

2

LAPORAN EITI INDONESIA
2012 - 2013

LAPORAN
KONTEKSTUAL





**KEMENTERIAN KOORDINATOR BIDANG PEREKONOMIAN
REPUBLIK INDONESIA**

**LAPORAN EITI INDONESIA 2012-2013
LAPORAN KONTEKSTUAL**

BUKU DUA



KAP Sukrisno, Sarwoko dan Sandjaja
KMK RI No.: 665/KM.1/2013



→ KATA PENGANTAR

Puji dan syukur ke hadirat Allah SWT, atas terbitnya Laporan Ketiga Inisiatif Transparansi Industri Ekstraktif (EITI) Indonesia ini, yang pertama kali disusun dengan mengacu standar EITI yang baru, yaitu Standar tahun 2013. Laporan ini merupakan laporan ketiga EITI Indonesia sejak menjadi negara pelaksana EITI (EITI Implementing Country) yang meliputi data dan informasi mengenai kegiatan dan kebijakan industri ekstraktif Indonesia tahun 2012 dan 2013. Laporan pertama yang disusun dan dipublikasikan pada tahun 2013, dan laporan ke-2 pada tahun 2014 masih mengacu pada EITI Rules tahun 2011 yang isinya berfokus pada aspek rekonsiliasi penerimaan negara dari industri ekstraktif.

Landasan hukum pelaksanaan EITI di Indonesia adalah Peraturan Presiden Nomor 26 Tahun 2010 tentang Transparansi Pendapatan Negara dan Pendapatan Daerah Yang Diperoleh Dari Industri Ekstraktif.

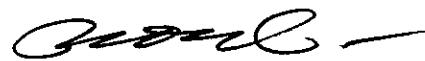
Sesuai dengan persyaratan dalam Standar EITI 2013, isi Laporan Ketiga EITI Indonesia ini lebih komprehensif karena tidak hanya berfokus pada aspek penerimaan negara, tetapi meliputi seluruh rantai nilai (value chains) industri ekstraktif yaitu mulai dari aspek perizinan, operasi produksi, penerimaan negara, mekanisme alokasi, dan kebijakan sektor industri ekstraktif. Penerapan Standar EITI 2013 diharapkan dapat mendekatkan tujuan dari transparansi EITI, yaitu memperbaiki tata kelola industri migas dan tambang.

Laporan ini disusun oleh Administrator Independen dari Kantor Akuntan Publik (KAP) Sukrisno, Sarwoko dan Sandjaja. Proses penyusunan laporan dimulai sejak akhir bulan Mei 2015 dan selesai disusun pada tanggal 24 Oktober 2015. Seluruh tahapan dalam proses penyusunan laporan diawasi oleh Tim Pelaksana Transparansi Industri Ekstraktif melalui rapat-rapat Tim Pelaksana maupun rapat-rapat Tim Teknis. Laporan Ketiga EITI Indonesia ini mendapatkan persetujuan untuk dipublikasi dari Tim Pelaksana Transparansi Industri Ekstraktif melalui rapat yang diselenggarakan pada tanggal 3 November 2015.

Maksud dan tujuan utama dari penerbitan Laporan ini adalah untuk memberikan penjelasan yang lengkap mengenai pelaksanaan kegiatan industri ekstraktif di Indonesia dalam rangka lebih meningkatkan pemahaman dan kesamaan persepsi dari para pemangku kepentingan EITI di Indonesia. Kami menyadari bahwa keberhasilan pelaksanaan EITI di Indonesia akan sangat ditentukan oleh adanya kesamaan pemahaman dan persepsi dari seluruh pemangku kepentingan.

Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada Tim Pengarah, anggota Tim Pelaksana, Sekretariat EITI, serta seluruh pemangku kepentingan EITI Indonesia yang selama ini telah turut berkontribusi terhadap kelancaran pelaksanaan kegiatan EITI Indonesia. Tidak lupa juga kami sampaikan terima kasih kepada pihak Bank Dunia yang telah memberikan dukungan finansial melalui dana hibah dari beberapa donor (Multi Donor Trust Fund – MDTF) terhadap pelaksanaan kegiatan EITI Indonesia.

