan LPG yang dihasilkan dari kilang minyak dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan domestik. Sebuah kilang minyak dapat menghasilkan LPG karena jenis teknologi yang ada dan jenis minyak mentah yang diolah pada kilang minyak tersebut.

Kilang gas yang menghasilkan LPG adalah kilang Badak, Arjuna, Santan, Mundu, Arar, Sumbagut, dan Jabung. Sementara itu, dari sembilan kilang

minyak yang ada di Indonesia, lima kilang minyak diantaranya menghasilkan LPG, yaitu kilang Dumai, Musi, Cilacap, Balikpapan dan Balongan. Secara umum terjadi penurunan produksi LPG, baik LPG hasil produksi kilang minyak maupun kilang gas. Besarnya produksi LPG dari kedua jenis kilang tersebut ditunjukkan pada Gambar 5.3.



Sumber: Dirjen MIGAS dalam *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*, 2007

Gambar 5.3 Produksi LPG berdasarkan sumbernya

Berdasarkan karakteristiknya, LPG yang dihasilkan dari kilang minyak memiliki kandungan butan yang lebih banyak daripada kandungan propan, sementara itu LPG yang dihasilkan dari kilang gas memiliki kandungan propan yang lebih banyak dari kandungan butan. Perbedaan tersebut menyebabkan LPG hasil kilang minyak dapat disimpan pada temperatur atmosfer, sedangkan LPG hasil kilang gas harus disimpan pada temperatur lebih rendah dari temperatur atmosfer. Keamanan dalam cara penyimpanan tersebut menyebabkan LPG hasil kilang minyak digunakan di dalam negeri, sedangkan LPG hasil kilang gas diekspor. Bila LPG hasil kilang gas hendak digunakan di dalam negeri, maka senyawa butan harus ditambahkan pada LPG tersebut.

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 5.4.

Tabel 5.4 Jenis dan volume ekspor gas bumi

| Jenis | Satuan | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|----------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Gas pipa | MMSCF | 0 | 31.967 | 82.619 | 118.112 | 129.342 | 181.246 | 161.555 |
| LNG | Juta BTU | 1.399,8 | 1.238,8 | 1.035,5 | 1.300,8 | 1.322,4 | 1.217,8 | 1.176,3 |
| LPG | Ribu Ton | 1.306,3 | 1.484,5 | 1.268,1 | 1.106,4 | 1.034,3 | 1.015,4 | 289,7 |

Sumber: Statistik Migas - Trade

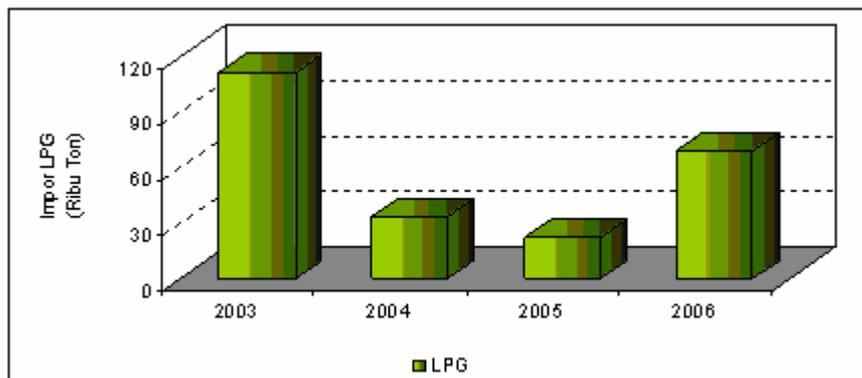
Mulai tahun 2001, gas bumi dari lapangan gas Natuna Barat diekspor melalui pipa bawah laut dengan tujuan Singapura (*Sakra Island*), kemudian juga

dilakukan ekspor gas dari lapangan gas Grissik (Sumatera Tengah) ke Singapura. Terakhir dilakukan ekspor gas dari lapangan gas Natuna Barat ke Duyong, Malaysia. Jumlah gas pipa yang diekspor selama jangka waktu 2001-2006 mengalami peningkatan yang pesat, dengan laju pertumbuhan rata-rata sebesar 38,5% per tahun.

Berlainan dengan gas bumi yang pemasarannya memerlukan fasilitas jaringan pipa, pemasaran LNG menggunakan tanker untuk mengangkutnya. LNG diproduksi dari Arun, Aceh dan Bontang, Kalimantan Timur. Pada saat ini seluruh produk LNG diekspor ke Jepang, Korea Selatan, dan Taiwan. Jepang adalah tujuan utama untuk ekspor LNG, dimana sekitar 65% dari total produksi LNG diserap oleh negara tersebut. Pada tahun 2002 terjadi penurunan ekspor LNG, hal ini berhubungan dengan dihentikannya produksi LNG dari kilang Arun sebagai akibat adanya konflik senjata di daerah Aceh. Secara keseluruhan jumlah LNG yang diekspor mengalami penurunan, hal ini disebabkan oleh menurunnya jumlah cadangan gas bumi untuk bahan baku kilang LNG Arun maupun LNG Bontang. Penurunan ekspor LNG mengakibatkan Indonesia harus mengganti kekurangan penjualan LNG sesuai dengan kontrak yang telah disepakati. Pilihan yang mungkin adalah mengimpor LNG dari negara lain atau memasok LNG dari kilang LNG baru yang akan dibangun.

Negara Jepang selain pengimpor LNG yang utama, juga merupakan negara pengimpor LPG utama dengan jumlah sekitar 75% dari total LPG yang diekspor dari Indonesia. Selain ke Jepang, LPG dari Indonesia juga diekspor ke Hongkong, Taiwan, Australia, Singapura, Filipina, dan China. Jumlah LPG yang diekspor ke negara-negara tersebut berfluktuasi dari tahun ke tahun. Secara keseluruhan terjadi penurunan jumlah LPG yang diekspor, hal ini terkait dengan meningkatnya jumlah LPG yang dikonsumsi di dalam negeri.

Indonesia selain mengekspor LPG juga mengimpor LPG. Impor LPG dilakukan karena terjadi lonjakan permintaan LPG di dalam negeri. LPG impor tersebut sebetulnya diproduksi di dalam negeri dengan peruntukkan untuk ekspor. Berhubung LPG tersebut digunakan di dalam negeri, maka LPG tersebut dikategorikan sebagai impor. Jumlah LPG yang diimpor dapat dilihat pada Gambar 5.4.

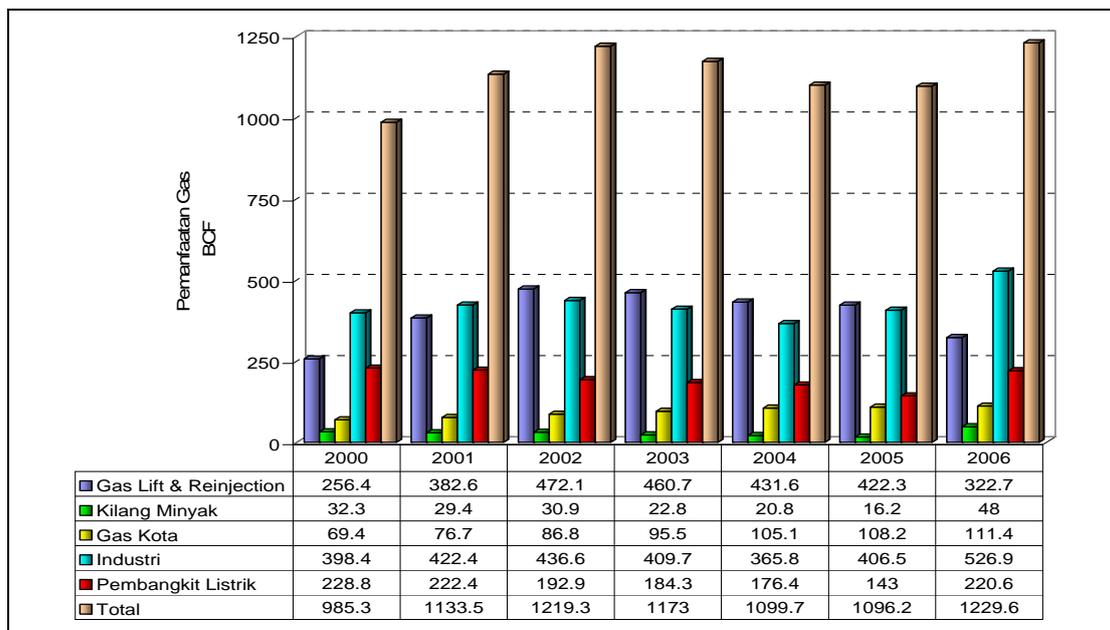


Sumber: Dirjen MIGAS dalam *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*, 2007

Gambar 5.4 Impor LPG

Pemakaian gas bumi nasional secara keseluruhan mengalami peningkatan karena gas bumi berfungsi sebagai bahan bakar pengganti BBM. Adapun laju pertumbuhan rata-rata pemakaian gas bumi adalah sebesar 4,6% per tahun.

Berdasarkan sektor pemakainya, konsumsi gas domestik dibedakan atas gas *lift & reinjection*, kilang minyak, gas kota, industri dan pembangkit listrik, sedangkan konsumsi gas untuk kilang LNG tidak diperhitungkan sebagai konsumsi gas di dalam negeri, mengingat seluruh produk LNG diekspor. Perlu diketahui, bahwa industri pada sektor pemakai disini adalah gas yang disalurkan langsung oleh Pertamina ke industri yang merupakan pemakai akhir, umumnya industri-industri ini berskala besar. Gas kota pada sektor pemakai disini adalah gas bumi yang disalurkan ke Perusahaan Gas Negara (PGN), selanjutnya PGN menyalurkan gas tersebut kepada pemakai akhir, seperti ke rumah tangga, transportasi dan industri, umumnya industri-industri ini berskala lebih kecil bila dibandingkan dengan industri yang membeli langsung dari Pertamina. Perincian gas yang dikonsumsi pada masing-masing sektor dapat dilihat pada Gambar 5.5.



Sumber: Dirjen MIGAS dalam *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia, 2007*

Gambar 5.5 Konsumsi gas nasional berdasarkan peruntukannya

Pada gambar ini terlihat bahwa gas *lift & reinjection* dan industri merupakan dua konsumen utama, kedua konsumen tersebut mengkonsumsi sekitar 66% - 76% dari total gas domestik. Konsumsi gas untuk industri meliputi gas untuk bahan baku seperti pada industri pupuk dan petrokimia maupun untuk bahan bakar. Pemakaian gas bumi berdasarkan sektor ekonomi dapat dikelompokkan menjadi sektor industri, rumah tangga, transportasi dan pembangkit listrik.

Neraca menyeluruh tentang jumlah gas bumi yang diproduksi, diekspor, dan dimanfaatkan di dalam negeri baik untuk proses produksi maupun untuk digunakan pada pemakai akhir diberikan pada neraca gas bumi. Perincian

neraca gas bumi pada tahun 2006 dapat dilihat pada Tabel 5.5. Perlu diketahui, bahwa tabel ini hanya memberikan gambaran tentang gas bumi saja. Dalam hal LNG dan LPG, yang disajikan pada neraca ini adalah gas bumi yang digunakan di kilang LNG dan LPG, sedangkan LNG maupun LPG yang dihasilkan tidak terlihat dalam neraca tersebut.

Tabel 5.5 Neraca gas bumi tahun 2006

| Keterangan | MMSCF |
|-----------------------------------|------------|
| 1. Pasokan energi primer | 2,256,546 |
| a. Produksi | 2,513,770 |
| b. Impor | |
| c. Ekspor | -257,224 |
| d. Perubahan stok | 0 |
| 2. Transformasi energi | -1,675,635 |
| a. Kilang minyak | -15,159 |
| b. Kilang LPG | -32,879 |
| c. Kilang LNG | -1,436,093 |
| d. Pengolahan batubara | 0 |
| e. Pembangkit listrik | -191,504 |
| - PLN | -157,894 |
| - Non PLN | -33,610 |
| 3. Penggunaan sendiri & rugi-rugi | -32,744 |
| a. Dalam Proses Transformasi | |
| b. Transmisi & Distribusi | -32,744 |
| 4. Pasokan energi final | 548,168 |
| 5. Perbedaan statistik | 84,801 |
| 6. Konsumsi energi final | 463,366 |
| a. Industri | 328,406 |
| b. Transportasi | 233 |
| c. Rumah tangga | 711 |
| d. Komersial | 1,145 |
| e. Sektor lainnya | 0 |
| f. Penggunaan non energi | 132,872 |

Sumber: *Handbook* Statistik Ekonomi Energi 2007, Pusdatin-DESDM

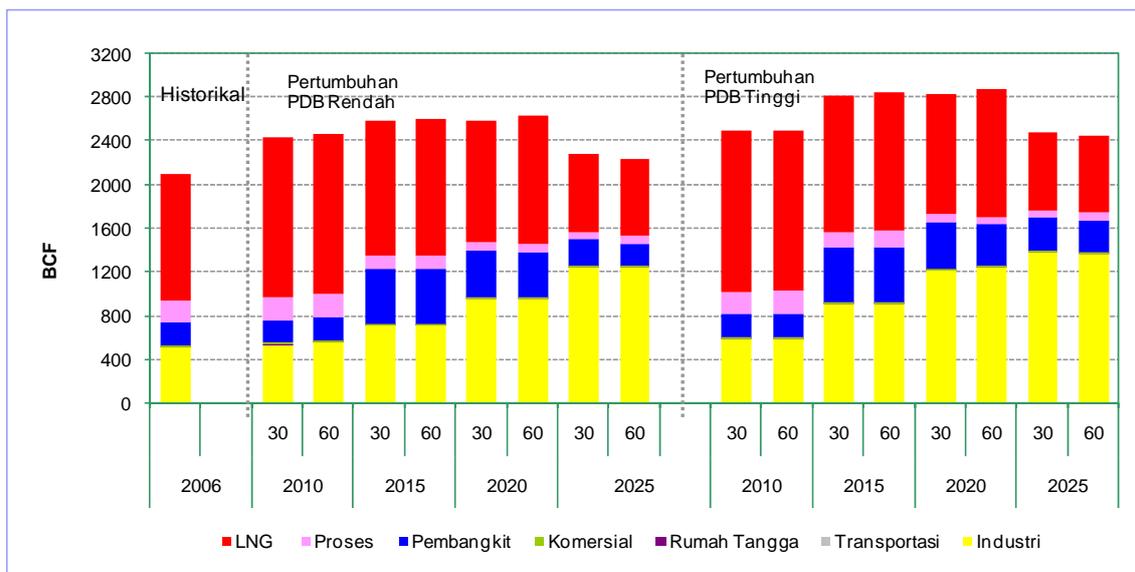
Mengacu pada Tabel 5.5, jumlah gas bumi yang diekspor dan yang diolah menjadi LNG sekitar 67,4% dari jumlah total produksi gas bumi Indonesia. Pada saat ini, seluruh gas yang diolah pada kilang LNG merupakan jumlah gas bumi yang diekspor dalam bentuk LNG. Indonesia pada saat ini masih merupakan salah satu produsen dan eksportir yang penting dalam penyediaan LNG di Asia Timur. Hal ini terkait dengan kenyataan bahwa harga gas untuk ekspor lebih tinggi daripada 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.

Hal lain yang menarik untuk dicermati adalah dari seluruh gas bumi yang digunakan di dalam negeri, maka sebanyak 75,7% digunakan untuk kegiatan transformasi energi dan pemakaian sendiri. Hanya sebanyak 20,5% yang langsung dipakai oleh konsumen akhir, seperti pada sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial dan lainnya. Pada sektor industri, gas

bumi selain digunakan sebagai energi, juga digunakan sebagai bahan baku. Masih rendahnya persentase pemakaian langsung gas bumi oleh konsumen akhir memberikan informasi bahwa infrastruktur gas bumi yang ada pada saat ini masih terbatas, sehingga hanya konsumen besar yang lebih mendapat perhatian untuk dipenuhi, sedangkan konsumen kecil kurang atau belum mendapat perhatian untuk dipenuhi. Hal 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.

5.3 Pemanfaatan Gas Bumi Menurut Sektor

Proyeksi kebutuhan gas bumi dan LPG pada sektor pemakainya dibuat berdasarkan dua skenario yaitu pertumbuhan PDB sebesar 6,5% (tinggi) dan 4,0% (rendah), dimana masing-masing skenario tersebut terdiri dari dua kasus, yaitu kasus harga minyak mentah 30 \$/barell dan kasus harga minyak mentah 60 \$/barell. Proyeksi kebutuhan gas bumi berdasarkan sektor pemakainya untuk kedua skenario dengan dua kasus untuk masing-masing skenarionya dapat dilihat pada Gambar 5.6.



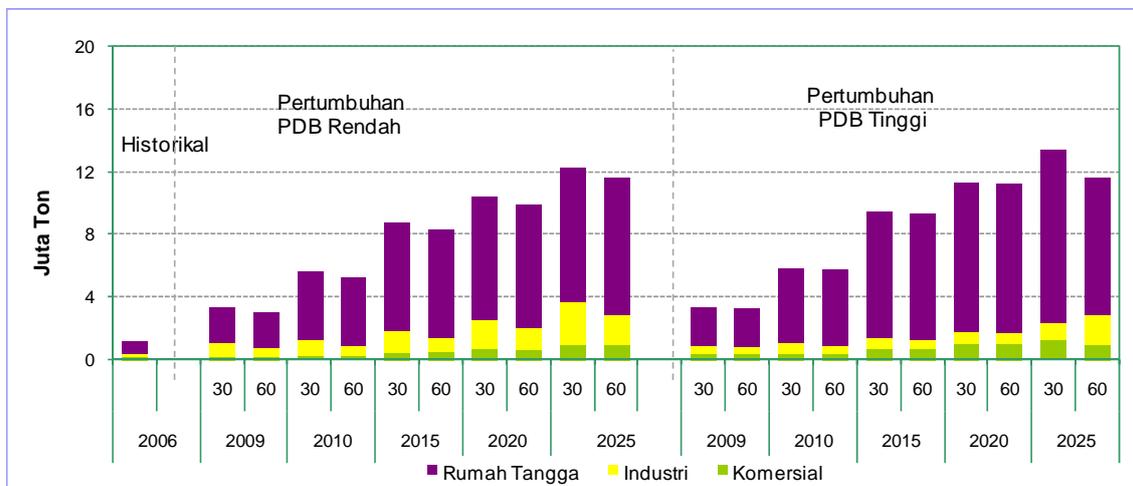
Gambar 5.6 Perbandingan kebutuhan gas bumi untuk setiap skenario dan kasus

Pada gambar ini terlihat bahwa gas bumi digunakan pada sektor industri, transportasi, rumah tangga, komersial, pembangkit listrik, LNG, dan proses. Secara umum, LNG dan industri adalah dua sektor yang dominan dalam penggunaan gas bumi. Dalam kurun waktu 2010 - 2025, konsumsi gas untuk LNG mengalami penurunan, sedangkan konsumsi gas untuk industri mengalami peningkatan. Penurunan juga terjadi pada konsumsi gas untuk pembangkit listrik dan proses.

Pada sektor proses, gas bumi digunakan pada kilang minyak dan kilang gas untuk pembuatan LPG. Penurunan cadangan gas mengakibatkan terbatasnya gas yang tersedia untuk bahan baku pembuatan LNG maupun LPG. 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, sehingga kebutuhannya cenderung meningkat. Sebagai bahan baku, gas bumi digunakan pada industri kimia dan pupuk. Pada sektor pembangkit listrik, gas bumi digunakan pada PLTG dan PLTGU, dimana PLTG digunakan untuk memenuhi beban puncak. Kebutuhan gas untuk pembangkit akan menurun dimasa mendatang, karena tidak ada penambahan kapasitas PLTGU dan kapasitas yang ada akan habis dengan berjalannya waktu.

Pada harga minyak mentah 60 \$/barell, kebutuhan gas bumi cenderung lebih tinggi daripada kebutuhan gas bumi pada harga minyak mentah 30 \$/barell. Harga minyak mentah yang tinggi juga akan meningkatkan harga gas bumi. Meskipun demikian, peningkatan harga gas bumi tidaklah sebesar peningkatan harga minyak bumi, sehingga pada saat harga BBM tinggi, gas bumi merupakan suatu alternatif bahan bakar pengganti yang menarik.

Proyeksi kebutuhan LPG berdasarkan sektor pemakainya untuk kedua skenario dengan dua kasus untuk masing-masing skenarionya dapat dilihat pada Gambar 5.7.

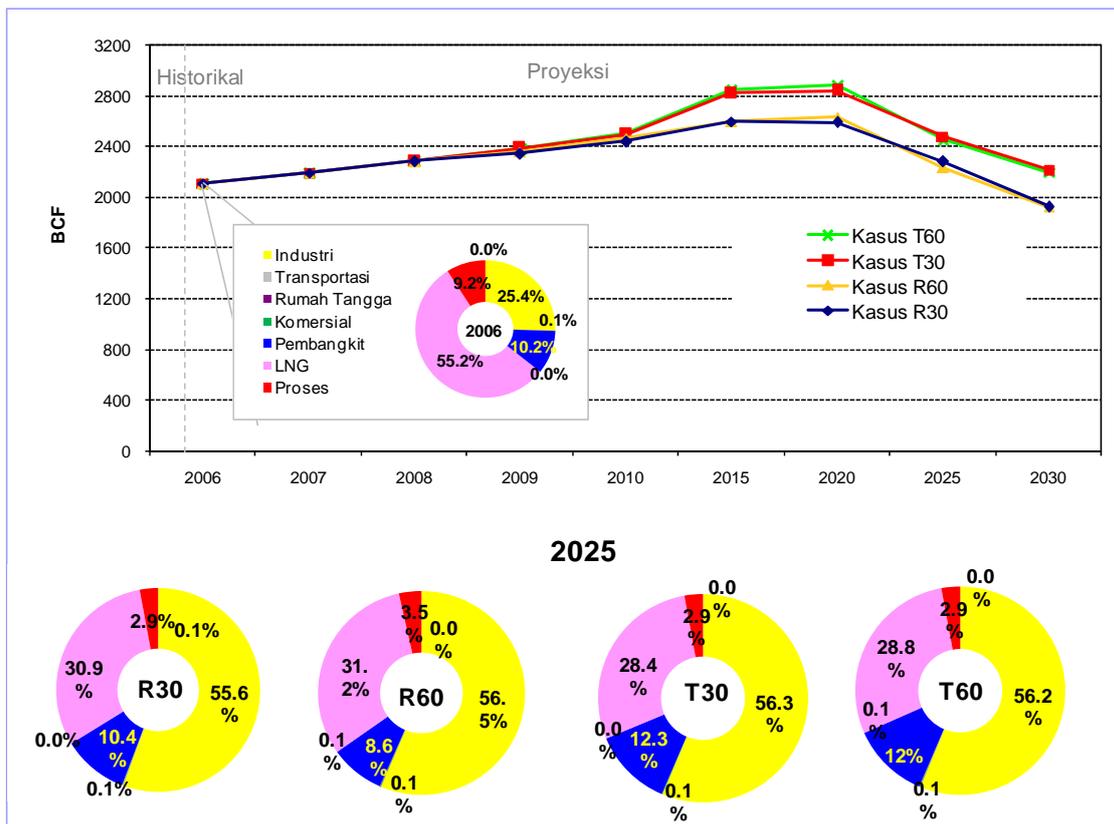


Gambar 5.7 Perbandingan kebutuhan LPG untuk setiap skenario dan kasus

Pada gambar ini terlihat bahwa LPG digunakan pada sektor komersial, industri, dan rumah tangga, dimana rumah tangga merupakan sektor yang dominan dalam penggunaan LPG. Hal ini sesuai dengan program konversi minyak tanah dengan LPG di sektor rumah tangga. Pada sektor industri, LPG digunakan sebagai bahan bakar untuk *furnace* pada berbagai jenis industri dan merupakan bahan bakar pengganti BBM yang disukai, karena harganya yang lebih murah dan lebih bersih, sehingga kebutuhannya cenderung meningkat. Pada sektor komersial, LPG digunakan sebagai bahan bakar untuk *furnace* yang disukai karena bersih dan sangat praktis digunakan.

Pada skenario PDB rendah, aktifitas sektor-sektor ekonomi menurun, termasuk menurunnya kebutuhan LPG pada sektor komersial. Pada sektor industri, LPG merupakan pilihan pada saat kebutuhan energi yang rendah, karena sektor-sektor yang lain mengurangi kebutuhannya.

Perbandingan proyeksi kebutuhan gas bumi untuk seluruh skenario dan kasusnya secara berurutan dapat dilihat pada Gambar 5.8.



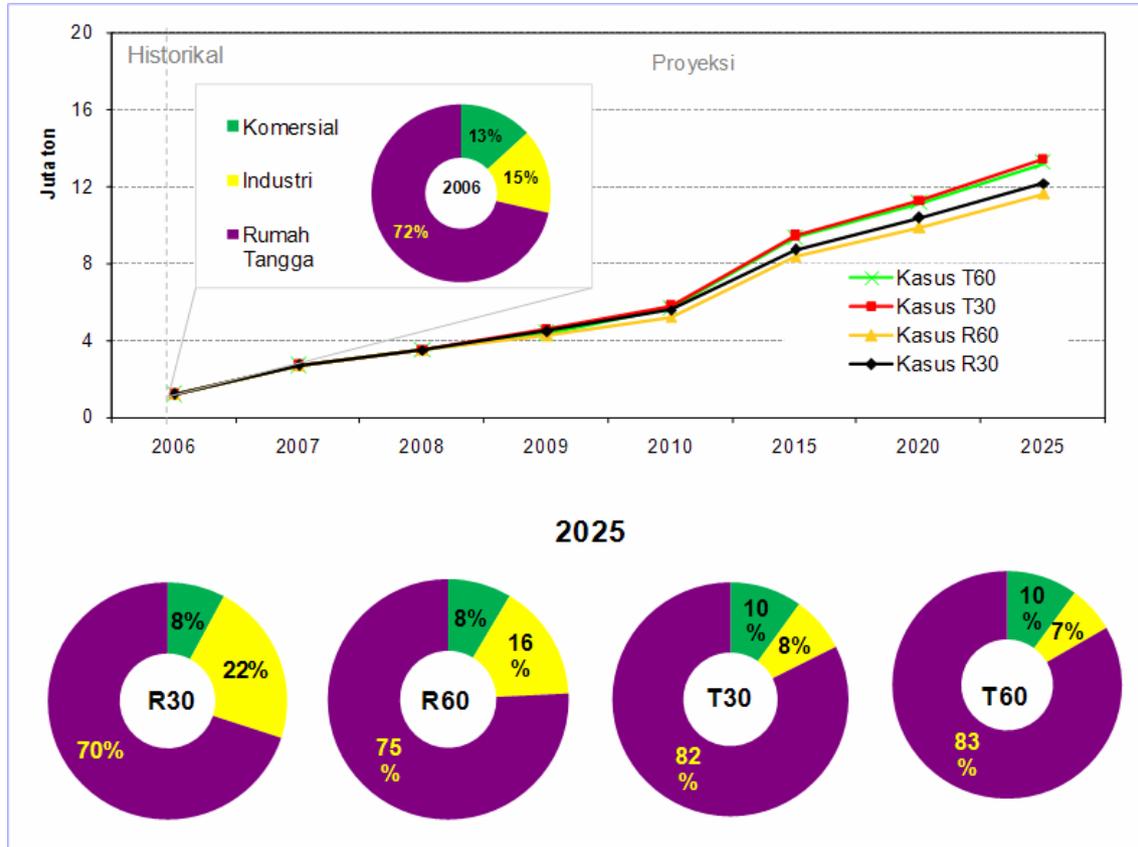
Gambar 5.8 Perbandingan proyeksi kebutuhan gas bumi

Pada Gambar 5.8 terlihat bahwa pertumbuhan PDB tinggi memanfaatkan gas bumi lebih banyak daripada pertumbuhan PDB rendah, sementara itu perbedaan harga minyak 30 \$/barell dan harga minyak 60 \$/barell tidak mempunyai pengaruh yang berarti terhadap jumlah pemanfaatan gas bumi. Gas bumi merupakan alternatif pengganti BBM di sektor industri, sehingga peningkatan aktifitas ekonomi (peningkatan PDB) akan mendorong peningkatan pemanfaatan gas bumi. Secara umum, pada kedua pertumbuhan PDB yang berbeda dan harga minyak mentah yang berbeda, pangsa kebutuhan gas bumi pada sektor pemakainya relatif tetap.

Perbandingan proyeksi kebutuhan LPG untuk seluruh skenario dan kasusnya secara berurutan dapat dilihat pada Gambar 5.9.

Pada gambar ini terlihat bahwa kebutuhan LPG pada PDB tinggi lebih banyak daripada kebutuhan LPG pada PDB rendah. PDB yang tinggi merupakan akibat dari tingginya aktifitas ekonomi yang ada. Aktifitas ekonomi yang tinggi secara

umum akan meningkatkan pendapatan per kapita penduduk, hal ini mendorong pemakaian LPG yang lebih banyak, khususnya pada sektor rumah tangga dan sektor komersial, karena memakai LPG lebih mudah dan lebih bersih. Perbedaan pemakaian LPG sebagai akibat kenaikan PDB jelas terlihat pada pangsa kebutuhan LPG berdasarkan sektor pemakainya.

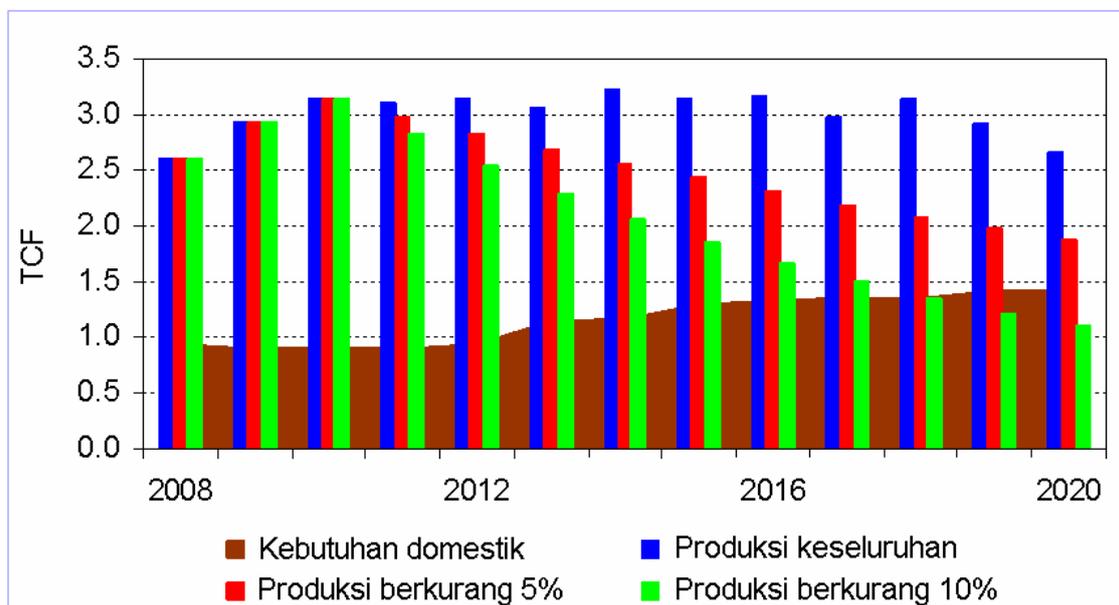


Gambar 5.9 Perbandingan proyeksi kebutuhan LPG bumi

Pada laju pertumbuhan PDB sesuai kedua skenario (skenario rendah dan tinggi), harga minyak yang rendah mengakibatkan kebutuhan LPG yang lebih banyak. Sebagian produksi LPG diperoleh dari kilang minyak, sehingga harga LPG terkait dengan harga minyak mentah dan harga BBM. Kenaikan harga minyak mentah akan mengakibatkan kenaikan harga LPG. Harga LPG yang tinggi mengakibatkan pengurangan kebutuhan LPG, karena adanya upaya untuk melakukan penghematan pemakaian LPG.

Pada saat ini, jumlah gas bumi yang diekspor lebih besar daripada jumlah gas bumi yang dikonsumsi di dalam negeri. Sesuai dengan kondisi penyediaan gas bumi yang sesungguhnya, penyediaan gas bumi akan menurun mulai tahun 2010. Sementara itu, kebutuhan gas di dalam negeri akan meningkat di masa mendatang. Untuk skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel, maka laju pertumbuhan kebutuhan gas rata-rata di dalam negeri adalah sebesar 3,5% per tahun.

Potensi penyediaan gas bumi berdasarkan cadangan yang dimiliki merupakan kemampuan maksimum untuk memenuhi keseluruhan kebutuhan gas bumi (yang meliputi kebutuhan gas dalam negeri dan ekspor) dari sumberdaya gas di dalam negeri. Bila diasumsikan terjadi penurunan produksi gas rata-rata sebesar 5% per tahun dari produksi tertinggi pada tahun 2010, maka dalam kurun waktu 2011 - 2020 diperlukan upaya penambahan gas sebesar 6,58 TCF, atau rata-rata sebesar 0,66 TCF per tahun (lihat Gambar 5.10). Selanjutnya bila terjadi penurunan produksi gas rata-rata sebesar 10% per tahun dari produksi tertinggi pada tahun 2010, maka dalam kurun waktu 2011-2020 diperlukan upaya penambahan gas sebesar 12,11 TCF, atau rata-rata sebesar 1,21 TCF per tahun. Adapun alternatif yang mungkin dilakukan untuk mengatasi kekurangan dalam penyediaan gas adalah dengan upaya mendapatkan cadangan gas yang baru dan/atau mengimpor gas dalam bentuk LNG. Perbandingan gas dan kebutuhan gas di dalam negeri dapat dilihat pada Gambar 5.10.

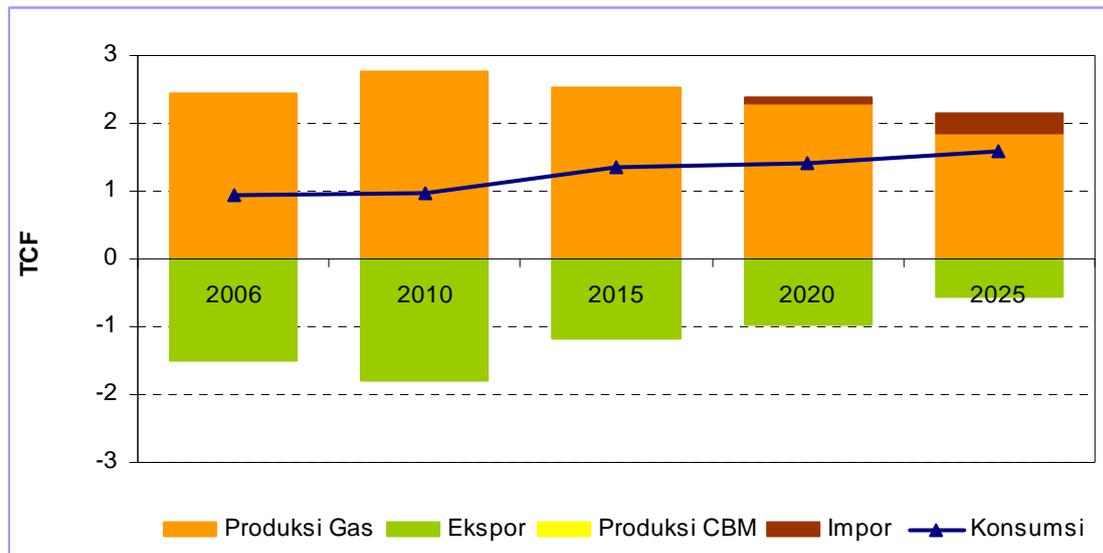


Gambar 5.10 Perbandingan penyediaan gas dan kebutuhan gas domestik

Bila upaya untuk memperoleh cadangan gas baru bukan merupakan suatu permasalahan, maka batasan dalam pemakaian gas adalah besarnya total cadangan gas dan besarnya gas yang dikonsumsi per tahun. Asumsi ini digunakan dalam perhitungan konsumsi dan penyediaan gas dalam model Markal. Adapun hasil perhitungannya untuk skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barell (kasus dasar) dapat dilihat pada Gambar 5.11.

Pada Gambar 5.11 terlihat bahwa produksi gas bumi mencapai jumlah terbesar (2,77 TCF) pada tahun 2010, kemudian secara bertahap mengalami penurunan tingkat produksi. Pada saat yang sama ekspor gas bumi juga meningkat dan kemudian mengalami penurunan jumlah gas yang dapat diekspor. Ekspor gas bumi dapat berupa LNG maupun gas pipa. Selisih antara produksi gas bumi dan gas yang diekspor adalah konsumsi gas di dalam negeri. Perlu diketahui bahwa konsumsi gas di dalam negeri tidak termasuk konsumsi

gas untuk pembuatan LNG yang keseluruhannya digunakan untuk keperluan ekspor, karena hingga saat ini belum ada LNG yang digunakan di dalam negeri.



Gambar 5.11 Penyediaan gas bumi untuk kasus dasar

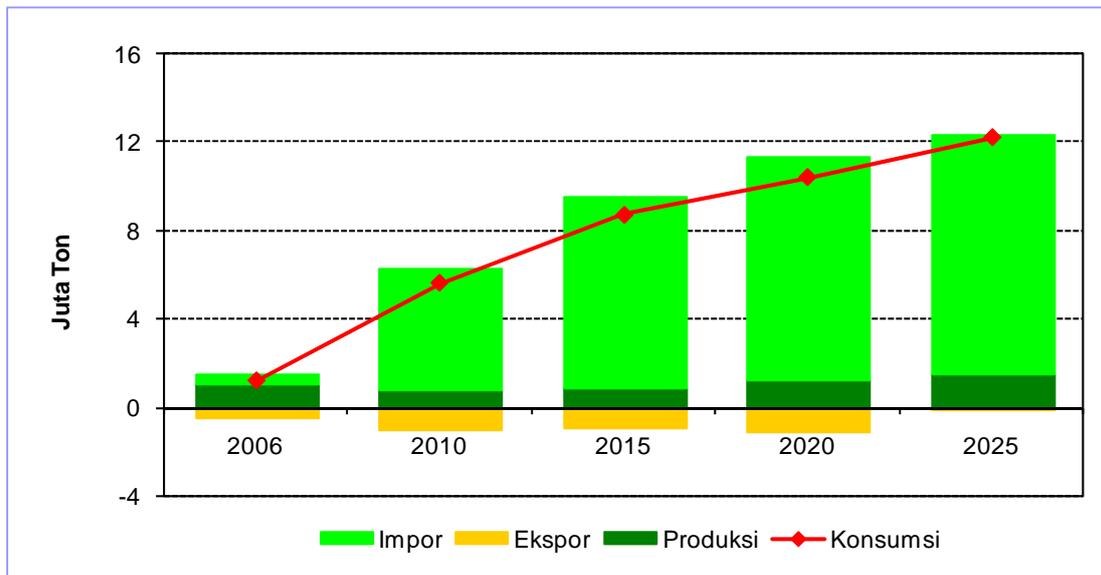
Mulai tahun 2020 impor gas dalam bentuk LNG diperlukan untuk memenuhi kebutuhan gas di dalam negeri, meskipun ekspor gas masih dilakukan. Ekspor gas, baik berupa LNG maupun gas pipa biasa dilakukan dalam bentuk kontrak jangka panjang dan merupakan suatu kewajiban yang harus dipenuhi hingga akhir masa kontraknya. Pada saat harga minyak mentah 30 \$/barell, cadangan gas Natuna Timur dan gas yang diproduksi dari CBM belum layak dikembangkan.

Perbandingan jumlah produksi, konsumsi, ekspor dan impor gas bumi pada skenario maupun kasus harga minyak yang berbeda dapat dilihat pada Tabel 5.6. Pada tabel ini terlihat bahwa jumlah total produksi, konsumsi dan impor gas pada skenario tinggi lebih tinggi daripada skenario rendah. Pada skenario tinggi aktifitas ekonomi yang tinggi telah mendorong konsumsi energi yang tinggi, dalam hal ini termasuk gas bumi. Jumlah ekspor gas adalah merupakan volume kontrak yang telah disepakati untuk jangka panjang, sehingga volume ekspor akan tetap sama untuk semua skenario maupun kasus harga minyak bumi.

Harga minyak bumi 30 \$/barell dan 60 \$/barell pada skenario yang sama tidak mempengaruhi jumlah produksi gas, tetapi berpengaruh pada jumlah kebutuhan dan impor gas. Pada harga minyak mentah 60 \$/barell, kebutuhan gas bumi cenderung lebih tinggi daripada kebutuhan gas bumi pada harga minyak mentah 30 \$/barell. Pada kondisi ini impor gas dalam bentuk LNG diperlukan untuk memenuhi kekurangan gas di dalam negeri.

Tabel 5.6 Perbandingan produksi, konsumsi, ekspor, dan impor gas bumi (TCF)

| Kasus | Komoditi | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | Total |
|-------|------------|------|------|------|------|------|-------|
| R30 | Produksi | 2,44 | 2,77 | 2,54 | 2,28 | 1,85 | 11,88 |
| | Konsumsi | 0,95 | 0,97 | 1,36 | 1,36 | 1,57 | 6,21 |
| | Ekspor | 1,49 | 1,80 | 1,18 | 0,98 | 0,57 | 6,03 |
| | Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,29 | 0,36 |
| T30 | Produksi | 2,44 | 2,82 | 2,74 | 2,65 | 1,75 | 12,41 |
| | Konsumsi | 0,95 | 1,03 | 1,56 | 1,57 | 1,77 | 6,87 |
| | Ekspor | 1,49 | 1,80 | 1,18 | 0,98 | 0,57 | 6,03 |
| | Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,59 | 0,59 |
| R60 | Produksi | 2,44 | 2,80 | 2,54 | 2,34 | 1,78 | 11,89 |
| | Konsumsi | 0,95 | 1,00 | 1,36 | 1,38 | 1,54 | 6,22 |
| | Ekspor Gas | 1,49 | 1,80 | 1,18 | 0,98 | 0,57 | 6,03 |
| | Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,33 | 0,36 |
| T60 | Produksi | 2,44 | 2,83 | 2,74 | 2,65 | 1,75 | 12,41 |
| | Konsumsi | 0,95 | 1,03 | 1,58 | 1,59 | 1,75 | 6,90 |
| | Ekspor | 1,49 | 1,80 | 1,18 | 0,98 | 0,57 | 6,03 |
| | Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,56 | 0,56 |



Gambar 5.12 Penyediaan LPG untuk kasus dasar

Perincian penyediaan LPG untuk kasus dasar dapat dilihat pada Gambar 5.12. Pada gambar ini terlihat bahwa konsumsi LPG dalam kurun waktu 2006 - 2025 rata-rata tumbuh sebesar 12,9% per tahun dimana sebagian besar kebutuhan LPG harus dipenuhi oleh LPG yang berasal impor. Secara kumulatif produksi LPG hanyalah sekitar 14,7% dari total konsumsi LPG. LPG sebagian besar diperoleh dari kilang minyak, dimana jumlahnya dibatasi oleh kapasitas kilang minyak yang ada. Sejumlah LPG masih bisa diekspor hingga tahun 2020,

meskipun pada saat yang sama juga dilakukan ekspor untuk memenuhi kebutuhan didalam negeri.

Perbandingan jumlah produksi, konsumsi, ekspor dan impor LPG pada skenario maupun kasus harga minyak yang berbeda dapat dilihat pada Tabel 5.7. Pada Tabel ini terlihat bahwa konsumsi dan impor gas merupakan bagian terpenting dari neraca LPG, sementara produksi dan ekspor LPG mempunyai peran yang relatif kecil. Pada skenario tinggi, aktifitas ekonomi yang tinggi telah mendorong konsumsi dan impor LPG yang tinggi.

Pada skenario yang sama, harga minyak bumi 30 \$/barell mengakibatkan jumlah konsumsi dan impor LPG yang lebih banyak daripada harga minyak bumi 60 \$/barell. Sementara itu, produksi LPG pada harga minyak 60 \$/barell lebih banyak daripada harga minyak 30 \$/barell. Jumlah LPG yang diekspor bervariasi sesuai dengan neraca LPG yang ada.

Tabel 5.7 Perbandingan produksi, konsumsi, ekspor dan impor LPG
(juta ton)

| Kasus | Komoditi | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | Total |
|-------|----------|------|------|------|-------|-------|-------|
| R30 | Produksi | 1,12 | 0,80 | 0,87 | 1,31 | 1,55 | 5,64 |
| | Konsumsi | 1,21 | 5,61 | 8,76 | 10,41 | 12,22 | 38,21 |
| | Ekspor | 0,47 | 0,97 | 0,86 | 1,08 | 0,04 | 3,42 |
| | Impor | 0,46 | 5,54 | 8,70 | 10,09 | 10,85 | 35,64 |
| T30 | Produksi | 1,12 | 0,78 | 0,82 | 1,49 | 1,72 | 5,92 |
| | Konsumsi | 1,21 | 5,84 | 9,50 | 11,31 | 13,46 | 41,32 |
| | Ekspor | 0,47 | 0,75 | 0,71 | 0,61 | 0,13 | 2,67 |
| | Impor | 0,46 | 5,76 | 9,63 | 10,46 | 12,10 | 38,42 |
| R60 | Produksi | 1,12 | 0,80 | 1,50 | 1,91 | 1,91 | 7,23 |
| | Konsumsi | 1,21 | 5,25 | 8,37 | 9,93 | 11,68 | 36,43 |
| | Ekspor | 0,47 | 0,50 | 0,67 | 0,13 | 0,13 | 1,90 |
| | Impor | 0,46 | 5,18 | 7,71 | 8,15 | 9,94 | 31,44 |
| T60 | Produksi | 1,12 | 0,78 | 1,22 | 1,56 | 1,79 | 6,46 |
| | Konsumsi | 1,21 | 5,71 | 9,37 | 11,18 | 13,27 | 40,76 |
| | Ekspor | 0,47 | 0,61 | 0,39 | 0,17 | 0,09 | 1,73 |
| | Impor | 0,46 | 5,92 | 8,85 | 9,77 | 11,55 | 36,56 |

5.4 Infrastruktur Gas Bumi, LPG, dan LNG

5.4.1 Gas Bumi

Sarana penyediaan gas bumi, LNG, dan LPG nasional terdiri dari lapangan gas bumi, kilang LNG, kilang LPG, dan distribusi gas (jaringan pipa, tanker, dan *receiving terminal*). Setiap sarana mempunyai fungsi yang berbeda, seperti lapangan gas bumi berfungsi untuk memproduksi gas bumi, kilang LNG dan LPG berfungsi untuk memproduksi LNG dan LPG, sedangkan jaringan pipa menyalurkan gas bumi ke kilang LPG dan LNG ke konsumen, sedangkan tanker

menyalurkan LPG dan LNG ke konsumen melalui *receiving terminal*. 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. Sebagian besar lapangan-lapangan gas bumi di wilayah tersebut telah memproduksi dan memiliki sarana sumur gas bumi serta pipa pengumpul hasil gas bumi. Pada wilayah Sulawesi Tengah dan Papua Barat, sumur gas yang ada belum dieksploitasi, sehingga belum memiliki pipa pengumpul hasil gas bumi. Kegiatan pengambilan gas bumi dimulai dengan dilakukannya pengeboran sumur pengembangan, selanjutnya gas bumi yang diperoleh dikumpulkan pada pipa pengumpul untuk dialirkan ke jaringan transmisi bila konsumennya terletak jauh dari lapangan gas atau ke jaringan distribusi bila konsumennya terletak didekat lapangan gas.