Deputi Bidang Koordinasi Pengelolaan Energi
Sumber Daya Alam dan Lingkungan Hidup
Selaku Ketua Tim Pelaksana Transparansi
Industri Ekstraktif



Montty Girianna

→ DAFTAR ISI



KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR TABEL	iv
DAFTAR GRAFIK	v
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR SINGKATAN	vii
RINGKASAN EKSEKUTIF	1
1 LATAR BELAKANG	7
1.1 Gambaran Umum EITI	8
1.2 Implementasi EITI di Indonesia	10
1.3 Kerangka Hukum Keterbukaan Informasi Publik dalam Hubungannya dengan Pelaksanaan EITI di Indonesia	10
2 TATA KELOLA INDUSTRI EKSTRAKTIF	13
2.1 Kerangka Hukum Pertambangan Minyak Bumi dan Gas Bumi (Migas), Mineral dan Batubara (Minerba)	13
2.2 Tugas dan Fungsi Instansi Pemerintah yang Terkait dalam Industri Ekstraktif	23
2.3 Sistem Kontrak dan Perizinan Industri Ekstraktif	28
2.4 Perubahan dan Perbaikan Tata Kelola yang Sedang Berjalan	30
3 PROSES ALOKASI DAN TENDER WILAYAH KERJA MIGAS DAN WILAYAH PERTAMBANGAN MINERBA	39
3.1 Proses Penetapan dan Tender Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi	40
3.2 Proses Penetapan dan Pemberian Izin Wilayah Pertambangan Minerba	47
3.3 Deviasi dari UU dan Peraturan yang Mengatur Proses Licensing	51
3.4 Pengungkapan Kontrak (<i>Contract Disclosure</i>)	51
3.5 Informasi Kadaster (<i>Cadastre Information</i>)	52
3.6 Pemilik Manfaat (<i>Beneficial Owner</i>)	54
4 MANAJEMEN PENERIMAAN NEGARA DARI INDUSTRI EKSTRAKTIF	55
4.1 Penerimaan Negara dan Kebijakan Fiskal yang Berasal Dari Industri Ekstraktif	55
4.2 Proses Perencanaan, Penganggaran dan Audit	62
4.3 Pandangan Umum Industri Ekstraktif	64
4.4 Alokasi Penerimaan Pemerintah Pusat yang Berasal dari Industri Ekstraktif kepada Pemerintah Daerah dalam Rangka Bagi Hasil - Dana Bagi Hasil (DBH)	67



5 TANGGUNG JAWAB LINGKUNGAN HIDUP DAN TANGGUNG JAWAB SOSIAL	73
5.1 Pertambangan Migas: <i>Abandonment and Site Restoration Fund (ASR Fund)</i>	74
5.2 Pertambangan Minerba: Jaminan Reklamasi dan Jaminan Pasca Tambang	74
5.3 Program Tanggung Jawab Sosial dan Lingkungan (CSR)	75
6 PENGELOLAAN INDUSTRI EKSTRAKTIF DI INDONESIA	79
6.1 Industri Ekstraktif di Indonesia dalam Konteks Global	79
6.2 Industri Minyak dan Gas Bumi	80
6.3 Industri Pertambangan Mineral dan Batubara	88
6.4 Kontribusi Industri Ekstraktif pada Perekonomian Indonesia	92
6.5 Kegiatan Informal dalam Industri Ekstraktif	101
7 BADAN USAHA MILIK NEGARA	103
7.1 Hubungan BUMN dan Pemerintah	104
7.2 PT Pertamina (Persero)	106
7.3 PT Aneka Tambang (Persero) Tbk	111
7.4 PT. Bukit Asam (Persero) Tbk	113
7.5 PT Timah (Persero) Tbk	115
DAFTAR PUSTAKA	117
DAFTAR KATA	119
LAMPIRAN	122