B. Sistem Distribusi dan Transmisi Gas Bumi

Distribusi gas bumi adalah sistem penyaluran gas bumi dari sumur gas ke konsumen di rumah-tangga, industri, komersial, pembangkit listrik maupun stasiun pengisian bahan bakar gas (SPBG). Secara umum sistem distribusi gas terdiri dari jaringan pipa transmisi dan jaringan pipa distribusi. Jaringan pipa gas terdapat di wilayah Aceh, Sumatera Utara, Jambi, Riau, Sumatera Selatan, Jawa Barat, Jakarta, Jawa Timur, Kalimantan Timur dan Sulawesi Selatan. Pada wilayah-wilayah tersebut, gas bumi digunakan untuk keperluan rumah tangga, industri, komersial dan pembangkit listrik.

Beberapa jaringan pipa transmisi gas penting terdapat di wilayah Riau, Sumatera Selatan dan Jawa Barat. Adapun perincian dari pipa-pipa transmisi tersebut adalah sebagai berikut.

- **Riau**

Jaringan pipa gas Grissik - Duri melalui Sakerman sepanjang 550 km dengan diameter 28 *inch*. Jaringan pipa gas ini tersebut memasok gas untuk *enhanced oil recovery* (EOR) Duri. Selanjutnya ekspor gas ke Singapura juga dilakukan melalui Sakernan - Batam - Pulau Sakra di Singapura dengan pipa sepanjang 335 km berdiameter 28 *inch*. Jaringan pipa gas Natuna Barat ke Singapura sepanjang 471 km dengan diameter 28 *inch*. Jaringan pipa gas di bawah laut ini memasok gas untuk ekspor ke Singapura.

- **Sumatera Selatan**

Terdapat dua jalur jaringan pipa dari Sumatera Selatan ke Jawa Barat, yaitu jalur Grissik - Pagardewa - Rawa Maju dan jalur Pagardewa - Serpong. Jaringan pipa tersebut bertujuan untuk menghubungkan lapangan Conoco Phillips di Grissik, Sumatera Tengah dan lapangan gas Pertamina di Pagardewa, Sumatera Selatan ke Jawa Barat. Jalur pertama terdiri dari jaringan pipa Grissik - Pagardewa sepanjang 196 km dengan diameter 36 *inch* dan jaringan pipa Pagardewa - Rawa Maju sepanjang 463 km dengan diameter 32 *inch*,

sedangkan jalur kedua adalah Pagardewa - Serpong sepanjang 455 km dengan diameter 32 *inch*.

- **Jawa Barat**

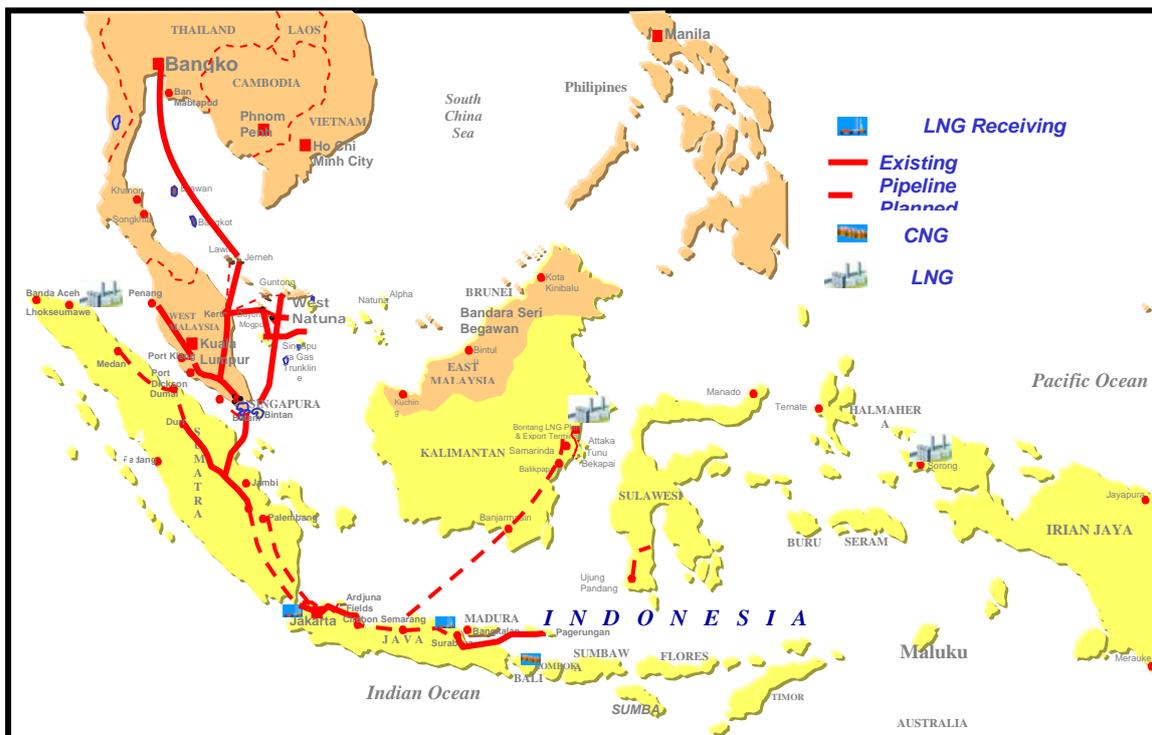
Jaringan pipa gas Cilamaya - Cilegon sepanjang 220 km dengan diameter 24 *inch*. Jaringan pipa gas ini menghubungkan Cilamaya yang merupakan tempat pengumpulan gas dari lapangan gas dilepas pantai Jawa Barat dengan industri baja di Cilegon. Jaringan pipa gas ini telah beroperasi sejak awal tahun 1970-an. Pipa tersebut juga memasok berbagai konsumen yang lain, seperti industri-industri di Cikampek dan Cibinong dan rumah tangga di Jawa Barat.

- **Jawa Timur**

Jaringan pipa gas dari BP Kangean di Bali Utara ke Gresik sepanjang 423 km dengan diameter 28 *inch*. Jaringan pipa gas ini menghubungkan lapangan gas dilepas pantai Jawa Timur dan Gresik untuk memenuhi kebutuhan gas bagi industri pupuk, pembangkit listrik, dan PGN. Selanjutnya jaringan pipa gas tersebut juga memasok gas untuk konsumen rumah tangga di Gresik dan Surabaya.

- **Kalimantan Timur**

Jaringan pipa gas dari lapangan gas di wilayah Kalimantan Timur ke Bontang sepanjang 953 km dengan diameter 28 *inch*. Jaringan pipa gas ini terutama untuk menyediakan gas ke kilang LNG dan industri-industri di wilayah Kalimantan Timur.



Sumber: Pusdatin-DESDM

Gambar 5.13 Jaringan transmisi pipa gas nasional

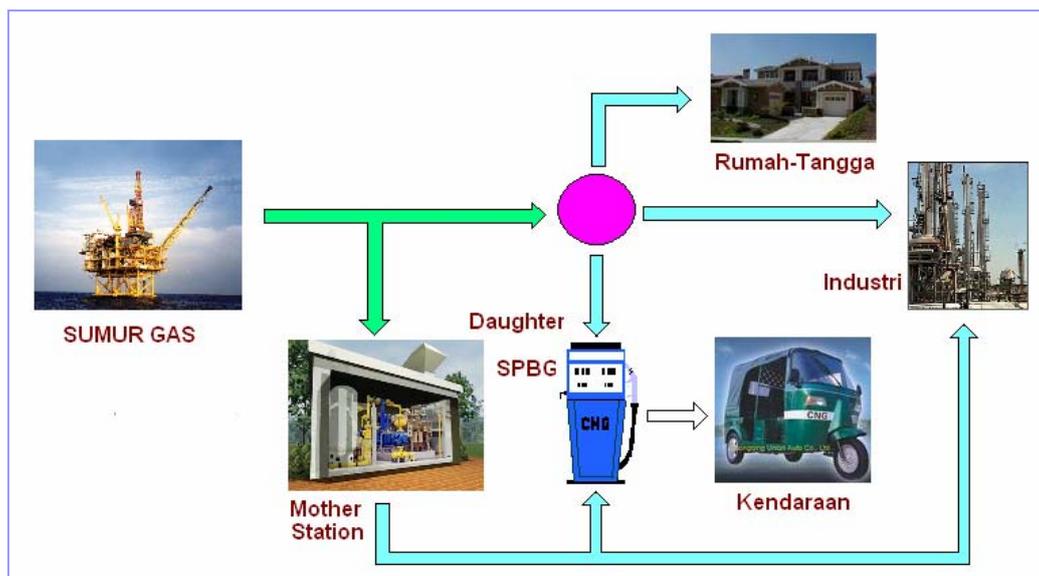
- Sulawesi Selatan

Jaringan pipa gas Sengkang - Makasar sepanjang 200 km dengan diameter 16 *inch*. Jaringan pipa gas ini menghubungkan lapangan gas di Sengkang dan Ujung Pandang untuk memenuhi kebutuhan gas bagi pembangkit listrik.

Adapun jaringan transmisi pipa gas bumi nasional yang telah ada maupun yang akan ada dapat dilihat pada Gambar 5.13.

5.4.2 CNG

Dalam bentuk CNG, gas bumi dapat disimpan dan dibawa dengan kerapatan energi yang tinggi oleh kendaraan bermotor. 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 ke SPBG untuk disimpan, didistribusikan dan dijual dalam bentuk CNG. Gambaran tentang sistem distribusi gas bumi dapat dilihat pada Gambar 5.14.



Sumber: Ditjen Migas

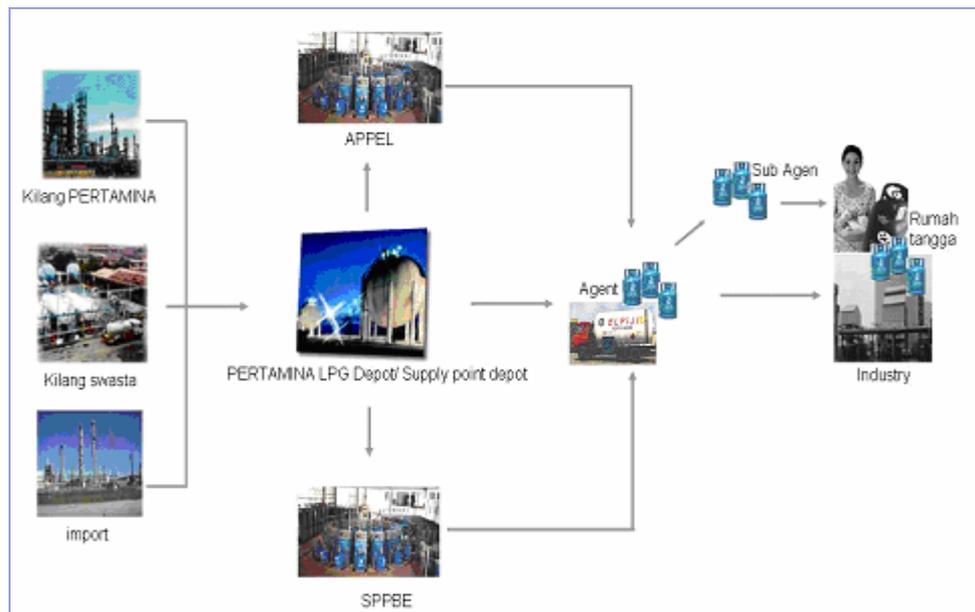
Gambar 5.14 Sistem distribusi gas bumi

CNG dalam rangka Program Langit Biru telah dikembangkan di Jakarta, Surabaya, Medan, dan Palembang pada tahun 1987. Pada tahun 1996 - 1998, terdapat beberapa ribu taksi dan beberapa puluh bus serta mikrolet yang menggunakan CNG. Berdasarkan teknologi yang digunakan, taksi dan mikrolet adalah kendaraan berbahan bakar premium yang memasang *conversion kit* agar dapat menggunakan CNG. Sementara itu terdapat dua jenis bus, yaitu bus yang dapat menggunakan dua jenis bahan bakar (diesel dan CNG) serta bus yang hanya menggunakan CNG.

Pemakaian CNG mengalami penurunan pada tahun 2000, karena Pertamina sebagai pemasok CNG tidak tertarik untuk melanjutkan kegiatan usaha CNG tersebut. Hal ini disebabkan karena Pertamina harus menanggung sendiri selisih harga CNG antara yang ditetapkan pemerintah dan harga keekonomiannya. Pada tahun 2006, program pemakaian CNG diaktifkan kembali, sejalan dengan program *busway* oleh Pemda DKI Jakarta. Adapun jenis bus yang dipilih adalah bus yang hanya menggunakan CNG.

5.4.3 LPG

Pada prinsipnya kilang LPG mengambil senyawa butana dan propana dari kandungan gas bumi atau minyak bumi. Kilang LPG yang memproduksi dari gas bumi antaranya adalah kilang Arjuna, Mundu dan Tunu, sedangkan LPG yang dihasilkan bersama dengan LNG *Plant*, berasal dari LPG Arun dan LPG Bontang. Selanjutnya LPG juga dihasilkan dari beberapa kilang minyak, seperti kilang Dumai, Musi, Cilacap, Balikpapan dan Balongan. Sesuai dengan kebutuhannya, proses pengambilan LPG dapat dibuat agar menghasilkan senyawa butana dan propana murni atau campuran senyawa butana dan propana dengan komposisi tertentu. Pada saat ini, LPG yang digunakan di dalam negeri memiliki komposisi perbandingan antara butan dan propan sebanyak 70% dan 30%. Jalur distribusi LPG dari kilang sampai ke konsumen ditunjukkan pada Gambar 5.15.



Sumber: Ditjen Migas

Gambar 5.15 Jalur distribusi LPG dari kilang LPG ke konsumen

Sekitar 50% produksi LPG telah didistribusikan ke rumah tangga dan industri di dalam negeri. Wilayah pemasaran LPG biasanya untuk memenuhi kebutuhan rumah tangga dan industri yang berlokasi dekat dengan depot LPG, agen, sub-agen, agen pengisian dan penjualan LPG (APPEL), Pertamina LPG depot, serta stasiun pengisian dan penjualan bahan bakar LPG (SPPBE). Adapun tujuannya agar biaya transportasinya rendah. Wilayah-wilayah pemasaran LPG ini antara

lain, DKI Jakarta, Cilegon, Cirebon, Surabaya, Semarang, Ujung Pandang, Palembang, Dumai dan Balikpapan.

Pada saat ini, penjualan LPG ke rumah tangga dilakukan dalam tabung baja dengan isi 12 kg. Sejalan dengan program pemerintah untuk mengkonversi pemakaian minyak tanah di rumah tangga ke LPG, maka pada awalnya LPG dalam tabung baja isi 3 kg beserta kompornya diberikan kepada masyarakat. Selanjutnya, LPG dalam tabung baja isi 3 kg juga dijual ke rumah tangga. Perlu diketahui bahwa program konversi minyak tanah ke LPG menghadapi berbagai kendala, seperti belum meratanya pembagian tabung baja isi 3 kg dan kompornya ke rumah tangga yang seharusnya menerima, sementara itu pasokan minyak tanah ke masyarakat oleh Pertamina telah dikurangi.

5.4.4 LNG

Kilang LNG pada intinya memisahkan kandungan metana dalam jumlah yang besar, etana dan propana dalam jumlah yang kecil, serta sedikit butana dari senyawa-senyawa yang terkandung dalam gas bumi. Selanjutnya senyawa metana yang diperoleh dimurnikan dari *impurities* yang dapat menghambat proses pembuatan LNG itu sendiri, seperti CO₂, air, *sulphur* dan *mercury*.

Pada saat ini terdapat 2 kilang LNG yang telah beroperasi di Indonesia, sebuah kilang LNG yang sedang dalam pembangunan dan sebuah kilang masih dalam tahap perencanaan. Kilang LNG yang telah beroperasi adalah kilang LNG Arun sebanyak 6 *train* dengan total kapasitas terpasang sebesar 13,2 juta metrik ton/tahun dan kilang LNG Bontang sebanyak 8 *train* dengan total kapasitas terpasang sebesar 22,5 juta metrik ton/tahun. Kilang LNG yang sedang dalam pembangunan adalah kilang LNG Tangguh sebanyak 2 *train* dengan total kapasitas terpasang sekitar 7,6 juta metrik ton/tahun. Kilang LNG yang masih dalam tahap perencanaan adalah kilang LNG Donggi sebanyak satu *train* dengan kapasitas yang direncanakan sekitar 2 juta metrik ton/tahun.

Train 1 kilang LNG Arun mulai mengekspor LNG pada tahun 1978. Kilang LNG Arun selain menghasilkan LNG juga menghasilkan LPG. Menurunnya jumlah cadangan gas alam yang ada mengakibatkan PT Arun menghentikan operasi 2 dari 6 *train* LNG yang ada pada Februari 2000, sehingga produksi LNG mengalami penurunan dan tidak ada lagi LPG yang diproduksi dari Arun. Pada tahun 2005, hanya 3 *train* kilang LNG yang dioperasikan di Arun.

Train A kilang LNG Bontang mulai mengekspor LNG pada tahun 1977. Kilang LNG Bontang selain menghasilkan LNG juga menghasilkan LPG dan kondensat. Menurunnya jumlah cadangan gas alam yang ada mengakibatkan LNG Bontang menurunkan produksi LNG, sehingga terdapat beberapa kontrak yang tidak dapat terpenuhi. Pada saat ini, seluruh produksi LNG diekspor.

Train 1 kilang LNG Tangguh diharapkan dapat mulai beroperasi pada bulan April 2009, sedangkan *Train* 2 pada bulan Mei 2009. Seluruh produk LNG yang dihasilkan direncanakan akan di ekspor ke berbagai negara, seperti China, Korea Selatan, Philipina, dan Amerika Serikat.

Train kilang LNG Donggi pada saat ini sedang membuat *engineering design* sebelum akhirnya mencapai kegiatan pembangunan. Secara umum, kendala utama untuk membangun sebuah kilang LNG adalah masalah dana. Diperolehnya kontrak penjualan LNG dengan pembeli yang potensial, biasanya merupakan dasar untuk mendapat pinjaman dana dan memulai pembangunan kilang LNG.

5.5 Alternatif Penyediaan Gas

Sebagai alternatif penyediaan gas, batubara dapat digasifikasi, dimana sebagai hasilnya diperoleh gas alam sintetik yang dapat digunakan seperti halnya gas bumi, baik sebagai energi maupun sebagai bahan baku. Gasifikasi adalah reaksi konversi bahan padat atau *solid* yang mengandung karbon menjadi gas sintesis (*synthetic natural gas / SNG*) dengan komponen-komponen utamanya hidrogen (H₂) dan karbon monoksida (CO). Gas ini kemudian dapat digunakan sebagai bahan bakar atau sebagai bahan baku kimia untuk memproduksi berbagai macam produk kimia seperti amonia, metanol, BBM sintesis dan banyak lagi produk lain.

Produksi gas sintesis tersebut dapat memberikan arti penting dalam mengurangi ketergantungan terhadap gas bumi, serta dapat melindungi keamanan pasokan energi nasional, menyediakan pengembangan industri baru, dan memberikan insentif baru untuk produksi batubara, khususnya batubara kualitas rendah yang banyak tersedia di Indonesia dan belum termanfaatkan sama sekali.

Dalam beberapa aplikasi, teknologi gasifikasi batubara digabung dengan teknologi konversi yang lain dengan tujuan untuk mencapai tingkat efisiensi yang tinggi dengan emisi yang rendah, seperti 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).

Perkembangan gasifikasi secara komersial sangat dipengaruhi oleh harga bahan bakar (minyak bumi dan gas). Perubahan harga bahan bakar yang sangat drastis dalam jangka waktu 5 tahun terakhir ini telah mendorong orang untuk melihat batubara dan biomassa sebagai sumber energi alternatif terutama dari sudut pandang ketersediaannya yang melimpah. Pada tahun 2007, kapasitas total gas sintetik yang dihasilkan dengan proses gasifikasi diseluruh dunia adalah sekitar 57 GW, dimana sebagai besar kapasitas tersebut digunakan untuk pembuatan bahan kimia dan F-T *fuels*.

5.6 Rekomendasi Kebijakan

5.6.1 Ekspor Gas Bumi

Sesuai dengan kontrak ekspor LNG dan gas pipa yang telah ditandatangani, maka sejumlah gas bumi harus disisihkan untuk memenuhi kontrak ekspor tersebut. Setelah kontrak ekspor tersebut selesai, hendaknya kontrak-kontrak tersebut tidak diperpanjang, sehingga akan terdapat sejumlah gas yang dapat dimanfaatkan di dalam negeri.

Ketersediaan cadangan gas bumi khususnya di Grissik akan meningkatkan jumlah gas yang dapat dikirim ke Jawa. Selanjutnya, ketersediaan LNG di dalam negeri akan dapat dimanfaatkan untuk keperluan industri ataupun pembangkit listrik. Hal ini tentunya akan berdampak luas pada pemakaian teknologi energi di industri dan teknologi pembangkit listrik. Pada akhirnya, hal ini juga akan meningkatkan konsumsi gas di dalam negeri.

5.6.2 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.

Neraca gas bumi pada saat ini hingga masa mendatang memperlihatkan dengan jelas bahwa impor gas pada masa mendatang merupakan suatu keharusan untuk memenuhi kebutuhan gas bumi di dalam negeri yang meningkat pesat. Pilihan yang paling mungkin adalah mengimpor gas dalam bentuk LNG. Melihat pada pola pemakaian gas bumi yang ada pada saat ini, dimana konsumsi gas bumi terpusat di Jawa, maka untuk persiapan impor LNG tersebut, perlu dibangun fasilitas penerimaan dan pencairan LNG di Jawa Barat dan Jawa Timur.

5.6.3 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. Pilihan menggunakan gas bumi untuk mengganti BBM karena jumlah cadangan gas bumi yang ada lebih besar daripada 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* sintesis dengan proses Fischer Tropsch *fuels* maupun untuk pembuatan berbagai jenis bahan kimia yang dapat digunakan sebagai bahan bakar, seperti metanol dan *dimetil ether* (DME).

Secara teknologi pembuatan diesel sintetis maupun bahan kimia untuk bahan bakar bukan masalah, tetapi pembuatan maupun pemanfaatannya secara masal ditentukan oleh harga keekonomiannya relatif terhadap harga BBM. Harga minyak bumi yang tinggi pada saat ini akan meningkatkan keekonomian diesel dan *gasoline* sintetis maupun bahan-bahan kimia tersebut sebagai bahan bakar alternatif.

BAB 6 BATUBARA

Batubara merupakan sumber energi yang mempunyai kedudukan strategis di Indonesia, yaitu selain dapat dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri, juga dipergunakan sebagai komoditas ekspor untuk menghasilkan devisa negara. Berdasarkan besarnya cadangan, batubara juga merupakan sumber energi yang paling potensial untuk menggantikan bahan bakar minyak (BBM). Pengembangan batubara selain dipengaruhi oleh besarnya cadangan, juga dipengaruhi oleh harga batubara, ketersediaan sumber energi lain, pertumbuhan ekonomi dan harga minyak mentah dunia. Meningkatnya harga minyak mentah dunia yang berakibat pada meningkatnya harga BBM diperkirakan akan menyebabkan semakin besarnya peluang pemanfaatan batubara; sebaliknya menurunnya harga minyak mentah dunia, diperkirakan akan berakibat pada mengecilnya peluang pemanfaatan batubara sebagai sumber energi pengganti minyak. Sementara itu, meningkatnya pertumbuhan ekonomi yang berdampak pada meningkatnya daya beli masyarakat, diperkirakan akan berakibat pada meningkatnya kebutuhan energi, termasuk peluang pemanfaatan batubara. Dengan demikian, perubahan harga minyak mentah dunia dan pertumbuhan PDB mempunyai dampak berbeda terhadap produksi dan konsumsi batubara.

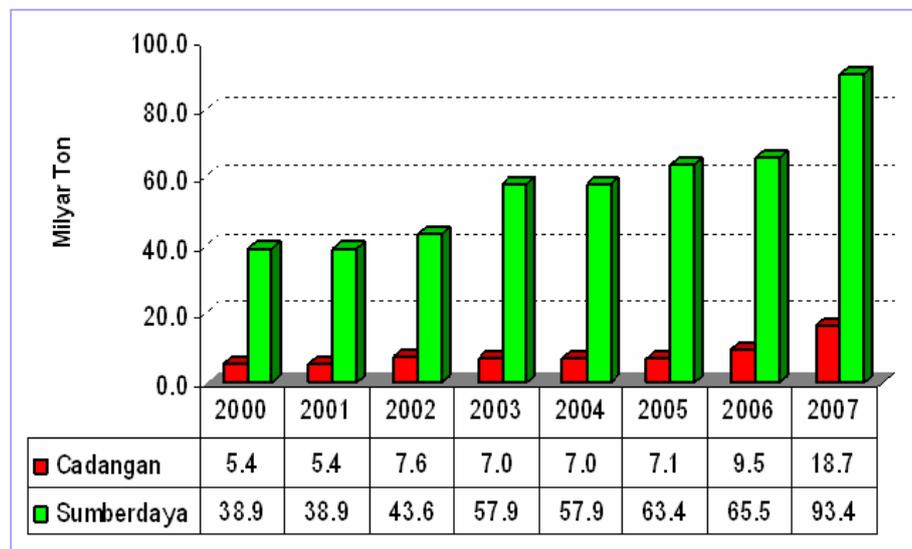
6.1 Sumber Daya dan Cadangan Batubara

Indonesia mempunyai sumber daya dan cadangan batubara dengan berbagai jenis, yaitu kualitas rendah (< 5.100 kkal/kg), kualitas sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg), kualitas tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg), dan kualitas tinggi sekali (> 7.100 kkal/kg) yang tersebar di hampir seluruh wilayah Indonesia (Kalimantan, Sumatera, Jawa, Sulawesi, dan Papua). Kalimantan mempunyai total sumber daya dan cadangan batubara terbesar, sebagian besar dari batubara di wilayah ini terdiri atas batubara kualitas sedang, sedangkan jenis batubara kualitas tinggi sekali tidak ada di wilayah ini. Sumber daya dan cadangan batubara di Kalimantan tersebut, tersebar hampir di seluruh propinsi, seperti Propinsi Kalimantan Timur, Propinsi Kalimantan Selatan, dan Propinsi Kalimantan Tengah. Selain Kalimantan, wilayah lain yang mempunyai total sumber daya dan cadangan batubara dalam jumlah yang cukup besar adalah Sumatera. Lokasi sumber daya dan cadangan batubara di Sumatera tersebut tersebar di seluruh propinsi, seperti Nanggroe Aceh Darussalam, Sumatera Utara, Riau, Sumatera Barat, Bengkulu, Jambi, Lampung, dan Sumatera Selatan yang mempunyai berbagai jenis batubara, yaitu kualitas rendah, kualitas sedang, kualitas tinggi, dan kualitas tinggi sekali.

Setiap tahunnya total sumber daya dan cadangan batubara Indonesia meningkat seiring dengan adanya penemuan baru sumber daya batubara, namun sebagian besar adalah batubara yang berkualitas rendah dan sedang

(kualitas rendah dan kualitas sedang). Batubara kualitas rendah mempunyai kandungan air tinggi dengan nilai kalor rendah dan sampai saat ini belum dimanfaatkan, karena selain kandungan airnya tinggi juga mudah terbakar dengan sendirinya, sehingga terjadi kendala dalam pengangkutan. Oleh karena itu pemanfaatan batubara kualitas rendah tersebut dapat dilakukan antara lain melalui pembangunan pembangkit listrik batubara di mulut tambang dan mengkonversi batubara tersebut ke bentuk lain melalui proses pencairan batubara (*coal liquefaction*), proses gasifikasi batubara (*coal gasification*), dan proses briket batubara (*coal briquetting*), untuk masing-masing menjadi batubara cair, gas, dan briket.

Kualitas sedang dan kualitas tinggi adalah jenis batubara yang banyak dimanfaatkan di industri dan pembangkit listrik di Indonesia dan biasanya dikategorikan *steam coal*, karena ke dua jenis batubara tersebut mempunyai nilai kalor yang cukup tinggi, sedangkan kualitas tinggi sekali adalah jenis batubara yang kandungan airnya rendah dengan nilai kalor yang tinggi dan biasanya dimanfaatkan sebagai reduktor.



Sumber: Statistik Direktorat Geologi dan Sumber Daya Mineral 2000 - 2007, Ditjen Mineral Batubara dan Panas Bumi

Gambar 6.1 Perkembangan total sumber daya dan cadangan batubara

Sumber daya batubara di Indonesia dapat digolongkan menurut tingkat kepastian keberadaan yang terdiri atas sumber daya hipotetik, tereka, terunjuk, dan terukur. Sumber daya hipotetik merupakan sumber daya batubara yang mempunyai tingkat keberadaan paling rendah, yaitu sumber daya yang merupakan hasil tinjau. Selanjutnya, sumber daya tereka merupakan sumber daya batubara yang mempunyai tingkat kepastian keberadaan rendah, yaitu merupakan sumber daya hasil proyeksi. Sumber daya tereka tersebut merupakan sumber daya yang paling dominan di Indonesia. Tingkat keberadaan sumber daya batubara yang lebih tinggi lagi, yaitu sumber daya terunjuk, yaitu sumber daya yang merupakan hasil eksplorasi pendahuluan. Semakin tinggi tingkat keberadaan maka akan semakin tinggi pula kemungkinan dapat dimanfaatkan secara ekonomis.

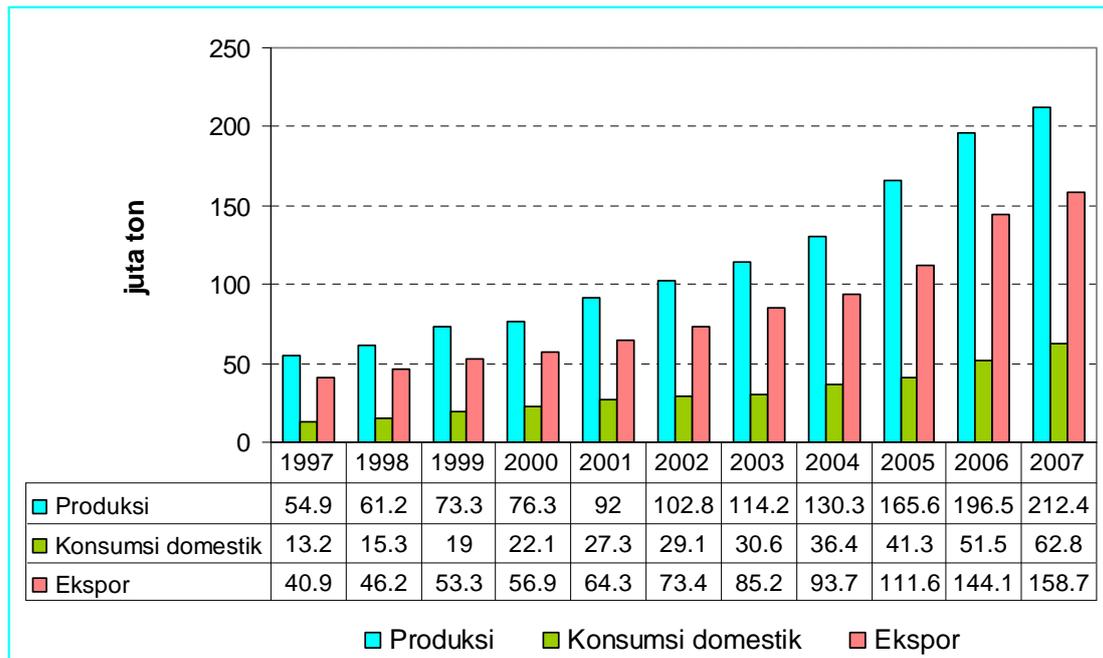
Perkembangan total sumber daya dan cadangan batubara di Indonesia selama kurun waktu tahun 2000 - 2007 ditunjukkan pada Gambar 6.1.

Sumberdaya dan cadangan batubara di Indonesia terus menunjukkan peningkatan setiap tahun meskipun kegiatan eksploitasi penambangan terus meningkat. Peningkatan tersebut menunjukkan bahwa setiap tahun ditemukan sumberdaya dan cadangan baru melalui kegiatan eksplorasi dan juga menunjukkan tingkat keberhasilan eksplorasi yang cukup tinggi. Cadangan batubara adalah sumber batubara yang dapat ditambang (*mineable*), sedangkan sumberdaya batubara merupakan sumber batubara potensial. Dalam periode waktu tersebut, cadangan batubara meningkat sekitar 2,3 kali lipat yang mencapai 18,7 milyar ton pada tahun 2007 sedangkan sumberdayanya meningkat hampir 3,5 kali lipat dan mencapai 93,4 milyar ton pada tahun 2007. Dari total cadangan tersebut yang merupakan cadangan terbukti hanya sebesar 5,5 milyar ton. Berdasarkan tingkat produksi rata-rata tahun 2007 yaitu sekitar 212 juta ton per tahun maka cadangan terbukti yang dapat ditambang diperkirakan hanya cukup untuk dimanfaatkan sekitar 26 tahun. Meskipun sumberdaya batubara di Indonesia cukup besar tetapi hampir 86% dari sumber daya yang ada termasuk dalam kategori batubara kualitas rendah. Di Kalimantan Selatan batubara kualitas rendah berada di wilayah Mulia dan Wara yang dikelola oleh PT Arutmin Indonesia dan PT Adaro Indonesia, sedang di Kalimantan Timur berada di wilayah Berau dan Kideco yang dikelola oleh PT Berau Coal dan PT Kideco Jaya Agung. Sedangkan di Sumatera berada di wilayah Banko yang merupakan wilayah konsesi PT Tambang Batubara Bukit Asam.

Saat ini cadangan batubara sudah dieksploitasi atau diproduksi untuk memenuhi kebutuhan energi di dalam negeri, maupun untuk diekspor ke luar negeri sebagai sumber devisa negara. Impor batubara dapat dilakukan ketika produksi batubara dalam negeri tidak mencukupi, namun impor batubara juga dapat dilakukan sebagai strategi perdagangan luar negeri. Pada bab ini akan dibahas lebih lanjut pengaruh berbagai skenario dan kasus terhadap pengembangan produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara.

6.2. Produksi, Konsumsi, Ekspor, dan Impor

Perkembangan produksi, konsumsi, dan ekspor batubara dari tahun 1997 - 2007 ditunjukkan pada Gambar 6.2. Dari Gambar 6.2 terlihat bahwa rata-rata pertumbuhan produksi batubara pada kurun waktu tersebut adalah sebesar 65,8%, pertumbuhan konsumsi sebesar 47,8%, dan pertumbuhan ekspor sebesar 61,1%. Sementara itu, untuk tiga tahun terakhir, yakni dari tahun 04 - 2007, tingkat pertumbuhan produksi, konsumsi, dan ekspor tidak sebesar rata-rata selama 10 tahun, tetapi masing-masing mencapai 17,7%, 20%, dan 19,2%.



Sumber: Statistik Direktorat Geologi dan Sumber Daya Mineral 2000 - 2007, Ditjen Mineral, Batubara dan Panas Bumi

Gambar 6.2 Produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara

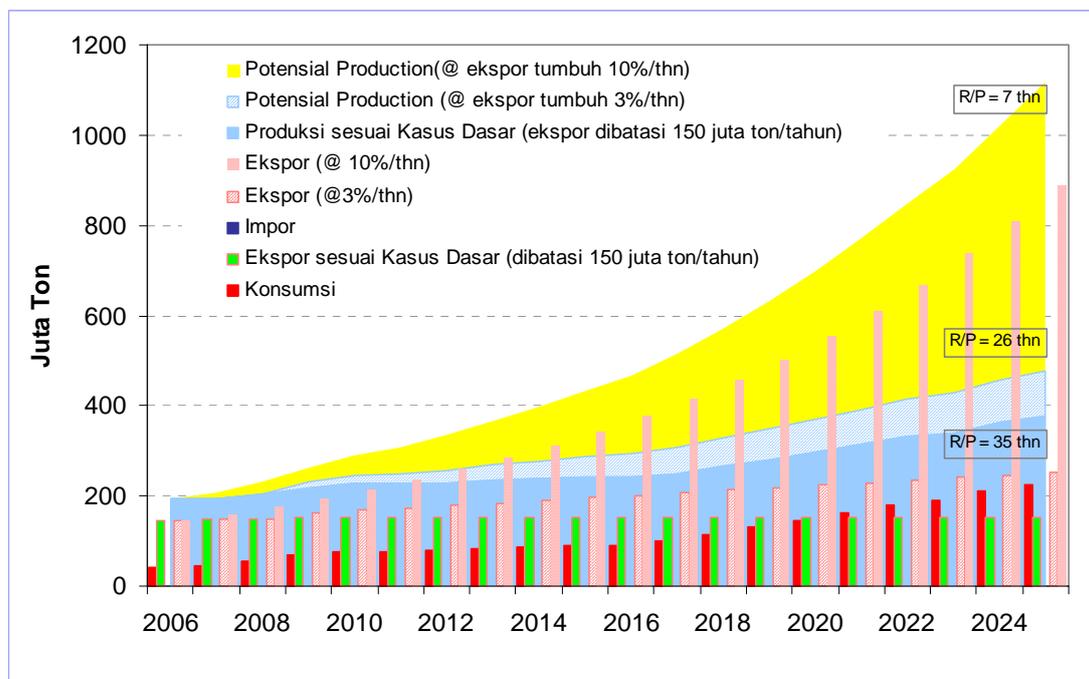
6.2.1 Kasus Dasar (R30)

Neraca batubara yang terdiri atas pasokan batubara yang diperoleh dari produksi dari tambang-tambang batubara dalam negeri dan impor batubara dari luar negeri, serta konsumsi dan ekspor batubara diprakirakan akan meningkat terus dari tahun ke tahun sesuai dengan perkembangan penduduk dan ekonomi. Prakiraan neraca batubara tersebut selain dipengaruhi oleh faktor-faktor batubaranya sendiri seperti jumlah cadangan dan harga batubara, juga dipengaruhi oleh faktor luar, antara lain harga minyak mentah dunia dan ketersediaan sumber-sumber energi lainnya.

A. Produksi

Berdasarkan kasus dasar (kasus R30), produksi batubara dari 2006 - 2025 diprakirakan akan meningkat sekitar 3,6% per tahun, sehingga produksi batubara pada periode waktu tersebut akan meningkat lebih dari 2,1 kali lipat, yaitu dari hampir 194 juta ton pada tahun 2006 menjadi 377 juta ton pada tahun 2025. Produksi batubara tersebut diperoleh dari tambang batubara yang berada di wilayah Kalimantan dan Sumatera, namun sebagian besar atau lebih dari 90% dari produksi batubara Indonesia diperoleh dari tambang batubara di wilayah Kalimantan, sedangkan sisanya diproduksi dari tambang di Sumatera. Semakin dominannya pangsa produksi batubara dari Kalimantan daripada Sumatera tersebut menunjukkan lebih pesatnya perkembangan eksploitasi tambang batubara di Kalimantan dibandingkan di Sumatera.

Prakiraan produksi batubara sangat erat kaitannya dengan tingkat ekspor batubara. Pada kasus dasar, ekspor diasumsikan terbatas sebesar 150 juta ton per tahun. Berdasarkan data cadangan yang ada sekarang maka dengan tingkat produksi pada tahun 2025 diperkirakan rasio cadangan terhadap produksi (*reserve/production* atau R/P) adalah sebesar 35 yang berarti penyediaan batubara Indonesia masih mencukupi hingga 35 tahun setelah tahun 2025. Sebagai gambaran neraca batubara terkait dengan tingkat ekspor diperlihatkan pada Gambar 6.3. Jika ekspor batubara meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 3% per tahun maka produksi batubara diperkirakan mencapai 478 juta ton pada tahun 2025 yang menyisakan R/P selama 26 tahun. Lebih lanjut, jika ekspor meningkat dengan rata-rata pertumbuhan sebesar 10% maka pada tahun 2025 diperlukan produksi batubara sebesar 1,1 milyar ton atau sisa R/P hanya selama 7 tahun saja. Mengacu pada kecenderungan pertumbuhan ekspor selama tahun 2004 - 2007 yang mencapai 19,2%, maka hal ini patut menjadi perhatian dalam hal pengelolaan sumberdaya batubara mengingat batubara diperkirakan akan menjadi sumberdaya energi utama Indonesia dimasa mendatang.



Gambar 6.3 Proyeksi produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara untuk kasus dasar dengan berbagai skenario ekspor

Saat ini pengelolaan tambang batubara bukan saja dilaksanakan oleh perusahaan negara, tetapi juga oleh perusahaan swasta, baik swasta nasional maupun swasta asing. Sebagian besar tambang batubara di Sumatera dikelola oleh perusahaan negara, seperti PT Tambang Batubara Bukit Asam sedangkan perusahaan swasta yang mengelola pertambangan di Sumatera antara lain: PT Allied Indo Coal, PT Danau Mashitam, dan PT Bukit Sunur. Sementara itu tambang batubara yang ada di Kalimantan umumnya dikelola oleh perusahaan-perusahaan swasta antara lain: PT Kaltim Prima Coal, PT Adaro

Indonesia, PT Arutmin Indonesia, PT Kideco Jaya Agung, PT Tanito Harun, serta PT Berau Coal.

Peningkatan produksi batubara tersebut perlu diantisipasi dengan perencanaan pengembangan sarana dan prasarana batubara, sejak dari lokasi tambang, pelabuhan pengiriman, sampai pelabuhan penerima. Pengembangan sarana dan prasarana yang dibutuhkan antara lain meliputi peningkatan kapasitas pengangkutan (truk, *belt conveyor*, dan kapal), dan peningkatan kapasitas jalan, pelabuhan, dan tempat penimbunan. Sebagai contoh, kenaikan produksi batubara di Sumatera dari 24 juta ton pada tahun 2006 menjadi 51,7 juta ton pada tahun 2025 perlu diantisipasi dengan peningkatan kapasitas sarana dan prasarana pengembangan batubara sebesar tiga kali lipat. Demikian pula produksi batubara di Kalimantan meningkat lebih dari dua kali lipat dalam periode yang sama, berarti Kalimantan memerlukan peningkatan kapasitas sarana dan prasarana distribusi batubara dari tambang ke konsumen sebesar dua kali lipat dari sarana dan prasarana yang ada sekarang. Selain itu, peningkatan kapasitas sarana dan prasarana tersebut perlu juga dilakukan di lokasi penerimanya, seperti di Jawa.

B. Konsumsi

Berdasarkan kasus R30, konsumsi batubara dalam negeri dari tahun 2006 - 2025 diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata lebih dari 9,2% per tahun. Total konsumsi batubara tersebut meningkat lebih dari lima kali lipat yaitu dari hampir 43 juta ton pada tahun 2006 menjadi lebih 226 juta ton pada tahun 2025. Pada awal periode tahun 2006 sebagian besar produksi dipergunakan baik sebagai bahan bakar maupun sebagai bahan baku pada sektor industri, seperti industri-industri semen, baja, pupuk, kertas, dan tekstil. Namun mulai tahun 2008 sampai 2025, dominasi konsumsi batubara di sektor industri bergeser ke penggunaan batubara untuk pembangkit listrik, baik untuk pembangkit listrik PT PLN maupun pembangkit listrik non PLN seperti pembangkit untuk penggunaan sendiri (*captive power*). Selain itu, batubara juga dipergunakan untuk bahan baku briket batubara pada sektor rumahtangga, namun pangsa penggunaan batubara untuk bahan baku briket batubara tersebut kecil sekali, yaitu selama periode 19 tahun yang akan datang rata-rata kurang dari satu persen.

Pada awal periode, yaitu pada tahun 2006 - 2019, pangsa konsumsi batubara lebih kecil daripada pangsa ekspor. Namun dengan pesatnya pertumbuhan kebutuhan batubara dalam negeri, sehingga pemenuhan kebutuhan batubara dalam negeri menjadi prioritas, maka diperkirakan pangsa ekspor batubara akan menurun digantikan dengan peningkatan pangsa konsumsi mulai tahun 2020. Oleh karena itu dari tahun 2020 sampai akhir periode 2025, sebagian besar dari penggunaan batubara dipergunakan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri.

C. Ekspor

Indonesia merupakan negara pengekspor batubara terbesar kedua setelah Australia dengan menggeser China. Sebagian besar batubara yang diekspor tersebut diperoleh dari produksi batubara Kalimantan, sedangkan sisanya diperoleh dari produksi batubara Sumatera. Selama kurun waktu sepuluh tahun terakhir (1997 - 2007), sebagian besar atau rata-rata 70% dari total produksi batubara setiap tahun dipergunakan untuk ekspor, sedangkan sisanya untuk memenuhi kebutuhan batubara dalam negeri (Pusdatin DESDM, 2007). Besarnya pangsa ekspor batubara tersebut disebabkan lebih menariknya harga batubara ekspor dibandingkan dengan harga batubara domestik.

Negara tujuan ekspor batubara Indonesia adalah Asia (Jepang, Hongkong, India, Korea Selatan, Malaysia, Taiwan, Thailand, Philipina, dan Singapura), Eropa (Italia, Spanyol, Swiss, Inggris, Jerman, Croatia, Belanda, dan Yunani), dan Amerika (USA, Brazilia, Chile, dan Peru). Jepang merupakan negara tujuan ekspor batubara Indonesia terbesar, diikuti oleh Taiwan, Hongkong, India, Korea Selatan, Thailand, Malaysia, Philipina, dan China. Sementara itu, Australia walaupun sebagai pengekspor batubara nomor satu di dunia, juga pernah mengimpor batubara Indonesia karena batubara Indonesia mempunyai kandungan abu dan sulfur yang relatif rendah.

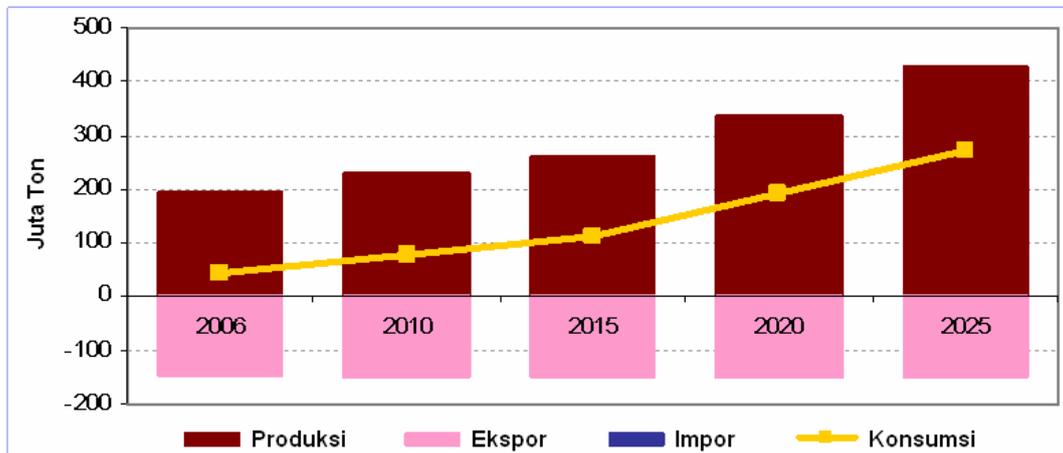
Pangsa ekspor batubara terhadap produksinya diasumsikan akan semakin menurun di masa datang. Hal tersebut disebabkan kebutuhan energi dalam negeri yang semakin meningkat, sedangkan pasokan minyak sebagai sumber energi domestik semakin terbatas. Dengan demikian Indonesia diharapkan dapat lebih mendayagunakan semua sumber energi yang ada untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri. Hal ini dapat tercapai bila ada kebijakan DMO batubara yang tegas.

D. Impor

Indonesia meskipun merupakan salah satu produsen batubara terbesar, namun juga mengimpor batubara untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negerinya. Batubara yang diimpor tersebut terdiri atas batubara kualitas tinggi sekali, kualitas rendah, dan *steam coal* yang diperoleh dari berbagai negara, antara lain: Jerman, Korea Selatan, Australia, India, China, Jepang, Pakistan, Afrika Selatan, dan Inggris. Kebutuhan impor batubara tersebut relatif kecil dibandingkan dengan produksi batubara dalam negeri, yaitu kurang dari satu juta ton per tahun selama periode 2006 - 2025, dari 120 ribu ton pada tahun 2006 menjadi 270 ribu ton pada tahun 2025 atau meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 4,4% per tahun. Kebutuhan impor batubara disebabkan oleh alasan teknis bukan alasan kekurangan pasokan, yaitu karena memerlukan batubara dengan spesifikasi khusus yang tidak dapat terpenuhi dari pasokan dalam negeri.

6.2.2 Kasus T30

Pada kasus T30 (skenario tinggi dan harga minyak 30 \$/barel) diperkirakan produksi dan konsumsi batubara akan meningkat lebih besar bila dibandingkan dengan kasus R30 karena dipicu oleh meningkatnya permintaan energi. Perkembangan produksi, konsumsi, ekspor, dan impor batubara dari 2006 sampai dengan 2025 berdasarkan kasus T30 diperlihatkan pada Gambar 6.4.



Gambar 6.4 Proyeksi produksi, konsumsi, impor, dan ekspor batubara (kasus T30)

A. Produksi

Berdasarkan kasus T30, produksi batubara diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 4,2% per tahun, sehingga produksi batubara meningkat dari hampir 193,7 juta ton pada tahun 2006 menjadi 421,6 juta ton pada tahun 2025. Bila prakiraan produksi batubara pada kasus T30 dibandingkan dengan kasus R30 maka terlihat bahwa produksi batubara lebih banyak dipengaruhi oleh peningkatan ekonomi.

B. Konsumsi

Konsumsi batubara pada kasus T30, baik untuk sektor industri, pembangkit listrik, dan rumah tangga diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 10,2% per tahun. Total konsumsi batubara meningkat dari hampir 42,8 juta ton pada tahun 2006 menjadi 270,5 juta ton pada tahun 2025. Pertumbuhan konsumsi batubara pada kasus T30 lebih pesat daripada pertumbuhan konsumsi batubara pada kasus R30. Perkembangan konsumsi batubara banyak dipengaruhi oleh kenaikan pertumbuhan ekonomi karena pertumbuhan ekonomi akan meningkatkan daya beli masyarakat yang pada akhirnya konsumsi batubara menjadi lebih banyak.

C. Ekspor

Berdasarkan kasus T30, ekspor batubara diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 0,17% per tahun atau meningkat dari 146 juta ton pada tahun 2006 menjadi 151 juta pada tahun 2025. Prakiraan ekspor batubara

kasus T30 tersebut tidak berbeda dengan kasus R30. Perkembangan ekonomi dan peningkatan harga minyak mentah tidak berpengaruh terhadap ekspor batubara.

D. Impor

Dalam periode waktu yang sama perkembangan impor batubara pada kasus T30 diperkirakan lebih pesat daripada perkembangan impor batubara pada kasus R30. Pada periode 2006 - 2025 impor batubara akan meningkat dengan pertumbuhan lebih dari 6% per tahun atau meningkat dari 120 ribu ton pada 2006 menjadi 360 ribu ton pada 2025. Perkembangan impor batubara lebih banyak dipengaruhi oleh perkembangan ekonomi daripada oleh kenaikan harga minyak mentah.

6.2.3 Kasus Lainnya

Selain kedua kasus tersebut masih ada kasus R60 (skenario rendah dan harga minyak 60 \$/barel) dan T60 (skenario tinggi dan harga minyak 60 \$/barel). Kasus R30 tidak ada perbedaan yang signifikan bila dibandingkan dengan kasus R60. Ini berarti bahwa harga minyak tidak signifikan pengaruhnya terhadap neraca batubara di Indonesia karena kenaikan harga minyak secara simultan juga menaikkan harga batubara. Begitu juga untuk kasus T30 dan kasus T60 tidak ada perbedaan yang signifikan.

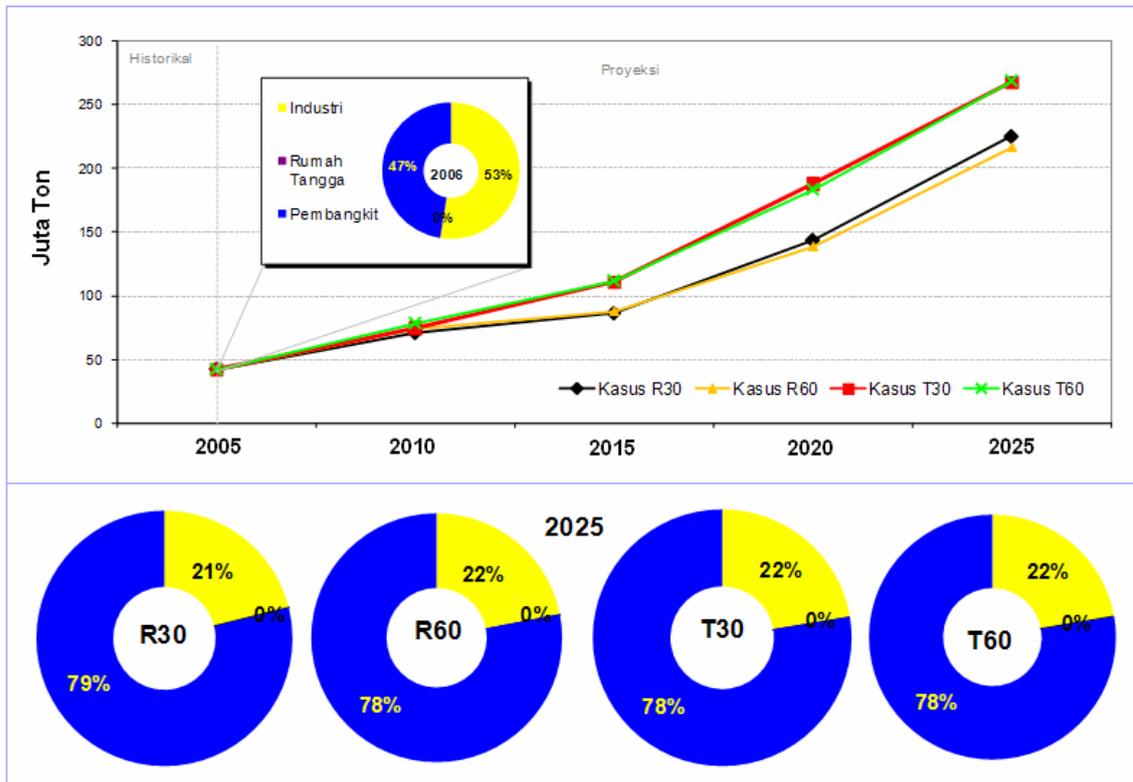
6.3 Pemanfaatan Batubara Menurut Sektor

Sebagian besar dari pemanfaatan batubara adalah untuk sektor industri dan pembangkit listrik, baik pembangkit listrik milik PT PLN maupun non PLN, sedangkan sisanya dibuat briket batubara untuk dipergunakan pada sektor rumahtangga. Batubara di sektor industri selain dipergunakan sebagai bahan bakar juga dipergunakan sebagai bahan baku untuk proses pembuatan briket dan dipergunakan sebagai reduktor, khususnya pada industri logam. Industri logam (PT Inco dan PT Aneka Tambang) selain membutuhkan batubara sebagai reduktor juga menggunakan batubara sebagai bahan bakar. Batubara pada sektor industri dapat dipergunakan secara langsung sebagai bahan bakar tungku (*furnace*), maupun secara tidak langsung sebagai bahan bakar *boiler*, namun sebagian besar atau sekitar 70% batubara dipergunakan sebagai bahan bakar tungku. Perkembangan pemanfaatan batubara menurut sektor dari tahun dasar, yaitu tahun 2006 - 2025 menurut kasus dan skenario dapat dilihat pada Gambar 6.5.

6.3.1 Sektor Industri

Industri semen merupakan konsumen batubara yang utama diikuti oleh industri kertas, makanan, tekstil, logam dasar, dan pupuk. Industri semen yang telah menggunakan batubara antara lain: PT Semen Gresik di Jawa Timur, PT Semen Cibinong di Jawa Barat, PT Semen Tonasa di Sulawesi, PT Semen Padang di Sumatera, dan PT Semen Kupang di Nusa Tenggara.

Sementara itu industri pulp merupakan pengguna batubara terbesar kedua pada sektor industri. Industri pulp yang menggunakan batubara antara lain: PT Tjiwi Kimia, PT Indah Kiat, PT Inti Indorayon Utama, dan PT Jaya Kertas. Peningkatan konsumsi batubara untuk sektor industri tersebut dipicu adanya kebijakan konservasi dan program diversifikasi energi untuk mensubsitisi BBM sejalan dengan volatilitas harga minyak.



Gambar 6.5 Proyeksi konsumsi batubara

Konsumsi batubara pada sektor industri tersebut mencapai hampir 53% dari total konsumsi batubara yang pada tahun 2006 yang mencapai 42,4 juta ton. Pada Gambar 6.4 ditunjukkan bahwa kebutuhan batubara untuk sektor industri diperkirakan akan meningkat terus sesuai dengan perkembangan ekonomi. Pada harga minyak mentah 30 \$/barel dan pertumbuhan ekonomi 4% per tahun, konsumsi batubara pada sektor industri pada periode 2006 - 2025 akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata 4% per tahun. Pangsa konsumsi batubara pada sektor industri tahun 2025 akan mencapai 21% dari total konsumsi batubara yang mencapai 225,6 juta ton.

Meningkatnya pertumbuhan ekonomi dari 4% per tahun menjadi 6,5% per tahun akan makin meningkatkan pertumbuhan konsumsi batubara. Pada kasus T30 pertumbuhan konsumsi batubara mencapai 10,2% per tahun sehingga konsumsi batubara untuk sektor industri mempunyai pangsa sekitar 22% dari total konsumsi pada tahun 2025. Sementara itu kasus R60 memperlihatkan bahwa peningkatan konsumsi batubara tersebut lebih banyak dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi daripada oleh kenaikan harga minyak mentah. Pada kasus ini, peningkatan konsumsi batubara untuk industri dari 2006 - 2025

meningkat rata-rata 0,9% per tahun, sehingga pangsa konsumsi batubara untuk sektor industri mencapai 22% dari total konsumsi batubara yang mencapai 217 juta ton pada tahun 2025. Terakhir adalah untuk kasus T60. Pada kasus T60 pertumbuhan konsumsi batubara untuk industri diperkirakan sebesar 10,2% per tahun sehingga pangsa konsumsi batubara untuk industri mencapai 22% dari total konsumsi yang mencapai 269 juta ton pada tahun 2025.

6.3.2 Sektor Pembangkit Listrik

Pembangkit listrik yang menggunakan batubara atau PLTU batubara yang saat ini beroperasi di Indonesia antara lain PLTU Asam-asam di Kabupaten Tanah Laut, Kalimantan Selatan; PLTU Bukit Asam di Sumatera Selatan; PLTU Freeport Indonesia di Papua; PLTU Newmont di Nusa Tenggara; PLTU Paiton di Jawa Timur; PLTU Sijantang di Ombilin, Sumatera Barat; dan PLTU Suralaya di Jawa bagian barat. Pada tahun 2006, kebutuhan batubara untuk pembangkit listrik mencapai hampir 47% dari total konsumsi batubara yang mencapai 42,4 juta ton. Dalam periode tahun 2006 - 2025, konsumsi batubara untuk pembangkit listrik tersebut mempunyai pertumbuhan yang paling pesat dibandingkan dengan pertumbuhan konsumsi batubara untuk pemanfaatan lainnya.

Berdasarkan kasus R30, konsumsi batubara untuk pembangkit listrik diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan 12,2% per tahun sehingga pada tahun 2025 konsumsinya mencapai sekitar 178 juta ton atau dari 79% dari total konsumsi. Pada kasus R60 konsumsi batubara untuk pembangkit sampai 19 tahun yang akan datang tersebut mempunyai pertumbuhan 11,9% per tahun, sehingga konsumsi batubara untuk pembangkit pada 2025 mencapai 169 juta ton. Sementara itu berdasarkan kasus T30 pemanfaatan batubara pada periode 2006 - 2025 diperkirakan akan meningkat 13,1% per tahun dan pemanfaatan batubara mencapai 208 juta ton pada tahun 2025. Prakiraan tersebut tidak terlalu jauh dengan prakiraan pada kasus T60. Berdasarkan hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa secara umum pemanfaatan batubara untuk pembangkit listrik relatif tidak dipengaruhi oleh peningkatan harga minyak mentah tetapi lebih banyak dipengaruhi oleh pertumbuhan PDB.

6.3.3 Sektor Rumah Tangga

Batubara selain dimanfaatkan oleh sektor industri dan pembangkit listrik, juga digunakan untuk bahan baku pembuatan briket batubara untuk dimanfaatkan pada sektor rumahtangga. Teknologi pembuatan briket batubara saat ini terdiri atas dua jenis, yaitu pembuatan briket berkarbonisasi dan pembuatan briket non karbonisasi. Briket berkarbonisasi dibuat melalui proses karbonisasi sebelum menjadi briket. Proses karbonisasi dilakukan untuk menurunkan zat-zat terbang (*volatile matters*) yang terkandung dalam bahan baku batubara sehingga dapat diperoleh produk briket batubara yang berkualitas, yaitu briket yang tidak berbau maupun tidak berasap. Sementara itu pembuatan briket non karbonisasi akan menghasilkan produk briket batubara yang masih mengandung zat terbang sehingga penggunaannya lebih baik menggunakan tungku untuk memperoleh hasil pembakaran yang sempurna.

Bentuk briket batubara yang dihasilkan terdiri atas dua jenis, yaitu briket belah ketupat dan briket sarang tawon. Briket ini kemudian didistribusikan oleh penyalur ke rumah tangga, industri kecil atau untuk usaha kecil, seperti warung makanan dan gerobak makanan dorong. Pembuatan briket batubara saat ini dilakukan oleh PT Tambang Batubara Bukit Asam atau PT BA yang mempunyai pabrik briket di Tanjung Enim (Sumatera Selatan), Bandar Lampung, dan Gresik (Jawa Timur). Selain itu briket juga dibuat oleh swasta namun jumlah produknya masih relatif kecil. Namun pengembangan briket batubara masih banyak kendala yang dihadapi, yaitu selain masih terkendala masalah teknis, sosial dan lingkungan, juga terkendala oleh ketersediaan sumber energi lain seperti kayu bakar, arang, minyak tanah, dan LPG untuk sektor rumah tangga.

Saat ini batubara yang dimanfaatkan pada sektor rumah tangga masih sedikit atau kurang dari satu persen dari total konsumsi batubara, yaitu sekitar 40 ribu ton. Berdasarkan kasus dasar (kasus R30), dalam waktu 19 tahun yang akan datang pemanfaatan batubara untuk sektor rumahtangga akan meningkat dengan pertumbuhan 3,3% per tahun, sehingga konsumsi batubara untuk sektor rumah tangga mencapai 60 ribu ton pada tahun 2025. Hasil tersebut bila dibandingkan dengan hasil prakiraan pemanfaatan batubara untuk sektor rumahtangga pada kasus-kasus lainnya menunjukkan bahwa pemanfaatan batubara untuk sektor rumahtangga lebih banyak dipengaruhi oleh peningkatan pertumbuhan PDB daripada oleh peningkatan harga minyak mentah.

6.3.4 Sektor Transportasi

Batubara juga dapat dimanfaatkan untuk bahan bakar pada sektor transportasi yaitu dalam bentuk bahan bakar batubara cair (BBBC). Peluang pemanfaatan BBBC tersebut selain sangat bergantung pada harga BBBC itu sendiri, juga bergantung pada harga sumber energi lainnya terutama harga minyak sebagai kompetitor utama. Semakin meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan harga minyak mentah diperkirakan akan membuka peluang pemanfaatan batubara yang dicairkan ini namun skenario pertumbuhan PDB 4% per tahun dan 6,5% per tahun, serta kasus peningkatan harga minyak mentah dari 30 \$/barel ke 60 \$/barel belum cukup untuk membuka peluang pemanfaatan BBBC.

Secara umum teknologi pembuatan bahan bakar sintetis (BBBC) tersebut terdiri atas dua jenis teknologi proses, yaitu pencairan batubara secara langsung (*direct coal liquefaction* atau DCL) dan teknologi pencairan batubara secara tidak langsung (*indirect coal liquefaction* atau ICL). Teknologi pencairan batubara yang saat ini dikembangkan di Indonesia adalah teknologi ICL. Teknologi ICL yang telah beroperasi secara komersial adalah teknologi Sasol di Afrika Selatan. Teknologi ICL tersebut dimulai dengan reaksi reformasi atau gasifikasi bahan baku menjadi gas sintetis (*syngas*) atau campuran gas hidrogen dan karbon monoksida, diikuti oleh proses Fischer-Tropsch (F-T), yaitu proses gas sintetis menjadi minyak mentah sintetis (*syncrude*). Minyak mentah sintetis tersebut selanjutnya diproses lebih lanjut (*upgrading*) untuk

dibuat menjadi bahan bakar sintetis antara lain minyak diesel, minyak solar, maupun minyak tanah.

6.4 Infrastruktur

Semakin meningkatnya produksi dan konsumsi batubara harus disertai peningkatan fasilitas dan kapasitas infrastruktur sistem distribusi batubara yang memadai sejak dari lokasi produksi di wilayah tambang, sampai dengan pengguna batubara di lokasi konsumen. Oleh karena sebagian besar cadangan batubara berada di wilayah Kalimantan dan Sumatera, sedangkan sebagian besar dari populasi penduduk sebagai pengguna atau pasar batubara berada di wilayah Jawa, pengembangan fasilitas dan kapasitas infrastruktur sistem distribusi batubara yang perlu mendapat perhatian adalah pengembangan kapasitas infrastruktur dan sistem distribusi batubara yang berada di wilayah Kalimantan dan Sumatera ke konsumen di Jawa.

Selain itu pengembangan fasilitas dan kapasitas tambang yang memadai di Kalimantan perlu mendapat perhatian khusus, karena Kalimantan merupakan wilayah produsen batubara yang utama. Sementara itu, pengembangan fasilitas dan kapasitas pelabuhan penerima di Jawa perlu mendapat perhatian, karena Jawa merupakan konsumen utama dari batubara di Indonesia. Namun Kalimantan dan Sumatera juga selain sebagai wilayah-wilayah produsen batubara, juga sebagai konsumen batubara yang memanfaatkan batubara untuk keperluan di wilayahnya sendiri.

6.4.1 Infrastruktur Tambang

Secara umum, tambang batubara di Indonesia terdiri dari dua jenis, yaitu sistem penambangan terbuka dan sistem penambangan tertutup, bergantung pada jauh dekatnya letak cadangan dari permukaan tanah. Sebagian besar endapan batubara di Indonesia terletak dekat permukaan, sehingga ditambang secara terbuka. Hanya sebagian kecil endapan batubara yang terletak jauh di bawah permukaan tanah yang harus ditambang secara tertutup. Berdasarkan jumlah endapan yang ada dan tingkat produksi yang dikehendaki maka sistem penambangan terbuka terbagi atas tambang berskala besar dan berskala kecil. Pada tambang berskala besar biasa digunakan peralatan penambangan dengan sistem otomatis atau semi otomatis, seperti *continous bucketwheel excavator* dan *belt conveyor*, sedangkan pada tambang berskala kecil digunakan peralatan penambangan dengan sistem manual, seperti *bulldozer*, *backhoe*, dan truk. Wilayah tambang yang menggunakan sistem penambangan terbuka antara lain tambang-tambang batubara di Tanah Hitam dan Kandi di Sumatera Barat; Muara Tiga, Klawas, dan Balong Hijau di Sumatera Selatan; serta tambang-tambang di Kalimantan. Sementara itu, sistem penambangan tertutup digunakan sistem terowongan. Sistem penambangan tertutup tersebut dilakukan di daerah Sawahluwung di Ombilin, Sumatera Barat.

Dalam rangka penyediaan infrastruktur tambang batubara yang memadai, peningkatan produksi batubara Indonesia harus disertai dengan perencanaan penambahan fasilitas dan kapasitas tambang. Pengembangan infrastruktur

pertambangan di Kalimantan perlu mendapat perhatian khusus, karena sebagian besar dari produksi batubara, baik sekarang maupun di masa depan diperkirakan akan diperoleh dari tambang-tambang yang berada di Kalimantan. Sekarang ini lokasi cadangan batubara yang ditambang di Kalimantan masih diuntungkan oleh kedekatannya dengan pantai dan sungai, sehingga dapat menghemat dalam pengembangan infrastruktur dari tambang ke lokasi penimbunan. Namun cadangan yang dekat dengan fasilitas sungai dan pantai tersebut akan semakin habis sesuai dengan intensitas kegiatan penambangan di lokasi tersebut, sehingga lokasi tambang batubara akan bergeser semakin jauh ke pedalaman. Oleh karena itu dengan meningkatnya produksi batubara di Kalimantan tersebut, pengembangan kapasitas dan fasilitas infrastruktur batubara yang memadai akan memerlukan biaya yang semakin berlipat, karena bukan sekedar memerlukan infrastruktur penambangan akan tetapi juga memerlukan infrastruktur transportasi dari tambang ke pelabuhan pengiriman. Oleh karena itu, pembangunan jalan kereta api batubara di Kalimantan perlu segera direalisasikan.

Meskipun jumlahnya lebih kecil daripada produksi batubara di Kalimantan, peningkatan produksi batubara di Sumatera sebesar dua setengah kali lipat akan memerlukan fasilitas infrastruktur tambang sebesar kelipatan tersebut, sehingga akan memerlukan biaya yang tidak sedikit. Lain dengan tambang-tambang batubara di Kalimantan yang secara alami dekat dengan sungai dan pantai sehingga memberi kemudahan bagi penyediaan pelabuhan batubara di wilayah tersebut, lokasi tambang di Sumatera umumnya relatif jauh dari fasilitas tersebut. Sehingga umumnya pengangkutan batubara dari tambang di Sumatera ke pelabuhan dilakukan dengan menggunakan kereta api.

6.4.2 Sistem Distribusi

Sistem distribusi batubara merupakan sistem pengangkutan, penimbunan, dan penyaluran dari tambang sampai ke tingkat konsumen. Batubara dapat diangkut dengan menggunakan *belt conveyor*, truk, kereta api, dan kapal atau diangkut dengan kombinasi beberapa jenis moda pengangkutan tersebut. Sementara itu sarana transportasi yang diperlukan dalam distribusi batubara tersebut antara lain meliputi jalan darat baik aspal ataupun rel kereta, sungai, dan laut. Dalam rangka menjaga pola distribusi batubara yang berkesinambungan, penyediaan sarana dan prasarana sistem distribusi batubara perlu dipersiapkan secara terpadu. Pola distribusi batubara dari tambang sampai ke konsumen di Indonesia adalah sebagai berikut.

A. Kalimantan

Kalimantan sebagai wilayah produsen batubara yang utama di Indonesia mempunyai keuntungan dengan dianugerahi lokasi-lokasi tambang yang dekat dengan sungai dan pantai, sehingga dapat menghemat penyediaan infrastruktur. Saat ini pola distribusi batubara Kalimantan dari tambang ke konsumen dapat dilakukan dengan menggunakan truk maupun *conveyor* ke pelabuhan muat di tepi pantai; dapat juga batubara dari mulut tambang diangkut ke tempat penampungan (*stockpile*) di tepi sungai, untuk selanjutnya

diangkut dengan tongkang dan kapal ke pelabuhan muat batubara yang kemudian diangkut dengan kapal besar ke lokasi konsumen baik konsumen dalam negeri maupun diekspor ke luar negeri. Namun ada juga batubara di pelabuhan tepi sungai atau penampungan diangkut dengan tongkang untuk dikirim ke pasar domestik. Sebagai gambaran fasilitas infrastruktur sistem distribusi batubara tersebut adalah sebagai berikut.

- **Kalimantan Barat**

Propinsi Kalimantan Barat memiliki cadangan batubara dengan kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg) hingga sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Saat ini kegiatan eksplorasi dari cadangan di wilayah Kalimantan Barat tersebut masih terus dilakukan. Kalimantan Barat juga mempunyai fasilitas pengguna batubara yaitu pembangkit listrik di Pontianak yang menggunakan batubara sebagai sumber energinya.

- **Kalimantan Tengah**

Propinsi Kalimantan Tengah memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Saat ini kegiatan eksplorasi telah dilakukan dan juga sedang dilakukan kegiatan pembangunan sebuah pelabuhan khusus batubara di Kelanis yang terletak dipinggir sungai. Pelabuhan Kelanis ini mampu melayani kapal dengan ukuran maksimum 12.000 DWT.

- **Kalimantan Selatan**

Propinsi Kalimantan Selatan memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Beberapa tambang terbuka di wilayah ini telah beroperasi. Tambang tersebut terletak di sepanjang pantai Kalimantan Timur atau disepanjang tepi sungai Barito. Peralatan penambangan yang biasa digunakan adalah kombinasi *excavator*, *shovel* dan truk. Ukuran peralatan yang digunakan menentukan besarnya kapasitas produksi tambang tersebut. Truk digunakan untuk mengangkut batubara dari tambang ke tempat pengumpulan batubara yang biasanya terletak di tepi sungai atau laut. Selanjutnya batubara dari tempat pengumpul di tepi sungai tersebut dikirim dengan tongkang atau kapal curah ke pelabuhan *transshipment* atau ke pelabuhan tujuan.

Ada beberapa pelabuhan khusus batubara yang dimiliki oleh operator tambang batubara diantaranya adalah di Pulau Laut bagian utara dengan kapasitas 150.000 DWT, sedangkan di Sembilang yang terletak di tepi sungai Barito mempunyai kapasitas 7.500 DWT, di Air Tawar dengan kapasitas 7.500 DWT, di Satui dengan kapasitas 5.000 DWT, dan di Banjarmasin dengan kapasitas 6.000 DWT. Di bagian selatan Pulau Laut juga telah dibangun pelabuhan *transshipment* dengan kapasitas hingga 70.000 DWT. Selain itu, Propinsi Kalimantan Selatan juga memiliki fasilitas pengguna batubara, yaitu pembangkit listrik Asam-Asam yang menggunakan batubara sebagai sumber energinya. Pembangkit tersebut juga memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara.

- **Kalimantan Timur**

Propinsi Kalimantan Timur memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Beberapa tambang terbuka yang terletak di wilayah ini telah beroperasi. Tambang tersebut terletak di sepanjang Sungai Mahakam dan sepanjang pantai Kalimantan Timur. Peralatan penambangan yang biasa digunakan adalah kombinasi *excavator*, *shovel*, dan truk. Truk digunakan untuk mengangkut batubara dari tambang ke tempat pengumpulan batubara yang selanjutnya dikirim dengan tongkang atau kapal curah ke pelabuhan *transshipment*. Ada beberapa pelabuhan batubara yang dimiliki oleh operator tambang batubara diantaranya adalah di Tanjung Bara dengan kapasitas 200.000 DWT, di Tanah Merah dengan kapasitas 20.000 DWT, sedangkan yang terletak di tepi sungai Mahakam adalah Tanjung Redep dengan kapasitas 5.000 DWT, Beloro dengan kapasitas 8.000 DWT dan Loa Tebu dengan kapasitas 8.000 DWT. Pelabuhan *transshipment* juga terdapat di Balikpapan dengan kapasitas 60.000 DWT.

B. Sumatera

Sumatera merupakan wilayah produksi batubara terbesar kedua setelah Kalimantan. Berdasarkan kasus dasar, produksi batubara yang diproduksi dari tambang-tambang batubara di Sumatera tersebut mencapai 24 juta ton pada tahun 2006 dan diperkirakan akan meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sekitar 7,8% per tahun, sehingga pada tahun 2025 produksi batubara mencapai sekitar 52 juta ton. Produksi batubara yang meningkat hampir dua kali lipat ini harus disertai dengan penyediaan fasilitas infrastruktur distribusi batubara yang memadai, sehingga dapat tercipta pola distribusi batubara yang efektif. Kondisi alam lokasi tambang batubara di Sumatera tidak seberuntung lokasi tambang di Kalimantan (dekat dengan sungai dan pantai), sehingga perlu ditambah sarana transportasi khusus yang harus dibangun dengan biaya yang tidak murah. Secara umum, gambaran wilayah tambang-tambang batubara di Sumatera tersebut adalah sebagai berikut.

- **Aceh dan Sumatera Utara**

Propinsi Aceh memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) tapi belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Sementara itu cadangan batubara di Propinsi Sumatera Utara mempunyai kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg). Saat ini di wilayah tersebut belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi dan belum memiliki fasilitas pengguna batubara.

- **Jambi dan Riau**

Propinsi Jambi dan Propinsi Riau memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg). Saat ini di Jambi telah beroperasi sebuah tambang terbuka, sedangkan di Riau kegiatan eksplorasi telah dilakukan dan sedang dilakukan kegiatan pembangunan. Namun kedua propinsi tersebut tidak memiliki fasilitas pengguna batubara.

- **Sumatera Barat**

Propinsi Sumatera Barat memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (<5.100 kkal/kg) hingga kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg). Propinsi ini memiliki sebuah tambang tertutup yang terletak di daerah Ombilin. Tambang tersebut dilengkapi dengan fasilitas pengangkutan dari tambang ke tempat pengumpulan batubara dan tempat pembersihan batubara. Truk dan kereta api digunakan untuk mengangkut batubara dari tempat pengumpulan ke pelabuhan khusus batubara di Teluk Bayur. Pelabuhan Teluk Bayur mampu melayani kapal dengan ukuran maksimum 40.000 DWT. Propinsi Sumatera Barat juga memiliki beberapa fasilitas pengguna batubara yaitu pembangkit listrik Sijantang, pabrik semen Andalas dan pabrik semen Padang yang menggunakan batubara sebagai sumber energinya. Batubara diangkut dari Ombilin dengan menggunakan truk.

- **Bengkulu**

Propinsi Bengkulu memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga kalori sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Propinsi ini mempunyai sebuah tambang terbuka. Batubara yang dihasilkan dari tambang tersebut diangkut dengan truk dari tempat pengumpulan ke pelabuhan khusus batubara di Pulau Baai. Pelabuhan Pulau Baai mampu melayani kapal dengan ukuran maksimum 35.000 DWT. Pada saat ini, Bengkulu tidak memiliki fasilitas pengguna batubara.

- **Bangka-Belitung**

Propinsi Bangka-Belitung tidak memiliki cadangan batubara tetapi memiliki beberapa fasilitas pengguna batubara. Peleburan timah PT Koba Tin dan PT Timah menggunakan batubara sebagai sumber energinya dan memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara.

- **Sumatera Selatan**

Propinsi Sumatera Selatan memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) hingga kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg). Propinsi ini memiliki sebuah tambang terbuka yang terletak di daerah Tanjung Enim. Peralatan penambangan yang digunakan adalah *continuous bucketwheel excavator* dan *belt conveyor*. *Belt conveyor* digunakan untuk mengangkut limbah ke tempat pembuangan dan batubara ke tempat pengumpulan batubara. Fasilitas pengangkutan batubara dari tempat pengumpulan batubara ke pelabuhan khusus batubara Kertapati maupun Tarahan dilakukan dengan menggunakan kereta api. Pelabuhan Kertapati mampu melayani kapal dengan ukuran maksimum 7.000 DWT, sedangkan pelabuhan Tarahan mampu melayani kapal dengan ukuran maksimum 60.000 DWT.

Propinsi Sumatera Selatan juga memiliki beberapa fasilitas pengguna batubara yaitu pembangkit listrik Bukit Asam dan pabrik semen PT Semen Baturaja serta dua buah pabrik briket batubara dengan total kapasitas 15.000 MT per tahun yang berada di Tanjung Enim. Truk digunakan untuk mengangkut batubara dari Tanjung Enim ke pembangkit listrik maupun ke pabrik semen.

- **Lampung**

Propinsi Lampung memiliki cadangan batubara dengan kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) hingga kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg) tapi belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Propinsi Lampung tidak memiliki fasilitas pengguna batubara, tetapi memiliki infrastruktur pelabuhan batubara. Pelabuhan khusus batubara Tarahan menerima batubara dari Tanjung Enim yang diangkut dengan kereta api, yang kemudian dikirim ke Suralaya dengan menggunakan kapal.

C. Jawa

Jawa merupakan pengguna batubara terbesar di Indonesia, karena sebagian besar populasi dan kegiatan ekonomi berada di wilayah ini. Oleh karena konsumsi batubara baik untuk industri maupun pembangkit listrik di wilayah ini semakin meningkatnya maka perlu dipertimbangkan untuk mengembangkan kapasitas pelabuhan penerima mulai dari infrastruktur distribusi di pelabuhan penerima sampai ke konsumen akhir.

- **Banten**

Propinsi Banten memiliki cadangan batubara dengan kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) hingga kalori tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg). Batubara tersebut telah ditambang secara tradisional oleh masyarakat setempat. Banten juga mempunyai fasilitas pengguna batubara, yaitu pembangkit listrik Suralaya dan Serang yang menggunakan batubara sebagai sumber energinya. Suralaya memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara. Pelabuhan Cigading merupakan pelabuhan penerima batubara bagi pabrik semen Indocement di Cibinong. Batubara dari pelabuhan Cigading diangkut dengan menggunakan kereta api ke Cibinong di Jawa Barat.

- **Jawa Barat**

Propinsi Jawa Barat tidak memiliki cadangan batubara tetapi memiliki beberapa fasilitas pengguna batubara. Pabrik semen Cibinong, Indocement Cibinong, Indocement Cirebon, Indocement Tarjun, PT Indah Kiat, PT Inti Indorayon Utama, PT Jaya Kertas dan PT Tjiwi Kimia menggunakan batubara sebagai sumber energinya. Batubara untuk Cibinong diangkut menggunakan kereta api dari pelabuhan Cigading, sedangkan batubara untuk pabrik kertas di Bekasi diangkut menggunakan truk dari pelabuhan Cigading. Cirebon memiliki pelabuhan khusus batubara untuk Indocement Cirebon dan Tarjun.

- **Jawa Tengah**

Propinsi Jawa Tengah memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (<5.100 kkal/kg) dan pada saat ini belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Propinsi Jawa Tengah juga terdapat beberapa fasilitas pengguna batubara seperti: pabrik semen Cibinong, pembangkit listrik Tanjung Jati A dan pembangkit listrik Cilacap yang menggunakan batubara sebagai sumber energinya.

- **Jawa Timur**

Propinsi Jawa Timur memiliki cadangan batubara dengan kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) dan pada saat ini belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Propinsi ini mempunyai beberapa fasilitas pengguna batubara, antara lain: pembangkit listrik Paiton, pabrik semen Gresik, dan pabrik briket batubara dengan kapasitas 120.000 ton per tahun. PLTU Paiton memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara, sedangkan pabrik semen Gresik menggunakan pelabuhan umum untuk membongkar batubara.

D. Sulawesi

Sulawesi merupakan wilayah pengguna batubara yang pada umumnya digunakan di sektor pembangkit listrik dan industri. Sulawesi diperkirakan memperoleh pasokan batubara dari Kalimantan, sehingga semakin meningkatnya penggunaan batubara di Sulawesi akan menyebabkan perlunya pengembangan fasilitas transportasi batubara dari Kalimantan hingga pengembangan pelabuhan penerima di Sulawesi. Gambaran fasilitas infrastruktur batubara di Sulawesi dapat digambarkan sebagai berikut.

- **Sulawesi Utara**

Propinsi Sulawesi Utara tidak memiliki cadangan batubara tetapi memiliki fasilitas pengguna batubara. Pembangkit listrik PT Newmont dan pembangkit listrik Amurang menggunakan batubara sebagai sumber energinya dan memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara.

- **Sulawesi Tengah**

Propinsi Sulawesi Tengah memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) namun hingga saat ini belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Propinsi ini tidak memiliki fasilitas pengguna batubara.

- **Sulawesi Selatan**

Propinsi Sulawesi Selatan memiliki cadangan batubara dengan kalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) hingga tinggi (6.100 - 7.100 kkal/kg) namun pada saat ini belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi. Propinsi ini memiliki beberapa fasilitas pengguna batubara, yaitu pabrik semen Tonasa, PT Bosowa Cement, PT Antam, dan PT Inco. Makasar memiliki pelabuhan khusus batubara untuk semen Tonasa dan Bosowa Cement, sedangkan PT Antam dan PT Inco memiliki pelabuhan khusus batubara di dekat lokasi pabrik-pabrik tersebut.

E. Bali dan Nusa Tenggara

Wilayah Bali dan Nusa Tenggara (Nusa Tenggara Barat dan Timur) tidak mempunyai cadangan batubara, sehingga kebutuhan batubara terutama untuk industri besar di wilayah tersebut diperoleh dari luar wilayah. Kebutuhan batubara untuk industri di wilayah tersebut diperkirakan relatif stabil, sehingga relatif tidak memerlukan peningkatan kapasitas dan fasilitas infrastruktur. Satu satunya pengguna batubara di wilayah ini adalah PT Newmont di Nusa Tenggara Barat yang membutuhkan batubara untuk

pembangkit listrik untuk keperluan sendiri. Industri ini juga memiliki pelabuhan khusus untuk membongkar batubara.

F. Maluku dan Papua

Cadangan batubara yang terdapat di wilayah ini hanya ada di Maluku Utara dan Propinsi Papua Barat. Propinsi Maluku Utara memiliki cadangan batubara dengan kalori rendah (< 5.100 kkal/kg) sedangkan Papua Barat cadangan batubaranya terdiri atas batubara yang berkalori sedang (5.100 - 6.100 kkal/kg) hingga sangat tinggi (> 7.100 kkal/kg). Saat ini di Maluku Utara belum ada kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi sedangkan di Papua Barat saat ini sedang dilakukan kegiatan eksplorasi.

Sementara itu, hampir semua propinsi di wilayah tersebut belum ada pengguna batubara, satu-satunya pengguna batubara adalah pembangkit listrik milik PT Freeport di Propinsi Papua. Pembangkit tersebut juga memiliki pelabuhan khusus untuk bongkar muat batubara.

6.5 Rekomendasi Kebijakan dan Penerapan Teknologi

Dalam rangka mempersiapkan peningkatan produksi batubara pada waktu 20 tahun yang akan datang perlu dipersiapkan peningkatan pembangunan infrastruktur sistem distribusi batubara yang terpadu dari tambang ke konsumen pengguna antara lain meliputi rencana jalur lalu lintas pengangkutan batubara, kapasitas dan lokasi pelabuhan bongkar muat batubara, serta jenis dan ukuran sarana angkutan yang akan dipergunakan. Perencanaan pengembangan infrastruktur pemanfaatan batubara perlu dilakukan secara terpadu dengan melibatkan semua *stakeholder*. Selain itu juga diperlukan sosialisasi tahapan pembangunan infrastruktur batubara ke berbagai *stakeholder* sehingga diperoleh sinkronisasi dan partisipasi atau keterlibatan semua *stakeholder*.

Untuk memanfaatkan cadangan batubara muda atau berkalori rendah yang sangat besar di Indonesia perlu dikembangkan teknologinya. Batubara muda tersebut dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku pembuatan batubara cair dan bahan bakar pembangkit listrik di mulut tambang. Pembuatan batubara cair diperlukan sebagai salah satu cara diversifikasi bahan bakar pada sektor transportasi untuk mengurangi penggunaan BBM. Sementara itu, pembangunan pembangkit listrik di mulut tambang bukan saja dapat mengatasi keterbatasan penyediaan energi listrik, tetapi juga dapat berdampak pada pengurangan konsumsi BBM untuk pembangkit. Umumnya batubara yang dipergunakan untuk pembangkit di mulut tambang tersebut adalah batubara muda yang nilai kalornya rendah dan kandungan airnya yang tinggi, sehingga kurang ekonomis untuk ditransportasikan jarak jauh. Selain itu, batubara muda atau batubara kualitas rendah tersebut tidak aman untuk ditransportasikan, karena sifatnya yang mudah terbakar.

Pemanfaatan batubara muda lainnya adalah pembuatan briket batubara untuk bahan bakar pada sektor rumah tangga maupun industri kecil. Namun pengembangan pemanfaatan briket batubara tersebut terkendala oleh masalah polusi yang ditimbulkannya, serta kurang parktis terutama dalam penyalaan pertama.

Pemanfaatan batubara muda untuk bahan baku batubara cair, dan gasifikasi batubara dengan menggunakan teknologi konversi batubara perlu dipertimbangkan dalam upaya diversifikasi sumber energi dan mengurangi konsumsi BBM. Batubara cair diharapkan dapat dipergunakan sebagai bahan bakar pada sektor transportasi, sedangkan gas dari batubara diharapkan dapat dipergunakan pada sektor pembangkit listrik. Oleh karena itu konversi batubara muda menjadi ketiga jenis produk batubara tersebut diharapkan dapat berdampak pada pengurangan konsumsi minyak dan peningkatan devisa negara.

Cadangan batubara yang masih cukup besar diprakirakan akan mendorong peningkatan pemanfaatan batubara untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri. Namun pemanfaatan batubara dalam negeri belum optimal, karena sebagian besar dari produksi batubara Indonesia masih untuk keperluan ekspor. Hal tersebut karena lebih menariknya harga batubara ekspor dibandingkan dengan harga batubara dalam negeri, sehingga produsen batubara di Indonesia lebih cenderung menjual produksi batubaranya ke luar negeri. Saat ini Indonesia sudah menjadi negara ekportir batubara terbesar ke dua di dunia. Padahal cadangan terbukti batubara Indonesia hanya sekitar 0,5% dari total cadangan terbukti dunia. Oleh karena itu, untuk mendorong pemenuhan batubara dalam negeri dan mengurangi ekspor batubara, pemerintah perlu lebih mempertegas kebijakan *domestic market obligation* (DMO).

Selain kebijakan DMO, pemerintah juga perlu memberikan insentif seperti keringanan pajak bagi perusahaan batubara yang mengalokasikan produksi batubaranya bagi pemenuhan kebutuhan batubara dalam negeri terutama untuk pembangkit listrik. Hal tersebut dimaksudkan untuk merangsang investor pengembangan batubara dan merangsang pemanfaatan batubara dalam negeri, sehingga perusahaan batubara tidak merasa dirugikan dengan relatif rendahnya harga batubara dalam negeri dan lebih tingginya harga batubara ekspor.

BAB 7

KETENAGALISTRIKAN

7.1 Potensi Energi Terbarukan

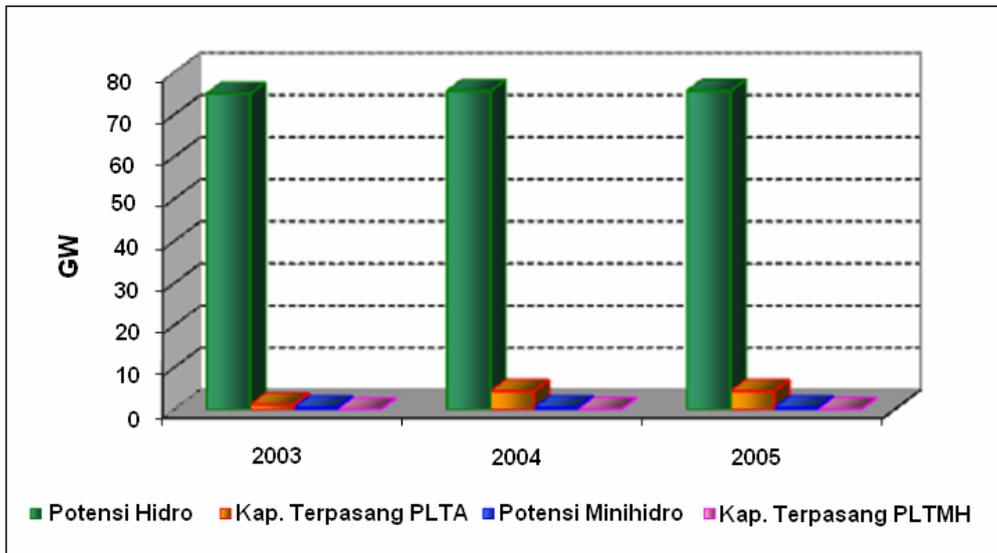
7.1.1 Potensi Tenaga Air

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 - 2005 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. Perkembangan potensi dan kapasitas terpasang tenaga air skala besar dan kecil di Indonesia selama kurun waktu 2003 - 2005 ditunjukkan pada Gambar 7.1.

Pada tahun 2005, 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 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.



Sumber: Pusdatin-DESDM dan BPPT

Gambar 7.1 Perkembangan potensi dan kapasitas terpasang tenaga air skala besar dan kecil

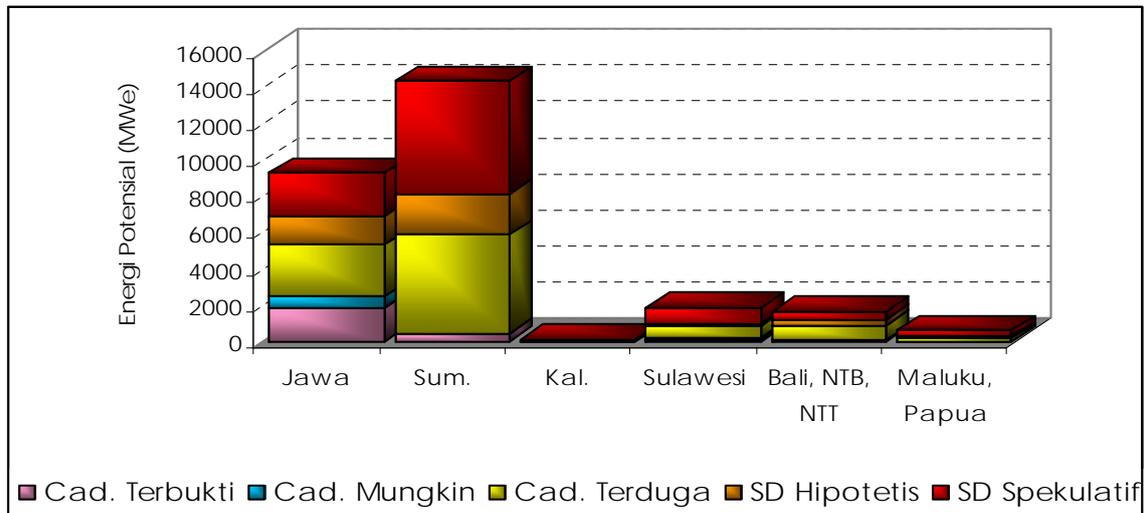
Seperti halnya potensi tenaga air skala besar, potensi tenaga air skala kecil yang telah dimanfaatkan masih relatif kecil yaitu hanya sekitar 18% dari total potensi yang ada. Pemanfaatan tenaga air skala kecil tersebut masih relatif kecil karena potensinya biasanya berada di daerah terpencil yang kebutuhan 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.

7.1.2 Panas Bumi

Potensi energi panas bumi juga cukup besar yang setara dengan sekitar 27 ribu MW dan belum dapat dimanfaatkan secara optimal. Sekitar 80% dari lokasi panas bumi di Indonesia, seperti di Sumatera (81 lokasi), Jawa (71 lokasi), Bali dan Nusa Tenggara (27 lokasi), Maluku (15 lokasi), serta Sulawesi Utara (7 lokasi) berasosiasi dengan sistem vulkanik aktif, sedangkan di Sulawesi (43 lokasi), Bangka Belitung (3 lokasi), Kalimantan (3 lokasi), dan Papua (2 lokasi) 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.

Sebagian besar dari lokasi panas bumi terletak di lingkungan vulkanik dan sisanya berada di lingkungan batuan sedimen dan metamorf, sehingga sebagian besar sumber panas bumi tergolong mempunyai *enthalpi* tinggi dengan suhu sekitar 250 - 300 °C dan sisanya mempunyai *enthalpi* rendah atau sering disebut juga *aquathermal* dengan suhu sekitar 140 °C. Saat ini telah tersedia teknologi pembangkit listrik yang dapat memanfaatkan tenaga panas

bumi dengan suhu sekitar 140 °C, sehingga di masa mendatang panas bumi *aquathermal* dapat dimanfaatkan. Gambaran distribusi potensi panas bumi per wilayah disajikan pada Gambar 7.2.



Sumber: Direktorat Inventarisasi Sumberdaya Mineral, 2006

Gambar 7.2 Potensi panas bumi per wilayah

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 Simbolon Nainggolan. Namun, potensi panas bumi yang sudah dimanfaatkan baru sekitar 2 MWe yang berlokasi di Gunung Sibayak. Berlainan 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 (140 MWe), Gunung Salak (330 MWe), dan Drajat (55 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. 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 27.638 MWe yang terdiri dari *proven reserve* sebesar 2.305 MWe, *probable reserve* sebesar 728 MWe, *possible reserve* sebesar 9.908 MWe, *hypothetical resource* sebesar 4.430 MWe dan *speculative resource* sebesar 10.267 MWe.

7.1.3 Energi Baru dan Terbarukan Lainnya

Indonesia mempunyai potensi energi baru dan terbarukan (EBT), seperti biomasa, tenaga surya dan tenaga angin yang tersebar di hampir seluruh wilayah Indonesia, namun tidak semua EBT di wilayah tersebut mempunyai peluang untuk dapat dikembangkan secara optimal.

Biomasa walaupun potensinya cukup besar, namun belum banyak dimanfaatkan, begitu pula dengan tenaga surya dan tenaga angin. Tenaga surya dapat dikembangkan di seluruh wilayah karena Indonesia terletak tepat di garis khatulistiwa. Untuk Indonesia bagian selatan, seperti Bali dan Nusa Tenggara mempunyai kecepatan angin yang relatif tinggi sehingga sangat sesuai untuk dikembangkan pembangkit listrik tenaga angin di wilayah tersebut. Selain biomasa, tenaga matahari dan tenaga angin, diperkirakan seperempat daratan Indonesia mengandung deposit mineral radioaktif terutama uranium yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber bahan bakar untuk pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN).

A. Biomasa

Biomasa terdiri atas limbah hutan (kayu bakar dan limbah kayu), limbah pertanian dan perkebunan (padi, jagung, ubi kayu, jagung, limbah kelapa/kelapa sawit, dan jarak pagar), limbah industri (pengolahan kayu dan gula) dan limbah rumah tangga (*municipal solid waste*) yang merupakan bahan buangan dengan nilai ekonomisnya nol atau sangat rendah. Biomasa tersebut dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk menghasilkan listrik atau panas.

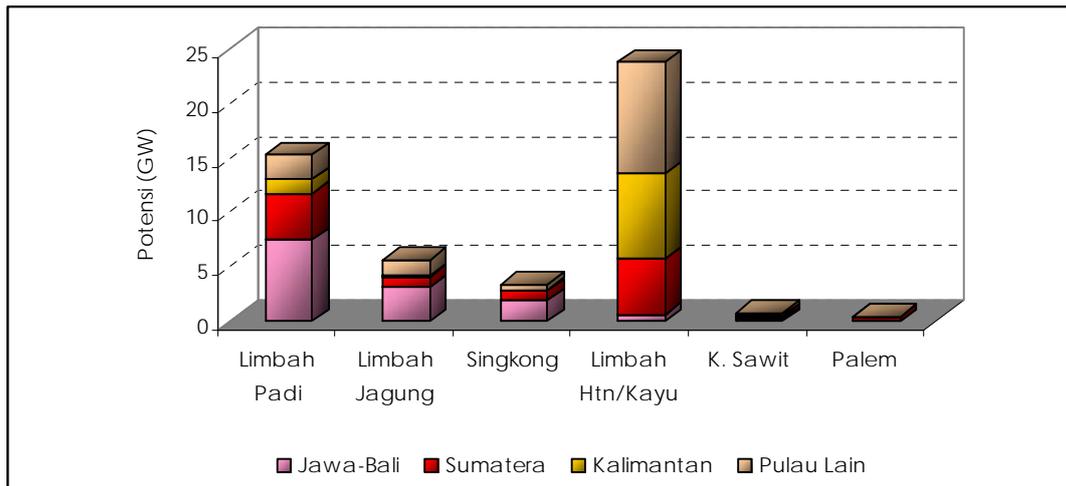
Total potensi biomasa pada tahun 2005 adalah 49,8 GW dan baru dimanfaatkan sebesar 0,3 GW. Sedangkan berdasarkan laporan BPPT, pada tahun 2004 total potensi biomasa (limbah *cassava*, limbah kayu, limbah kelapa/kelapa sawit), limbah industri pengolahan kayu, limbah padi, limbah jagung, limbah kelapa sawit dan limbah tebu di Indonesia adalah sebesar 49,34 GW.

Potensi biomasa terbesar berada di Sumatera, kemudian berturut-turut disusul Jawa, Kalimantan, dan Sulawesi, dengan limbah tebu menduduki pangsa tertinggi untuk Jawa dan Sumatera, karena pada kedua wilayah tersebut terdapat pabrik gula dan perkebunan tebu yang cukup besar. Sedangkan Kalimantan yang sebagian besar industrinya adalah industri pengolahan kayu, mengingat hutan masih banyak terdapat di wilayah ini, menyebabkan pangsa limbah industri pengolahan kayu di wilayah ini menduduki angka tertinggi, sedangkan di Sulawesi, limbah kelapa sawit menduduki pangsa tertinggi walaupun besarnya masih lebih rendah dibandingkan Sumatera.

Berlainan dengan limbah hutan, kayu bakar, limbah pertanian dan perkebunan yang mempunyai potensi sangat besar, sedangkan limbah kota (sampah) yang terdiri dari sampah dapur, plastik, dan kertas potensinya hanya terbatas di kota-kota besar di Indonesia, namun limbah kota yang berupa sampah kayu,

bambu, kain, karet dan kulit jumlahnya sangat kecil. Potensi rata-rata limbah kota di kota-kota besar di Indonesia adalah 0.5 kg/kapita/hari atau dengan volume sebesar 3 liter.

Total potensi biomasa per jenis limbah per wilayah di Indonesia pada tahun 2004 ditunjukkan pada Gambar 7.3, sedangkan kandungan energi potensial dalam limbah kota pada beberapa kota besar di Indonesia dengan mengambil nilai kalor sampah campuran sebagai nilai kalor rata-rata sampah pemukiman/kota ditunjukkan pada Tabel 7.1.



Sumber: BPPT

Gambar 7.3 Total potensi biomasa per jenis limbah per wilayah tahun 2004

Tabel 7.1 Potensi energi yang terkandung dalam sampah kota besar

| No. | K o t a | Produksi (ton/hari) | Potensi Energi | |
|-----|----------|------------------------|------------------|-----------------|
| | | | 10^9 kkal/hari | 10^3 BOE/hari |
| 1. | Jakarta | 6.000 | 21,00 | 14,37 |
| 2. | Surabaya | 2.600 | 9,10 | 6,23 |
| 3. | Bandung | 2.200 | 7,70 | 5,27 |

Keterangan : a) Nilai kalor sampah campuran 3.500 kkal/kg

b) 1 BOE = $1,461 \times 10^6$ kkal

B. Tenaga Surya

Potensi tenaga surya di Indonesia sangat ditentukan dari intensitas radiasi matahari. Mengingat Indonesia mempunyai dua musim, yaitu musim panas dan musim penghujan, namun matahari sepanjang tahun tetap bersinar walaupun diwaktu musim penghujan, sayangnya kelembaban udara di Indonesia 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 yang mempunyai intensitas radiasi sekitar 5 kWh/m², namun belum seluruh wilayah tersebut telah memanfaatkan tenaga

matahari. 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. Pengukuran intensitas radiasi di seluruh Indonesia dari tahun 1965 hingga 1995 tersebut, sebagian besar dilakukan oleh BPPT dan sisanya oleh BMG seperti ditunjukkan pada Tabel 7.2.

Tabel 7.2 Intensitas radiasi matahari per propinsi

| Propinsi | Lokasi | Tahun Pengukuran | Posisi Geografis | Intensitas Radiasi (kWh/m ²) |
|--------------------|------------------|------------------|-----------------------|--|
| NAD | Pidie | 1980 | 4°15' LS; 96°52' BT | 4,097 |
| Sumatera Selatan | Ogan Komerin Ulu | 1979-1981 | 3°10' LS; 104°42' BT | 4,951 |
| Lampung | Lampung Selatan | 1972-1979 | 4°28' LS; 105°48' BT | 5,234 |
| DKI Jakarta | Jakarta Utara | 1965- 1981 | 6°11' LS; 106°05' BT | 4,187 |
| Banten | Tangerang | 1980 | 6°07' LS; 106°30' BT | 4,324 |
| | Lebak | 1991 - 1995 | 6°11' LS; 106°30' BT | 4.446 |
| Jawa Barat | Bogor | 1980 | 6°11' LS; 106°39' BT | 2,558 |
| | Bandung | 1980 | 6°56' LS; 107°38' BT | 4,149 |
| Jawa Tengah | Semarang | 1979-1981 | 6°59' LS; 110°23' BT | 5,488 |
| DI Yogyakarta | Yogyakarta | 1980 | 7°37' LS; 110°01' BT | 4,500 |
| Jawa Timur | Pacitan | 1980 | 7°18' LS; 112°42' BT | 4,300 |
| Kalimantan Barat | Pontianak | 1991-1993 | 4°36' LS; 99°11' BT | 4,552 |
| Kalimantan Timur | Kabupaten Berau | 1991-1995 | 0°32' LU; 117°52' BT | 4,172 |
| Kalimantan Selatan | Kota Baru | 1979 - 1981 | 3°27' LS; 114°50' BT | 4,796 |
| | | 1991 - 1995 | 3°25' LS; 114°41' BT | 4,573 |
| Gorontalo | Gorontalo | 1991-1995 | 1°32' LU; 124°55' BT | 4,911 |
| Sulawesi Tengah | Donggala | 1991-1994 | 0°57' LS; 120°0' BT | 5,512 |
| Papua | Jayapura | 1992-1994 | 8°37' LS; 122°12' BT | 5,720 |
| Bali | Denpasar | 1977- 1979 | 8°40' LS ; 115°13' BT | 5,263 |
| NTB | Sumbawa | 1991-1995 | 9°37' LS; 120°16' BT | 5,747 |
| NTT | Ngada | 1975-1978 | 10°9' LS; 123°36' BT | 5,117 |

Sumber: BPPT

C. Tenaga Angin

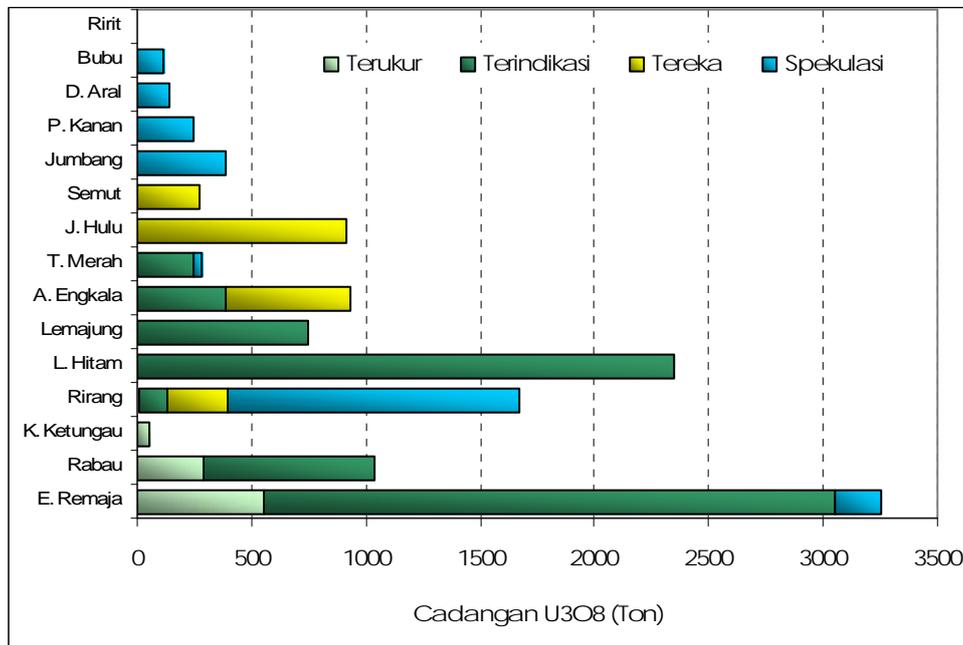
Indonesia mempunyai potensi tenaga angin yang cukup beragam, namun hanya lokasi-lokasi tertentu saja, seperti daerah pantai di Kawasan Timur Indonesia seperti NTB, NTT, dan Sulawesi Selatan serta pantai selatan Jawa . Secara umum kecepatan angin rata-rata pada ketinggian 24 m di Indonesia mencapai sekitar 3 hingga 6 m/detik, namun hanya di Rote Kupang-NTT yang mempunyai kecepatan angin sebesar 6 m/detik.

Berdasarkan hasil pengukuran NREL (*US Departement of Energy, National Renewable Energy Laboratory*) di NTT, khususnya di Sumba dan Timor pada ketinggian 30 m menunjukkan bahwa pada ketinggian tersebut kecepatan angin tertinggi di Sumba dapat mencapai 8,2 - 9,1 m/detik, sedangkan di

Timor adalah 6,2 - 10,1 m/detik. Kecepatan angin terendah dari kedua wilayah tersebut pada ketinggian yang sama masing-masing adalah 4,3 - 5 m/detik.

D. Uranium

Seperti yang telah dijelaskan seperempat daratan Indonesia mengandung deposit mineral radioaktif terutama uranium yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber bahan bakar untuk PLTN. Berdasarkan hasil penelitian tahun 2000, jumlah cadangan terukur U_{308} di daerah Eko-Remaja, Radasar, Kalan Ketungau, Rirang, Lembah Hitam, Lemajung, Amir Engkala, Tanah Merah, Jeronang Hulu, Semut, Jumbang, Prembang Kanan, Dendang Aral, Bubu, dan Ririt adalah 907 ton, namun total cadangan terindikasi dan tereka dari seluruh daerah tersebut lebih besar dibanding cadangan terukur, sehingga masih ada prospek untuk meningkatkan cadangan terukur.



Sumber: Direktorat Jenderal Pertambangan Umum, tahun 2000

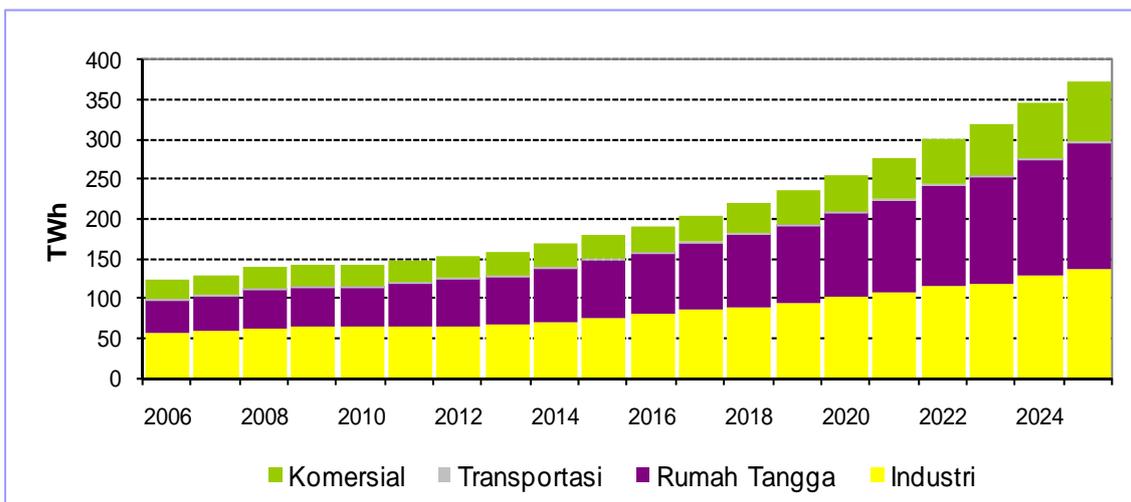
Gambar 7.4 Total cadangan U_{308} di daerah yang disurvei

Setelah kegiatan pemboran di Lemajung diselesaikan, maka kegiatan penelitian penambangan diarahkan pada kegiatan reevaluasi jumlah cadangan terindikasi dan terukur di Eko-Remaja dan peningkatan kualitas estimasi di lokasi Rirang. Kegiatan reevaluasi dilakukan dengan *logging* ulang pada beberapa lobang bor serta pendataan ulang karakter fisik dan kimia bijih yaitu antara lain berat jenis bijih serta kadar uranium thorium yang dilakukan di laboratorium Barringer Amerika Serikat. Kegiatan di lokasi Rirang mempunyai sasaran untuk mengetahui kondisi geologi bawah permukaan dan ekstensi vertikal indikasi mineralisasi ke bawah permukaan, dimana kegiatan tersebut dilakukan dengan cara membuat kupasan dan paritan dalam dengan memindahkan batuan sebanyak 22,500 milyar m^3 . Total cadangan U_{308} di daerah Eko-Remaja, Radasar, Kalan Ketungau, Rirang, Lembah Hitam,

Lemajung, Amir Engkala, Tanah Merah, Jeronang Hulu, Semut, Jumbang, Prembang Kanan, Dendang Aral, Bubur, dan Ririt per jenis cadangan ditunjukkan pada Gambar 7.4.

7.2 Pemanfaatan Tenaga Listrik

Pemanfaatan listrik total tiap sektor selama kurun waktu 2000 - 2006 mengalami laju pertumbuhan rata-rata sebesar 6,3% per tahun, dari 86,03 TWh menjadi 124 TWh, dimana sektor industri sebagai konsumen tenaga listrik terbesar dengan pangsa lebih dari 40%. 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. Kemudian selama rentang waktu 19 tahun kedepan, mulai dari 2006 - 2025, pemanfaatan tenaga listrik di sektor industri untuk kasus dasar (harga minyak 30 \$/barel, PDB 4% per tahun) diperkirakan akan meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 4,8% per tahun dari sekitar 56 TWh pada tahun 2006 menjadi sekitar 137 TWh pada tahun 2025. Gambar 7.5 menyajikan pemanfaatan tenaga listrik berdasarkan sektor untuk kasus dasar (R30).

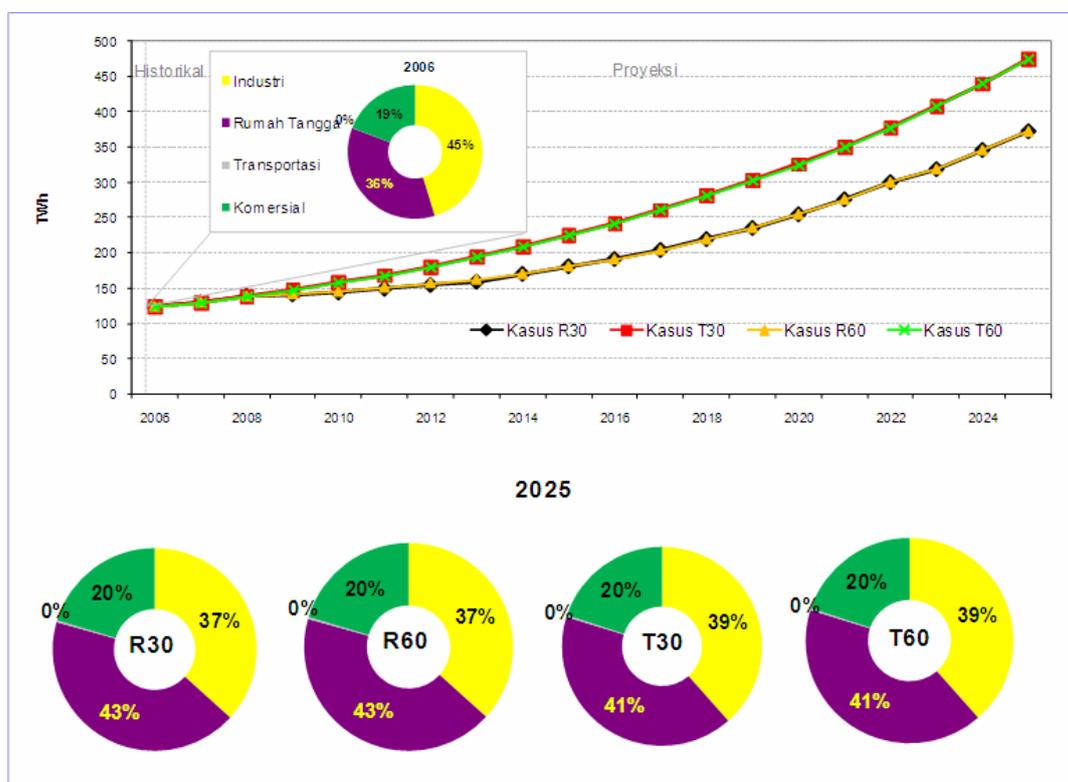


Gambar 7.5 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor (kasus dasar)

Selanjutnya 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 2006, total pemanfaatan tenaga listrik pada sektor rumah tangga mencapai sekitar 43,9 TWh dan pada tahun 2025 diperkirakan meningkat menjadi 159 TWh atau meningkat dengan laju pertumbuhan sebesar 7% per tahun. 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 sedikit lebih tinggi dari sektor industri. Penggunaan listrik pada sektor komersial selama kurun waktu 2006 - 2025 diperkirakan tumbuh dari 23,7 TWh pada tahun 2006 menjadi 75,8 TWh pada tahun 2025. Untuk sektor transportasi, penggunaan tenaga listriknya relatif

kecil dibanding ketiga sektor lainnya, namun mempunyai pertumbuhan paling tinggi, sekitar 16% per tahun.

Untuk skenario pertumbuhan PDB lebih tinggi daripada kasus dasar (T30), sebesar 6,5% per tahun, akan berdampak pada peningkatan kebutuhan listrik di seluruh sektor. Pada tahun 2010 misalnya, diperkirakan total kebutuhan listrik akan meningkat sekitar 10% dibanding pertumbuhan PDB rendah (kasus dasar). Selanjutnya sampai tahun 2025 peningkatan kebutuhan listrik tersebut akan mencapai 27%, dari 373 TWh pada kasus dasar menjadi 475 TWh untuk kasus T30. Pola yang sama terjadi apabila hasil kasus dengan laju pertumbuhan PDB rendah dibandingkan terhadap hasil kasus dengan laju pertumbuhan PDB tinggi namun pada harga minyak mentah lebih tinggi (60 \$/barel). Perbandingan pemanfaatan tenaga listrik berdasarkan sektornya untuk setiap kasus disajikan pada Gambar 7.6.



Gambar 7.6 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk setiap kasus

7.3 Infrastruktur Ketenagalistrikan

7.3.1 Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik PLN dan Swasta

Menurut data statistik PLN dan data dari DJLPE tahun 2006, total kapasitas pembangkit listrik nasional (PLN dan IPP) pada tahun 2001 adalah sebesar 23,83 GW, meningkat menjadi 28,5 GW pada tahun 2006 atau mengalami pertumbuhan sebesar 3,6% per tahun. Selama rentang waktu 2001 - 2006 tersebut, kapasitas pembangkit PLN adalah sekitar 80% sampai dengan 85% dari keseluruhan total kapasitas pembangkit, sedangkan kapasitas pembangkit

swasta (IPP) berkisar 15% - 20%. Dari segi jenis pembangkit, PLTU batubara (PLTUB) dan PLTGU merupakan pembangkit yang lebih dominan dibanding jenis pembangkit lain. Adapun pembangkit berbahan bakar energi terbarukan, seperti PLTP, mempunyai pangsa cukup kecil yaitu sekitar 3%.

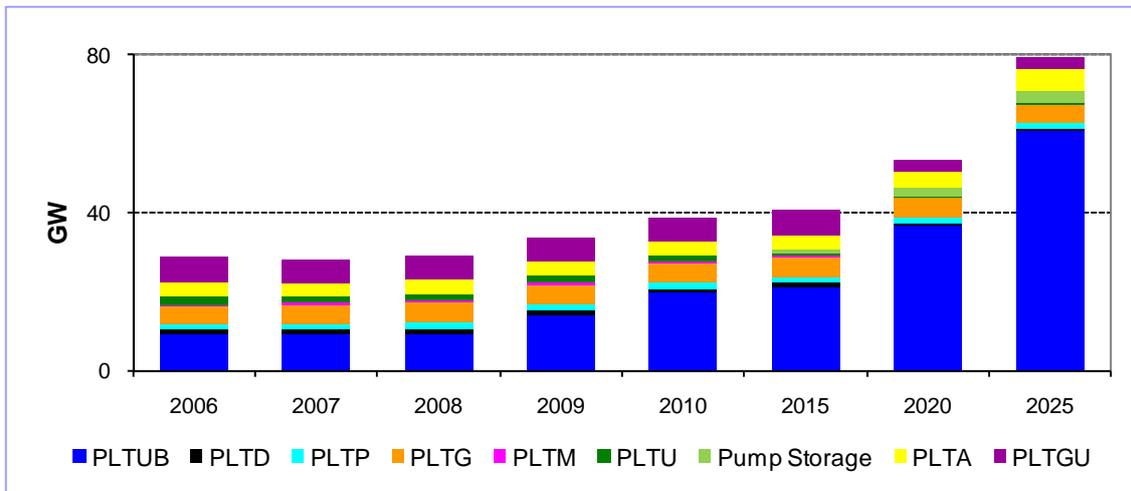
Seperti telah disebutkan di atas, pada tahun 2006 kapasitas total pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah sebesar 28,5 GW, dimana 80% diantaranya berada di wilayah Jawa Bali (atau sebesar 22,9 GW) dan sisanya terletak di wilayah luar Jawa Bali. Dilihat dari segi input bahan bakar, pembangkit berbahan bakar BBM dan batubara mempunyai pangsa yang paling tinggi, yaitu sekitar 36% dan 31%, sedangkan pembangkit panas bumi hanya 3%. Hasil proyeksi kapasitas pembangkit PLN dan IPP selama 19 tahun ke depan menurut kasus dasar (R30 atau pertumbuhan PDB 4% per tahun dan harga minyak mentah 30 \$/barel), menunjukkan bahwa terjadi pertumbuhan rata-rata 5,5% per tahun dari 28,47 GW tahun 2006 menjadi 79,24 GW pada tahun 2025. Proyeksi tersebut menunjukkan bahwa PLTU batubara lebih dominan dibanding dengan pembangkit jenis lain.

Pada tahun 2010 pangsa PLTU batubara diperkirakan lebih dari 49% dengan kapasitas total 19,62 GW. Tingginya pangsa PLTU batubara tersebut disebabkan adanya program percepatan PLTU batubara 10 GW yang ditujukan untuk mengurangi ketergantungan pembangkit listrik terhadap BBM. Selain itu, pada tahun yang sama pembangkit berbahan bakar gas diperkirakan mempunyai pangsa hanya 16% atau sekitar 6 GW, terdiri dari PLTGU, PLTG gas, dan PLTU gas. Selanjutnya pada tahun 2013 diharapkan pembangkit jenis *pump storage* mulai beroperasi dengan kapasitas 500 MW dan diproyeksikan meningkat menjadi 3 GW pada akhir periode studi.

Pada tahun 2025 pangsa pembangkit berbahan bakar batubara diproyeksikan naik cukup signifikan dibanding tahun 2010, yaitu sebesar 78%. Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas turun sangat signifikan, menjadi hanya 6%. Hal ini dikarenakan terbatasnya pasokan gas untuk pembangkit listrik. Adapun pembangkit panas bumi dan pembangkit tenaga air mempunyai pangsa berturut-turut sekitar 1,5% dan 7%. Total kapasitas pembangkit pada tahun 2025 ini adalah sekitar 79,24 GW. Gambar 7.7 menyajikan kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar (R30).

Pada kasus pertumbuhan PDB rendah (4% per tahun) dengan harga minyak mentah 60 \$/barel menunjukkan adanya sedikit penurunan kapasitas pembangkit BBM yang diimbangi dengan kenaikan kapasitas pembangkit panas bumi. Tetapi apabila dilihat dari total kapasitas pembangkit, tidak terjadi perubahan yang signifikan sepanjang masa periode studi. Pola yang sama terjadi pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun). Baik pada harga minyak mentah 30\$/barel maupun 60 \$/barel pengaruhnya terhadap total kapasitas pembangkit selama kurun waktu 2006 - 2025 tidak terlihat nyata. Hal yang sebaliknya terjadi apabila hasil tersebut dibandingkan dengan kapasitas pembangkit pada harga minyak yang sama, namun pada pertumbuhan PDB yang berbeda, terutama periode setelah 2010. Kondisi kapasitas dan jenis pembangkit tahun 2020 untuk harga minyak mentah 30

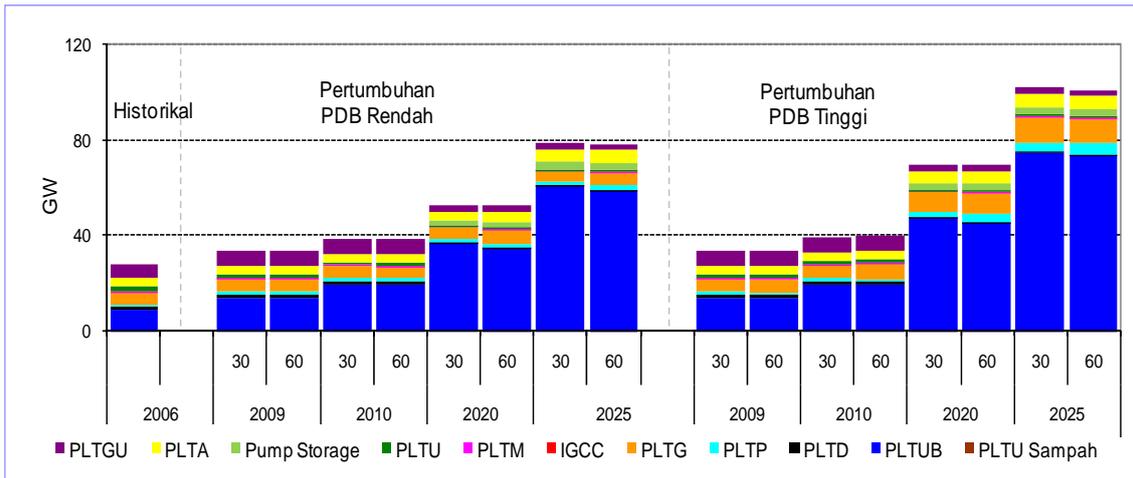
\$/barel dan pada pertumbuhan PDB rendah maupun tinggi terlihat dengan jelas begitu berbeda.



Gambar 7.7 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP (kasus dasar)

Pada tahun 2020, kapasitas total pembangkit pada pertumbuhan PDB rendah mencapai 53,1 GW dan jenis pembangkit *integrated gasification combined cycle* (IGCC) belum bisa bersaing dengan jenis pembangkit lain. Tetapi pada skenario pertumbuhan PDB tinggi, kapasitas total pembangkit PLN maupun IPP meningkat lebih dari 30% mendekati 70 GW dan pembangkit IGCC diperkirakan sudah mulai berperan. Selain itu pembangkit panas bumi dan pembangkit berbahan bakar batubara selama periode 2020 - 2025, pada PDB yang lebih tinggi, mempunyai kecenderungan kapasitas yang jauh lebih tinggi dibanding PDB rendah.

Selanjutnya pembangkit listrik tenaga minihidro/mikrohidro (PLTM) pada semua kasus diperkirakan selama kurun waktu 19 tahun akan tumbuh cukup signifikan. Pada tahun 2025 kapasitas total PLTM di seluruh Indonesia diproyeksikan akan mencapai 0,5 GW. Hal ini dapat dimengerti mengingat potensinya masih sangat besar, selain itu juga biaya investasinya relatif rendah. Kendala dari pengembangan PLTM ini adalah lokasinya tersebar di wilayah-wilayah terpencil sehingga sifatnya hanya untuk memenuhi kebutuhan energi setempat (*on-site specific*). Adapun pembangkit energi terbarukan lainnya seperti pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga angin (PLTB), baik pada kasus PDB tinggi maupun kasus PDB rendah masih belum bisa bersaing dengan pembangkit konvensional karena biaya investasinya masih cukup tinggi. Khusus untuk PLTB ada kendala geografis, dimana hanya sedikit wilayah yang mempunyai kecepatan angin rata-rata lebih besar dari 3 m/detik. Itupun frekuensinya rendah, hanya beberapa bulan dalam satu tahun.

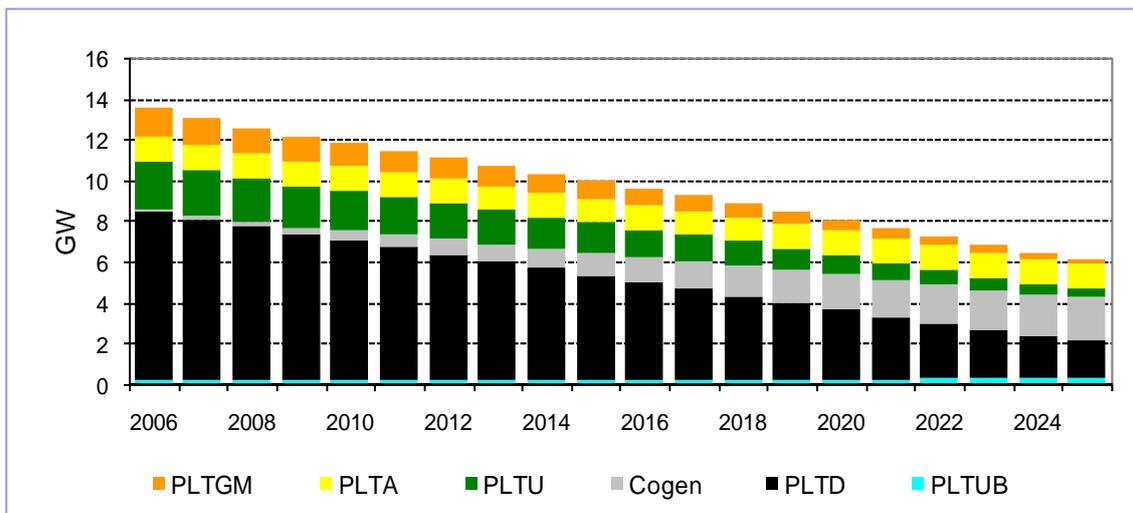


Gambar 7.8 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk setiap kasus

7.3.2 Kapasitas *Captive Power*

Kapasitas total *captive power* di Indonesia pada tahun 2006 adalah sebesar 13,5 GW dengan pembangkit berbahan bakar minyak mendominasi jenis pembangkit yang digunakan, yaitu mempunyai pangsa sekitar 73%. Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas, termasuk gas, sebesar 16% dari keseluruhan *captive power* yang digunakan. Adapun pembangkit batubara mempunyai pangsa paling kecil, hanya 2%, jauh lebih kecil daripada pembangkit hidro yang sebesar 9%. Selama kurun waktu 19 tahun kedepan diprakirakan kapasitas *captive power* yang ada akan menurun terus.

Pada tahun 2025 misalnya, kapasitas total *captive power* diprakirakan akan turun drastis, hanya 46% dari kapasitas total tahun 2006. Penurunan ini dapat dimengerti karena pelanggan PLN, umumnya sektor industri, akan lebih mengandalkan PLN dalam suplai listrik dibandingkan harus menyediakan sendiri keperluan tenaga listriknya. Gambar 7.9 menyajikan prakiraan kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus dasar (R30).



Gambar 7.9 Kapasitas pembangkit *captive power* (kasus dasar)

Selanjutnya, prakiraan kapasitas pembangkit *captive power* sesuai kasus dasar (R30) menunjukkan bahwa pangsa penggunaan teknologi *cogeneration* cenderung meningkat selama rentang waktu 2006 - 2025. Meningkatnya *cogeneration* ini dapat dipahami mengingat bahwa teknologi *cogeneration* merupakan teknologi yang sangat efisien bagi industri yang membutuhkan energi panas (berupa uap air untuk proses industri) dan energi listrik dalam pengoperasiannya seperti industri petrokimia, kertas, tekstil dan makanan.

Teknologi *cogeneration* memiliki efisiensi tinggi karena merupakan proses pembangkitan secara simultan energi listrik dan energi panas oleh suatu sistem dari satu sumber energi, sehingga efisiensi energi keseluruhan *cogeneration* bisa mencapai 90%. Pada akhirnya hal ini akan mengurangi biaya operasi dan juga mengurangi emisi gas buang yang terjadi. Selain itu instalasi *cogeneration* di dalam lingkungan pabrik juga akan mengurangi rugi-rugi transmisi.

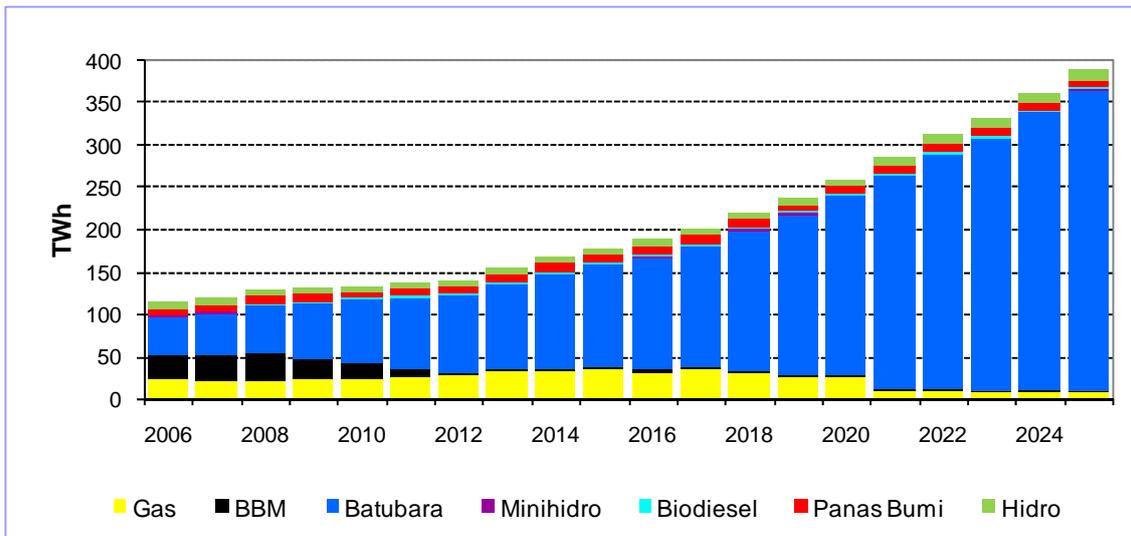
Pengaruh kasus harga minyak tinggi untuk faktor PDB tetap (pertumbuhan 4% per tahun) terhadap kapasitas pembangkit *captive power* tidak begitu signifikan apabila dibandingkan dengan kasus dasar. Hal yang sama terjadi bila kita bandingkan kapasitas pembangkit pada pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun), namun pada kasus harga minyak yang bervariasi (30 \$/barel dan 60 \$/barel). Perbedaan yang nyata terjadi apabila kita cermati kapasitas pembangkit untuk kondisi PDB berbeda pada harga minyak mentah yang sama.

Pada kondisi pertumbuhan PDB lebih tinggi daripada kasus dasar, terjadi perbedaan yang cukup besar, dimana kenaikan total kapasitas pembangkit *captive power* lebih dari 6% terutama setelah tahun 2015. Selain itu penggunaan jenis pembangkitpun berubah. Mulai tahun 2023 sampai dengan 2025 penerapan PLTU batubara akan lebih banyak digunakan dibanding kasus dasar. Hal ini bisa dilihat dari pangsa PLTU batubara pada tahun 2025 yang sebesar 15%, jauh lebih tinggi daripada kasus dasar (6%). Selanjutnya, seperti yang terjadi pada kasus dasar, pemakaian teknologi *cogeneration* makin membesar dimana penerapan jenis teknologi yang menggunakan bahan bakar gas terus meningkat. Diprakirakan selama 19 tahun kedepan *captive power* yang ada lebih banyak mengandalkan tenaga air serta pembangkit berbahan bakar gas dan batubara.

7.3.3 Produksi Listrik PLN dan IPP

Proyeksi produksi listrik PLN dan IPP selama kurun waktu 19 tahun (2006-2025), berdasarkan kasus dasar (PDB 4% per tahun dan harga minyak 30 \$/barel), akan tumbuh rata-rata sebesar 6,7% per tahun, dari 114,2 TWh pada tahun 2006 menjadi 391 TWh pada tahun 2025. Dilihat dari komposisi produksi listrik yang dihasilkan, pada tahun 2006 produksi listrik yang berasal dari batubara mempunyai pangsa terbesar yaitu lebih dari 40% atau sebesar 45,8 TWh, sedangkan pangsa terkecil adalah listrik yang berasal dari energi terbarukan (panas bumi dan minihidro) dan tenaga air yaitu masing-masing

sekitar 6% (6,95 TWh) dan 8% (9,2 TWh). Gambar 7.10 menyajikan prakiraan produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar sesuai kasus dasar (R30)



Gambar 7.10 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar (kasus dasar)

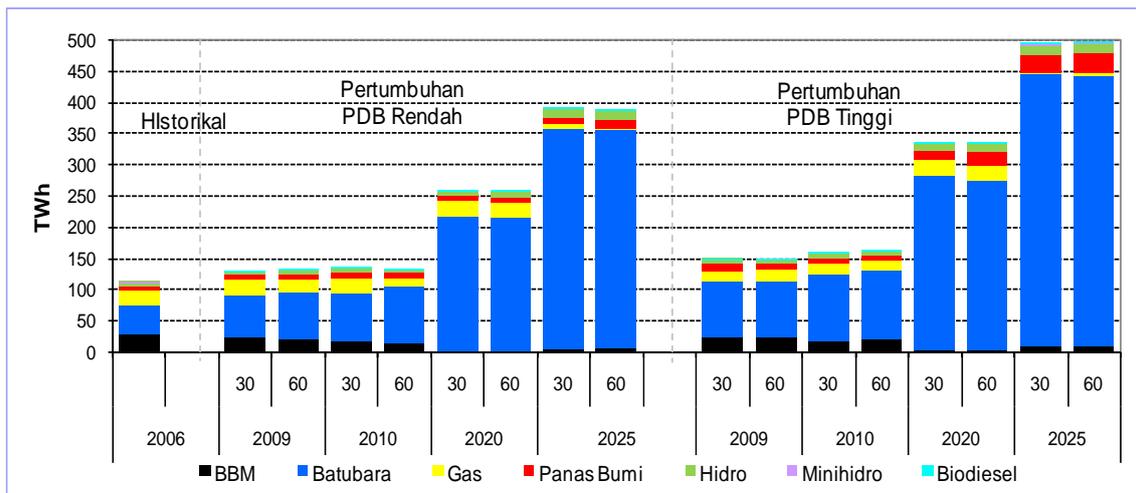
Selanjutnya produksi listrik yang berasal dari bahan bakar minyak masih mempunyai pangsa yang cukup tinggi, sekitar 25% atau 29,2 TWh, melebihi pangsa produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas (20%).

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.

Pada tahun 2025 diprakirakan produksi listrik yang berasal dari batubara akan tetap lebih dominan dibanding dengan jenis lainnya, dengan pangsa hampir 91% (355 TWh), sedangkan pangsa terkecil adalah produksi listrik dari biodiesel yaitu sebesar 0,2% (0,7 TWh). Sedangkan pangsa listrik yang berasal dari minyak bumi sangat kecil, sekitar 0,7% (2,6 TWh). Adapun produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas pangsaanya cukup rendah (2%), sedikit lebih rendah dari energi terbarukan yang berkisar 2,5% atau mendekati 9,7 TWh.

Untuk kasus harga minyak tinggi (60 \$/barel) dengan pertumbuhan PDB rendah (4% per tahun), pengaruhnya tidak cukup terlihat apabila kita melihat secara total terhadap seluruh listrik yang dihasilkan oleh pembangkit yang ada. Namun bila diteliti lebih lanjut, produksi listrik yang berasal dari panas bumi diprediksi akan meningkat tajam setelah periode 2020, dibandingkan kasus harga minyak dan PDB rendah. Hal ini dapat dimengerti mengingat pada periode tersebut pasokan gas dan BBM relatif terbatas, sehingga produksi listrik dari pembangkit batubara dan energi terbarukan lebih diandalkan.

Selanjutnya pada kasus harga minyak rendah namun PDB tinggi (6,5% per tahun), total tenaga listrik yang dihasilkan naik cukup signifikan dibanding kasus dasar. Pada tahun 2010 misalnya, produksi listrik diprediksi sebesar 160 TWh, lebih tinggi 18% daripada kasus dasar. Hal yang sama terjadi selama periode 2011 - 2025, dimana untuk harga minyak mentah yang sama namun PDB lebih tinggi, produksi listrik yang terjadi lebih tinggi sekitar 22% - 30% dibanding kasus dasar. Adapun komposisi produksi listrik dari pembangkit batubara akan tetap mendominasi sedangkan listrik dari energi terbarukan, khususnya panas bumi, pemakaiannya akan meningkat secara signifikan. Gambar 7.11 menyajikan prakiraan produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis bahan bakar untuk setiap kasus.



Gambar 7.11 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan jenis bahan bakar untuk setiap kasus

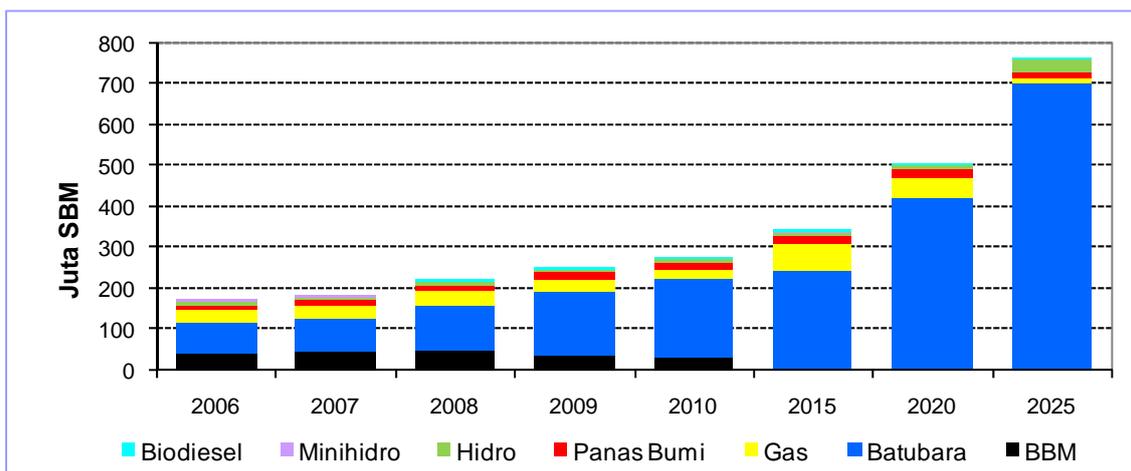
Pada kasus harga minyak mentah dan pertumbuhan PDB tinggi, dampaknya terhadap produksi listrik dibanding kasus harga minyak lebih rendah dengan pertumbuhan PDB yang sama relatif tidak begitu kentara. Tetapi bila dibandingkan dengan kasus dasar, proyeksi produksi listrik PLN dan IPP secara total selama kurun waktu 2010 - 2025 akan lebih tinggi 20% - 30%. Sedangkan konfigurasi dari produksi listrik yang ada hampir sama dengan kasus lain, dimana tenaga listrik dari bahan bakar batubara akan tetap mendominasi.

7.3.4 Produksi Listrik *Captive Power*

Pada kasus dasar, produksi listrik *captive power* pada tahun 2006 adalah sebesar 26,1 TWh dan lebih dari 70% berasal dari pembangkit berbahan bakar minyak. Sedangkan pembangkit berbahan bakar gas dan batubara memproduksi listrik berturut-turut sebesar 4% dan 22% dari total produksi listrik. Sisanya diisi oleh pembangkit hidro. Sembilan belas tahun kemudian diprakirakan produksi listrik akan ada penurunan menjadi 17 TWh. Pada tahun 2025 ini produksi listrik berbahan bakar gas dan batubara akan mendominasi, disamping pembangkit berbahan bakar minyak dan PLTA. Apabila pertumbuhan PDB lebih tinggi diterapkan, pengaruhnya terlihat dari naiknya produksi listrik total *captive power*. Kenaikan ini berkisar rata-rata 30% dibanding kasus dasar.

7.3.5 Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit Listrik PLN dan IPP

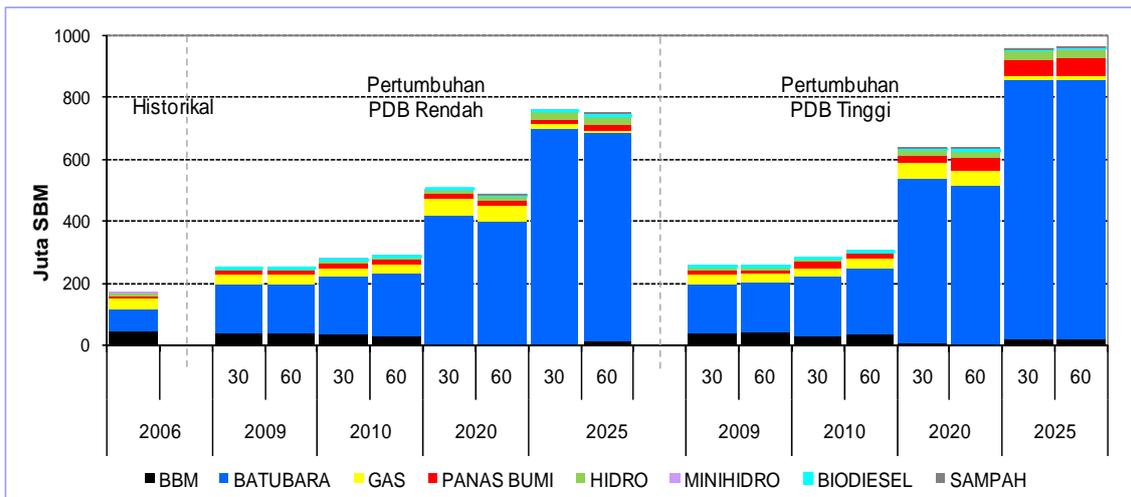
Konsumsi bahan bakar pembangkit listrik PLN dan IPP pada tahun 2006 untuk kasus dasar (harga minyak mentah 30 \$/barell dan pertumbuhan PDB 4% per tahun) didominasi oleh bahan bakar batubara dengan pangsa sekitar 40% atau sebesar 70 juta SBM, kemudian diikuti oleh bahan bakar minyak dan gas dengan pangsa masing masing sebesar 26% atau lebih dari 44 juta SBM dan 20% (35 juta SBM), sedangkan sisanya diisi oleh hidro (8%), panas bumi (6%) dan minihidro (0,2%). Total konsumsi bahan bakar fosil pada tahun 2006 tersebut adalah sebesar 174,6 juta SBM dan meningkat menjadi 1.203 juta SBM pada akhir periode studi atau tumbuh sebesar 8,4% per tahun. 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. Gambar 7.12 menyajikan prakiraan konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP sesuai kasus dasar (R30).



Gambar 7.12 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP (kasus dasar)

Pada tahun 2009 diperkirakan beberapa pembangkit dari program pembangkit berbahan bakar batubara 10 GW mulai beroperasi dan hal ini akan merubah komposisi bahan bakar yang dibutuhkan. Jenis bahan bakar batubara misalnya, pangsa akan naik menjadi lebih dari 60% atau sebesar 156 juta SBM. Sedangkan bahan bakar minyak pangsa akan turun drastis menjadi sekitar 15% (38 juta SBM) dan bahan bakar gas mempunyai pangsa dikisaran 12% (31 juta SBM). Pada tahun 2025 diproyeksikan bahan bakar batubara akan lebih mendominasi konsumsi bahan bakar pembangkit, baik PLN maupun IPP, dengan pangsa melebihi 90% (694 juta SBM). Sisanya diisi oleh panas bumi, bahan bakar minyak dan gas, hidro, biodiesel, dan EBT lainnya. EBT disini antara lain adalah minihidro dan PLTA *pump storage*. Khusus mengenai biodiesel pemanfaatannya pada tahun 2025 tersebut diperkirakan mencapai 1,29 juta SBM atau sebesar 0,2% dari seluruh energi yang digunakan untuk pembangkit tenaga listrik. Gambar 7.13 menyajikan prakiraan konsumsi bahan

bakar pembangkit PLN dan IPP untuk setiap kasus.



Gambar 7.13 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP untuk setiap kasus

Pada kasus R60 (pertumbuhan PDB 4% per tahun dan harga minyak menjadi 60 \$/barell), dampak yang terjadi terhadap perubahan komposisi bahan bakar yang dibutuhkan oleh pembangkit listrik tidak begitu terlihat. Perubahan terlihat nyata apabila kita bandingkan dengan PDB yang lebih tinggi. Pada kondisi harga minyak sama (30 \$/barell) namun pertumbuhan PDB lebih tinggi (6,5% per tahun) menunjukkan bahwa penggunaan panas bumi untuk pembangkit meningkat cukup signifikan, terutama periode 2020 - 2025. Pada akhir periode studi diperkirakan penggunaan panas bumi untuk pembangkit meningkat lebih dari tiga kali lipat dibandingkan pertumbuhan PDB lebih rendah (4% per tahun). Secara total pun, konsumsi bahan bakar untuk pembangkit ini untuk kondisi PDB tinggi naik mulai dari 2% sampai dengan 30% bila dibandingkan PDB rendah. Pola yang hampir sama terjadi untuk kasus harga minyak tinggi (60 \$/barell) tetapi pada kondisi pertumbuhan PDB berbeda. Khusus pemakaian gas di sektor ketenagalistrikan, untuk setiap kasus, ada kecenderungan menurun terus terutama periode 2020 - 2025. Hal ini terjadi karena selain keterbatasan infrastruktur gas untuk pembangkit, juga karena menurunnya pasokan gas di Indonesia.

7.3.6 Konsumsi Bahan Bakar Pembangkit *Captive Power*

Konsumsi total bahan bakar *captive power* pada tahun 2006 untuk kasus dasar adalah sebesar 46 juta SBM, dengan pemakaian jenis bahan bakar minyak lebih dari 70% atau sebesar 33 juta SBM. Sedangkan konsumsi batubara dan gas mempunyai pangsa berturut-turut sebesar 23% dan 4%. Sisanya diisi oleh hidro. Pada tahun 2025 diproyeksikan konsumsi total bahan bakar *captive power* sekitar 50 juta SBM, dimana bahan bakar gas akan mendominasi dengan pangsa 48%. Adapun pemakaian batubara dan BBM diperkirakan berimbang.

Apabila diperhatikan pada komposisi bauran bahan bakar di *captive power* selama kurun waktu 19 tahun kedepan, penggunaan bahan bakar gas akan

lebih tinggi dibanding bahan bakar fosil lain. Hal ini terjadi karena *captive power* yang beroperasi, khususnya di sektor industri, sebagian besar memakai teknologi *cogeneration* berbahan bakar gas.

Selanjutnya pada kasus pertumbuhan PDB tinggi (6,5% per tahun), secara umum ada kenaikan konsumsi bahan bakar sekitar 20% dengan komposisi penggunaan bahan bakar relatif sama dibanding kasus dasar, kecuali pada tahun 2025. Pada tahun 2025 ini pemakaian bahan bakar fosil, terutama gas dan BBM, diperkirakan hampir berimbang. Untuk jenis gas misalnya, diperkirakan pangsa sekitar 37%, sedangkan BBM dan batubara diprediksi berturut turut sebesar 38% dan 23% dan sisanya diisi pembangkit hidro.

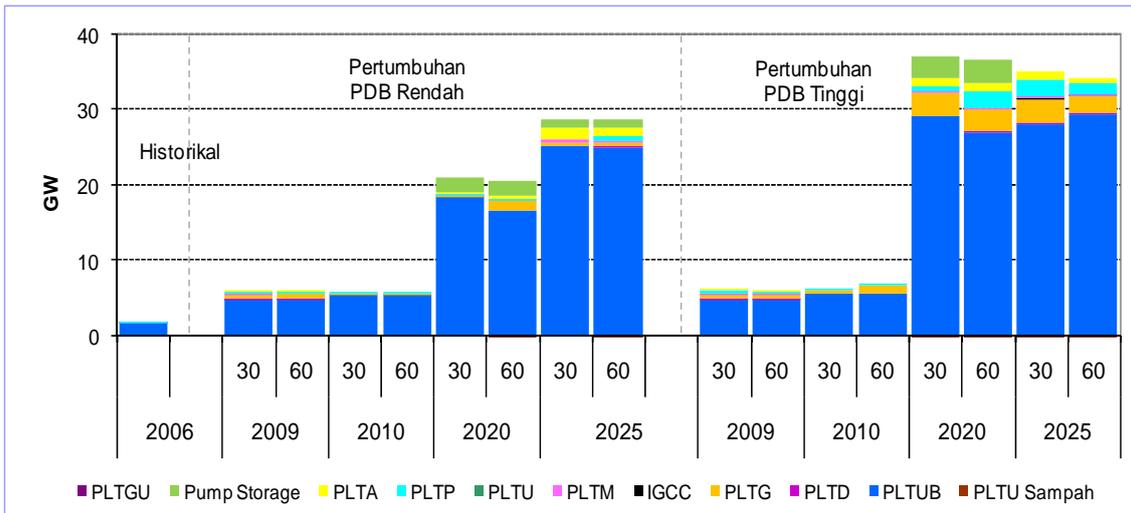
7.3.7 Tambahan Kapasitas Pembangkit PLN dan IPP

Teknologi pembangkit yang paling dominan dalam penambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan selama rentang waktu 2006 - 2010 pada kasus dasar adalah PLTU berbahan bakar batubara, dengan pangsa dikisaran 89% atau total penambahan kapasitas sebesar 12,6 GW. Total biaya investasi yang dibutuhkan untuk PLTU batubara tersebut adalah sebesar 23,2 milyar dolar. Biaya investasi tersebut sudah termasuk biaya transmisi dan distribusi. Teknologi pembangkit lain adalah PLTP yang diperkirakan dapat menyumbang tambahan kapasitas total sebesar 0,63 GW selama kurun waktu 5 tahun, dengan biaya investasi yang diperlukan sekitar 2,4 milyar dolar. Selain itu diperkirakan akan ada penambahan kapasitas dari PLTG gas maupun minyak dan PLTA, masing masing sebesar 0,57 GW dan 0,2 GW dengan total biaya investasi yang dibutuhkan untuk kedua jenis pembangkit tersebut adalah mendekati 1 milyar dolar.

Selanjutnya selama kurun waktu 2011 - 2025 diproyeksikan PLTU berbahan bakar batubara akan tetap mendominasi dengan pangsa mendekati 88%, sedangkan sisanya diisi oleh pembangkit energi terbarukan (1%), PLTA (3,5%), PLTA *pump storage* (6%) dan PLTG gas/minyak (1,5%). Total biaya investasi yang dibutuhkan (termasuk biaya transmisi dan distribusi) untuk penambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP selama kurun waktu 2011 - 2025 tersebut adalah sebesar 96,8 milyar dolar.

Untuk kasus pertumbuhan PDB tinggi, selama periode 2006 - 2010 tidak terlalu ada perbedaan yang mencolok dengan kasus dasar. Namun apabila kita bandingkan kedua kasus tersebut pada periode selanjutnya, yaitu 2011 - 2025, terlihat adanya perbedaan yaitu adanya kenaikan tambahan kapasitas sebesar 45% dan mulai berperannya pembangkit jenis IGCC. Penambahan kapasitas IGCC pada kurun waktu tersebut adalah sebesar 0,3 GW dengan biaya investasi yang dibutuhkan secara keseluruhan adalah sebesar 0,73 milyar dolar. Selain itu peranan PLTP juga naik dibanding kasus dasar, terlihat dari pangsa PLTP yang empat kali lipat lebih tinggi. Sedangkan pangsa PLTU berbahan bakar batubara agak menurun. Turunnya pangsa PLTU batubara diimbangi dengan mulai berperannya pembangkit IGCC dan naiknya pangsa PLTG Gas maupun energi terbarukan, terutama PLTP.

Untuk kasus pertumbuhan PDB pada level yang sama (tinggi maupun rendah) namun harga minyak mentah berbeda, seperti misalnya kasus harga minyak 30 \$/barel dan pertumbuhan PDB 4% per tahun dibandingkan harga minyak 60 \$/barel dan pertumbuhan PDB 4% per tahun, dampaknya terhadap tambahan kapasitas ataupun jenis pembangkit yang ada tidak begitu terlihat. Hal yang sebaliknya terjadi apabila kita bandingkan tambahan kapasitas pada faktor PDB yang berbeda tetapi harga minyak yang sama, seperti yang sudah dibahas pada paragraf sebelumnya. Gambar 7.14 menyajikan prakiraan tambahan kapasitas pembangkit PLN dan IPP yang diperlukan untuk semua kasus.



Gambar 7.14 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP untuk setiap kasus

7.4 Teknologi Penyediaan Tenaga Listrik

7.4.1 Teknologi Pendukung

Di Indonesia rata-rata pembangkit berbahan bakar batubara yang ada memakai teknologi *pulverised coal combustion* (PCC). Teknologi PCC yang digunakan sebagian besar masih berupa PCC *subcritical* yang beroperasi pada tekanan uap 180 bar dan temperatur 540 °C, dan sebagian kecil PCC *supercritical* yang beroperasi pada temperatur uap sekitar 570 °C pada tekanan 240 sampai 260 bar. Adapun teknologi PCC *ultra supercritical* yang beroperasi pada temperatur uap diatas 580 °C belum diterapkan. Efisiensi teknologi PCC *subcritical* antara 33% - 36% untuk batubara kualitas baik (kadar abu dan air rendah) dan bisa dibawah 30% apabila menggunakan batubara kualitas rendah (kadar abu dan air tinggi). Untuk PCC *supercritical*, efisiensinya mendekati 42% bahkan 45% seperti pembangkit yang berada di Eropa dan Jepang. Sedangkan pada *ultra supercritical*, yang beroperasi dengan temperatur dan tekanan sangat tinggi, efisiensinya dapat mencapai 50%.

Penggunaan teknologi PCC *subcritical* (PLTU batubara konvensional) saat ini mempunyai kekurangan yaitu efisiensi rendah yang berkisar antara 33% - 36%.

Disamping itu tuntutan dalam memelihara lingkungan hidup akan menambah biaya pembangkitan karena adanya penambahan peralatan seperti de-SOx (desulfurisasi), de-NOx (denitrifikasi) dan penyaring debu (*electrostatic precipitator*). Pemasangan ini juga akan mengurangi efisiensi total pembangkit listrik. Karena itu sebaiknya PLN dan juga IPP dari sekarang harus sudah mempertimbangkan penerapan teknologi pembangkit batubara bersih yang mempunyai efisiensi tinggi dan mempunyai dampak lingkungan yang paling minimal seperti IGCC.

7.4.2 Teknologi Pembangkit Tenaga Listrik

A. IGCC

IGCC merupakan perpaduan teknologi gasifikasi batubara dan proses pembangkitan uap. Gas hasil gasifikasi batubara mengalami proses pembersihan sulfur dan nitrogen. Sekitar 95% - 99% kandungan sulfur dalam batubara dapat dihilangkan sebelum pembakaran. NOx dapat dikurangi sebesar 70% - 93% dan CO₂ dapat dikurangi sebesar 20% - 35% dibandingkan dengan PLTU batubara konvensional. Sedangkan abu dibersihkan dalam reaktor gasifikasi. Gas yang sudah bersih ini dibakar di ruang bakar dan kemudian disalurkan ke dalam turbin gas untuk menggerakkan generator. Selanjutnya efisiensi pembangkit listrik IGCC berkisar antara 38% - 45% yang lebih tinggi 5% - 10% dibandingkan PLTU batubara konvensional (*PCC subcritical*). Hal ini dimungkinkan dengan adanya proses gasifikasi sehingga energi yang dikandung dalam batubara dapat digunakan secara efektif dan digunakannya *heat recovery steam generator* (HRSG) untuk membentuk suatu daur kombinasi antara turbin gas dan turbin uap.

B. Panas Bumi

Pemanfaatan energi panas bumi secara umum dapat dibagi menjadi 2 jenis yaitu pemanfaatan tidak langsung dan pemanfaatan langsung. Pemanfaatan tidak langsung yaitu memanfaatkan energi panas bumi untuk pembangkit listrik. Sedangkan pemanfaatan langsung yaitu memanfaatkan secara langsung panas yang terkandung pada fluida panas bumi untuk berbagai keperluan. Fluida panas bumi yang telah dikeluarkan ke permukaan bumi mengandung energi panas yang akan dimanfaatkan untuk menghasilkan energi listrik. Hal ini dimungkinkan oleh suatu sistem konversi energi fluida panas bumi (*geothermal power cycle*) yang mengubah energi panas dari fluida menjadi energi listrik.

Fluida panas bumi bertemperatur tinggi (> 225 °C) telah lama digunakan di beberapa negara untuk pembangkit listrik, namun beberapa tahun terakhir ini perkembangan teknologi telah memungkinkan digunakannya fluida panas bumi bertemperatur sedang (150 - 225 °C) untuk pembangkit listrik. Selain temperatur, faktor-faktor lain yang biasanya dipertimbangkan dalam memutuskan apakah suatu sumberdaya panas bumi tepat untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik diantaranya adalah kandungan panasnya atau cadangan yang besar sehingga mampu memproduksi uap untuk jangka waktu

yang cukup lama, yaitu sekitar 25 - 30 tahun, menghasilkan fluida yang mempunyai pH hampir netral agar laju korosinya relatif rendah, sehingga fasilitas produksi tidak cepat terkorosi, reservoirnya tidak terlalu dalam dan biasanya tidak lebih dari 3 km, terdapat di daerah yang relatif tidak sulit dicapai, dan faktor terakhir adalah terletak di daerah dengan kemungkinan terjadinya erupsi hidrothermal yang relatif rendah.

C. PLTGU

Teknologi pembangkit lain yang berpengaruh dalam sistem ketenagalistrikan di Indonesia adalah PLTGU. Kelebihan dari PLTGU gas adalah mempunyai emisi CO₂ terendah dibandingkan dengan teknologi pembangkit berbahan bakar fosil lain, disebabkan rendahnya intensitas karbon dalam gas alam dan efisiensi yang cukup tinggi dari PLTGU gas. Dari segi efisiensi pembangkit, rata-rata efisiensi PLTGU gas di seluruh dunia naik dari 35% tahun 1992 menjadi 42% tahun 2003. Hal ini lebih tinggi apabila dibandingkan dengan efisiensi PLTU batubara, baik jenis *hard coal fired power plant* maupun *brown coal fired power plant*, yang berkisar 33% tahun 1992 menjadi 35% tahun 2003.

Strategi untuk menaikkan efisiensi PLTGU gas biasanya diarahkan pada peningkatan kondisi tekanan dan temperatur uap. Temperatur uap maksimum dibatasi oleh ketersediaan bahan-bahan untuk konstruksi turbin yang tahan terhadap tekanan yang sangat tinggi. *Steel alloys* yang ada saat ini hanya tahan sampai temperatur 600 °C. Bahan lain, seperti *ferritic steel* tahan sampai 650 °C dan *austenitic steel* tahan terhadap temperatur sampai dengan 700 °C. Kedua bahan tersebut merupakan fokus riset tahun 1990-an. Untuk kondisi sekarang, riset diarahkan pada *nickel alloys* yang tahan pada temperature 700 °C - 750 °C. Kendalanya, *nickel alloy* ini biayanya sepuluh kali lebih tinggi dibanding *ferritic* dan *austenitic steel* dan ratusan lebih tinggi dibanding *carbon-manganese steels*.

D. PLTA Pump Storage

Penerapan teknologi PLTA *pump storage* relatif baru di Indonesia. Biasanya teknologi ini digunakan bersama dengan PLTU batubara ataupun PLTN. Saat beban ringan seperti di luar beban puncak, jumlah beban yang dilayani sedikit. Daripada mengurangi kapasitas PLTU batubara menjadi kecil, yang mengakibatkan efisiensi PLTU batubara menjadi rendah, lebih baik tenaga listrik yang ada digunakan untuk memompa air ke suatu dam atau kolam penampungan. Saat beban puncak, dam tersebut akan dioperasikan menjadi PLTA. Dengan demikian listrik yang dihasilkan bisa terukur dan efisien.

E. PLTU Sampah

PLTU sampah dipertimbangkan sebagai salah satu kandidat pembangkit dalam sistem ketenagalistrikan di Indonesia, terutama di Jawa, mengingat potensinya yang cukup besar. Di Jakarta saja, sampah yang berasal dari rumah tangga sekitar 10 ribu ton/hari. Jumlah ini menurut Seghers *Group*,

perusahaan asal Belgia yang bergerak dalam pengolahan sampah, memiliki potensi yang bisa membangkitkan listrik sekitar 5 x 35 MW. Tahap pertama pengolahan sampah dilakukan proses penghancuran sekaligus pemilihan. Dari suatu drum berputar dihasilkan salah satunya adalah sampah tercacah yang disebut *refuse deviced fuel* (RDF). Kelompok ini merupakan jenis cacahan sampah yang bisa dijadikan bahan bakar *boiler*, sebab memiliki kalori yang tinggi dan tidak mengandung metal serta homogen. Setelah dibentuk menjadi paket-paket bahan bakar, sampah jenis RDF dilewatkan ke dalam *multi stage grade*. Disinilah sampah mengalami pembakaran sembari menjalani proses *grading* atau diayak. Pembakaran sambil diayak ini memungkinkan proses pembakaran yang mampu membakar setiap RDF. Panas yang dihasilkan dari pembakaran inilah yang digunakan untuk membangkitkan proses di *boiler*. Pada dasarnya setelah proses pemanfaatan panas dalam *boiler*, selanjutnya tidak begitu berbeda dengan proses yang berlangsung di dalam unit-unit pembangkit listrik lainnya.

F. PLTN

Indonesia dimasa yang akan datang rencananya akan menerapkan PLTN dengan menggunakan reaktor tipe *pressurized water reactor* (PWR). Teknologi PWR ini mempunyai tingkat keselamatan tinggi serta belum ada kecelakaan fatal dan telah diterapkan di Amerika, Jepang, Korea, dan China.

Saat ini di dunia dikenal beberapa jenis reaktor, diantaranya adalah reaktor termal. Reaktor termal merupakan reaktor nuklir dengan proses reaksi fisi yang diakibatkan oleh neutron termal dan memerlukan moderator untuk mengurangi energi neutron cepat menjadi neutron termal. Reaktor termal ini adalah reaktor berpendingin air ringan (*light water reactor*, LWR) dan reaktor berpendingin air berat (*heavy water reactor*, HWR). Ada dua tipe LWR yaitu *pressurized water reactor* (PWR) dan *boiling water reactor* (BWR). HWR untuk tujuan komersil ada dua tipe; *pressurized heavy water reactor* (PHWR) dan *boiling light water reactor* (BLWR). Reaktor berjenis LWR (PWR dan BWR) memiliki kinerja baik, andal, dan mempunyai sistem keamanan reaktor yang mapan. Pada tahun 2000 sekitar 60% dari pembangkit tenaga nuklir dunia terdiri dari reaktor PWR, BWR 21%. Berdasarkan informasi diatas terlihat bahwa teknologi LWR di dunia masih terdepan dalam pembangkitan listrik tenaga nuklir abad ini.

Dari sisi limbah, kini ada teknologi yang meningkatkan pembakaran (*burn up*) sehingga dengan tingkat pembakaran lebih besar, hasil limbah nuklirnya kecil. Dengan asumsi 1000 MW dari reaktor yang dioperasikan selama 40 tahun, limbahnya hanya sebesar lapangan tenis. Penampungan limbah itu berbentuk seperti kolam berupa *dried cell* atau sel penyimpanan kering.

Awal tahun 2006 di seluruh dunia telah beroperasi 443 PLTN yang tersebar di 30 negara dengan total kapasitas 370 GW. Sekitar 60% dari kapasitas nuklir global berada di negara Amerika Serikat, Perancis, dan Jepang, sementara 25% lainnya berada di Rusia, Inggris, Korea, dan India. Sisanya tersebar di Eropa, Asia, Afrika Selatan, dan Amerika Latin. Di Perancis, 77,8% kebutuhan

listriknnya dipasok dari PLTN. Sedangkan di Jepang dan Amerika Serikat, PLTN memasok kebutuhan listrik negara-negara tersebut berturut-turut dengan pangsa 22,9% dan 19,3%.

7.5 Rekomendasi Kebijakan

Pemerintah perlu mempertegas kebijakan sektor ketenagalistrikan agar tidak terjadi kekurangan bahan bakar untuk pembangkit. Kebijakan yang perlu direalisasi antara lain kewajiban memenuhi pasokan batubara di dalam negeri dan pengalokasian gas alam cair untuk kebutuhan pembangkit di Indonesia. Hal ini perlu ditekankan mengingat kebijakan pemerintah sendiri tidak mendukung tercukupinya energi listrik nasional dengan biaya murah. Misalnya saat ini banyak pembangkit listrik terpaksa masih menggunakan bahan bakar solar, meski pembangkit yang bersangkutan sebenarnya sudah didesain untuk memakai bahan bakar gas. Langkah ini dilakukan PLN karena pasokan gas sering tidak lancar.

Dalam hal kontrak jual beli gas, PLN juga kesulitan. Kontrak gas selama ini selalu merugikan PLN karena harus mengeluarkan biaya tambahan untuk mengganti bahan bakar gas ke BBM akibat suplai gas yang terhenti dari produsen gas ke PLN. Apabila gas sudah siap tetapi PLN belum siap menerima, PLN tetap harus membayar sesuai klausul *take or pay*. Tetapi yang tidak *fair*, kalau pasokan gas tidak ada atau terhenti di tengah jalan, PLN tidak mendapat kompensasi atau ganti rugi. Hal itu karena produsen gas selalu berkelit dengan menyatakan apa yang mereka lakukan adalah *best practice* atau upaya terbaik. Tidak ada yang tahu apa yang ada di isi perut bumi sehingga produsen gas merasa tidak bisa disalahkan bila tidak ada gas alam yang dapat diproduksi. Kontrak dan klausul seperti itu jelas merugikan PLN. Di satu sisi, produsen bisa dengan bebasnya melenggang dari tanggung jawab bila tidak ada pasokan gas, padahal konsumen atau pelanggan PLN selalu menuntut pasokan listrik selalu terjamin. Jadi mekanisme dari kontrak ini harus diubah.

Seperti diketahui bahan bakar batubara untuk pembangkit tenaga listrik jauh lebih murah apabila dibandingkan BBM. Namun, untuk menggunakan batu bara-dalam hal ini batubara muda sebagai bahan bakar pembangkit-perlu ada pendekatan khusus, masalahnya karena ada faktor kendala, yaitu kandungan air dan sulfur yang tinggi. Untuk itu harus ada kebijakan khusus dalam hal pembangunan PLTU berbahan bakar batubara muda, yaitu membangun instalasi pembangkit listrik dekat daerah pertambangan batubara (PLTU mulut tambang), sehingga biaya transportasi minimal. Selain itu juga dikembangkan teknis proses pembakaran batubara muda yang dapat mereduksi gas sulfur ke udara sehingga pencemaran gas ini pun dapat ditekan.

Pembangunan sektor ketenagalistrikan belum berjalan optimal antara lain terkendala harga listrik serta struktur industri ketenagalistrikan yang monopolistik, menjadikan kurang dapat meningkatkan daya saing dan efisiensi usaha sehingga peningkatan konsumsi tenaga listrik belum dapat diimbangi

oleh pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan yang memadai. Demikian pula belum optimalnya pemanfaatan energi terbarukan karena biaya investasi tinggi dan harga jual listrik yang dihasilkannya belum dapat bersaing dengan energi komersial.

Khusus mengenai PLTP, saat ini sudah mendapatkan beberapa kemudahan seperti pembebasan bea masuk atas impor barang untuk kegiatan perusahaan panas bumi dan pemberian insentif fiskal. Insentif tersebut untuk menindaklanjuti UU No. 27, 2003 tentang panas bumi dalam rangka mendorong pemanfaatannya. Insentif tersebut diantaranya adalah:

- (a) pembebasan pajak impor pada peralatan perusahaan sumberdaya panas bumi (Keppres No. 49/1991, Keputusan Menteri Keuangan No. 766/1992),
- (b) pembebasan bea masuk atas impor barang untuk kegiatan perusahaan panas bumi (Peraturan Menteri Keuangan No. 78/PMK.010/2005),
- (c) pemberian kemudahan fiskal dan pajak (PMK No. 177/2008 dan PMK No. 178/2008),
- (d) penetapan patokan harga jual listrik di sisi tegangan tinggi dan sisi tegangan rendah (Permen ESDM No. 14/2008), dan
- (e) penetapan patokan biaya produksi pembangkitan (BPP) tenaga listrik semua pembangkit (Keputusan Menteri ESDM No. 269-12/26/600.3/2008).

Namun meskipun sudah ada insentif dari pemerintah, listrik dari energi panas bumi belum dapat berkembang secara optimal, sehingga perlu dilakukan langkah-langkah:

- dukungan pemerintah dalam hal *capital expenditure* dalam kegiatan yang terkait dengan perusahaan panas bumi
- regulasi tarif yang mampu menjamin kemampuan investor untuk memenuhi *debt service ratio* di awal-awal pelaksanaan proyek
- kebijakan yang ditujukan untuk pemberdayaan perusahaan manufaktur lokal yang menunjang kegiatan energi terbarukan, melalui regulasi/peraturan perbankan untuk mengakomodasi dan memberikan kemudahan skema pendanaan.

BAB 8

ASPEK LINGKUNGAN

Penggunaan energi dapat membawa dampak negatif bagi lingkungan karena dapat menghasilkan polutan yang berupa limbah padat, limbah cair, dan polusi udara. Polusi udara akibat pembakaran energi fosil dapat berupa: emisi partikel, VHC, SO₂, dan NO_x yang berdampak lokal dan emisi *carbon dioxide* (CO₂) yang berdampak global. Oleh karena itu pengembangan energi dimasa depan perlu mempertimbangkan aspek lingkungan disamping harus juga menjaga keselarasan antara kepentingan daerah dan nasional. Untuk mengurangi dampak lingkungan dari penggunaan energi dapat dicapai melalui pemanfaatan energi terbarukan dan melakukan konservasi energi. Konservasi energi dapat ditempuh melalui penggunaan teknologi energi yang efisien dan membudayakan pola hidup hemat energi. Dengan konservasi, dampak negatif terhadap lingkungan dapat diturunkan dan melalui mekanisme pembangunan bersih (CDM - *clean development mechanism*) maka pengurangan polusi CO₂ dapat dijual ke pasar emisi dunia.

8.1 Emisi Gas Rumah Kaca

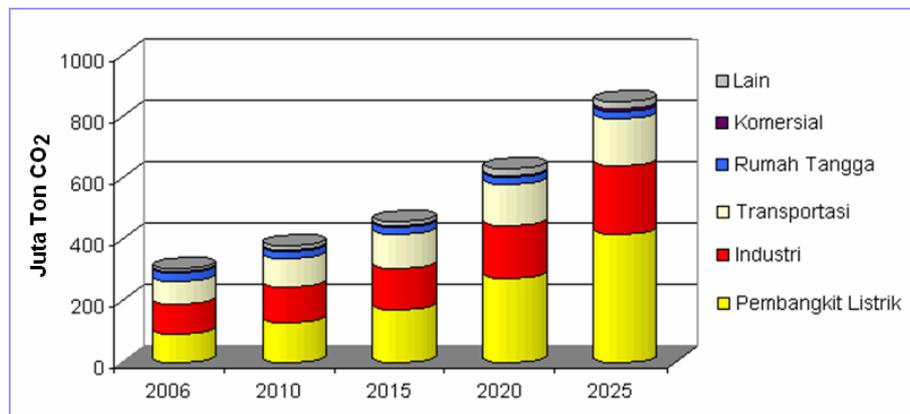
Perubahan iklim merupakan fenomena yang mendapatkan perhatian penuh dunia internasional karena efeknya yang dapat mengganggu kelangsungan kehidupan manusia secara global. Peningkatan konsentrasi gas rumah kaca (GRK) atau *greenhouse gas* (GHG) diyakini sebagai salah satu penyebab dari terjadinya pemanasan global. Peningkatan konsentrasi GRK ini memicu meningkatnya suhu permukaan bumi, karena GRK ini mempunyai sifat menyerap energi panas matahari. Sehingga menimbulkan apa yang disebut efek rumah kaca. Peningkatan suhu dipermukaan bumi ini akhir-akhir ini telah secara nyata menimbulkan perubahan iklim secara global. Beberapa hal yang dapat kita ketahui dan lihat adalah adanya musim salju yang sangat dingin dan suhu musim panas yang sangat ekstrem di negara-negara belahan bumi Utara dan Selatan. Sedangkan di negara-negara tropis, dapat kita temui berita yang menunjukkan perubahan pola iklim hujan di beberapa daerah, juga adanya peningkatan curah hujan yang sangat ekstrem. Perubahan iklim ini menimbulkan dampak kepada pola pertanian, pola ekosistem, dan juga menimbulkan wabah penyakit tertentu. Intinya memberikan dampak perubahan terhadap kehidupan manusia secara global.

Ada tujuh jenis GRK yang didefinisikan oleh UNFCCC (*United Nations Frameworks Convention on Climate Change*), yaitu, CO₂ (karbon dioksida), CH₄ (metana), N₂O (*nitrous oxide*), HFCs (hidrofluorokarbon), PFCs (perfluorokarbon) dan SF₆ (*sulfur heksafluorida*). Kekuatan daya rusak untuk setiap gas dan sumber emisinya di tunjukkan pada Tabel 8.1.

Tabel 8.1 Sumber emisi GRK dan kekuatan daya rusak

| Jenis | Kekuatan | Sumber Emisi |
|------------------|---------------|---|
| CO ₂ | 1 | - pembakaran bahan bakar fosil untuk pembangkit energi pembuatan batu kapur, semen |
| CH ₄ | 21 | - fermentasi anaerobik di TPA sampah - pengolahan anaerobik limbah organik cair, kotoran ternak, dan lain-lain |
| N ₂ O | 310 | - industri asam nitrat - proses pencernaan kotoran ternak |
| HFCs | 140 - 11.700 | - produksi HCFC-2 - kebocoran dari media pendingin pada kulkas dan AC |
| PFCs | 6.500 - 9.200 | - penggunaan bahan <i>etching</i> dalam proses produksi semi konduktor - penggunaan bahan <i>fluxing</i> pada proses pembersihan metal |
| SF ₆ | 23.900 | - penggunaan penutup gas dalam proses pencairan magnesium penggunaan dalam proses produksi bahan semi konduktor |

Satuan yang digunakan untuk menunjukkan besarnya pengurangan emisi adalah t-CO₂, sehingga jika kita mengurangi 1 ton dari GRK yang lain (selain CO₂), maka hasilnya dikalikan dengan daya kekuatannya dibandingkan CO₂. Emisi CO₂ merupakan bagian terbesar dari emisi GRK yang ada. Prakiraan emisi CO₂ di Indonesia untuk kasus R30 (skenario pertumbuhan PDB rendah dan harga minyak 30 \$/barel) ditunjukkan pada Gambar 8.1.

Gambar 8.1 Prakiraan emisi CO₂ di Indonesia (kasus R30)

Sebagai upaya untuk stabilisasi konsentrasi GRK telah diambil langkah penting berupa kesepakatan Protokol Kyoto sebagai instrumen hukum yang mengikat negara-negara maju untuk menurunkan tingkat emisi gas rumah kaca sebesar rata-rata 5% dari tingkat emisinya pada tahun 1990. Penurunan tingkat emisi GRK tersebut harus dicapai pada tahun 2008 - 2012.

8.2 Mitigasi

Mitigasi dilakukan untuk memperoleh level emisi tertentu dengan mengganti teknologi yang sudah ada dengan teknologi yang baru. Teknologi untuk mitigasi gas rumah kaca dapat dikelompokkan menjadi dua kategori yaitu: untuk sisi penawaran dan untuk sisi permintaan. Untuk sisi penawaran dapat dilakukan dengan menggunakan sistem konversi yang lebih efisien, mengubah bahan bakar dari energi yang mempunyai emisi tinggi menjadi energi yang mempunyai emisi rendah, dan meningkatkan penggunaan energi terbarukan. Untuk sisi permintaan dapat menggunakan *demand side management*, dan menggunakan peralatan yang lebih efisien.

Energi terbarukan seperti pembangkit listrik tenaga air dan panas bumi mempunyai kelebihan sebagai pilihan untuk mitigasi gas rumah kaca. Energi terbarukan dapat membangkitkan tenaga listrik tanpa melalui pembakaran tidak seperti pada penggunaan energi fosil. Pembangkit listrik tenaga air dapat dikatakan bebas dari emisi GRK, sedangkan pembangkit listrik tenaga panas bumi hanya menghasilkan seperenam dari emisi gas rumah kaca yang dihasilkan dari penggunaan gas alam untuk pembangkit listrik. Secara garis besar mitigasi yang dapat dilakukan untuk sektor pengguna energi ditunjukkan pada Tabel 8.2.

Tabel 8.2 Mitigasi gas rumah kaca di sektor pengguna energi

| Sektor | Mitigasi |
|--------------------|---|
| Pembangkit Listrik | 1. Pembangkit listrik mikrohidro |
| | 2. Pembangkit listrik panas bumi |
| | 3. Pembangkit listrik <i>solar home system</i> |
| | 4. Pembangkit listrik tenaga nuklir |
| | 5. Pembangkit listrik energi gelombang samudera |
| Transportasi | 1. <i>Bio-diesel</i> |
| | 2. <i>Bio-ethanol</i> |
| | 3. <i>Hydrogen fuel cell</i> |
| | 4. <i>Intermoda shift</i> |
| Industri | 1. Bahan baku dari biomasa |
| | 2. Substitusi BBM dengan BBG |
| Bangunan | 1. Perancangan gedung hemat energi |
| | 2. Perencanaan perkotaan terpadu |

8.3 Konservasi Energi

Seperti telah disebutkan salah satu cara untuk mengurangi dampak lingkungan adalah dengan melakukan konservasi energi. Konservasi energi adalah penggunaan energi secara efisien dan rasional tanpa mengurangi penggunaan energi yang memang benar-benar diperlukan. Konservasi energi dapat diterapkan pada seluruh tahap pemanfaatan, mulai dari pemanfaatan sumber daya energi sampai pada pemanfaatan akhir, dengan menggunakan teknologi yang efisien dan membudayakan pola hidup hemat energi. Teknologi hemat

energi dapat diterapkan baik dari sumber energi yang terbarukan maupun sumber tak terbarukan.

Penerapan konservasi energi meliputi perencanaan, pengoperasian, dan pengawasan dalam pemanfaatan energi. Hambatan yang dihadapi dalam konservasi energi antara lain: biaya investasi tinggi, budaya hemat energi yang masih sulit diterapkan, kemampuan sumber daya manusia masih rendah sehingga pengetahuan terhadap teknologi yang efisien masih sangat kurang, dan dukungan dari pemerintah dalam bentuk insentif untuk melakukan upaya konservasi masih kurang.

Potensi konservasi energi di semua sektor memiliki peluang penghematan yang sangat besar yaitu antara 10% - 30%. Penghematan dapat direalisasikan dengan cara yang mudah dengan sedikit atau tanpa biaya. Dengan cara ini penghematan yang dapat dicapai sekitar 10 -15% dan bila menggunakan tambahan investasi maka penghematan dapat mencapai 30%. Pemanfaatan energi yang efisien dapat dicapai melalui kegiatan:

- penggunaan teknologi hemat energi dalam penyediaan, baik dari sumber terbarukan maupun sumber tak terbarukan
- penerapan budaya hemat energi dalam pemanfaatan energi.

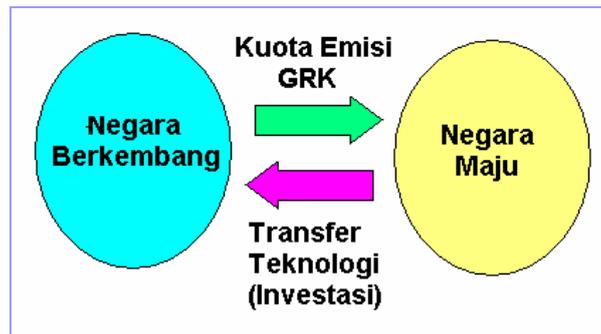
Teknologi hemat energi dari tahun ke tahun terus mengalami kemajuan sehingga makin besar konservasi yang dapat dilakukan. Teknologi hemat energi sangat spesifik fungsinya dan bervariasi untuk setiap sektornya. Di sektor rumah tangga dan komersial teknologi yang sering digunakan adalah lampu hemat energi dan juga peralatan pendingin yang hemat energi. Untuk sektor lainnya (pertanian, konstruksi, dan pertambangan), konservasi dapat dilakukan dengan menggunakan peralatan seperti traktor dan pompa air yang hemat energi. Sedangkan sektor industri sangat bervariasi teknologi yang dapat digunakan mulai dari *boiler* dan tungku yang hemat energi sampai mengganti bahan bakar sehingga sistem yang digunakan mempunyai efisiensi yang lebih tinggi.

8.4 Mekanisme Pembangunan Bersih

Salah satu skema dalam Protokol Kyoto adalah *clean development mechanism* (CDM) atau disebut juga mekanisme pembangunan bersih. Sedangkan skema yang lain adalah *joint implementation* dan *emission trading*. Tetapi sebagai negara berkembang Indonesia hanya dapat mengikuti mekanisme CDM secara sukarela. CDM merupakan mekanisme perdagangan karbon yang unik, karena menggabungkan kepentingan lingkungan dengan mekanisme perdagangan, dan menjembatani kepentingan negara maju dengan negara berkembang

Melalui program CDM, negara maju dan negara berkembang bekerja sama untuk mengurangi emisi GRK secara bersama-sama. Bagi negara berkembang program CDM merupakan jalur investasi dan transfer teknologi dari negara maju, sedangkan bagi negara maju program CDM merupakan cara pengurangan emisi gas rumah kaca dengan harga murah, dengan cara

mendapatkan kuota emisi GRK. Secara mudah timbal balik antara negara maju dan negara berkembang ditunjukkan dalam skema di Gambar 8.2.



Gambar 8.2 Skema CDM

Keuntungan penerapan mekanisme CDM pada suatu proyek di negara berkembang diantaranya adalah sebagai berikut:

- Membantu proyek ramah lingkungan menjadi lebih *feasible* karena adanya pendapatan tambahan dari hasil penjualan besarnya pengurangan emisi GRK yang terjadi pada saat proyek dioperasikan. Hal ini, selain menjadikan proyek ini lebih kompetitif, dengan melaksanakan mekanisme CDM, dapat meningkatkan *good image* perusahaan, karena telah melaksanakan kegiatan ramah lingkungan.
- Adanya kemungkinan transfer teknologi dari negara maju ke suatu proyek di negara berkembang.
- Melalui program CDM, negara maju (disebut Annex I) mendapat keuntungan, dengan dapat melakukan penurunan emisi GRK dengan harga investasi yang relatif lebih murah dibanding jika mereka harus membangun proyek tersebut di negara mereka sendiri.
- Negara berkembang sebagai tuan rumah mendapat keuntungan berupa bantuan keuangan, peningkatan kapasitas SDM, transfer teknologi, dan pembangunan berkelanjutan.

Implementasi dari mekanisme CDM, meliputi juga sektor energi seperti pembangunan pembangkit berbasis energi baru dan terbarukan, proyek efisiensi energi dan proyek-proyek lain di sektor energi yang dapat menurunkan emisi GRK. Saat ini, para calon pembeli (baik pemerintah, swasta di negara maju maupun *multilateral company*) kredit karbon (disebut dengan *certified emissions reduction*) banyak melakukan kerjasama dengan negara-negara berkembang seperti Indonesia.

Konsumsi energi yang cukup tinggi dan tersedianya sumber-sumber energi alternatif beserta adanya teknologi yang lebih efisien untuk ditawarkan ke sektor industri di Indonesia merupakan salah satu peluang yang dapat dimanfaatkan untuk implementasi CDM di Indonesia. Proyek-proyek efisiensi energi dan energi terbarukan merupakan sektor yang secara langsung dapat menerima insentif dari mekanisme CDM ini. Beberapa jenis proyek yang terkait dengan CDM skala kecil (jumlah reduksi emisi GRK dibawah 60.000

ton/tahun) dapat dibagi menjadi beberapa jenis proyek seperti ditunjukkan di bawah ini.

- Type I Proyek Energi Terbarukan
 - 1A. Pembangkit listrik
 - 1B. Energi mekanik untuk pengguna
 - 1C. Energi termal untuk pengguna
 - 1D. Pembangkit listrik energi terbarukan untuk interkoneksi.
- Type II Proyek Peningkatan Efisiensi Energi
 - 2A. Peningkatan efisiensi sisi pasokan energi: transmisi dan distribusi
 - 2B. Peningkatan efisiensi sisi pasokan energi: pembangkitan
 - 2C. Program efisiensi energi sisi permintaan dengan menggunakan teknologi spesifik
 - 2D. Efisiensi energi dan substitusi bahan bakar untuk fasilitas industri
 - 2E. Efisiensi energi dan substitusi bahan bakar untuk gedung.
- Type III Aktifitas Proyek Lainnya
 - 3A. Pertanian
 - 3B. Substitusi bahan bakar fosil
 - 3C. Mengurangi emisi dengan menggunakan kendaraan yang rendah emisi GHG-nya
 - 3D. *Methane recovery*
 - 3E. *Methane avoidance*.

Masing-masing tipe proyek yang disebut di atas mempunyai metodologi perhitungan masing-masing yang telah ditentukan oleh UNFCCC. Format penulisan dan metodologi tersebut mengalami perubahan secara periodik. Beberapa contoh proyek energi yang berpotensi untuk dilakukan adalah sebagai berikut:

- Pemasangan HRSG (*heat recovery steam generator*) di gas turbin *open cycle* atau *diesel engine* (type 2B)
- Penggantian bahan bakar dari bahan bakar fosil menjadi gas (type 3B)
- Pembuatan pembangkit listrik berbahan bakar biomasa (type 1A, 1D)
- Pembangunan PLTM (type 1D).

BAB 9 PENUTUP

Kebutuhan energi di masa depan sangat dipengaruhi oleh pertumbuhan PDB dan penduduk. Pertumbuhan PDB dalam kurun waktu 2005 - 2025 diasumsikan rata-rata sebesar 4% per tahun untuk skenario rendah dan sebesar 6,5% per tahun untuk skenario tinggi. Sedangkan populasi Indonesia diperkirakan mengalami peningkatan rata-rata sebesar 1,11% per tahun, dari 222,23 juta jiwa pada tahun 2006 menjadi 273,02 juta jiwa pada tahun 2025. Dengan skenario rendah, kebutuhan energi final (termasuk biomasa) diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 2,9% per tahun, dari sebesar 845,3 juta SBM pada tahun 2005 menjadi sebesar 1.434 juta SBM pada tahun 2025. Dengan skenario tinggi, kebutuhan energi final diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 4,4% per tahun dan menjadi sebesar 1.861 juta SBM pada akhir tahun 2025.

Kebutuhan energi final di Indonesia dibedakan menjadi lima sektor, yaitu sektor industri, sektor transportasi, sektor rumah tangga, sektor komersial serta sektor lainnya (pertanian, konstruksi dan pertambangan). Pada tahun 2025 sektor industri mulai mendominasi kebutuhan energi final untuk kasus dasar. Sektor industri ini menempati pangsa sebesar 45% kemudian disusul dengan sektor transportasi sebesar 32%. Sedangkan sektor rumah tangga menempati urutan selanjutnya dengan pangsa sebesar 12% dan untuk sektor komersial dan sektor lainnya masing-masing mempunyai pangsa sebesar 5% dan 6%. Dengan demikian telah terjadi pergeseran penggunaan energi dari mayoritas untuk sektor rumah tangga di tahun 2006 menjadi untuk sektor industri pada tahun 2025.

Selama kurun waktu 2006 - 2025, total pasokan energi primer menurut kasus dasar diperkirakan meningkat sebesar rata-rata 4,4% per tahun dari 921 juta SBM pada tahun 2006 menjadi 2.099 juta SBM pada tahun 2025. Pangsa terbesar pasokan energi primer tetap didominasi oleh minyak bumi beserta BBM. Pada tahun 2006 pasokan energi dari minyak bumi dan BBM sebesar 478 juta SBM (atau 52% dari total pasokan energi primer) dan turun pangasanya menjadi 37% dari total pasokan atau sebesar 1.439 juta SBM atau pada tahun 2025. Sementara itu, pada tahun 2025 pasokan batubara mencapai 1.340 juta SBM (34%) dan gas bumi mencapai 726 juta SBM (19%). Sedangkan pasokan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti panas bumi hanya sebesar 122 juta SBM (3%) dan hidro (termasuk mikrohidro) sebesar 59 juta SBM (1.5%)

Selama ini BBM merupakan sumber energi yang sangat dominan digunakan oleh masyarakat karena sifatnya yang mudah untuk digunakan sehingga menyebabkan dalam jangka pendek BBM ini belum dapat digantikan dengan sumber energi alternatif lainnya. Karena dominannya dalam memenuhi kebutuhan energi nasional pada akhirnya akan membuat ketergantungan terhadap BBM semakin besar. Hal ini merupakan sesuatu yang kurang baik mengingat adanya keterbatasan cadangan minyak bumi. Untuk mengatasi hal

ini, maka sudah saatnya untuk mengembangkan sumber energi alternatif dengan tujuan untuk mengantisipasi masalah kekurangan akan sumber energi.

Penggunaan gas bumi juga mempunyai prospek sebagai pasokan energi di masa depan. Pemanfaatan gas untuk menggantikan BBM pada kendaraan bermotor untuk jangka panjang merupakan alternatif yang patut dipertimbangkan. Pada kendaraan bermotor, pilihan untuk bahan bakar menggantikan BBM sangatlah terbatas. Cadangan gas bumi yang tersedia di dalam negeri lebih banyak daripada cadangan minyak bumi, sehingga gas bumi berpotensi menggantikan BBM dimasa depan. Telah diketahui bahwa gas bumi dengan unsur utama metana merupakan bahan baku pembuatan berbagai jenis bahan kimia. Bahan kimia tersebut dapat digunakan sebagai bahan bakar, seperti metanol dan *dimetil ether* (DME). Secara teknologi pembuatan bahan bakar tersebut bukan masalah, tetapi pemanfaatannya secara masal ditentukan oleh harga keekonomiannya relatif terhadap harga BBM. Bila harga minyak bumi tinggi akan meningkatkan keekonomian bahan-bahan kimia tersebut sebagai bahan bakar alternatif.

Batubara untuk memenuhi kebutuhan energi pada sektor pembangkit listrik dan industri diperkirakan akan meningkat terus. Oleh karena itu perlu adanya pasokan yang cukup dan berkesinambungan. Produksi batubara diperkirakan akan meningkat lebih dari dua kali lipat pada periode 2006 - 2025. Oleh karena itu perlu dipersiapkan peningkatan pembangunan infrastruktur sistem distribusi batubara yang terpadu dari tambang ke konsumen pengguna antara lain meliputi: rencana jalur lalu lintas pengangkutan batubara, kapasitas dan lokasi pelabuhan bongkar muat batubara, serta jenis dan ukuran sarana angkutan yang akan dipergunakan.

Teknologi pembangkit yang paling dominan dalam tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan selama rentang waktu 2005 - 2010 adalah PLTU berbahan bakar batubara. Pada tahun 2025 diperkirakan produksi listrik yang berasal dari batubara akan tetap lebih dominan dibanding dengan jenis lainnya, dengan pangsa hampir 91% (355 TWh), sedangkan pangsa terkecil adalah produksi listrik dari biodiesel yaitu sebesar 0,2% (0,7 TWh). Sedangkan pangsa listrik yang berasal dari minyak bumi sangat kecil, sekitar 0,7% (2,6 TWh). Adapun produksi listrik dari pembangkit berbahan bakar gas pangasanya cukup rendah (2%), sedikit lebih rendah dari energi terbarukan yang berkisar 2,5% atau mendekati 9,7 TWh. Adapun pembangkit energi baru dan terbarukan, seperti PLTN, *photovoltaic* dan pembangkit listrik tenaga angin, baik pada kasus dasar maupun kasus lainnya masih belum bisa bersaing dengan pembangkit konvensional.

Mengingat cadangan minyak bumi di Indonesia semakin terbatas dan dalam rangka mengurangi ketergantungan terhadap minyak maka perlu dilakukan diversifikasi sumber energi. Diversifikasi dapat dilakukan melalui pemanfaatan sumber energi terbarukan seperti pemanfaatan bahan bakar atau energi yang bersumber dari biomasa. Pemanfaatan bahan bakar biomasa atau *biofuel* antara lain meliputi pemanfaatan biodiesel dan bioethanol (gasohol) untuk sektor transportasi, biooil atau *pure plant oil* baik berupa minyak jarak murni

(*crude jatropha oil*) atau minyak sawit murni (*crude palm oil*) untuk menggantikan minyak tanah atau minyak bakar dan minyak diesel. Pemanfaatan *biofuel* tersebut juga diperkirakan mempunyai dampak positif lain, antara lain menciptakan lapangan kerja baru, mengurangi pencemaran udara dan emisi gas rumah kaca, juga membantu mendorong suksesnya program diversifikasi energi serta menyediakan tambahan lapangan kerja bagi masyarakat.

DAFTAR PUSTAKA

- ADB (2005a) *Improving The Investment Climate in Indonesia*, Asian Development Bank.
- ADB (2005b) *Tanggung LNG Project in Indonesia: Summary Environmental Impact Assessment*, Asian Development Bank.
- Bank Dunia (2005) *Mengundang Investasi Baru dalam Bidang Pertambangan*, Indonesia Policy Briefs.
- Bank Indonesia (2006) *Laporan Perekonomian Indonesia 2005*, Jakarta.
- Bapekki (2005) *Kajian Kebijakan Insentif Fiskal Dalam Rangka Meningkatkan Usaha Ketenagalistrikan*, Badan Pengkajian Ekonomi, Keuangan dan Kerjasama Internasional, Departemen Keuangan RI bekerja sama dengan Center for Energy and Power Studies, PT. PLN (Persero).
- BAPPENAS, BPS dan UNFPA (2005) *Proyeksi Penduduk 2000 - 2025*, Badan Perencanaan Pembangunan Nasional, Badan Pusat Statistik, dan United Nations Population Fund.
- BP (2008) *BP Statistical Review of World Energy Juni 2008*, Beyond Petroleum.
- BPPT-Bechtel (1982) *Energy Development and Transport in Indonesia, Assessment of Requirements for Coal Industry Development: 1982-2003*, BPPT-Bechtel Group.
- BPS (2006) *Statistik Indonesia*, Badan Pusat Statistik, Jakarta.
- BPS, BAPPENAS dan UNDP (2002) *Indonesia Laporan Pembangunan Manusia 2004: Ekonomi dari Demokrasi Membiayai Pembangunan Manusia Indonesia*, Publikasi bersama oleh BPS, Bappenas dan UNDP Indonesia.
- CDIEMR (2007) *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia*, Center for Data Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources.
- Danar, A. dan H. Subiyantoro (2003) *Pengaruh Sistem Perpajakan Terhadap Keputusan Investasi Proyek Panasbumi*, Jurnal Keuangan dan Moneter Volume 6 Nomor 2.
- DGOG (2000) *Study for Development of Gas Infrastructure in Java*, Final Report, Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Mine and Energy.
- Dirjen Perkebunan (2007) *Statistik Perkebunan 2007*, Direktorat Jenderal Perkebunan.
- DMCE (2006) *Indonesia Mineral and Coal Statistics 2006*, Directorate of Mineral and Coal Enterprises, Jakarta.
- Elyza, R. dan Hulaiyah, Y. (2005) *Kenapa sih Harus Menghemat Energi?*, News 11-Mar-2005, Yayasan Pelangi Indonesia, <http://www.pelangi.or.id/news.php?hid=56>.
- IEA (2006) *Energy Technology Perspectives 2006*, International Energy Agency.
- IEA (2006) *World Energy Outlook 2006*, International Energy Agency.
- 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.
- Jacobs, B. (1999) *ANSWER: MARKAL Energy Modelling for Windows*, ABARE, Canberra.

- KLH (2008) *Status Lingkungan Hidup Indonesia 2007*, Kementerian Negara Lingkungan Hidup.
- Legowo, E.H. (2008) *Kebijakan dan Program Pengembangan Bahan Bakar Nabati*, Workshop Sosialisasi Pengembangan BBN, Jakarta 21 Juli 2008, Tim Nasional Pengembangan BBN.
- Loulou, R., Goldstein, G. and Noble, K. (2004) *Documentation for the MARKAL Family of Models*, Energy Technology Systems Analysis Programme.
- MEMR (2007) *Key Indicator of Indonesia Energy and Mineral Resources*, Center for Data and Information on Energy and Mineral Resources, Ministry of Energy and Mineral Resources.
- Mimuroto, Y. and Sugiuchi, S. (2002) *Preliminary Feasibility Study on Railway Coal Transportation in Kalimantan*, Coal Research Group, IEEJ.
- Minerbapabum (2006) *Statistik Direktorat Geologi dan Sumber Daya Mineral 2000-2006*, Direktorat Jenderal Mineral, Batubara dan Panas Bumi, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Miskinis V. (2002) *Principles of Final Energy Demand Modelling in the MAED Model*, <http://www.energystart.it/>
- Pengkajian Energi (2006) *Indonesia Energy: Outlook and Statistics 2006*, Universitas Indonesia.
- Petromindo (2009) *Indonesia Coal Book 2008/2009*, Asosiasi Pertambangan Batubara Indonesia.
- PLN (2005) Statistik PLN 2005. PT. PLN (Persero), Jakarta.
- PWC (2005) *Mine Indonesia 2005*, Pricewaterhouse Coopers, December 2005.
- PWC (2005a) *Oil and Gas Investment in Indonesia*, Pricewaterhouse Coopers, September 2005.
- Suharyono, H. (2004) *The Future Demand for Natural Gas in Indonesia Regions with Particular Reference to the Use of CNG in Transport*, BPPT.
- Sumaryono, W. Dan Tjahyono, A.E. (2008) *Teknologi Produksi Bioetanol dari Aneka Bahan Baku*, Workshop Sosialisasi Pengembangan BBN, Jakarta 21 Juli 2008, Tim Nasional Pengembangan BBN.
- Tim Nasional Pengembangan BBN (2006) *Blue Print Pengembangan Bahan Bakar Nabati untuk Percepatan Pengurangan Kemiskinan dan Pengangguran*, Desember 2006.

LAMPIRAN

Lampiran 1 Perkembangan populasi per wilayah Indonesia (juta jiwa)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Sumatera | 47,07 | 47,85 | 48,64 | 49,42 | 50,22 | 51,02 | 51,82 |
| Jawa-Bali | 133,17 | 134,37 | 135,59 | 136,81 | 138,06 | 139,25 | 140,58 |
| Kalimantan | 12,36 | 12,62 | 12,88 | 13,13 | 13,39 | 13,65 | 13,91 |
| Lainnya | 29,63 | 30,29 | 30,85 | 31,34 | 31,81 | 32,28 | 32,73 |
| Indonesia | 222,23 | 225,13 | 227,96 | 230,7 | 233,48 | 236,2 | 239,03 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Sumatera | 52,63 | 53,43 | 54,24 | 55,04 | 55,84 | 56,63 | 57,41 |
| Jawa-Bali | 141,89 | 143,18 | 144,48 | 145,74 | 146,98 | 148,19 | 149,36 |
| Kalimantan | 14,17 | 14,43 | 14,69 | 14,95 | 15,21 | 15,47 | 15,73 |
| Lainnya | 33,18 | 33,63 | 34,01 | 34,46 | 34,9 | 35,33 | 35,76 |
| Indonesia | 241,87 | 244,67 | 247,42 | 250,18 | 252,92 | 255,62 | 258,26 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Sumatera | 58,19 | 58,98 | 59,76 | 60,54 | 61,29 | 62,05 | |
| Jawa-Bali | 150,48 | 151,59 | 152,67 | 153,7 | 154,67 | 155,59 | |
| Kalimantan | 15,98 | 16,24 | 16,49 | 16,74 | 16,98 | 17,22 | |
| Lainnya | 36,17 | 36,59 | 36,99 | 37,4 | 37,78 | 38,16 | |
| Indonesia | 260,83 | 263,4 | 265,91 | 268,37 | 270,72 | 273,02 | |

Lampiran 2 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario rendah (trilyun Rupiah)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Sumatera | 376,6 | 392,6 | 412,2 | 424,6 | 437,3 | 450,5 | 464,0 |
| Jawa-Bali | 1155,1 | 1235,9 | 1322,4 | 1379,6 | 1439,5 | 1502,3 | 1568,2 |
| Kalimantan | 166,7 | 175,0 | 184,5 | 190,0 | 195,7 | 201,6 | 207,7 |
| Lainnya | 144,8 | 152,6 | 160,6 | 168,7 | 176,9 | 185,1 | 193,2 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Sumatera | 477,9 | 492,2 | 507,0 | 522,2 | 537,9 | 554,0 | 570,6 |
| Jawa-Bali | 1638,6 | 1712,1 | 1788,9 | 1869,2 | 1953,1 | 2040,8 | 2132,4 |
| Kalimantan | 213,9 | 220,3 | 226,9 | 233,7 | 240,7 | 248,0 | 255,4 |
| Lainnya | 200,0 | 206,9 | 214,0 | 221,1 | 228,4 | 235,8 | 243,3 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Sumatera | 587,8 | 605,4 | 623,5 | 642,3 | 661,5 | 681,4 | |
| Jawa-Bali | 2227,9 | 2327,4 | 2431,2 | 2539,3 | 2652,1 | 2769,6 | |
| Kalimantan | 263,1 | 270,9 | 279,1 | 287,4 | 296,1 | 304,9 | |
| Lainnya | 251,1 | 259,2 | 267,7 | 276,5 | 285,7 | 295,3 | |

**Lampiran 3 Proyeksi PDRB per wilayah Indonesia skenario tinggi
(trilyun Rupiah)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Sumatera | 376,6 | 392,6 | 412,2 | 432,9 | 454,5 | 477,2 | 501,1 |
| Jawa-Bali | 1155,1 | 1235,9 | 1322,4 | 1415,0 | 1514,1 | 1620,1 | 1733,5 |
| Kalimantan | 166,7 | 175,0 | 184,5 | 194,3 | 204,6 | 215,1 | 226,0 |
| Lainnya | 144,8 | 152,6 | 160,6 | 168,9 | 177,5 | 186,5 | 195,9 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Sumatera | 526,1 | 552,4 | 580,1 | 609,1 | 639,5 | 671,5 | 705,1 |
| Jawa-Bali | 1854,8 | 1984,6 | 2123,6 | 2272,2 | 2431,3 | 2601,5 | 2783,6 |
| Kalimantan | 237,3 | 249,2 | 261,7 | 274,7 | 288,5 | 302,9 | 318,0 |
| Lainnya | 205,8 | 216,1 | 226,8 | 238,1 | 249,8 | 261,7 | 274,1 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Sumatera | 740,3 | 777,3 | 816,2 | 857,0 | 899,9 | 944,9 | |
| Jawa-Bali | 2978,1 | 3186,0 | 3408,0 | 3645,2 | 3898,5 | 4169,1 | |
| Kalimantan | 334,0 | 350,6 | 368,2 | 386,6 | 405,9 | 426,2 | |
| Lainnya | 286,9 | 300,1 | 313,8 | 327,9 | 342,3 | 357,2 | |

**Lampiran 4 Prakiraan intensitas pemakaian energi terhadap PDB
dengan biomasa (SBM/juta Rupiah)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| T30 | 0,4532 | 0,4449 | 0,4334 | 0,4213 | 0,4155 | 0,4050 | 0,3959 |
| R30 | 0,4532 | 0,4447 | 0,4331 | 0,3975 | 0,3804 | 0,3619 | 0,3485 |
| T60 | 0,4532 | 0,4448 | 0,4334 | 0,4213 | 0,4157 | 0,4053 | 0,3962 |
| R60 | 0,4533 | 0,4445 | 0,4333 | 0,4050 | 0,3801 | 0,3623 | 0,3470 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| T30 | 0,3879 | 0,4532 | 0,3794 | 0,3721 | 0,3652 | 0,3583 | 0,3516 |
| R30 | 0,3336 | 0,4532 | 0,3245 | 0,3112 | 0,3003 | 0,2934 | 0,2864 |
| T60 | 0,3884 | 0,4532 | 0,3797 | 0,3727 | 0,3655 | 0,3587 | 0,3520 |
| R60 | 0,3319 | 0,4533 | 0,3224 | 0,3079 | 0,2988 | 0,2925 | 0,2855 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| T30 | 0,3456 | 0,3394 | 0,3318 | 0,3273 | 0,3195 | 0,3155 | |
| R30 | 0,2781 | 0,2735 | 0,2667 | 0,2631 | 0,2511 | 0,2451 | |
| T60 | 0,3455 | 0,3396 | 0,3321 | 0,3277 | 0,3196 | 0,3157 | |
| R60 | 0,2771 | 0,2722 | 0,2649 | 0,2613 | 0,2486 | 0,2432 | |

**Lampiran 5 Prakiraan intensitas pemakaian energi terhadap PDB
tanpa biomasa (SBM/juta Rupiah)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| T30 | 0,3119 | 0,3160 | 0,3155 | 0,3120 | 0,3160 | 0,3132 | 0,3108 |
| R30 | 0,3119 | 0,3158 | 0,3152 | 0,2986 | 0,2897 | 0,2786 | 0,2728 |
| T60 | 0,3119 | 0,3159 | 0,3155 | 0,3120 | 0,3162 | 0,3135 | 0,3111 |
| R60 | 0,3120 | 0,3157 | 0,3154 | 0,3009 | 0,2894 | 0,2790 | 0,2714 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| T30 | 0,3103 | 0,3087 | 0,3077 | 0,3065 | 0,3050 | 0,3033 | 0,3017 |
| R30 | 0,2664 | 0,2635 | 0,2561 | 0,2509 | 0,2486 | 0,2459 | 0,2421 |
| T60 | 0,3107 | 0,3090 | 0,3082 | 0,3068 | 0,3054 | 0,3036 | 0,3017 |
| R60 | 0,2647 | 0,2614 | 0,2528 | 0,2494 | 0,2477 | 0,2451 | 0,2412 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| T30 | 0,2997 | 0,2960 | 0,2951 | 0,2946 | 0,2935 | 0,2922 | |
| R30 | 0,2410 | 0,2372 | 0,2365 | 0,2292 | 0,2300 | 0,2262 | |
| T60 | 0,2999 | 0,2963 | 0,2954 | 0,2947 | 0,2936 | 0,2924 | |
| R60 | 0,2398 | 0,2354 | 0,2347 | 0,2275 | 0,2275 | 0,2243 | |

**Lampiran 6 Prakiraan intensitas pemakaian energi terhadap penduduk
dengan biomasa (SBM/kapita)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| T30 | 3,7585 | 3,8657 | 3,9544 | 4,0376 | 4,1833 | 4,2850 | 4,4002 |
| R30 | 3,7585 | 3,8637 | 3,9509 | 3,8102 | 3,8297 | 3,8288 | 3,8730 |
| T60 | 3,7586 | 3,8645 | 3,9543 | 4,0383 | 4,1853 | 4,2881 | 4,4029 |
| R60 | 3,7592 | 3,8624 | 3,9536 | 3,8814 | 3,8265 | 3,8332 | 3,8567 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| T30 | 4,5292 | 4,6562 | 4,8012 | 4,9544 | 5,1124 | 5,2790 | 5,4601 |
| R30 | 3,8951 | 3,9821 | 4,0150 | 4,0743 | 4,1860 | 4,2992 | 4,3941 |
| T60 | 4,5348 | 4,6598 | 4,8081 | 4,9585 | 5,1183 | 5,2843 | 5,4598 |
| R60 | 3,8755 | 3,9563 | 3,9720 | 4,0532 | 4,1739 | 4,2861 | 4,3788 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| T30 | 5,6461 | 5,8121 | 6,0387 | 6,2888 | 6,5463 | 6,8151 | |
| R30 | 4,5493 | 4,6717 | 4,8539 | 4,9154 | 5,1441 | 5,2948 | |
| T60 | 5,6496 | 5,8175 | 6,0458 | 6,2920 | 6,5489 | 6,8198 | |
| R60 | 4,5289 | 4,6398 | 4,8218 | 4,8836 | 5,0940 | 5,2524 | |

Lampiran 7 Prakiraan intensitas pemakaian energi terhadap penduduk tanpa biomasa (SBM/kapita)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| T30 | 2,5866 | 2,7461 | 2,8787 | 2,9900 | 3,1809 | 3,3133 | 3,4543 |
| R30 | 2,5866 | 2,7441 | 2,8753 | 2,8616 | 2,9168 | 2,9471 | 3,0322 |
| T60 | 2,5866 | 2,7448 | 2,8787 | 2,9908 | 3,1830 | 3,3164 | 3,4570 |
| R60 | 2,5873 | 2,7428 | 2,8779 | 2,8835 | 2,9136 | 2,9515 | 3,0160 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| T30 | 3,6225 | 3,7878 | 3,9693 | 4,1585 | 4,3516 | 4,5526 | 4,7672 |
| R30 | 3,1106 | 3,2337 | 3,3047 | 3,4044 | 3,5468 | 3,6920 | 3,8258 |
| T60 | 3,6280 | 3,7914 | 3,9762 | 4,1625 | 4,3576 | 4,5579 | 4,7668 |
| R60 | 3,0909 | 3,2079 | 3,2618 | 3,3833 | 3,5347 | 3,6789 | 3,8105 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| T30 | 4,9861 | 5,1851 | 5,4440 | 5,7256 | 6,0135 | 6,3120 | |
| R30 | 4,0094 | 4,1558 | 4,3630 | 4,4546 | 4,7116 | 4,8870 | |
| T60 | 4,9895 | 5,1905 | 5,4512 | 5,7287 | 6,0161 | 6,3168 | |
| R60 | 3,9890 | 4,1240 | 4,3309 | 4,4228 | 4,6615 | 4,8446 | |

Lampiran 8 Total pemakaian energi final (termasuk biomasa) (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 845,3 | 869,8 | 900,6 | 879,0 | 894,2 | 904,4 | 925,8 |
| Kasus R60 | 845,4 | 869,5 | 901,3 | 895,4 | 893,4 | 905,4 | 921,9 |
| Kasus T30 | 845,3 | 870,3 | 901,4 | 931,5 | 976,7 | 1012,1 | 1051,8 |
| Kasus T60 | 845,3 | 870,0 | 901,4 | 931,6 | 977,2 | 1012,9 | 1052,4 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 942,1 | 974,3 | 993,4 | 1019,3 | 1058,7 | 1099,0 | 1134,8 |
| Kasus R60 | 937,4 | 968,0 | 982,8 | 1014,0 | 1055,7 | 1095,6 | 1130,9 |
| Kasus T30 | 1095,5 | 1139,2 | 1187,9 | 1239,5 | 1293,0 | 1349,4 | 1410,1 |
| Kasus T60 | 1096,8 | 1140,1 | 1189,6 | 1240,5 | 1294,5 | 1350,8 | 1410,0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 1186,6 | 1230,5 | 1290,7 | 1319,1 | 1392,6 | 1445,6 | |
| Kasus R60 | 1181,3 | 1222,1 | 1282,2 | 1310,6 | 1379,1 | 1434,0 | |
| Kasus T30 | 1472,7 | 1530,9 | 1605,7 | 1687,7 | 1772,2 | 1860,7 | |
| Kasus T60 | 1473,6 | 1532,3 | 1607,6 | 1688,6 | 1772,9 | 1861,9 | |

**Lampiran 9 Total pemakaian energi final (tanpa biomasa)
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 574,8 | 617,8 | 655,4 | 660,2 | 681,0 | 696,1 | 724,8 |
| Kasus R60 | 575,0 | 617,5 | 656,1 | 665,2 | 680,3 | 697,1 | 720,9 |
| Kasus T30 | 574,8 | 618,2 | 656,2 | 689,8 | 742,7 | 782,6 | 825,7 |
| Kasus T60 | 574,8 | 617,9 | 656,2 | 690,0 | 743,2 | 783,3 | 826,3 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 752,4 | 791,2 | 817,7 | 851,7 | 897,1 | 943,7 | 988,1 |
| Kasus R60 | 747,6 | 784,9 | 807,0 | 846,4 | 894,0 | 940,4 | 984,1 |
| Kasus T30 | 876,2 | 926,8 | 982,1 | 1040,4 | 1100,6 | 1163,7 | 1231,2 |
| Kasus T60 | 877,5 | 927,6 | 983,8 | 1041,4 | 1102,1 | 1165,1 | 1231,1 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 1045,8 | 1094,7 | 1160,2 | 1195,5 | 1275,5 | 1334,3 | |
| Kasus R60 | 1040,4 | 1086,3 | 1151,6 | 1186,9 | 1262,0 | 1322,7 | |
| Kasus T30 | 1300,5 | 1365,8 | 1447,6 | 1536,6 | 1628,0 | 1723,3 | |
| Kasus T60 | 1301,4 | 1367,2 | 1449,5 | 1537,4 | 1628,7 | 1724,6 | |

**Lampiran 10 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final tanpa biomasa
per sektor untuk kasus dasar (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 262,59 | 281,74 | 298,74 | 298,80 | 304,60 | 308,59 | 319,28 |
| Rumah Tangga | 85,38 | 87,73 | 87,27 | 85,68 | 85,93 | 86,44 | 88,74 |
| Transportasi | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 217,25 | 230,31 | 240,60 | 253,93 |
| Komersial | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 25,61 | 25,64 | 25,59 | 25,68 |
| Lainnya | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,17 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 333,61 | 349,31 | 357,25 | 372,27 | 392,52 | 415,55 | 436,88 |
| Rumah Tangga | 90,61 | 95,57 | 100,09 | 104,42 | 110,26 | 116,26 | 120,93 |
| Transportasi | 262,82 | 278,48 | 289,09 | 301,07 | 314,77 | 327,14 | 340,25 |
| Komersial | 25,78 | 26,17 | 27,11 | 27,88 | 29,76 | 32,13 | 36,08 |
| Lainnya | 39,54 | 41,67 | 44,12 | 46,08 | 49,74 | 52,66 | 53,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 466,04 | 485,82 | 517,66 | 533,63 | 576,78 | 604,73 | |
| Rumah Tangga | 127,12 | 134,54 | 143,29 | 148,40 | 157,73 | 166,06 | |
| Transportasi | 356,49 | 369,51 | 386,49 | 391,48 | 412,62 | 427,68 | |
| Komersial | 39,47 | 43,27 | 47,33 | 52,12 | 56,20 | 60,59 | |
| Lainnya | 56,64 | 61,51 | 65,40 | 69,86 | 72,19 | 75,19 | |

Lampiran 11 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final tanpa biomasa per sektor untuk kasus T30 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 262,60 | 282,22 | 299,58 | 314,46 | 331,55 | 349,56 | 367,64 |
| Rumah Tangga | 85,37 | 87,70 | 87,27 | 89,50 | 91,50 | 94,92 | 98,23 |
| Transportasi | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 217,25 | 230,31 | 240,60 | 253,93 |
| Komersial | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 27,09 | 28,62 | 30,01 | 31,78 |
| Lainnya | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,17 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 389,68 | 412,11 | 437,63 | 466,60 | 494,90 | 525,92 | 560,93 |
| Rumah Tangga | 103,57 | 109,30 | 115,50 | 122,03 | 128,87 | 136,24 | 144,22 |
| Transportasi | 262,82 | 278,48 | 289,09 | 301,07 | 314,77 | 327,14 | 340,25 |
| Komersial | 33,78 | 35,87 | 38,34 | 40,76 | 43,87 | 47,18 | 50,57 |
| Lainnya | 39,54 | 41,67 | 44,12 | 46,08 | 49,74 | 52,66 | 53,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 595,74 | 624,78 | 668,30 | 716,64 | 766,80 | 819,48 | |
| Rumah Tangga | 152,22 | 161,05 | 170,97 | 181,82 | 193,40 | 205,93 | |
| Transportasi | 356,49 | 369,51 | 386,49 | 391,48 | 412,62 | 427,68 | |
| Komersial | 54,33 | 58,09 | 62,39 | 67,00 | 71,82 | 77,11 | |
| Lainnya | 56,64 | 61,51 | 65,40 | 69,86 | 72,19 | 75,19 | |

Lampiran 12 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final tanpa biomasa per sektor untuk kasus R60 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 262,75 | 281,46 | 299,36 | 301,37 | 303,69 | 309,27 | 314,86 |
| Rumah Tangga | 85,38 | 87,73 | 87,29 | 85,68 | 85,93 | 86,44 | 88,74 |
| Transportasi | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 217,25 | 230,31 | 240,60 | 253,93 |
| Komersial | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 25,25 | 25,70 | 25,97 | 26,18 |
| Lainnya | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,17 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 328,17 | 342,09 | 346,31 | 367,04 | 389,56 | 412,36 | 432,98 |
| Rumah Tangga | 90,61 | 95,58 | 100,10 | 104,42 | 110,26 | 116,26 | 120,93 |
| Transportasi | 262,82 | 278,48 | 289,09 | 301,07 | 314,77 | 327,14 | 340,25 |
| Komersial | 26,41 | 26,91 | 27,41 | 27,89 | 29,77 | 32,13 | 36,32 |
| Lainnya | 39,54 | 41,67 | 44,12 | 46,08 | 49,74 | 52,66 | 53,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 460,94 | 477,69 | 509,40 | 525,39 | 563,56 | 593,39 | |
| Rumah Tangga | 127,12 | 134,54 | 143,29 | 148,40 | 157,74 | 166,06 | |
| Transportasi | 356,49 | 369,51 | 386,49 | 391,48 | 412,62 | 427,68 | |
| Komersial | 39,52 | 43,28 | 47,34 | 52,09 | 56,18 | 60,59 | |
| Lainnya | 56,64 | 61,51 | 65,40 | 69,86 | 72,19 | 75,19 | |

Lampiran 13 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final tanpa biomasa per sektor untuk kasus T60 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 262,62 | 281,94 | 299,56 | 314,65 | 332,03 | 350,30 | 368,29 |
| Rumah Tangga | 85,37 | 87,70 | 87,29 | 89,50 | 91,50 | 94,92 | 98,23 |
| Transportasi | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 217,25 | 230,31 | 240,60 | 253,93 |
| Komersial | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 27,09 | 28,62 | 30,01 | 31,78 |
| Lainnya | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,17 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 391,08 | 413,08 | 439,42 | 467,70 | 496,61 | 527,57 | 561,12 |
| Rumah Tangga | 103,57 | 109,30 | 115,50 | 122,03 | 128,87 | 136,24 | 144,22 |
| Transportasi | 262,82 | 278,48 | 289,09 | 301,07 | 314,77 | 327,14 | 340,25 |
| Komersial | 33,73 | 35,85 | 38,34 | 40,77 | 43,88 | 47,19 | 50,58 |
| Lainnya | 39,54 | 41,67 | 44,12 | 46,08 | 49,74 | 52,66 | 53,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 596,91 | 626,37 | 670,28 | 717,54 | 767,51 | 820,72 | |
| Rumah Tangga | 152,22 | 161,05 | 170,97 | 181,82 | 193,40 | 205,93 | |
| Transportasi | 356,49 | 369,51 | 386,49 | 391,48 | 412,62 | 427,68 | |
| Komersial | 54,34 | 58,09 | 62,39 | 66,95 | 71,80 | 77,12 | |
| Lainnya | 56,64 | 61,51 | 65,40 | 69,86 | 72,19 | 75,19 | |

Lampiran 14 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi termasuk biomasa untuk sektor industri menurut pemanfaatan teknologi untuk kasus R30 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Turbin Uap | 84,65 | 89,25 | 95,05 | 84,82 | 85,54 | 90,55 | 93,68 |
| Tungku | 135,00 | 148,12 | 157,98 | 168,59 | 170,15 | 180,38 | 185,83 |
| Bahan Baku dan <i>Motor Drive</i> | 42,94 | 44,37 | 45,72 | 45,40 | 48,90 | 37,65 | 39,77 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Turbin Uap | 97,93 | 102,67 | 105,48 | 109,80 | 116,06 | 123,02 | 129,47 |
| Tungku | 194,10 | 203,02 | 206,20 | 213,48 | 225,87 | 240,05 | 252,98 |
| Bahan Baku dan <i>Motor Drive</i> | 41,58 | 43,62 | 45,56 | 48,99 | 50,59 | 52,48 | 54,42 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Turbin Uap | 138,98 | 148,83 | 159,83 | 164,95 | 179,58 | 189,22 | |
| Tungku | 269,25 | 284,62 | 302,43 | 311,97 | 337,46 | 353,43 | |
| Bahan Baku dan <i>Motor Drive</i> | 57,81 | 52,37 | 55,40 | 56,72 | 59,74 | 62,09 | |

**Lampiran 15 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa
di sektor industri untuk kasus R30 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Batubara | 89,04 | 93,71 | 101,84 | 102,81 | 104,28 | 104,75 | 105,72 |
| ADO | 24,81 | 32,06 | 35,21 | 34,19 | 35,55 | 36,92 | 38,28 |
| FO | 17,17 | 17,16 | 17,81 | 17,34 | 17,50 | 17,67 | 17,83 |
| M. Tanah | 3,42 | 3,29 | 3,45 | 2,98 | 2,52 | 2,06 | 1,90 |
| Gas | 92,80 | 94,93 | 93,95 | 94,96 | 95,97 | 96,97 | 104,18 |
| LPG | 1,46 | 5,23 | 8,20 | 7,30 | 8,19 | 8,78 | 9,02 |
| Listrik | 33,90 | 35,36 | 37,93 | 38,37 | 38,80 | 39,24 | 39,67 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,36 | 0,85 | 1,78 | 2,21 | 2,68 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Batubara | 106,69 | 107,66 | 108,63 | 109,59 | 120,74 | 129,77 | 137,36 |
| ADO | 39,64 | 41,00 | 42,37 | 43,73 | 45,09 | 46,45 | 47,82 |
| FO | 17,99 | 18,15 | 18,31 | 18,47 | 18,64 | 18,80 | 18,96 |
| M. Tanah | 1,80 | 1,72 | 1,63 | 1,53 | 1,42 | 1,31 | 1,21 |
| Gas | 114,64 | 124,01 | 125,83 | 136,41 | 140,06 | 148,44 | 156,60 |
| LPG | 9,57 | 10,05 | 10,54 | 10,98 | 11,68 | 12,40 | 13,19 |
| Listrik | 40,11 | 43,03 | 45,71 | 48,21 | 51,17 | 54,21 | 57,10 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Batubara | 146,81 | 156,40 | 166,10 | 168,46 | 181,60 | 190,29 | |
| ADO | 49,18 | 50,54 | 51,91 | 53,27 | 54,63 | 55,99 | |
| FO | 19,12 | 19,28 | 19,44 | 19,61 | 19,77 | 19,93 | |
| M Tanah | 1,18 | 1,22 | 1,47 | 1,53 | 3,05 | 3,66 | |
| Gas | 168,99 | 171,95 | 185,77 | 194,45 | 212,45 | 219,53 | |
| LPG | 14,31 | 15,84 | 17,40 | 17,91 | 19,72 | 22,04 | |
| Listrik | 61,21 | 64,93 | 69,34 | 71,60 | 77,88 | 82,82 | |

**Lampiran 16 Total kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor industri
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 262,59 | 281,74 | 298,74 | 298,80 | 304,60 | 308,59 | 319,28 |
| Kasus R60 | 262,75 | 281,46 | 299,36 | 301,37 | 303,69 | 309,27 | 314,86 |
| Kasus T30 | 262,60 | 282,22 | 299,58 | 314,46 | 331,55 | 349,56 | 367,64 |
| Kasus T60 | 262,62 | 281,94 | 299,56 | 314,65 | 332,03 | 350,30 | 368,29 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 333,61 | 349,31 | 357,25 | 372,27 | 392,52 | 415,55 | 436,88 |
| Kasus R60 | 328,17 | 342,09 | 346,31 | 367,04 | 389,56 | 412,36 | 432,98 |
| Kasus T30 | 389,68 | 412,11 | 437,63 | 466,60 | 494,90 | 525,92 | 560,93 |
| Kasus T60 | 391,08 | 413,08 | 439,42 | 467,70 | 496,61 | 527,57 | 561,12 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 466,04 | 485,82 | 517,66 | 533,63 | 576,78 | 604,73 | |
| Kasus R60 | 460,94 | 477,69 | 509,40 | 525,39 | 563,56 | 593,39 | |
| Kasus T30 | 595,74 | 624,78 | 668,30 | 716,64 | 766,80 | 819,48 | |
| Kasus T60 | 596,91 | 626,37 | 670,28 | 717,54 | 767,51 | 820,72 | |

**Lampiran 17 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa
di sektor transportasi untuk kasus R30 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Gasoline</i> | 101,62 | 112,88 | 124,94 | 125,10 | 129,83 | 134,56 | 142,41 |
| ADO | 60,20 | 65,88 | 71,27 | 73,03 | 75,81 | 78,60 | 81,49 |
| Gas | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,12 | 0,14 | 0,15 |
| Avtur/Avgas | 14,83 | 16,10 | 17,39 | 16,76 | 18,17 | 19,42 | 20,43 |
| FO | 0,36 | 0,35 | 0,35 | 0,33 | 0,34 | 0,34 | 0,34 |
| Listrik | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,07 | 0,09 | 0,10 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,70 | 2,08 | 2,72 | 3,38 |
| <i>Bioethanol</i> | 0,00 | 0,00 | 0,38 | 1,19 | 3,87 | 4,74 | 5,63 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| <i>Gasoline</i> | 147,38 | 157,25 | 163,99 | 170,16 | 177,52 | 183,62 | 191,41 |
| ADO | 83,24 | 85,84 | 87,02 | 88,28 | 89,49 | 90,48 | 90,20 |
| Gas | 0,17 | 0,18 | 0,20 | 0,22 | 0,24 | 0,27 | 0,29 |
| Avtur/Avgas | 21,10 | 22,40 | 23,32 | 24,69 | 26,34 | 28,00 | 29,71 |
| FO | 0,33 | 0,32 | 0,32 | 0,32 | 0,32 | 0,31 | 0,31 |
| Listrik | 0,11 | 0,13 | 0,14 | 0,16 | 0,19 | 0,23 | 0,26 |
| Biodiesel | 4,03 | 4,77 | 5,46 | 6,38 | 7,32 | 8,27 | 9,13 |
| <i>Bioethanol</i> | 6,46 | 7,58 | 8,63 | 10,86 | 13,36 | 15,97 | 18,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| <i>Gasoline</i> | 201,12 | 207,33 | 215,50 | 216,36 | 226,43 | 232,56 | |
| ADO | 90,17 | 89,53 | 89,69 | 87,47 | 88,26 | 87,81 | |
| Gas | 0,31 | 0,27 | 0,23 | 0,26 | 0,03 | 0,00 | |
| Avtur/Avgas | 31,91 | 33,88 | 36,35 | 37,61 | 40,79 | 43,32 | |
| FO | 0,31 | 0,30 | 0,30 | 0,29 | 0,29 | 0,29 | |
| Listrik | 0,31 | 0,36 | 0,43 | 0,49 | 0,60 | 0,71 | |
| Biodiesel | 10,02 | 12,21 | 14,60 | 16,66 | 19,37 | 21,95 | |
| <i>Bioethanol</i> | 22,35 | 25,62 | 29,39 | 32,33 | 36,86 | 41,04 | |

Lampiran 18 Total kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor transportasi (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 217,25 | 230,31 | 240,60 | 253,93 |
| Kasus R60 | 177,06 | 195,26 | 214,39 | 220,10 | 230,40 | 240,58 | 253,91 |
| Kasus T30 | 177,06 | 195,26 | 214,14 | 230,83 | 247,80 | 265,40 | 281,57 |
| Kasus T60 | 177,06 | 195,26 | 214,00 | 230,31 | 246,15 | 263,42 | 279,24 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 262,82 | 278,48 | 289,09 | 301,07 | 314,77 | 327,14 | 340,25 |
| Kasus R60 | 262,82 | 278,48 | 289,07 | 301,02 | 314,67 | 327,01 | 340,07 |
| Kasus T30 | 298,21 | 314,93 | 331,90 | 347,48 | 363,23 | 378,77 | 394,39 |
| Kasus T60 | 295,42 | 311,60 | 328,05 | 342,68 | 357,38 | 371,81 | 386,29 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 356,49 | 369,51 | 386,49 | 391,48 | 412,62 | 427,68 | |
| Kasus R60 | 356,25 | 369,24 | 386,23 | 391,24 | 412,41 | 427,50 | |
| Kasus T30 | 410,80 | 427,35 | 444,40 | 461,28 | 478,49 | 495,63 | |
| Kasus T60 | 401,25 | 416,44 | 432,09 | 447,72 | 463,58 | 479,23 | |

Lampiran 19 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa di sektor rumah tangga untuk kasus R30 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| M. Tanah | 51,76 | 44,80 | 37,62 | 28,99 | 20,33 | 5,65 | 0,84 |
| Gas | 0,13 | 0,03 | 0,00 | 0,17 | 0,19 | 0,23 | 0,24 |
| LPG | 6,76 | 14,32 | 19,30 | 25,59 | 33,89 | 46,73 | 51,57 |
| Briket | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,16 | 0,17 | 0,17 | 0,18 |
| Listrik | 26,57 | 28,42 | 30,19 | 30,76 | 31,34 | 33,65 | 35,92 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| M. Tanah | 0,73 | 0,62 | 0,54 | 0,47 | 0,41 | 0,34 | 0,27 |
| Gas | 0,25 | 0,28 | 0,29 | 0,30 | 0,31 | 0,34 | 0,34 |
| LPG | 51,69 | 53,48 | 54,73 | 55,91 | 57,53 | 59,17 | 60,19 |
| Briket | 0,18 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,20 | 0,21 | 0,21 |
| Listrik | 37,77 | 41,00 | 44,34 | 47,55 | 51,81 | 56,20 | 59,93 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| M. Tanah | 0,20 | 0,18 | 0,15 | 0,12 | 0,09 | 0,06 | |
| Gas | 0,37 | 0,32 | 0,29 | 0,28 | 0,22 | 0,21 | |
| LPG | 61,62 | 63,20 | 65,41 | 65,46 | 68,25 | 69,40 | |
| Briket | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,23 | 0,23 | |
| Listrik | 64,71 | 70,62 | 77,21 | 82,32 | 88,94 | 96,16 | |

**Lampiran 20 Total kebutuhan energi final tanpa biomasa
di sektor rumah tangga (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 85,38 | 87,73 | 87,27 | 85,68 | 85,93 | 86,44 | 88,74 |
| Kasus R60 | 85,38 | 87,73 | 87,29 | 85,68 | 85,93 | 86,44 | 88,74 |
| Kasus T30 | 85,37 | 87,70 | 87,27 | 89,50 | 91,50 | 94,92 | 98,23 |
| Kasus T60 | 85,37 | 87,70 | 87,29 | 89,50 | 91,50 | 94,92 | 98,23 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 90,61 | 95,57 | 100,09 | 104,42 | 110,26 | 116,26 | 120,93 |
| Kasus R60 | 90,61 | 95,58 | 100,10 | 104,42 | 110,26 | 116,26 | 120,93 |
| Kasus T30 | 103,57 | 109,30 | 115,50 | 122,03 | 128,87 | 136,24 | 144,22 |
| Kasus T60 | 103,57 | 109,30 | 115,50 | 122,03 | 128,87 | 136,24 | 144,22 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 127,12 | 134,54 | 143,29 | 148,40 | 157,73 | 166,06 | |
| Kasus R60 | 127,12 | 134,54 | 143,29 | 148,40 | 157,74 | 166,06 | |
| Kasus T30 | 152,22 | 161,05 | 170,97 | 181,82 | 193,40 | 205,93 | |
| Kasus T60 | 152,22 | 161,05 | 170,97 | 181,82 | 193,40 | 205,93 | |

**Lampiran 21 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa
di sektor komersial untuk kasus R30 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| M Diesel | 5,04 | 5,27 | 5,44 | 5,07 | 4,70 | 4,33 | 3,95 |
| M Tanah | 2,83 | 2,45 | 2,17 | 1,85 | 1,54 | 1,22 | 1,05 |
| Listrik | 14,34 | 14,67 | 15,59 | 16,11 | 16,63 | 17,16 | 17,68 |
| LPG | 1,24 | 1,73 | 2,21 | 2,30 | 2,38 | 2,46 | 2,55 |
| Gas | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,17 |
| <i>Biofuel</i> | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,13 | 0,23 | 0,26 | 0,28 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| M Diesel | 3,58 | 3,21 | 3,35 | 3,40 | 4,14 | 4,20 | 4,30 |
| M Tanah | 0,90 | 0,76 | 0,60 | 0,45 | 0,24 | 0,24 | 0,54 |
| Listrik | 18,20 | 18,72 | 19,24 | 19,76 | 20,28 | 22,17 | 25,09 |
| LPG | 2,63 | 2,97 | 3,33 | 3,63 | 4,31 | 4,66 | 5,19 |
| Gas | 0,18 | 0,20 | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,23 | 0,27 |
| <i>Biofuel</i> | 0,29 | 0,32 | 0,37 | 0,42 | 0,56 | 0,63 | 0,70 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| M Diesel | 4,34 | 4,41 | 4,41 | 4,74 | 4,81 | 4,87 | |
| M Tanah | 0,56 | 0,60 | 0,56 | 0,52 | 0,52 | 0,54 | |
| Listrik | 27,93 | 31,15 | 34,81 | 38,55 | 42,03 | 45,87 | |
| LPG | 5,59 | 5,96 | 6,33 | 6,95 | 7,37 | 7,76 | |
| Gas | 0,29 | 0,30 | 0,32 | 0,32 | 0,33 | 0,34 | |
| <i>Biofuel</i> | 0,77 | 0,84 | 0,90 | 1,04 | 1,13 | 1,22 | |

**Lampiran 22 Total kebutuhan energi final tanpa biomasa
di sektor komersial (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kasus R30 | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 25,61 | 25,64 | 25,59 | 25,68 |
| Kasus R60 | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 25,25 | 25,70 | 25,97 | 26,18 |
| Kasus T30 | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 27,09 | 28,62 | 30,01 | 31,78 |
| Kasus T60 | 23,66 | 24,34 | 25,70 | 27,09 | 28,62 | 30,01 | 31,78 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 25,78 | 26,17 | 27,11 | 27,88 | 29,76 | 32,13 | 36,08 |
| Kasus R60 | 26,41 | 26,91 | 27,41 | 27,89 | 29,77 | 32,13 | 36,32 |
| Kasus T30 | 33,78 | 35,87 | 38,34 | 40,76 | 43,87 | 47,18 | 50,57 |
| Kasus T60 | 33,73 | 35,85 | 38,34 | 40,77 | 43,88 | 47,19 | 50,58 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 39,47 | 43,27 | 47,33 | 52,12 | 56,20 | 60,59 | |
| Kasus R60 | 39,52 | 43,28 | 47,34 | 52,09 | 56,18 | 60,59 | |
| Kasus T30 | 54,33 | 58,09 | 62,39 | 67,00 | 71,82 | 77,11 | |
| Kasus T60 | 54,34 | 58,09 | 62,39 | 66,95 | 71,80 | 77,12 | |

**Lampiran 23 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi tanpa biomasa
di sektor ACM untuk kasus R30 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| M. Solar | 18,00 | 19,89 | 21,59 | 22,09 | 22,59 | 23,77 | 25,12 |
| Bensin | 3,05 | 3,55 | 4,04 | 4,14 | 4,23 | 4,59 | 4,91 |
| M. Bakar | 2,75 | 2,73 | 2,72 | 3,03 | 3,33 | 1,57 | 1,61 |
| M. Tanah | 2,33 | 2,53 | 2,74 | 2,81 | 2,88 | 3,06 | 3,20 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,22 | 0,55 | 1,19 | 1,52 | 1,89 |
| <i>Bioethanol</i> | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,21 | 0,32 | 0,38 | 0,44 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| M. Solar | 26,67 | 27,84 | 29,50 | 30,80 | 33,15 | 34,84 | 35,27 |
| Bensin | 5,13 | 5,47 | 5,78 | 6,04 | 6,39 | 6,71 | 6,90 |
| M. Bakar | 1,60 | 1,59 | 1,24 | 0,93 | 0,88 | 0,88 | 0,87 |
| M. Tanah | 3,32 | 3,45 | 3,68 | 3,79 | 4,02 | 4,19 | 4,24 |
| Biodiesel | 2,32 | 2,75 | 3,28 | 3,81 | 4,52 | 5,21 | 5,74 |
| <i>Bioethanol</i> | 0,50 | 0,57 | 0,64 | 0,70 | 0,77 | 0,85 | 0,91 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| M. Solar | 36,87 | 40,00 | 42,21 | 44,88 | 45,86 | 47,43 | |
| Bensin | 7,19 | 7,55 | 7,88 | 8,08 | 8,29 | 8,54 | |
| M. Bakar | 0,76 | 0,59 | 0,58 | 0,58 | 0,66 | 0,53 | |
| M. Tanah | 4,34 | 4,66 | 4,87 | 5,17 | 5,23 | 5,33 | |
| Biodiesel | 6,51 | 7,62 | 8,65 | 9,85 | 10,76 | 11,86 | |
| <i>Bioethanol</i> | 0,98 | 1,09 | 1,20 | 1,29 | 1,39 | 1,51 | |

**Lampiran 24 Total kebutuhan energi final tanpa biomasa di sektor ACM
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kasus R30 | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,17 |
| Kasus R60 | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 32,83 | 34,55 | 34,88 | 37,21 |
| Kasus T30 | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 34,08 | 37,47 | 39,31 | 42,34 |
| Kasus T60 | 26,13 | 28,70 | 31,32 | 34,08 | 37,47 | 39,31 | 42,34 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 39,54 | 41,67 | 44,12 | 46,08 | 49,74 | 52,66 | 53,93 |
| Kasus R60 | 39,58 | 41,82 | 44,16 | 46,08 | 49,73 | 52,65 | 53,82 |
| Kasus T30 | 46,10 | 48,94 | 52,21 | 55,16 | 59,36 | 63,08 | 66,10 |
| Kasus T60 | 46,10 | 48,94 | 52,21 | 55,16 | 59,31 | 62,99 | 66,01 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 56,64 | 61,51 | 65,40 | 69,86 | 72,19 | 75,19 | |
| Kasus R60 | 56,61 | 61,51 | 65,37 | 69,83 | 72,08 | 75,14 | |
| Kasus T30 | 69,95 | 74,23 | 78,22 | 82,95 | 86,78 | 90,58 | |
| Kasus T60 | 69,86 | 74,23 | 78,26 | 83,04 | 86,86 | 90,66 | |

**Lampiran 25 Realisasi dan proyeksi pemakaian energi final per jenis
untuk kasus dasar (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 308,17 | 328,95 | 346,78 | 337,71 | 339,33 | 333,74 | 343,36 |
| Batubara | 89,19 | 93,87 | 102,01 | 102,97 | 104,45 | 104,92 | 105,90 |
| Gas | 93,13 | 95,18 | 94,18 | 95,36 | 96,44 | 97,51 | 104,75 |
| LPG | 9,47 | 21,28 | 27,70 | 35,19 | 44,46 | 57,97 | 63,13 |
| Listrik | 74,86 | 78,50 | 83,77 | 85,31 | 86,85 | 90,13 | 93,37 |
| <i>Biofuel</i> | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 3,63 | 9,48 | 11,82 | 14,29 |
| Biomasa | 260,44 | 252,06 | 245,20 | 218,84 | 213,14 | 208,27 | 200,96 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 353,42 | 369,64 | 381,65 | 393,05 | 408,03 | 420,37 | 432,00 |
| Batubara | 106,87 | 107,85 | 108,82 | 109,79 | 120,94 | 129,98 | 137,57 |
| Gas | 115,24 | 124,66 | 126,52 | 137,16 | 140,84 | 149,29 | 157,50 |
| LPG | 63,88 | 66,50 | 68,60 | 70,51 | 73,51 | 76,23 | 78,57 |
| Listrik | 96,19 | 102,87 | 109,43 | 115,68 | 123,46 | 132,80 | 142,38 |
| <i>Biofuel</i> | 16,76 | 19,68 | 22,62 | 25,51 | 30,26 | 35,08 | 40,05 |
| Biomasa | 189,75 | 183,10 | 175,72 | 167,59 | 161,67 | 155,22 | 146,75 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 447,25 | 460,08 | 475,34 | 480,23 | 498,67 | 510,86 | |
| Batubara | 147,03 | 156,61 | 166,33 | 168,68 | 181,83 | 190,52 | |
| Gas | 169,96 | 172,84 | 186,60 | 195,31 | 213,03 | 220,07 | |
| LPG | 81,52 | 85,01 | 89,13 | 90,32 | 95,34 | 99,20 | |
| Listrik | 154,16 | 167,06 | 181,79 | 192,96 | 209,45 | 225,57 | |
| <i>Biofuel</i> | 45,86 | 53,05 | 60,98 | 67,99 | 77,19 | 88,04 | |
| Biomasa | 140,83 | 135,87 | 130,52 | 123,66 | 117,09 | 111,33 | |

**Lampiran 26 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus R30
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Minyak Mentah dan BBM | 478,0 | 501,7 | 512,5 | 475,1 | 459,7 | 428,2 | 440,4 |
| Gas Bumi | 220,1 | 201,3 | 230,3 | 234,9 | 257,8 | 344,0 | 346,9 |
| Batubara | 196,7 | 181,8 | 223,0 | 239,5 | 286,6 | 282,0 | 295,4 |
| Hidro | 15,3 | 15,2 | 15,2 | 13,7 | 14,7 | 14,8 | 14,9 |
| Panas Bumi | 10,6 | 12,6 | 14,2 | 15,5 | 17,1 | 17,7 | 18,4 |
| Bahan Bakar Nabati | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 5,1 | 11,4 | 13,6 | 16,6 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Minyak Mentah dan BBM | 511,6 | 489,1 | 532,8 | 619,1 | 625,8 | 657,7 | 623,8 |
| Gas Bumi | 316,8 | 331,5 | 318,2 | 310,2 | 307,6 | 315,4 | 319,5 |
| Batubara | 308,1 | 320,2 | 348,7 | 352,4 | 395,2 | 445,9 | 502,5 |
| Hidro | 15,8 | 17,1 | 17,6 | 17,6 | 19,8 | 20,2 | 21,1 |
| Panas Bumi | 18,4 | 18,5 | 18,5 | 18,4 | 18,4 | 16,9 | 16,9 |
| Bahan Bakar Nabati | 19,3 | 22,9 | 26,6 | 32,1 | 38,5 | 44,8 | 50,4 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Minyak Mentah dan BBM | 645,3 | 655,9 | 676,1 | 675,6 | 695,3 | 719,0 | |
| Gas Bumi | 333,9 | 303,1 | 322,9 | 328,8 | 341,2 | 341,3 | |
| Batubara | 550,4 | 608,5 | 661,5 | 730,3 | 805,9 | 868,5 | |
| Hidro | 24,0 | 27,9 | 31,6 | 33,8 | 35,4 | 37,7 | |
| Panas Bumi | 17,0 | 16,9 | 22,6 | 22,6 | 21,1 | 22,5 | |
| Bahan Bakar Nabati | 58,3 | 66,1 | 75,8 | 82,4 | 95,1 | 109,5 | |

**Lampiran 27 Perbandingan prakiraan total penyediaan energi
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kasus R30 | 920,7 | 912,6 | 995,6 | 983,8 | 1047,4 | 1100,3 | 1132,7 |
| Kasus R60 | 921,7 | 914,6 | 997,6 | 992,3 | 1057,9 | 1112,5 | 1147,7 |
| Kasus T30 | 900,3 | 892,6 | 974,7 | 1032,3 | 1125,4 | 1213,1 | 1243,7 |
| Kasus T60 | 901,3 | 894,6 | 976,7 | 1042,4 | 1138,0 | 1226,9 | 1251,7 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 1190,1 | 1199,4 | 1262,4 | 1349,7 | 1405,6 | 1501,4 | 1534,7 |
| Kasus R60 | 1205,1 | 1211,4 | 1274,4 | 1369,7 | 1425,6 | 1525,4 | 1559,5 |
| Kasus T30 | 1307,4 | 1363,6 | 1460,9 | 1608,0 | 1692,6 | 1813,1 | 1917,6 |
| Kasus T60 | 1315,0 | 1370,4 | 1479,9 | 1631,1 | 1714,4 | 1833,6 | 1934,6 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 1629,3 | 1678,9 | 1791,1 | 1874,3 | 1994,7 | 2099,2 | |
| Kasus R60 | 1644,9 | 1701,9 | 1803,1 | 1889,2 | 2005,7 | 2109,2 | |
| Kasus T30 | 2025,5 | 2095,0 | 2201,4 | 2345,9 | 2502,2 | 2655,8 | |
| Kasus T60 | 2043,3 | 2111,6 | 2224,6 | 2366,0 | 2521,2 | 2675,2 | |

**Lampiran 28 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus R60
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Minyak Mentah dan BBM | 464,8 | 484,6 | 495,5 | 453,6 | 438,6 | 388,0 | 398,5 |
| Gas Bumi | 227,3 | 209,5 | 244,1 | 253,1 | 277,8 | 378,7 | 386,2 |
| Batubara | 203,1 | 191,5 | 226,2 | 248,2 | 294,2 | 294,3 | 306,9 |
| Hidro | 15,8 | 15,8 | 16,2 | 14,9 | 16,1 | 16,5 | 16,7 |
| Panas Bumi | 10,7 | 13,1 | 15,0 | 17,0 | 18,8 | 20,0 | 20,8 |
| Bahan Bakar Nabati | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,9 | 7,2 | 8,7 | 10,9 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Minyak Mentah dan BBM | 436,2 | 435,7 | 477,3 | 559,1 | 505,3 | 521,7 | 575,8 |
| Gas Bumi | 352,2 | 355,1 | 355,1 | 322,3 | 346,5 | 340,1 | 311,2 |
| Batubara | 353,8 | 355,8 | 374,0 | 409,3 | 480,1 | 560,7 | 572,6 |
| Hidro | 18,5 | 18,6 | 18,6 | 20,3 | 22,3 | 24,3 | 22,7 |
| Panas Bumi | 21,9 | 21,0 | 20,6 | 21,7 | 23,3 | 22,0 | 19,8 |
| Bahan Bakar Nabati | 13,1 | 14,9 | 17,2 | 21,6 | 27,7 | 31,6 | 30,8 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Minyak Mentah dan BBM | 568,3 | 597,5 | 609,8 | 623,4 | 640,1 | 638,8 | |
| Gas Bumi | 371,3 | 277,9 | 289,7 | 301,4 | 320,2 | 382,4 | |
| Batubara | 601,3 | 703,0 | 769,6 | 815,8 | 890,2 | 922,7 | |
| Hidro | 23,7 | 29,6 | 33,2 | 37,7 | 38,5 | 40,3 | |
| Panas Bumi | 18,7 | 19,8 | 19,3 | 19,5 | 17,0 | 15,7 | |
| Bahan Bakar Nabati | 32,1 | 38,2 | 41,2 | 46,6 | 50,0 | 55,9 | |

**Lampiran 29 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus T30
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|
| Minyak Mentah dan BBM | 457,9 | 484,1 | 495,7 | 483,7 | 484,8 | 460,5 | 480,0 |
| Gas Bumi | 220,1 | 199,4 | 227,5 | 237,7 | 263,0 | 351,0 | 355,1 |
| Batubara | 196,7 | 181,8 | 223,1 | 275,5 | 333,0 | 353,2 | 354,1 |
| Hidro | 15,3 | 15,9 | 15,9 | 15,7 | 15,7 | 15,8 | 17,1 |
| Panas Bumi | 10,3 | 11,4 | 12,1 | 13,4 | 15,0 | 15,7 | 16,5 |
| Bahan Bakar Nabati | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,5 | 8,5 | 10,3 | 13,1 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Minyak Mentah dan BBM | 518,6 | 537,8 | 581,8 | 671,4 | 681,1 | 717,7 | 734,3 |
| Gas Bumi | 336,1 | 348,8 | 359,7 | 355,0 | 371,7 | 381,9 | 393,4 |
| Batubara | 392,6 | 407,3 | 442,8 | 495,9 | 539,7 | 601,6 | 653,8 |
| Hidro | 18,6 | 20,6 | 20,6 | 21,6 | 23,9 | 26,8 | 30,4 |
| Panas Bumi | 16,8 | 19,8 | 22,6 | 23,9 | 28,4 | 29,1 | 41,9 |
| Bahan Bakar Nabati | 15,5 | 18,3 | 21,0 | 24,1 | 28,0 | 31,8 | 35,4 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Minyak Mentah dan BBM | 756,7 | 772,1 | 795,2 | 852,5 | 902,6 | 940,9 | |
| Gas Bumi | 403,3 | 371,4 | 369,2 | 352,1 | 349,5 | 349,3 | |
| Batubara | 717,3 | 785,3 | 850,4 | 926,1 | 1011,3 | 1103,6 | |
| Hidro | 32,7 | 35,7 | 37,1 | 37,4 | 39,1 | 39,3 | |
| Panas Bumi | 41,9 | 44,7 | 48,2 | 55,7 | 57,6 | 57,0 | |
| Bahan Bakar Nabati | 40,3 | 47,3 | 57,2 | 72,0 | 85,5 | 102,6 | |

**Lampiran 30 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus T60
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|
| Minyak Mentah dan BBM | 457,3 | 482,7 | 500,9 | 494,4 | 498,5 | 477,0 | 486,6 |
| Gas Bumi | 219,8 | 200,0 | 229,0 | 241,7 | 268,6 | 358,8 | 357,4 |
| Batubara | 198,6 | 184,1 | 216,4 | 268,3 | 322,0 | 339,3 | 352,1 |
| Hidro | 15,3 | 15,2 | 15,5 | 15,6 | 16,4 | 15,8 | 15,4 |
| Panas Bumi | 10,3 | 12,6 | 14,4 | 16,1 | 17,9 | 18,4 | 19,0 |
| Bahan Bakar Nabati | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4,6 | 9,0 | 10,9 | 13,2 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Minyak Mentah dan BBM | 518,2 | 538,0 | 567,6 | 603,4 | 557,8 | 528,6 | 541,0 |
| Gas Bumi | 345,9 | 358,3 | 383,1 | 369,7 | 428,0 | 462,5 | 465,9 |
| Batubara | 389,1 | 406,1 | 455,0 | 567,2 | 627,4 | 720,2 | 788,6 |
| Hidro | 16,9 | 18,7 | 19,2 | 22,7 | 25,7 | 31,1 | 35,0 |
| Panas Bumi | 19,4 | 19,3 | 19,7 | 21,7 | 21,4 | 24,4 | 27,8 |
| Bahan Bakar Nabati | 15,9 | 18,8 | 22,1 | 28,0 | 31,6 | 38,1 | 42,1 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Minyak Mentah dan BBM | 622,3 | 613,6 | 694,4 | 754,0 | 806,4 | 840,7 | |
| Gas Bumi | 461,4 | 436,1 | 412,2 | 385,7 | 383,4 | 381,5 | |
| Batubara | 813,8 | 893,2 | 934,3 | 1005,5 | 1081,4 | 1174,1 | |
| Hidro | 35,0 | 38,6 | 40,0 | 39,7 | 42,9 | 43,2 | |
| Panas Bumi | 29,0 | 32,4 | 32,9 | 48,2 | 53,0 | 56,7 | |
| Bahan Bakar Nabati | 44,3 | 53,5 | 62,2 | 78,2 | 92,7 | 110,7 | |

Lampiran 31 Prakiraan penyediaan energi primer untuk kasus T60 (juta SBM)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Produksi Energi Fosil | 1621,8 | 1586,4 | 1642,4 | 1724,4 | 1756,7 | 1781,9 | 1781,0 |
| Impor | 300,2 | 333,1 | 371,0 | 353,7 | 375,0 | 387,6 | 410,0 |
| Ekspor | 1027,2 | 1034,8 | 1047,7 | 1128,6 | 1127,6 | 1115,3 | 1108,2 |
| Produksi EBT Setara Energi Fosil (<i>Fossil Equivalent</i>) | 25,9 | 27,8 | 29,9 | 34,3 | 43,2 | 46,1 | 49,9 |
| Net Pasokan DN | 920,7 | 912,6 | 995,6 | 983,8 | 1047,4 | 1100,3 | 1132,7 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Produksi Energi Fosil | 1752,2 | 1744,8 | 1713,9 | 1705,0 | 1716,4 | 1734,2 | 1766,9 |
| Impor | 407,3 | 386,7 | 439,9 | 564,2 | 638,2 | 761,0 | 763,9 |
| Ekspor | 1023,0 | 990,7 | 954,0 | 987,5 | 1025,8 | 1076,2 | 1085,0 |
| Produksi EBT Setara Energi Fosil (<i>Fossil Equivalent</i>) | 53,6 | 58,6 | 62,7 | 68,1 | 77,0 | 82,4 | 88,8 |
| Net Pasokan DN | 1190,1 | 1199,4 | 1262,4 | 1349,7 | 1405,6 | 1501,4 | 1534,7 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Produksi Energi Fosil | 1769,1 | 1716,5 | 1789,9 | 1820,7 | 1910,2 | 1942,1 | |
| Impor | 829,9 | 959,3 | 971,2 | 981,0 | 972,9 | 1008,3 | |
| Ekspor | 1069,5 | 1108,2 | 1100,5 | 1066,9 | 1040,7 | 1021,6 | |
| Produksi EBT Setara Energi Fosil (<i>Fossil Equivalent</i>) | 99,7 | 111,3 | 130,6 | 139,5 | 152,2 | 170,4 | |
| Net Pasokan DN | 1629,3 | 1678,9 | 1791,1 | 1874,3 | 1994,7 | 2099,2 | |

Lampiran 32 Prakiraan rasio impor terhadap total penyediaan energi

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kasus R30 | 33% | 37% | 37% | 36% | 36% | 35% | 36% |
| Kasus R60 | 28% | 31% | 31% | 28% | 28% | 20% | 21% |
| Kasus T30 | 30% | 34% | 34% | 32% | 32% | 30% | 31% |
| Kasus T60 | 30% | 33% | 34% | 32% | 33% | 26% | 27% |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 34% | 32% | 35% | 42% | 45% | 51% | 50% |
| Kasus R60 | 28% | 22% | 26% | 46% | 45% | 47% | 39% |
| Kasus T30 | 26% | 26% | 29% | 28% | 34% | 35% | 34% |
| Kasus T60 | 28% | 29% | 32% | 39% | 37% | 39% | 40% |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 51% | 57% | 54% | 52% | 49% | 48% | |
| Kasus R60 | 41% | 42% | 40% | 39% | 38% | 38% | |
| Kasus T30 | 34% | 36% | 34% | 35% | 35% | 36% | |
| Kasus T60 | 39% | 38% | 36% | 37% | 37% | 38% | |

Lampiran 33 Prakiraan rasio kontribusi EBT dalam penyediaan energi

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kasus R30 | 3% | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% |
| Kasus R60 | 3% | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% |
| Kasus T30 | 3% | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% |
| Kasus T60 | 3% | 3% | 3% | 3% | 4% | 4% | 4% |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Kasus R30 | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 5% | 6% |
| Kasus R60 | 5% | 5% | 5% | 5% | 6% | 6% | 6% |
| Kasus T30 | 5% | 5% | 5% | 5% | 6% | 6% | 7% |
| Kasus T60 | 5% | 5% | 5% | 5% | 6% | 6% | 7% |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Kasus R30 | 6% | 7% | 7% | 7% | 8% | 8% | |
| Kasus R60 | 6% | 7% | 7% | 7% | 8% | 8% | |
| Kasus T30 | 7% | 8% | 8% | 9% | 10% | 10% | |
| Kasus T60 | 7% | 8% | 8% | 9% | 9% | 10% | |

Lampiran 34 Perkembangan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak mentah (juta barel)

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Produksi | 517,4 | 489,8 | 455,7 | 415,8 | 400,5 | 385,5 | 359,3 | 348,4 |
| Ekspor | 225,8 | 239,9 | 216,9 | 211,2 | 180,2 | 156,8 | 114,1 | 127,1 |
| Impor | 79,2 | 118,4 | 121,3 | 129,8 | 148,5 | 120,2 | 113,5 | 111,1 |

Lampiran 35 Prakiraan produksi, impor, ekspor dan konsumsi minyak bumi untuk kasus R30 (juta barel)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produksi | 2205 | 2106 | 2141 | 2118 | 2062 | 2168 | 2088 |
| Ekspor | 788 | 589 | 649 | 629 | 578 | 600 | 516 |
| Impor | 568 | 468 | 493 | 496 | 501 | 417 | 413 |
| Konsumsi | 1985 | 1985 | 1985 | 1985 | 1985 | 1985 | 1985 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Produksi | 1950 | 1867 | 1743 | 1589 | 1444 | 1310 | 1248 |
| Ekspor | 163 | 84 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Impor | 212 | 207 | 482 | 1601 | 1501 | 2032 | 2982 |
| Konsumsi | 2000 | 1990 | 2218 | 3190 | 2945 | 3342 | 4230 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Produksi | 1186 | 1122 | 1059 | 995 | 935 | 754 | |
| Ekspor | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Impor | 3044 | 3750 | 3767 | 3848 | 3885 | 4085 | |
| Konsumsi | 4230 | 4872 | 4826 | 4843 | 4820 | 4839 | |

Lampiran 36 Prakiraan produksi, impor dan ekspor BBM untuk kasus dasar (juta barel)

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Produksi | 251,9 | 251,9 | 281,4 | 537,9 | 615,3 |
| Ekspor | 59,0 | 128,4 | 145,9 | 235,8 | 267,3 |
| Impor | 181,8 | 208,2 | 216,7 | 125,0 | 128,7 |
| Konsumsi | 404,1 | 395,9 | 425,2 | 488,5 | 553,8 |

**Lampiran 37 Proyeksi kebutuhan BBM untuk kasus dasar
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 185,65 | 204,74 | 224,40 | 225,72 | 235,09 | 244,29 | 256,62 |
| Industri | 47,62 | 55,29 | 61,31 | 58,62 | 55,94 | 57,11 | 58,29 |
| Rumah Tangga | 55,64 | 48,16 | 40,44 | 31,16 | 21,85 | 6,07 | 0,90 |
| Komersial | 8,25 | 8,10 | 7,98 | 7,26 | 6,54 | 5,82 | 5,25 |
| Lainnya | 27,40 | 30,11 | 32,62 | 33,63 | 34,65 | 34,60 | 36,54 |
| Pembangkit | 80,91 | 84,08 | 74,84 | 46,74 | 40,02 | 11,41 | 15,67 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 264,35 | 278,79 | 288,06 | 297,28 | 307,99 | 317,17 | 326,84 |
| Industri | 59,46 | 60,86 | 62,24 | 63,61 | 64,99 | 66,36 | 67,73 |
| Rumah Tangga | 0,78 | 0,67 | 0,59 | 0,50 | 0,44 | 0,37 | 0,29 |
| Komersial | 4,70 | 4,16 | 4,14 | 4,03 | 4,59 | 4,66 | 5,07 |
| Lainnya | 38,52 | 40,22 | 42,16 | 43,60 | 46,61 | 48,88 | 49,59 |
| Pembangkit | 10,26 | 11,23 | 24,87 | 24,47 | 24,08 | 23,68 | 19,96 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 339,30 | 347,20 | 358,54 | 358,42 | 373,13 | 381,61 | |
| Industri | 69,15 | 70,53 | 71,94 | 73,41 | 75,23 | 78,04 | |
| Rumah Tangga | 0,22 | 0,19 | 0,16 | 0,13 | 0,10 | 0,07 | |
| Komersial | 5,14 | 5,26 | 5,21 | 5,52 | 5,59 | 5,67 | |
| Lainnya | 51,56 | 55,38 | 58,27 | 61,58 | 62,97 | 64,85 | |
| Pembangkit | 19,41 | 18,67 | 15,68 | 17,82 | 15,75 | 18,14 | |

**Lampiran 38 Proyeksi kebutuhan BBM untuk kasus R60
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 185,65 | 204,74 | 224,40 | 228,71 | 235,19 | 244,27 | 256,60 |
| Industri | 47,62 | 55,29 | 61,31 | 58,62 | 55,94 | 57,11 | 58,29 |
| Rumah Tangga | 54,29 | 46,98 | 39,45 | 30,40 | 21,32 | 5,93 | 0,88 |
| Komersial | 8,25 | 8,10 | 7,98 | 6,89 | 6,59 | 6,19 | 5,74 |
| Lainnya | 27,40 | 30,11 | 32,62 | 33,63 | 34,65 | 34,60 | 36,58 |
| Pembangkit | 80,76 | 84,16 | 74,83 | 46,41 | 35,38 | 8,00 | 11,97 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 264,35 | 278,80 | 288,06 | 297,28 | 307,99 | 317,17 | 326,84 |
| Industri | 59,46 | 60,86 | 62,24 | 63,61 | 64,99 | 66,36 | 67,73 |
| Rumah Tangga | 0,76 | 0,66 | 0,59 | 0,50 | 0,44 | 0,37 | 0,29 |
| Komersial | 5,31 | 4,90 | 4,14 | 4,03 | 4,59 | 4,66 | 5,07 |
| Lainnya | 38,56 | 40,38 | 42,16 | 43,60 | 46,61 | 48,88 | 49,59 |
| Pembangkit | 9,53 | 11,03 | 24,87 | 24,47 | 24,08 | 23,68 | 19,96 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 339,30 | 347,20 | 358,54 | 358,42 | 373,13 | 381,61 | |
| Industri | 69,15 | 70,53 | 71,94 | 73,41 | 75,23 | 78,04 | |
| Rumah Tangga | 0,22 | 0,19 | 0,16 | 0,13 | 0,10 | 0,07 | |
| Komersial | 5,14 | 5,26 | 5,21 | 5,52 | 5,59 | 5,67 | |
| Lainnya | 51,56 | 55,38 | 58,27 | 61,58 | 62,97 | 64,85 | |
| Pembangkit | 19,41 | 18,67 | 15,68 | 17,82 | 15,75 | 18,14 | |

**Lampiran 39 Proyeksi kebutuhan BBM untuk kasus T30
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 185,65 | 204,74 | 224,54 | 241,16 | 257,40 | 275,08 | 291,17 |
| Industri | 47,62 | 57,17 | 64,46 | 60,88 | 64,17 | 65,08 | 62,03 |
| Rumah Tangga | 54,27 | 44,77 | 37,62 | 32,17 | 21,46 | 6,29 | 0,96 |
| Komersial | 8,25 | 7,72 | 7,61 | 7,47 | 7,19 | 7,14 | 7,01 |
| Lainnya | 27,40 | 30,11 | 32,62 | 34,88 | 37,53 | 38,98 | 41,62 |
| Pembangkit | 80,93 | 83,97 | 74,46 | 59,66 | 47,31 | 25,54 | 30,14 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 307,78 | 324,40 | 341,25 | 356,40 | 371,70 | 386,68 | 401,81 |
| Industri | 62,14 | 60,83 | 63,79 | 64,96 | 65,19 | 66,53 | 72,40 |
| Rumah Tangga | 0,86 | 0,75 | 0,66 | 0,58 | 0,50 | 0,42 | 0,34 |
| Komersial | 6,88 | 6,74 | 6,59 | 6,47 | 6,58 | 6,69 | 6,79 |
| Lainnya | 44,89 | 47,22 | 49,90 | 52,17 | 55,62 | 58,55 | 60,77 |
| Pembangkit | 26,27 | 28,11 | 27,81 | 25,80 | 25,91 | 27,36 | 25,35 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 417,73 | 432,09 | 446,87 | 461,57 | 476,21 | 490,60 | |
| Industri | 82,65 | 86,93 | 111,51 | 140,13 | 168,80 | 186,12 | |
| Rumah Tangga | 0,26 | 0,22 | 0,19 | 0,15 | 0,11 | 0,07 | |
| Komersial | 6,89 | 6,98 | 7,07 | 7,16 | 7,24 | 7,30 | |
| Lainnya | 63,68 | 66,80 | 69,64 | 73,06 | 75,62 | 78,08 | |
| Pembangkit | 25,17 | 27,07 | 26,43 | 38,42 | 38,89 | 41,08 | |

**Lampiran 40 Proyeksi kebutuhan BBM untuk kasus T60
(juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 185,65 | 204,74 | 224,38 | 240,62 | 255,67 | 273,01 | 288,71 |
| Industri | 47,64 | 58,02 | 64,84 | 60,84 | 64,86 | 65,25 | 62,62 |
| Rumah Tangga | 54,27 | 46,96 | 39,45 | 33,74 | 22,51 | 6,60 | 1,00 |
| Komersial | 8,25 | 8,10 | 7,98 | 7,84 | 7,54 | 7,49 | 7,36 |
| Lainnya | 27,40 | 30,11 | 32,62 | 34,88 | 37,53 | 38,98 | 41,62 |
| Pembangkit | 80,90 | 84,27 | 75,46 | 59,59 | 49,05 | 20,71 | 27,67 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 304,82 | 320,89 | 337,17 | 351,30 | 365,47 | 379,26 | 393,15 |
| Industri | 59,61 | 60,55 | 61,48 | 63,66 | 66,15 | 67,65 | 70,26 |
| Rumah Tangga | 0,90 | 0,79 | 0,69 | 0,60 | 0,52 | 0,44 | 0,36 |
| Komersial | 7,17 | 7,05 | 6,92 | 6,79 | 6,91 | 7,02 | 7,13 |
| Lainnya | 44,89 | 47,22 | 49,90 | 52,17 | 55,57 | 58,46 | 60,67 |
| Pembangkit | 24,52 | 25,18 | 25,09 | 23,27 | 26,53 | 26,49 | 24,13 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 407,79 | 420,60 | 433,91 | 447,22 | 460,46 | 473,32 | |
| Industri | 79,33 | 89,81 | 113,10 | 140,49 | 168,73 | 190,97 | |
| Rumah Tangga | 0,27 | 0,23 | 0,20 | 0,15 | 0,11 | 0,08 | |
| Komersial | 7,24 | 7,33 | 7,42 | 7,47 | 7,57 | 7,66 | |
| Lainnya | 63,59 | 66,80 | 69,69 | 73,15 | 75,71 | 78,17 | |
| Pembangkit | 24,59 | 25,73 | 26,63 | 38,34 | 38,68 | 41,08 | |

**Lampiran 41 Impor LPG
(ribu ton)**

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 |
|-------|--------|-------|-------|-------|
| Impor | 111,18 | 32,99 | 22,17 | 69,00 |

**Lampiran 42 Proyeksi kebutuhan gas bumi untuk kasus dasar
(BCF)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 535,5 | 547,8 | 542,2 | 548,0 | 553,8 | 559,6 | 601,2 |
| Industri | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| Rumah Tangga | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 1,0 | 1,1 | 1,3 | 1,4 |
| Komersial | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 |
| Pembangkit | 214,7 | 201,4 | 202,0 | 207,0 | 199,7 | 410,8 | 414,7 |
| Proses | 1357,7 | 1444,8 | 1540,3 | 1587,8 | 1683,4 | 1684,4 | 1685,4 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 661,6 | 715,6 | 726,1 | 787,2 | 808,3 | 856,7 | 903,7 |
| Industri | 1,0 | 1,0 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,7 |
| Rumah Tangga | 1,4 | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 2,0 | 1,9 |
| Komersial | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,5 |
| Pembangkit | 471,5 | 477,2 | 497,4 | 452,0 | 495,7 | 466,4 | 428,6 |
| Proses | 1686,4 | 1687,4 | 1370,0 | 1438,7 | 1407,0 | 1392,8 | 1470,1 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 975,2 | 992,3 | 1072,0 | 1122,1 | 1226,0 | 1266,8 | |
| Industri | 1,8 | 1,6 | 1,3 | 1,5 | 0,2 | 0,0 | |
| Rumah Tangga | 2,1 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,3 | 1,2 | |
| Komersial | 1,6 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 1,9 | |
| Pembangkit | 424,2 | 234,3 | 234,3 | 230,4 | 237,3 | 237,8 | |
| Proses | 1188,7 | 1189,7 | 1190,7 | 1191,7 | 1192,7 | 771,0 | |

**Lampiran 43 Proyeksi kebutuhan gas bumi untuk kasus R60
(BCF)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 536,2 | 547,0 | 544,7 | 561,0 | 577,4 | 593,8 | 610,2 |
| Industri | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,9 |
| Rumah Tangga | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 1,0 | 1,1 | 1,4 | 1,4 |
| Komersial | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 0,9 | 0,9 | 1,0 | 1,0 |
| Pembangkit | 214,7 | 199,9 | 201,4 | 207,9 | 205,5 | 414,1 | 315,9 |
| Proses | 1357,7 | 1444,8 | 1540,3 | 1587,8 | 1683,4 | 1684,4 | 1685,4 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 667,9 | 728,3 | 726,6 | 805,3 | 805,3 | 852,8 | 905,3 |
| Industri | 1,0 | 1,0 | 1,3 | 1,4 | 1,6 | 1,7 | 1,9 |
| Rumah Tangga | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 2,0 | 2,1 |
| Komersial | 1,1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,5 |
| Pembangkit | 476,8 | 421,9 | 499,6 | 446,3 | 444,4 | 448,6 | 416,7 |
| Proses | 1686,4 | 1687,4 | 1369,2 | 1458,4 | 1375,1 | 1374,1 | 1467,0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 973,8 | 982,3 | 1071,4 | 1124,0 | 1202,3 | 1261,3 | |
| Industri | 2,0 | 1,2 | 1,5 | 1,1 | 0,2 | 0,0 | |
| Rumah Tangga | 2,2 | 2,2 | 2,4 | 2,2 | 1,9 | 1,8 | |
| Komersial | 1,6 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 2,0 | |
| Pembangkit | 405,9 | 239,0 | 258,9 | 225,3 | 218,9 | 192,5 | |
| Proses | 1248,8 | 1249,8 | 1250,8 | 1251,8 | 1252,8 | 776,2 | |

**Lampiran 44 Proyeksi kebutuhan gas bumi untuk kasus T30
(BCF)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 535,6 | 549,6 | 540,8 | 601,4 | 608,1 | 648,0 | 754,6 |
| Industri | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 0,4 | 0,9 |
| Rumah Tangga | 0,7 | 0,2 | 0,0 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 1,5 |
| Komersial | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 |
| Pembangkit | 214,7 | 200,4 | 204,7 | 207,7 | 212,3 | 311,6 | 438,8 |
| Proses | 1357,7 | 1444,8 | 1537,4 | 1578,4 | 1671,0 | 1672,0 | 1673,0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 790,4 | 868,8 | 925,3 | 1005,5 | 1078,4 | 1154,5 | 1227,7 |
| Industri | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,5 |
| Rumah Tangga | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,2 |
| Komersial | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 |
| Pembangkit | 486,5 | 500,9 | 510,0 | 460,6 | 472,5 | 475,6 | 438,5 |
| Proses | 1674,0 | 1675,0 | 1381,5 | 1626,4 | 1630,3 | 1549,7 | 1468,4 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 1229,2 | 1300,7 | 1286,0 | 1271,7 | 1258,1 | 1396,0 | |
| Industri | 1,6 | 1,7 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Rumah Tangga | 2,3 | 1,9 | 1,3 | 1,1 | 0,9 | 0,7 | |
| Komersial | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | |
| Pembangkit | 422,6 | 398,8 | 375,1 | 351,4 | 327,6 | 303,9 | |
| Proses | 1182,3 | 1183,3 | 1184,3 | 1185,3 | 1186,3 | 775,8 | |

**Lampiran 45 Proyeksi kebutuhan gas bumi untuk kasus T60
(BCF)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Transportasi | 535,7 | 547,3 | 540,5 | 597,4 | 610,2 | 653,4 | 763,5 |
| Industri | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,9 |
| Rumah Tangga | 0,7 | 0,2 | 0,1 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 1,5 |
| Komersial | 1,2 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 |
| Pembangkit | 214,7 | 199,8 | 203,9 | 207,1 | 214,0 | 316,9 | 438,5 |
| Proses | 1357,7 | 1444,8 | 1540,3 | 1580,0 | 1675,5 | 1676,5 | 1677,5 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Transportasi | 803,0 | 860,5 | 931,4 | 1004,2 | 1069,5 | 1147,4 | 1236,3 |
| Industri | 1,0 | 1,0 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,7 |
| Rumah Tangga | 1,6 | 1,7 | 1,9 | 1,9 | 2,1 | 2,2 | 2,4 |
| Komersial | 1,6 | 1,6 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 |
| Pembangkit | 419,7 | 497,5 | 491,6 | 420,3 | 450,4 | 448,3 | 422,6 |
| Proses | 1678,5 | 1679,5 | 1417,0 | 1598,9 | 1683,4 | 1605,9 | 1522,8 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Transportasi | 1266,7 | 1301,6 | 1297,7 | 1284,0 | 1270,2 | 1379,2 | |
| Industri | 0,2 | 1,1 | 1,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | |
| Rumah Tangga | 2,4 | 2,4 | 2,5 | 2,3 | 2,1 | 1,9 | |
| Komersial | 2,0 | 2,0 | 2,1 | 2,1 | 2,2 | 2,2 | |
| Pembangkit | 367,0 | 352,2 | 337,4 | 322,7 | 307,9 | 293,1 | |
| Proses | 1242,1 | 1243,1 | 1244,1 | 1245,1 | 1246,1 | 775,8 | |

**Lampiran 46 Proyeksi kebutuhan LPG untuk kasus dasar
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Komersial | 0,16 | 0,22 | 0,28 | 0,20 | 0,24 | 0,27 | 0,30 |
| Industri | 0,19 | 0,67 | 1,04 | 0,93 | 1,04 | 1,12 | 1,15 |
| Rumah Tangga | 0,86 | 1,83 | 2,20 | 2,26 | 4,32 | 5,96 | 6,57 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Komersial | 0,34 | 0,38 | 0,42 | 0,46 | 0,55 | 0,59 | 0,66 |
| Industri | 1,22 | 1,28 | 1,34 | 1,40 | 1,49 | 1,58 | 1,68 |
| Rumah Tangga | 6,59 | 6,82 | 6,98 | 7,12 | 7,33 | 7,54 | 7,67 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Komersial | 0,71 | 0,76 | 0,79 | 0,88 | 0,92 | 0,95 | |
| Industri | 1,82 | 2,02 | 2,18 | 2,28 | 2,45 | 2,71 | |
| Rumah Tangga | 7,85 | 8,05 | 8,19 | 8,33 | 8,47 | 8,53 | |

**Lampiran 47 Proyeksi kebutuhan LPG untuk kasus R60
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Komersial | 0,16 | 0,22 | 0,28 | 0,20 | 0,24 | 0,27 | 0,30 |
| Industri | 0,19 | 0,67 | 1,04 | 0,63 | 0,68 | 0,72 | 0,76 |
| Rumah Tangga | 0,86 | 1,83 | 2,20 | 2,26 | 4,32 | 5,96 | 6,57 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Komersial | 0,34 | 0,38 | 0,42 | 0,46 | 0,55 | 0,59 | 0,66 |
| Industri | 0,83 | 0,88 | 0,95 | 1,01 | 1,08 | 1,15 | 1,23 |
| Rumah Tangga | 6,59 | 6,82 | 6,98 | 7,12 | 7,33 | 7,54 | 7,67 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Komersial | 0,71 | 0,76 | 0,81 | 0,89 | 0,94 | 0,99 | |
| Industri | 1,34 | 1,46 | 1,55 | 1,61 | 1,71 | 1,83 | |
| Rumah Tangga | 7,85 | 8,05 | 8,32 | 8,33 | 8,68 | 8,83 | |

**Lampiran 48 Proyeksi kebutuhan LPG untuk kasus T30
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| Komersial | 0,16 | 0,22 | 0,28 | 0,34 | 0,41 | 0,47 | 0,53 |
| Industri | 0,19 | 0,67 | 1,04 | 0,50 | 0,64 | 0,67 | 0,63 |
| Rumah Tangga | 0,86 | 1,83 | 2,20 | 2,53 | 4,78 | 6,58 | 7,31 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Komersial | 0,59 | 0,65 | 0,72 | 0,78 | 0,84 | 0,90 | 0,96 |
| Industri | 0,66 | 0,66 | 0,67 | 0,68 | 0,75 | 0,78 | 0,80 |
| Rumah Tangga | 7,56 | 7,82 | 8,09 | 8,37 | 8,62 | 8,91 | 9,20 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Komersial | 1,02 | 1,08 | 1,15 | 1,21 | 1,27 | 1,33 | |
| Industri | 0,82 | 0,99 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,03 | |
| Rumah Tangga | 9,44 | 9,72 | 10,04 | 10,37 | 10,72 | 11,07 | |

**Lampiran 49 Proyeksi kebutuhan LPG untuk kasus T60
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| Komersial | 0,16 | 0,22 | 0,28 | 0,34 | 0,41 | 0,47 | 0,53 |
| Industri | 0,19 | 0,67 | 1,04 | 0,41 | 0,51 | 0,53 | 0,47 |
| Rumah Tangga | 0,86 | 1,83 | 2,20 | 2,53 | 4,78 | 6,58 | 7,31 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Komersial | 0,59 | 0,65 | 0,72 | 0,78 | 0,84 | 0,90 | 0,96 |
| Industri | 0,48 | 0,50 | 0,54 | 0,55 | 0,63 | 0,65 | 0,67 |
| Rumah Tangga | 7,56 | 7,82 | 8,09 | 8,37 | 8,62 | 8,91 | 9,20 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Komersial | 1,02 | 1,08 | 1,15 | 1,21 | 1,27 | 1,33 | |
| Industri | 0,69 | 0,72 | 0,78 | 0,81 | 0,83 | 0,88 | |
| Rumah Tangga | 9,44 | 9,71 | 10,01 | 10,35 | 10,69 | 11,04 | |

**Lampiran 50 Penyediaan gas bumi untuk kasus dasar
(TCF)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produksi Gas | 2,76 | 2,70 | 2,70 | 3,05 | 3,09 | 3,15 | 3,14 |
| Produksi CBM | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Konsumsi Gas | 0,94 | 0,92 | 0,91 | 0,92 | 0,92 | 1,14 | 1,16 |
| Ekspor | 1,49 | 1,61 | 1,49 | 1,79 | 1,80 | 1,43 | 1,42 |
| Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Produksi Gas | 2,96 | 2,91 | 2,72 | 2,76 | 2,78 | 2,63 | 2,55 |
| Produksi CBM | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Konsumsi Gas | 1,29 | 1,34 | 1,35 | 1,35 | 1,41 | 1,42 | 1,43 |
| Ekspor | 1,42 | 1,29 | 1,18 | 1,26 | 1,25 | 1,10 | 1,01 |
| Impor | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Produksi Gas | 2,28 | 1,66 | 1,72 | 1,76 | 1,84 | 1,85 | |
| Produksi CBM | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Konsumsi Gas | 1,50 | 1,32 | 1,40 | 1,44 | 1,53 | 1,57 | |
| Ekspor | 0,98 | 0,58 | 0,58 | 0,58 | 0,58 | 0,57 | |
| Impor | 0,30 | 0,31 | 0,32 | 0,32 | 0,32 | 0,33 | |

**Lampiran 51 Penyediaan LPG untuk kasus dasar
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Produksi | 1,12 | 0,78 | 0,78 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 |
| Ekspor | 0,47 | 0,14 | 0,44 | 0,87 | 0,97 | 1,20 | 0,98 |
| Impor | 0,46 | 1,98 | 3,12 | 3,34 | 5,54 | 7,30 | 7,97 |
| Konsumsi | 1,21 | 2,72 | 3,54 | 4,51 | 5,61 | 6,87 | 8,04 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Produksi | 0,64 | 0,64 | 0,87 | 1,25 | 1,15 | 1,31 | 1,31 |
| Ekspor | 3,23 | 3,23 | 0,86 | 0,57 | 0,32 | 1,57 | 1,33 |
| Impor | 8,09 | 8,43 | 8,70 | 3,38 | 2,51 | 2,08 | 2,18 |
| Konsumsi | 8,16 | 8,49 | 8,76 | 9,01 | 9,39 | 9,74 | 10,03 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Produksi | 1,31 | 1,56 | 1,54 | 1,55 | 1,54 | 1,55 | |
| Ekspor | 1,08 | 1,89 | 1,59 | 1,63 | 0,59 | 0,04 | |
| Impor | 10,09 | 2,58 | 2,86 | 2,98 | 2,99 | 10,85 | |
| Konsumsi | 10,41 | 10,86 | 11,18 | 11,52 | 11,86 | 12,22 | |

**Lampiran 52 Penyediaan batubara untuk kasus dasar
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Ekspor | 145,50 | 147,37 | 149,43 | 151,40 | 151,48 | 151,47 | 151,47 |
| Impor | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,10 | 0,11 | 0,12 | 0,13 |
| Produksi | 193,76 | 193,23 | 205,69 | 219,42 | 228,16 | 226,63 | 229,16 |
| Konsumsi | 42,83 | 45,99 | 56,39 | 68,12 | 76,79 | 75,28 | 77,81 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Ekspor | 151,48 | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,47 |
| Impor | 0,13 | 0,14 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,18 | 0,18 |
| Produksi | 235,20 | 238,11 | 241,17 | 242,51 | 250,66 | 267,03 | 281,84 |
| Konsumsi | 83,86 | 86,78 | 89,84 | 91,20 | 99,35 | 115,73 | 130,55 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Ekspor | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,47 | 151,47 | 151,47 | |
| Impor | 0,20 | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,25 | 0,27 | |
| Produksi | 296,55 | 313,32 | 331,79 | 340,54 | 362,04 | 377,35 | |
| Konsumsi | 145,27 | 162,05 | 180,54 | 189,30 | 210,82 | 226,14 | |

**Lampiran 53 Penyediaan batubara untuk kasus T30
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Ekspor | 145,50 | 147,37 | 149,43 | 151,40 | 151,48 | 151,47 | 151,47 |
| Impor | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,14 | 0,15 | 0,16 | 0,17 |
| Produksi | 193,76 | 193,23 | 205,68 | 220,47 | 230,89 | 236,58 | 241,49 |
| Konsumsi | 42,83 | 45,99 | 56,38 | 69,22 | 79,56 | 85,27 | 90,19 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Ekspor | 151,48 | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,47 |
| Impor | 0,18 | 0,19 | 0,20 | 0,21 | 0,22 | 0,24 | 0,25 |
| Produksi | 248,82 | 253,23 | 263,32 | 277,26 | 292,06 | 306,31 | 321,88 |
| Konsumsi | 97,53 | 101,94 | 112,04 | 126,00 | 140,81 | 155,08 | 170,66 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Ekspor | 151,47 | 151,48 | 151,47 | 151,47 | 151,47 | 151,47 | |
| Impor | 0,27 | 0,28 | 0,30 | 0,32 | 0,34 | 0,36 | |
| Produksi | 341,39 | 350,15 | 369,00 | 383,57 | 403,48 | 421,63 | |
| Konsumsi | 190,18 | 198,96 | 217,82 | 232,42 | 252,35 | 270,51 | |

**Lampiran 54 Proyeksi kebutuhan batubara untuk kasus dasar
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Industri | 22,26 | 23,43 | 25,46 | 25,70 | 26,07 | 26,19 | 26,43 |
| Rumah Tangga | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 |
| Pembangkit | 20,12 | 22,07 | 30,34 | 41,72 | 44,85 | 48,31 | 50,58 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 26,67 | 26,91 | 27,16 | 27,40 | 30,19 | 32,44 | 34,34 |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Pembangkit | 56,33 | 58,98 | 59,23 | 61,39 | 68,34 | 82,11 | 94,89 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 36,70 | 39,10 | 41,53 | 42,11 | 45,40 | 47,57 | |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | |
| Pembangkit | 107,10 | 121,32 | 137,20 | 145,29 | 163,31 | 177,99 | |

**Lampiran 55 Proyeksi kebutuhan batubara untuk kasus R60
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Industri | 22,27 | 23,41 | 25,60 | 25,68 | 25,76 | 25,84 | 25,92 |
| Rumah Tangga | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 |
| Pembangkit | 20,11 | 22,09 | 30,20 | 41,65 | 48,61 | 51,51 | 54,15 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 26,01 | 26,09 | 26,17 | 26,76 | 31,07 | 33,37 | 34,91 |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Pembangkit | 56,36 | 58,13 | 61,77 | 62,57 | 69,08 | 79,83 | 92,69 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 37,18 | 39,36 | 41,63 | 42,13 | 45,41 | 47,58 | |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | |
| Pembangkit | 101,65 | 114,78 | 124,78 | 141,83 | 157,09 | 169,23 | |

**Lampiran 56 Proyeksi kebutuhan batubara untuk kasus T30
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 22,26 | 23,35 | 25,57 | 26,67 | 28,61 | 30,26 | 30,03 |
| Rumah Tangga | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Pembangkit | 20,12 | 22,15 | 30,21 | 41,83 | 46,30 | 54,13 | 59,24 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 32,95 | 34,44 | 36,58 | 39,00 | 41,54 | 44,34 | 47,11 |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Pembangkit | 63,58 | 66,45 | 74,32 | 85,72 | 97,84 | 109,17 | 121,83 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 51,75 | 52,80 | 55,63 | 58,32 | 61,10 | 59,88 | |
| Rumah Tangga | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | |
| Pembangkit | 136,51 | 144,16 | 160,01 | 171,78 | 188,72 | 207,93 | |

**Lampiran 57 Proyeksi kebutuhan batubara untuk kasus T60
(juta ton)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 22,26 | 23,36 | 25,62 | 27,10 | 28,71 | 30,46 | 29,96 |
| Rumah Tangga | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Pembangkit | 20,12 | 22,14 | 30,21 | 42,41 | 49,88 | 58,78 | 59,05 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 33,69 | 35,42 | 37,55 | 39,90 | 42,37 | 45,05 | 47,54 |
| Rumah Tangga | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Pembangkit | 64,97 | 66,86 | 74,51 | 85,80 | 94,23 | 106,98 | 117,27 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 51,35 | 52,84 | 55,66 | 58,34 | 61,12 | 60,03 | |
| Rumah Tangga | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | |
| Pembangkit | 132,82 | 141,03 | 155,86 | 169,33 | 188,34 | 209,18 | |

Lampiran 58 Potensi dan kapasitas terpasang tenaga air skala besar dan kecil (MW)

| | 2003 | 2004 | 2005 |
|---------------------------|-------|-------|-------|
| Potensi Hidro | 74976 | 75624 | 75674 |
| Kapasitas Terpasang PLTA | 1184 | 4383 | 4405 |
| Potensi Minihidro | 459 | 459 | 460 |
| Kapasitas Terpasang PLTMH | 54 | 84 | 84 |

**Lampiran 59 Potensi panas bumi per wilayah
(MWe)**

| | Cadangan Terbukti | Cadangan Mungkin | Cadangan Terduga | Sumberdaya Hipotetis | Sumberdaya Spekulatif |
|----------------|-------------------|------------------|------------------|----------------------|-----------------------|
| Jawa | 1837 | 603 | 2860 | 1591 | 2362 |
| Sumatera | 389 | 15 | 5433 | 2244 | 6255 |
| Kalimantan | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 |
| Sulawesi | 65 | 110 | 672 | 125 | 850 |
| Bali, NTB, NTT | 14 | 0 | 801 | 353 | 425 |
| Maluku, Papua | 0 | 0 | 142 | 117 | 325 |

**Lampiran 60 Potensi biomasa per jenis limbah per wilayah tahun 2004
(GW)**

| | Limbah Padi | Limbah Jagung | Singkong | Limbah Htn/Kayu | K. Sawit | Palem |
|------------|-------------|---------------|----------|-----------------|----------|-------|
| Jawa-Bali | 7,51 | 3,11 | 1,88 | 0,58 | 0,19 | 0,003 |
| Sumatera | 4,24 | 1,00 | 0,87 | 5,14 | 0,28 | 0,43 |
| Kalimantan | 1,30 | 0,08 | 0,11 | 7,83 | 0,04 | 0,02 |
| Pulau Lain | 2,22 | 1,45 | 0,54 | 10,23 | 0,28 | 0,01 |

**Lampiran 61 Potensi total cadangan U₃₀₈ di daerah yang disurvei
(ton)**

| | Terukur | Terindikasi | Tereka | Spekulasi |
|----------------|---------|-------------|--------|-----------|
| Eko-Remaja | 553 | 2,500 | 0 | 199 |
| Rabau | 294 | 747 | 0 | 0 |
| Kalan Ketungau | 50 | 0 | 0 | 0 |
| Rirang | 10 | 120 | 270 | 1,275 |
| Lembah Hitam | 0 | 2,350 | 0 | 0 |
| Lemajung | 0 | 745 | 0 | 0 |
| Amir Engkala | 0 | 390 | 545 | 0 |
| Tanah Merah | 0 | 248 | 0 | 37 |
| Jerong Hulu | 0 | 0 | 915 | 0 |
| Semut | 0 | 0 | 274 | 0 |
| Jumbang | 0 | 0 | 0 | 385 |
| Prembang Kanan | 0 | 0 | 0 | 243 |
| Dendang Aral | 0 | 0 | 0 | 139 |
| Bubu | 0 | 0 | 0 | 110 |
| Ririt | 0 | 0 | 0 | 10 |

Lampiran 62 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk kasus dasar (TWh)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Industri | 56,04 | 58,45 | 62,70 | 63,42 | 64,14 | 64,86 | 65,58 |
| Rumah Tangga | 43,92 | 46,97 | 49,90 | 50,85 | 51,80 | 55,63 | 59,37 |
| Transportasi | 0,07 | 0,08 | 0,10 | 0,11 | 0,12 | 0,14 | 0,16 |
| Komersial | 23,71 | 24,25 | 25,77 | 26,63 | 27,50 | 28,36 | 29,22 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 66,30 | 71,12 | 75,56 | 79,69 | 84,59 | 89,61 | 94,39 |
| Rumah Tangga | 62,43 | 67,76 | 73,29 | 78,59 | 85,65 | 92,89 | 99,06 |
| Transportasi | 0,18 | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,32 | 0,37 | 0,44 |
| Komersial | 30,08 | 30,94 | 31,80 | 32,67 | 33,53 | 36,64 | 41,47 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 101,19 | 107,32 | 114,61 | 118,35 | 128,73 | 136,91 | |
| Rumah Tangga | 106,96 | 116,73 | 127,63 | 136,08 | 147,01 | 158,95 | |
| Transportasi | 0,51 | 0,60 | 0,71 | 0,81 | 0,99 | 1,17 | |
| Komersial | 46,16 | 51,49 | 57,54 | 63,72 | 69,48 | 75,83 | |

Lampiran 63 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk kasus R60 (TWh)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| Industri | 56,04 | 58,45 | 62,70 | 64,11 | 65,51 | 66,91 | 68,31 |
| Rumah Tangga | 43,92 | 46,97 | 49,90 | 50,85 | 51,80 | 55,63 | 59,37 |
| Transportasi | 0,07 | 0,08 | 0,10 | 0,11 | 0,12 | 0,14 | 0,16 |
| Komersial | 23,71 | 24,25 | 25,77 | 26,63 | 27,50 | 28,36 | 29,22 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 69,71 | 71,11 | 75,55 | 79,67 | 84,57 | 89,56 | 94,33 |
| Rumah Tangga | 62,43 | 67,76 | 73,29 | 78,59 | 85,65 | 92,89 | 99,06 |
| Transportasi | 0,18 | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,32 | 0,37 | 0,44 |
| Komersial | 30,08 | 30,94 | 31,80 | 32,66 | 33,52 | 36,64 | 41,85 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 101,18 | 107,31 | 114,56 | 118,36 | 128,74 | 136,92 | |
| Rumah Tangga | 106,96 | 116,73 | 127,63 | 136,08 | 147,01 | 158,95 | |
| Transportasi | 0,51 | 0,60 | 0,71 | 0,81 | 0,99 | 1,17 | |
| Komersial | 46,24 | 51,50 | 57,55 | 63,72 | 69,48 | 75,83 | |

**Lampiran 64 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk kasus T30
(TWh)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 56,03 | 58,45 | 62,70 | 67,16 | 71,86 | 76,58 | 82,28 |
| Rumah Tangga | 43,92 | 46,97 | 49,90 | 53,21 | 56,56 | 60,61 | 65,28 |
| Transportasi | 0,07 | 0,08 | 0,10 | 0,11 | 0,13 | 0,16 | 0,18 |
| Komersial | 23,71 | 24,25 | 25,77 | 27,34 | 29,28 | 30,71 | 32,89 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 87,73 | 93,47 | 99,54 | 105,31 | 112,10 | 119,20 | 126,78 |
| Rumah Tangga | 70,92 | 77,10 | 83,98 | 91,29 | 99,36 | 107,96 | 117,46 |
| Transportasi | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,32 | 0,37 | 0,43 | 0,51 |
| Komersial | 35,44 | 38,17 | 41,53 | 44,75 | 48,73 | 53,06 | 57,50 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 134,82 | 142,76 | 151,80 | 161,45 | 171,55 | 182,70 | |
| Rumah Tangga | 127,61 | 138,80 | 151,26 | 164,98 | 179,78 | 196,05 | |
| Transportasi | 0,60 | 0,71 | 0,85 | 1,02 | 1,22 | 1,48 | |
| Komersial | 62,57 | 67,66 | 73,59 | 80,06 | 86,90 | 94,53 | |

**Lampiran 65 Pemanfaatan tenaga listrik setiap sektor untuk kasus T60
(TWh)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Industri | 56,03 | 58,44 | 62,70 | 67,16 | 71,86 | 76,58 | 82,28 |
| Rumah Tangga | 43,92 | 46,97 | 49,90 | 53,21 | 56,56 | 60,61 | 65,28 |
| Transportasi | 0,07 | 0,08 | 0,10 | 0,11 | 0,13 | 0,16 | 0,18 |
| Komersial | 23,71 | 24,25 | 25,77 | 27,34 | 29,27 | 30,71 | 32,89 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Industri | 87,74 | 93,48 | 99,54 | 105,10 | 111,89 | 119,05 | 126,62 |
| Rumah Tangga | 70,92 | 77,11 | 83,98 | 91,29 | 99,36 | 107,96 | 117,46 |
| Transportasi | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,32 | 0,37 | 0,44 | 0,51 |
| Komersial | 35,44 | 38,17 | 41,54 | 44,75 | 48,73 | 53,06 | 57,50 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| Industri | 134,67 | 142,65 | 151,74 | 161,39 | 171,69 | 182,69 | |
| Rumah Tangga | 127,61 | 138,80 | 151,26 | 164,98 | 179,79 | 196,05 | |
| Transportasi | 0,61 | 0,72 | 0,85 | 1,02 | 1,23 | 1,49 | |
| Komersial | 62,57 | 67,66 | 73,59 | 80,06 | 86,90 | 94,54 | |

**Lampiran 66 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk kasus dasar
(GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 8,94 | 9,13 | 9,36 | 14 | 19,62 | 21,22 | 21,31 |
| PLTD | 1,61 | 1,54 | 1,45 | 1,36 | 1,24 | 1,11 | 1,02 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 |
| PLTP | 0,92 | 1 | 1,12 | 1,25 | 1,44 | 1,5 | 1,5 |
| PLTA | 3,53 | 3,53 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,22 |
| PLTG | 5,26 | 5,32 | 5,72 | 5,73 | 5,55 | 5,51 | 5,49 |
| PLTU | 1,93 | 1,58 | 1,58 | 1,58 | 1,05 | 0,71 | 0,71 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 21,31 | 21,36 | 21,23 | 21,56 | 23,27 | 28,2 | 32,73 |
| PLTD | 0,93 | 0,84 | 0,76 | 0,66 | 0,58 | 0,49 | 0,4 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 |
| PLTP | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,38 | 1,38 |
| PLTA | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,81 | 3,84 | 3,84 | 3,9 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1,5 | 1,5 |
| PLTGU | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 5,26 | 3,73 | 3,17 |
| PLTG | 5,47 | 5,57 | 5,55 | 5,53 | 5,53 | 5,51 | 5,29 |
| PLTU | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,34 | 0,34 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTUB | 37,06 | 42,08 | 47,68 | 50,47 | 56,85 | 61,46 | |
| PLTD | 0,31 | 0,21 | 0,13 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTM | 0,13 | 0,22 | 0,27 | 0,44 | 0,44 | 0,5 | |
| PLTP | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,38 | 1,23 | 1,18 | |
| PLTA | 3,94 | 4,33 | 4,67 | 4,93 | 5,18 | 5,56 | |
| <i>Pump Storage</i> | 2 | 2 | 2,5 | 3 | 3 | 3 | |
| PLTGU | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | |
| PLTG | 5,26 | 5,24 | 5,08 | 4,31 | 4,37 | 4,66 | |
| PLTU | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | |

**Lampiran 67 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk kasus R60
(GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 8,94 | 9,13 | 9,36 | 14 | 19,62 | 21,22 | 21,31 |
| PLTD | 1,61 | 1,54 | 1,45 | 1,36 | 1,24 | 1,11 | 1,02 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| PLTP | 0,94 | 1 | 1,12 | 1,23 | 1,42 | 1,48 | 1,48 |
| PLTA | 3,53 | 3,53 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,22 |
| PLTG | 5,26 | 5,23 | 5,72 | 5,7 | 5,52 | 5,45 | 5,46 |
| PLTU | 1,93 | 1,58 | 1,58 | 1,58 | 1,05 | 0,71 | 0,71 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,02 | 0,04 | 0,04 |
| PLTUB | 21,31 | 21,3 | 21,26 | 21,48 | 23,69 | 27,43 | 31,99 |
| PLTD | 0,93 | 0,84 | 0,76 | 0,66 | 0,58 | 0,49 | 0,4 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| PLTP | 1,48 | 1,48 | 1,48 | 1,48 | 1,48 | 1,36 | 1,36 |
| PLTA | 3,73 | 3,81 | 3,83 | 3,83 | 4,03 | 4,05 | 4,15 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| PLTGU | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 5,26 | 3,73 | 3,17 |
| PLTG | 5,44 | 5,45 | 5,46 | 6,35 | 6,55 | 6,53 | 6,31 |
| PLTU | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,34 | 0,34 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | |
| PLTUB | 35,11 | 39,75 | 43,25 | 49,19 | 54,8 | 59,38 | |
| PLTD | 0,31 | 0,21 | 0,15 | 0,07 | 0,09 | 0,11 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTM | 0,25 | 0,25 | 0,31 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | |
| PLTP | 1,36 | 1,36 | 1,82 | 1,82 | 1,69 | 1,78 | |
| PLTA | 4,21 | 4,69 | 5 | 5,03 | 5,23 | 5,47 | |
| <i>Pump Storage</i> | 2 | 2 | 2,5 | 3 | 3 | 3 | |
| PLTGU | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | |
| PLTG | 6,28 | 6,29 | 6,13 | 5,36 | 5,39 | 5,62 | |
| PLTU | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | |

**Lampiran 68 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk kasus T30
(GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 8,94 | 9,13 | 9,36 | 14 | 19,62 | 21,22 | 21,58 |
| PLTD | 1,61 | 1,54 | 1,45 | 1,36 | 1,24 | 1,11 | 1,02 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,08 |
| PLTP | 0,92 | 1 | 1,12 | 1,25 | 1,44 | 1,5 | 1,5 |
| PLTA | 3,53 | 3,53 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,22 |
| PLTG | 5,26 | 5,32 | 5,84 | 5,82 | 6,21 | 6,14 | 6,75 |
| PLTU | 1,93 | 1,58 | 1,58 | 1,58 | 1,05 | 0,71 | 0,71 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,04 |
| PLTUB | 22,36 | 23,35 | 25,96 | 29,37 | 34,96 | 37,99 | 42,6 |
| PLTD | 0,93 | 0,84 | 0,76 | 0,66 | 0,58 | 0,49 | 0,4 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,08 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,25 | 0,27 | 0,27 |
| PLTP | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,58 | 1,78 |
| PLTA | 3,79 | 3,87 | 3,87 | 4,1 | 4,17 | 4,29 | 4,59 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1,5 | 2,5 | 3 |
| PLTGU | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 5,26 | 3,73 | 3,17 |
| PLTG | 6,77 | 6,75 | 7,96 | 7,97 | 7,99 | 8,72 | 8,5 |
| PLTU | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,34 | 0,34 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | |
| PLTUB | 47,63 | 52,81 | 57,99 | 61,86 | 67,28 | 75,09 | |
| PLTD | 0,31 | 0,21 | 0,15 | 0,08 | 0,1 | 0,12 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | |
| PLTM | 0,27 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | |
| PLTP | 1,96 | 2,12 | 2,24 | 3,36 | 3,74 | 4,01 | |
| PLTA | 4,83 | 4,91 | 5,19 | 5,19 | 5,64 | 5,85 | |
| <i>Pump Storage</i> | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| PLTGU | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | |
| PLTG | 8,8 | 9,38 | 9,82 | 9,38 | 9,98 | 10,57 | |
| PLTU | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | |

**Lampiran 69 Kapasitas pembangkit PLN dan IPP untuk kasus T60
(GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 8,94 | 9,13 | 9,36 | 14 | 19,62 | 21,22 | 21,56 |
| PLTD | 1,62 | 1,55 | 1,46 | 1,37 | 1,25 | 1,12 | 1,03 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,05 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,25 |
| PLTP | 0,92 | 0,92 | 0,98 | 1,09 | 1,28 | 1,34 | 1,34 |
| PLTA | 3,53 | 3,53 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 | 3,73 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,23 | 6,22 |
| PLTG | 5,26 | 5,23 | 5,78 | 5,76 | 6,78 | 6,86 | 6,87 |
| PLTU | 1,93 | 1,58 | 1,58 | 1,58 | 1,05 | 0,71 | 0,71 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0,02 | 0,02 | 0,04 | 0,04 |
| PLTUB | 22,32 | 22,9 | 25,52 | 29,5 | 32,41 | 36,87 | 40,35 |
| PLTD | 0,94 | 0,85 | 0,77 | 0,67 | 0,59 | 0,5 | 0,42 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0,25 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| PLTP | 1,36 | 1,56 | 1,76 | 1,88 | 2,2 | 2,26 | 3,26 |
| PLTA | 3,8 | 3,93 | 3,94 | 4,11 | 4,37 | 4,5 | 4,79 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2,5 |
| PLTGU | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 5,26 | 3,73 | 3,17 |
| PLTG | 6,86 | 6,87 | 7,78 | 7,94 | 7,93 | 8,93 | 8,89 |
| PLTU | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,34 | 0,34 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | |
| PLTUB | 45,49 | 50,48 | 55,62 | 61,07 | 67,46 | 74,24 | |
| PLTD | 0,35 | 0,27 | 0,21 | 0,12 | 0,13 | 0,14 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | |
| PLTM | 0,46 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | |
| PLTP | 3,26 | 3,48 | 3,74 | 4,34 | 4,45 | 4,4 | |
| PLTA | 4,84 | 5,13 | 5,33 | 5,33 | 5,53 | 5,57 | |
| <i>Pump Storage</i> | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | |
| PLTGU | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | 2,69 | |
| PLTG | 9,25 | 9,77 | 9,61 | 9,14 | 9,65 | 10,24 | |
| PLTU | 0,34 | 0,34 | 0,34 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | |

Lampiran 70 Kapasitas pembangkit *captive power* untuk kasus dasar (GW)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| PLTUB | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| PLTD | 8,13 | 7,79 | 7,45 | 7,11 | 6,77 | 6,43 | 6,09 |
| COGEN | 0,16 | 0,18 | 0,19 | 0,25 | 0,47 | 0,60 | 0,74 |
| PLTUM | 0,33 | 0,32 | 0,30 | 0,28 | 0,26 | 0,25 | 0,23 |
| PLTUG | 2,03 | 1,95 | 1,87 | 1,78 | 1,70 | 1,60 | 1,53 |
| PLTA | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 |
| PLTGM | 1,39 | 1,33 | 1,27 | 1,21 | 1,15 | 1,10 | 1,04 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTUB | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 | 0,33 |
| PLTD | 5,76 | 5,41 | 5,07 | 4,73 | 4,40 | 4,06 | 3,73 |
| COGEN | 0,82 | 0,94 | 1,11 | 1,19 | 1,39 | 1,52 | 1,62 |
| PLTUM | 0,22 | 0,20 | 0,19 | 0,16 | 0,15 | 0,13 | 0,12 |
| PLTUG | 1,44 | 1,35 | 1,28 | 1,20 | 1,10 | 1,02 | 0,93 |
| PLTA | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 |
| PLTGM | 0,97 | 0,92 | 0,87 | 0,81 | 0,75 | 0,69 | 0,64 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTUB | 0,33 | 0,33 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | |
| PLTD | 3,39 | 3,04 | 2,71 | 2,36 | 2,03 | 1,86 | |
| COGEN | 1,71 | 1,79 | 1,88 | 1,96 | 2,06 | 2,09 | |
| PLTUM | 0,10 | 0,09 | 0,06 | 0,05 | 0,03 | 0,02 | |
| PLTUG | 0,85 | 0,77 | 0,67 | 0,58 | 0,51 | 0,43 | |
| PLTA | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | 1,18 | |
| PLTGM | 0,58 | 0,52 | 0,46 | 0,40 | 0,35 | 0,29 | |

Lampiran 71 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar untuk kasus dasar (TWh)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 29,19 | 31,77 | 30,99 | 23,86 | 16,73 | 9,59 | 2,46 |
| Batubara | 45,84 | 49,98 | 58,92 | 67,86 | 76,80 | 85,74 | 94,68 |
| Gas | 22,99 | 20,96 | 22,39 | 23,81 | 25,24 | 26,66 | 28,09 |
| Panas Bumi | 6,75 | 8,08 | 8,72 | 8,31 | 8,72 | 8,77 | 9,38 |
| Hidro | 9,19 | 9,01 | 8,60 | 6,58 | 6,80 | 6,80 | 7,06 |
| Minihidro | 0,20 | 0,23 | 0,28 | 0,24 | 0,23 | 0,21 | 0,21 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,04 | 0,13 | 0,06 | 0,10 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 2,37 | 2,82 | 3,03 | 3,33 | 3,54 | 3,20 | 2,33 |
| Batubara | 103,72 | 114,42 | 123,34 | 133,90 | 143,99 | 168,09 | 191,95 |
| Gas | 32,32 | 33,48 | 35,24 | 32,26 | 35,74 | 30,91 | 26,56 |
| Panas Bumi | 9,17 | 9,64 | 9,90 | 10,55 | 10,43 | 9,24 | 9,09 |
| Hidro | 6,83 | 7,00 | 7,30 | 8,09 | 8,33 | 8,16 | 8,29 |
| Minihidro | 0,20 | 0,23 | 0,24 | 0,25 | 0,24 | 0,22 | 0,24 |
| Biodiesel | 0,15 | 0,23 | 0,31 | 0,38 | 0,45 | 0,44 | 0,34 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 2,23 | 2,69 | 2,12 | 2,20 | 2,22 | 2,64 | |
| Batubara | 214,37 | 252,21 | 279,88 | 297,47 | 328,86 | 355,03 | |
| Gas | 25,77 | 9,96 | 9,66 | 8,87 | 8,67 | 8,62 | |
| Panas Bumi | 8,97 | 9,28 | 9,09 | 9,11 | 8,00 | 7,66 | |
| Hidro | 8,56 | 10,47 | 11,46 | 12,47 | 13,03 | 14,32 | |
| Minihidro | 0,53 | 1,01 | 1,27 | 1,81 | 1,77 | 2,04 | |
| Biodiesel | 0,35 | 0,46 | 0,38 | 0,48 | 0,52 | 0,66 | |

**Lampiran 72 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar
untuk kasus R60 (TWh)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 28,77 | 31,43 | 25,71 | 19,99 | 14,27 | 8,54 | 2,82 |
| Batubara | 45,99 | 50,23 | 63,56 | 76,90 | 90,24 | 100,00 | 105,00 |
| Gas | 22,97 | 20,96 | 20,55 | 18,22 | 13,22 | 17,37 | 20,00 |
| Panas Bumi | 6,94 | 8,08 | 8,73 | 9,06 | 8,97 | 9,60 | 10,00 |
| Hidro | 9,18 | 9,01 | 8,61 | 7,42 | 7,12 | 7,53 | 7,90 |
| Minihidro | 0,20 | 0,20 | 0,19 | 0,16 | 0,15 | 0,16 | 0,15 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,04 | 0,15 | 0,06 | 0,11 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 2,55 | 3,10 | 3,01 | 3,34 | 3,48 | 3,10 | 2,19 |
| Batubara | 112,46 | 122,13 | 126,94 | 137,57 | 149,07 | 167,10 | 191,25 |
| Gas | 25,00 | 31,02 | 36,43 | 32,23 | 33,12 | 32,00 | 27,85 |
| Panas Bumi | 9,75 | 10,26 | 10,00 | 10,69 | 10,46 | 9,29 | 9,11 |
| Hidro | 7,45 | 7,91 | 8,03 | 8,67 | 8,68 | 8,62 | 8,74 |
| Minihidro | 0,14 | 0,15 | 0,17 | 0,19 | 1,26 | 1,21 | 1,22 |
| Biodiesel | 0,16 | 0,25 | 0,31 | 0,38 | 0,44 | 0,42 | 0,32 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 2,13 | 2,37 | 2,43 | 2,19 | 2,28 | 6,78 | |
| Batubara | 211,15 | 246,57 | 266,63 | 293,52 | 323,55 | 349,39 | |
| Gas | 26,91 | 11,39 | 13,00 | 9,63 | 8,87 | 3,13 | |
| Panas Bumi | 9,15 | 9,43 | 12,40 | 11,98 | 11,10 | 11,78 | |
| Hidro | 9,44 | 11,75 | 12,92 | 12,85 | 13,56 | 14,67 | |
| Minihidro | 1,21 | 1,26 | 1,45 | 1,75 | 1,74 | 1,73 | |
| Biodiesel | 0,33 | 0,40 | 0,44 | 0,48 | 0,53 | 1,69 | |

Lampiran 73 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar untuk kasus T30 (TWh)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 29,17 | 31,73 | 31,01 | 22,67 | 17,64 | 4,06 | 4,19 |
| Batubara | 46,02 | 50,32 | 67,85 | 90,59 | 107,18 | 119,77 | 123,38 |
| Gas | 22,97 | 20,94 | 20,54 | 18,12 | 16,55 | 25,45 | 32,00 |
| Panas Bumi | 6,75 | 8,08 | 8,72 | 9,16 | 9,90 | 10,59 | 10,32 |
| Hidro | 9,18 | 9,00 | 8,61 | 8,10 | 8,35 | 8,30 | 7,59 |
| Minihidro | 0,20 | 0,23 | 0,29 | 0,27 | 0,25 | 0,26 | 0,33 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,05 | 0,14 | 0,10 | 0,16 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 3,77 | 3,97 | 3,95 | 3,85 | 3,73 | 3,83 | 2,86 |
| Batubara | 134,26 | 145,10 | 162,63 | 186,95 | 207,82 | 228,65 | 254,36 |
| Gas | 37,94 | 39,60 | 39,57 | 33,44 | 32,86 | 31,93 | 28,99 |
| Panas Bumi | 10,44 | 10,77 | 10,75 | 10,66 | 10,34 | 10,97 | 12,50 |
| Hidro | 7,84 | 8,42 | 8,28 | 9,00 | 9,19 | 9,91 | 11,11 |
| Minihidro | 0,32 | 0,63 | 0,62 | 0,61 | 1,16 | 1,26 | 1,27 |
| Biodiesel | 0,24 | 0,33 | 0,41 | 0,44 | 0,45 | 0,48 | 0,36 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 2,94 | 4,14 | 4,00 | 9,03 | 9,29 | 9,76 | |
| Batubara | 279,15 | 312,77 | 342,31 | 368,19 | 397,82 | 433,98 | |
| Gas | 26,49 | 14,48 | 12,74 | 5,44 | 5,27 | 5,21 | |
| Panas Bumi | 13,69 | 15,30 | 16,10 | 23,42 | 25,76 | 27,37 | |
| Hidro | 11,87 | 12,58 | 13,96 | 13,80 | 15,34 | 15,41 | |
| Minihidro | 1,25 | 2,14 | 2,12 | 2,09 | 2,08 | 2,05 | |
| Biodiesel | 0,42 | 0,73 | 0,77 | 1,98 | 2,18 | 2,44 | |

**Lampiran 74 Produksi listrik PLN dan IPP berdasarkan bahan bakar
untuk kasus T60 (TWh)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 28,86 | 31,59 | 30,99 | 22,59 | 19,60 | 3,79 | 4,21 |
| Batubara | 46,04 | 50,36 | 68,09 | 91,83 | 111,50 | 125,39 | 124,26 |
| Gas | 22,98 | 20,98 | 20,61 | 18,06 | 15,93 | 25,45 | 32,33 |
| Panas Bumi | 6,75 | 7,32 | 7,47 | 7,78 | 8,01 | 8,84 | 9,12 |
| Hidro | 9,18 | 9,02 | 8,64 | 8,09 | 7,61 | 8,05 | 7,82 |
| Minihidro | 0,20 | 0,63 | 0,60 | 0,56 | 0,50 | 0,55 | 1,15 |
| Biodiesel | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,04 | 0,16 | 0,10 | 0,16 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 3,83 | 3,89 | 3,66 | 3,78 | 3,50 | 3,42 | 2,28 |
| Batubara | 140,42 | 145,57 | 162,65 | 187,62 | 201,71 | 224,86 | 244,18 |
| Gas | 33,81 | 39,73 | 39,66 | 31,07 | 33,00 | 31,32 | 27,97 |
| Panas Bumi | 9,50 | 11,24 | 12,91 | 13,67 | 15,80 | 15,86 | 22,54 |
| Hidro | 8,34 | 8,66 | 8,82 | 9,34 | 10,21 | 10,77 | 12,07 |
| Minihidro | 1,18 | 1,65 | 1,65 | 1,64 | 1,62 | 1,57 | 1,58 |
| Biodiesel | 0,24 | 0,32 | 0,38 | 0,43 | 0,44 | 0,47 | 0,33 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 2,60 | 4,07 | 3,87 | 8,92 | 8,83 | 9,41 | |
| Batubara | 270,41 | 306,25 | 333,61 | 362,38 | 396,45 | 434,02 | |
| Gas | 26,63 | 12,36 | 12,16 | 5,35 | 5,35 | 5,29 | |
| Panas Bumi | 22,33 | 24,30 | 26,02 | 29,59 | 30,22 | 29,57 | |
| Hidro | 12,06 | 13,78 | 14,51 | 14,38 | 15,09 | 15,05 | |
| Minihidro | 1,99 | 2,15 | 2,11 | 2,10 | 2,07 | 2,05 | |
| Biodiesel | 0,41 | 0,73 | 0,74 | 1,96 | 2,07 | 2,35 | |

**Lampiran 75 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP
untuk kasus dasar (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 44,64 | 49,52 | 50,60 | 38,14 | 33,17 | 5,09 | 4,99 |
| Batubara | 70,09 | 77,90 | 110,70 | 156,21 | 189,06 | 182,59 | 191,65 |
| Gas | 35,15 | 32,67 | 33,15 | 30,90 | 25,00 | 60,05 | 56,86 |
| Panas Bumi | 10,33 | 12,60 | 14,23 | 15,89 | 17,58 | 18,24 | 18,98 |
| Hidro | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 12,58 | 13,70 | 14,13 | 14,28 |
| Minihidro | 0,31 | 0,36 | 0,46 | 0,46 | 0,46 | 0,43 | 0,43 |
| Biodiesel | 0 | 0 | 0,04 | 0,08 | 0,26 | 0,12 | 0,20 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 4,91 | 5,55 | 5,81 | 5,98 | 6,44 | 6,06 | 4,48 |
| Batubara | 214,65 | 225,24 | 236,37 | 240,79 | 261,95 | 317,78 | 368,89 |
| Gas | 66,88 | 65,90 | 67,54 | 58,01 | 65,02 | 58,44 | 51,05 |
| Panas Bumi | 18,98 | 18,98 | 18,97 | 18,97 | 18,97 | 17,48 | 17,48 |
| Hidro | 14,14 | 13,78 | 13,98 | 14,55 | 15,16 | 15,42 | 15,94 |
| Minihidro | 0,41 | 0,46 | 0,46 | 0,46 | 0,43 | 0,41 | 0,46 |
| Biodiesel | 0,30 | 0,45 | 0,59 | 0,68 | 0,81 | 0,83 | 0,65 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 4,34 | 5,06 | 4,08 | 4,21 | 4,34 | 5,16 | |
| Batubara | 417,75 | 474,61 | 537,89 | 570,23 | 642,32 | 694,14 | |
| Gas | 50,21 | 18,74 | 18,57 | 17 | 16,94 | 16,85 | |
| Panas Bumi | 17,47 | 17,47 | 17,47 | 17,46 | 15,63 | 14,98 | |
| Hidro | 16,67 | 19,70 | 22,03 | 23,90 | 25,46 | 28,00 | |
| Minihidro | 1,03 | 1,90 | 2,44 | 3,46 | 3,46 | 3,98 | |
| Biodiesel | 0,68 | 0,87 | 0,73 | 0,92 | 1,01 | 1,29 | |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

**Lampiran 76 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP
untuk kasus R60 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 44,03 | 49,00 | 50,17 | 38,07 | 29,88 | 5,09 | 4,99 |
| Batubara | 70,39 | 78,31 | 110,70 | 156,48 | 203,80 | 195,94 | 206,50 |
| Gas | 35,15 | 32,67 | 33,51 | 31,37 | 25,47 | 60,36 | 38,01 |
| Panas Bumi | 10,63 | 12,60 | 14,23 | 15,60 | 17,28 | 17,94 | 18,68 |
| Hidro | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 12,78 | 13,72 | 14,08 | 14,28 |
| Minihidro | 0,31 | 0,31 | 0,31 | 0,28 | 0,28 | 0,29 | 0,26 |
| Biodiesel | 0 | 0 | 0,04 | 0,07 | 0,29 | 0,12 | 0,20 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 4,88 | 5,65 | 5,63 | 5,83 | 6,20 | 5,73 | 4,13 |
| Batubara | 215,35 | 222,41 | 237,00 | 240,18 | 266,06 | 309,07 | 360,47 |
| Gas | 67,34 | 56,49 | 68,01 | 56,27 | 59,11 | 59,18 | 52,48 |
| Panas Bumi | 18,68 | 18,68 | 18,67 | 18,67 | 18,67 | 17,18 | 17,18 |
| Hidro | 14,26 | 14,41 | 14,99 | 15,13 | 15,49 | 15,94 | 16,47 |
| Minihidro | 0,26 | 0,28 | 0,31 | 0,33 | 2,25 | 2,25 | 2,29 |
| Biodiesel | 0,30 | 0,46 | 0,57 | 0,66 | 0,78 | 0,79 | 0,59 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,21 | 0,42 | 0,42 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 3,99 | 4,31 | 4,45 | 4,16 | 4,36 | 13,04 | |
| Batubara | 396,35 | 448,86 | 488,83 | 557,07 | 617,95 | 671,56 | |
| Gas | 50,52 | 20,74 | 23,84 | 18,28 | 16,94 | 6,02 | |
| Panas Bumi | 17,17 | 17,17 | 22,74 | 22,74 | 21,20 | 22,64 | |
| Hidro | 17,72 | 21,39 | 23,69 | 24,39 | 25,90 | 28,20 | |
| Minihidro | 2,27 | 2,29 | 2,65 | 3,31 | 3,32 | 3,32 | |
| Biodiesel | 0,62 | 0,73 | 0,81 | 0,91 | 1,02 | 3,26 | |
| Sampah | 0,42 | 0,42 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | |

**Lampiran 77 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP
untuk kasus T30 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 44,64 | 49,52 | 50,59 | 39,33 | 31,33 | 7,00 | 7,71 |
| Batubara | 70,42 | 78,52 | 110,70 | 157,16 | 190,37 | 206,39 | 226,81 |
| Gas | 35,15 | 32,67 | 33,51 | 31,43 | 29,39 | 43,85 | 58,83 |
| Panas Bumi | 10,33 | 12,60 | 14,23 | 15,89 | 17,58 | 18,24 | 18,98 |
| Hidro | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 14,83 | 14,30 | 13,95 |
| Minihidro | 0,31 | 0,36 | 0,47 | 0,47 | 0,45 | 0,45 | 0,61 |
| Biodiesel | 0 | 0 | 0,04 | 0,08 | 0,24 | 0,18 | 0,29 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 6,85 | 6,99 | 6,97 | 6,85 | 6,85 | 7,14 | 5,36 |
| Batubara | 244,08 | 255,58 | 287,00 | 332,60 | 381,08 | 426,40 | 477,04 |
| Gas | 68,98 | 69,75 | 69,82 | 59,50 | 60,25 | 59,54 | 54,36 |
| Panas Bumi | 18,98 | 18,98 | 18,97 | 18,97 | 18,97 | 20,46 | 23,44 |
| Hidro | 14,25 | 14,82 | 14,61 | 16,01 | 16,85 | 18,47 | 20,83 |
| Minihidro | 0,59 | 1,12 | 1,10 | 1,09 | 2,13 | 2,36 | 2,38 |
| Biodiesel | 0,44 | 0,58 | 0,72 | 0,79 | 0,82 | 0,89 | 0,68 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,42 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 5,60 | 7,71 | 7,53 | 17,18 | 17,76 | 18,87 | |
| Batubara | 532,41 | 582,60 | 643,69 | 700,37 | 760,47 | 838,55 | |
| Gas | 50,52 | 26,97 | 23,96 | 10,34 | 10,07 | 10,07 | |
| Panas Bumi | 26,11 | 28,50 | 30,28 | 44,55 | 49,25 | 52,88 | |
| Hidro | 22,65 | 23,43 | 26,25 | 26,26 | 29,32 | 29,77 | |
| Minihidro | 2,38 | 3,98 | 3,98 | 3,98 | 3,98 | 3,96 | |
| Biodiesel | 0,80 | 1,36 | 1,44 | 3,77 | 4,16 | 4,71 | |
| Sampah | 0,42 | 0,42 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | |

**Lampiran 78 Konsumsi bahan bakar pembangkit PLN dan IPP
untuk kasus T60 (juta SBM)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| BBM | 44,14 | 49,20 | 50,39 | 39,24 | 37,18 | 6,81 | 7,66 |
| Batubara | 70,42 | 78,45 | 110,70 | 159,51 | 211,50 | 224,97 | 226,08 |
| Gas | 35,15 | 32,67 | 33,51 | 31,37 | 30,21 | 45,66 | 58,83 |
| Panas Bumi | 10,33 | 11,41 | 12,15 | 13,51 | 15,20 | 15,86 | 16,60 |
| Hidro | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 14,05 | 14,43 | 14,45 | 14,23 |
| Minihidro | 0,31 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,95 | 0,98 | 2,10 |
| Biodiesel | 0 | 0 | 0,04 | 0,08 | 0,30 | 0,17 | 0,29 |
| Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| BBM | 6,81 | 6,88 | 6,48 | 6,70 | 6,36 | 6,35 | 4,28 |
| Batubara | 249,73 | 257,30 | 287,92 | 333,05 | 366,81 | 417,79 | 457,51 |
| Gas | 60,13 | 70,22 | 70,21 | 55,16 | 60,02 | 58,20 | 52,40 |
| Panas Bumi | 16,89 | 19,87 | 22,85 | 24,27 | 28,73 | 29,47 | 42,23 |
| Hidro | 14,83 | 15,30 | 15,62 | 16,59 | 18,56 | 20,02 | 22,61 |
| Minihidro | 2,09 | 2,92 | 2,92 | 2,92 | 2,94 | 2,92 | 2,96 |
| Biodiesel | 0,43 | 0,57 | 0,67 | 0,77 | 0,80 | 0,88 | 0,62 |
| Sampah | 0 | 0 | 0,00 | 0,21 | 0,21 | 0,42 | 0,42 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| BBM | 4,91 | 7,55 | 7,24 | 16,92 | 16,96 | 18,27 | |
| Batubara | 511,34 | 568,23 | 624,81 | 687,68 | 761,48 | 842,56 | |
| Gas | 50,36 | 22,94 | 22,78 | 10,15 | 10,28 | 10,26 | |
| Panas Bumi | 42,23 | 45,08 | 48,74 | 56,15 | 58,04 | 57,40 | |
| Hidro | 22,81 | 25,57 | 27,17 | 27,29 | 28,98 | 29,21 | |
| Minihidro | 3,76 | 3,98 | 3,96 | 3,98 | 3,98 | 3,98 | |
| Biodiesel | 0,78 | 1,35 | 1,39 | 3,71 | 3,98 | 4,56 | |
| Sampah | 0,42 | 0,42 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | |

**Lampiran 79 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP
untuk kasus dasar (GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 1,92 | 0,2 | 0,25 | 4,64 | 5,62 | 1,6 | 0,1 |
| PLTD | 0,02 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0,01 | 0,01 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTP | 0,11 | 0,08 | 0,12 | 0,13 | 0,19 | 0,06 | 0 |
| PLTA | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0,09 | 0,42 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 0 | 0,06 | 0,25 | 0,34 | 1,73 | 4,93 | 5,3 |
| PLTD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTA | 0 | 0 | 0 | 0,08 | 0,03 | 0 | 0,06 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0,12 | 0 | 0 | 0,01 | 0 | 0 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTUB | 4,32 | 5,04 | 5,6 | 3,52 | 6,4 | 4,62 | |
| PLTD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTM | 0,06 | 0,09 | 0,06 | 0,17 | 0 | 0,06 | |
| PLTP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTA | 0,04 | 0,38 | 0,34 | 0,26 | 0,24 | 0,39 | |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTG | 0 | 0 | 0 | 0,27 | 0,06 | 0,3 | |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

**Lampiran 80 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP
untuk kasus R60 (GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 1,92 | 0,2 | 0,25 | 4,64 | 5,62 | 1,6 | 0,1 |
| PLTD | 0,02 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTP | 0,13 | 0,06 | 0,12 | 0,11 | 0,19 | 0,06 | 0 |
| PLTA | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0 | 0,51 | 0 | 0,03 | 0 | 0,03 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,02 | 0,02 | 0 |
| PLTUB | 0 | 0 | 0,34 | 0,25 | 2,23 | 3,75 | 5,33 |
| PLTD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0 | 0 | 0,01 | 0,2 | 0 | 0 |
| PLTP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTA | 0 | 0,08 | 0,02 | 0 | 0,2 | 0,02 | 0,1 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0,03 | 0,03 | 0,91 | 0,21 | 0 | 0 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTUB | 3,13 | 4,66 | 3,51 | 6,7 | 5,62 | 4,59 | |
| PLTD | 0 | 0 | 0,02 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTM | 0 | 0 | 0,06 | 0,11 | 0 | 0 | |
| PLTP | 0 | 0 | 0,46 | 0 | 0,02 | 0,14 | |
| PLTA | 0,07 | 0,48 | 0,31 | 0,03 | 0,2 | 0,24 | |
| <i>Pump Storage</i> | 1 | 0 | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTG | 0 | 0,03 | 0 | 0,27 | 0,03 | 0,24 | |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

**Lampiran 81 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP
untuk kasus T30 (GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 1,92 | 0,2 | 0,25 | 4,64 | 5,62 | 1,6 | 0,37 |
| PLTD | 0,02 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0,01 | 0,01 | 0 | 0 | 0 | 0,01 |
| PLTP | 0,11 | 0,08 | 0,12 | 0,13 | 0,19 | 0,06 | 0 |
| PLTA | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0,09 | 0,54 | 0 | 0,6 | 0 | 0,63 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,04 |
| PLTUB | 0,79 | 1 | 2,99 | 3,43 | 5,6 | 3,02 | 5,39 |
| PLTD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0,06 | 0 | 0 | 0,11 | 0,02 | 0 |
| PLTP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0,2 |
| PLTA | 0,06 | 0,08 | 0 | 0,23 | 0,07 | 0,12 | 0,3 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | 0,5 | 1 | 0,5 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0,04 | 0 | 1,23 | 0,03 | 0,03 | 0,75 | 0 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTUB | 5,04 | 5,19 | 5,17 | 4,61 | 5,43 | 7,82 | |
| PLTD | 0 | 0 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | |
| PLTM | 0 | 0,23 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTP | 0,18 | 0,16 | 0,12 | 1,12 | 0,53 | 0,34 | |
| PLTA | 0,24 | 0,08 | 0,28 | 0 | 0,45 | 0,21 | |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTG | 0,33 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

**Lampiran 82 Penambahan kapasitas pembangkit listrik PLN dan IPP
untuk kasus T60 (GW)**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTUB | 1,92 | 0,2 | 0,25 | 4,64 | 5,62 | 1,6 | 0,35 |
| PLTD | 0,03 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0,08 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,12 |
| PLTP | 0,11 | 0 | 0,06 | 0,11 | 0,19 | 0,06 | 0 |
| PLTA | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>Pump Storage</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0 | 0 | 0,57 | 0 | 1,23 | 0,15 | 0,03 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0 | 0,02 | 0 | 0,02 | 0 |
| PLTUB | 0,76 | 0,59 | 3 | 3,99 | 2,92 | 4,47 | 4,26 |
| PLTD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,01 |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTM | 0 | 0,09 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTP | 0,02 | 0,2 | 0,2 | 0,12 | 0,32 | 0,18 | 1 |
| PLTA | 0,07 | 0,13 | 0,01 | 0,17 | 0,26 | 0,13 | 0,29 |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0,5 |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PLTG | 0,01 | 0,03 | 0,93 | 0,18 | 0 | 1,02 | 0,18 |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
| PLTU Sampah | 0 | 0 | 0,02 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTUB | 5,14 | 5 | 5,14 | 6,2 | 6,39 | 6,8 | |
| PLTD | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0 | 0,02 | 0,01 | |
| IGCC | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,3 | |
| PLTM | 0,13 | 0,03 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTP | 0 | 0,24 | 0,26 | 0,61 | 0,26 | 0 | |
| PLTA | 0,05 | 0,29 | 0,2 | 0 | 0,2 | 0,04 | |
| <i>Pump Storage</i> | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTGU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| PLTG | 0,39 | 0,54 | 0 | 0,57 | 0,51 | 0,6 | |
| PLTU | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |



ISBN 978-979-95202-4-1



9 789799 520241