→ DAFTAR TABEL

Tabel 1	Jumlah Minimum Kepemilikan Saham Entitas Indonesia Berdasarkan Tahun Produksi	19	Tabel 22	Proyek Pengembangan Migas yang Signifikan	87
Tabel 2	Fungsi Hutan yang Dapat Digunakan untuk Aktifitas Pertambangan	21	Tabel 23	Volume Produksi Mineral Utama Tahun 2009-2013	90
Tabel 3	Jenis Jasa Migas dalam <i>Investment Negative List</i>	22	Tabel 24	Nilai Mineral Utama Tahun 2012 - 2013	90
Tabel 4	Wewenang untuk Memberikan IUP Eksplorasi dan Produksi Berdasarkan UU 4/2009	29	Tabel 25	Jumlah Cadangan dalam Tahap Eksplorasi Rinci yang Memiliki Cadangan Diatas 50 Juta Ton	91
Tabel 5	Isu Strategis dalam Renegoisasi Kontrak Industri Minerba	30	Tabel 26	Penerimaan Negara dari Industri Ekstraktif Tahun 2012 - 2013	94
Tabel 6	Status Izin Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara (Sebelum Korsup KPK)	36	Tabel 27	Alamat Laman Laporan Keuangan BUMN Terkait Industri Ekstraktif	106
Tabel 7	Status Izin Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara per Mei 2015 (Sesudah Korsup KPK)	36	Tabel 28	Realisasi Subsidi BBM dan LPG 3Kg	107
Tabel 8	Jaminan Peserta Tender Lelang Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi	43	Tabel 29	Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan Asosiasi PT Pertamina (Persero)	109
Tabel 9	Jumlah Penawaran WK pada Tahun 2012 dan 2013	44	Tabel 30	Daftar Perubahan Kepemilikan Pertamina atas Wilayah Kerja Migas di Indonesia pada Tahun 2012 -2013	110
Tabel 10	Target dan Capaian Realisasi Investasi di Sektor ESDM, Jumlah Penandatangan KKS, dan Jumlah Penawaran WK	44	Tabel 31	Daftar Pemegang Saham PT Aneka Tambang (Persero) Tbk	111
Tabel 11	Daftar Kontrak PSC yang akan Habis Masa Kontraknya sampai dengan Tahun 2021	45	Tabel 32	Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk	111
Tabel 12	12 Daftar Penetapan Wilayah Pertambangan Berdasarkan Pulau pada Tahun 2013	48	Tabel 33	Daftar Anak Perusahaan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk yang Bergerak di Bidang Industri Ekstraktif	112
Tabel 13	Bentuk Badan Hukum yang Dapat Mengikuti Lelang Berdasarkan Luas WIUP	50	Tabel 34	Perubahan Kepemilikan Wilayah Pertambangan PT Timah (Persero) Tbk di Indonesia	112
Tabel 14	Kebijakan Perpajakan Pertambangan Migas	56	Tabel 35	Realisasi PKBL PT Aneka Tambang (Persero) Tbk	113
Tabel 15	Tarif Pajak Penghasilan Perusahaan dan Bagian Pemerintah Berdasarkan Generasi PSC	57	Tabel 36	Daftar Pemegang Saham PT. Bukit Asam (Persero) Tbk	113
Tabel 16	Ketentuan Fiskal di Beberapa Generasi PSC	59	Tabel 37	Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk	114
Tabel 17	Kebijakan Perpajakan di Sektor Pertambangan Minerba	60	Tabel 38	Anak Perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk Terkait Industri Ekstraktif	114
Tabel 18	Indikator Kinerja dari Kementerian ESDM terkait Industri Ekstraktif	65	Tabel 39	Realisasi Program CSR Perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk	115
Tabel 19	Skema Bagi Hasil Daerah Otonomi Khusus	70	Tabel 40	Daftar Pemegang Saham PT Timah (Persero) Tbk	115
Tabel 20	Skema Dana Bagi Hasil Pertambangan Umum	71	Tabel 41	Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT Timah (Persero) Tbk	115
Tabel 21	Total Realisasi Alokasi DBH Industri Ekstraktif Tahun 2012 – 2013	72	Tabel 42	Anak Perusahaan PT Timah (Persero) Tbk Terkait Industri Ekstraktif	116
			Tabel 43	Realisasi PKBL PT Timah (Persero) Tbk	116

→ DAFTAR GRAFIK

Grafik 1	Proyeksi Produksi Energi Primer oleh DEN Berdasarkan Skenario BaU dan Skenario KEN	66
Grafik 2	Bauran Energi pada Tahun 2012 dan 2013	67
Grafik 3	Target Bauran Energi Tahun 2025 dan 2050	67
Grafik 4	Statistik Dana ASR di Bank Pemerintah (Bank Mandiri, BNI, BRI)	74
Grafik 5	Dana CSR Perusahaan Pertambangan Migas dan Minerba Tahun 2009-2013	77
Grafik 6	Produksi Minyak Bumi 2009-2013	82
Grafik 7	<i>Lifting</i> Minyak Bumi 2009 - 2013	82
Grafik 8	<i>Lifting</i> Minyak Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama	83
Grafik 9	Nilai <i>Lifting</i> Minyak Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama	84
Grafik 10	Produksi Gas Bumi 2009-2013	84
Grafik 11	<i>Lifting</i> Gas Bumi 2009-2013	85
Grafik 12	<i>Lifting</i> Gas Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama	85
Grafik 13	Nilai <i>Lifting</i> Gas Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama	86
Grafik 14	Produksi Batubara Tahun 2009-2013	88
Grafik 15	Produksi Batubara Berdasarkan Provinsi 2012 – 2013	88
Grafik 16	Nilai Produksi Batubara Berdasarkan Wilayah Utama	89
Grafik 17	Kontribusi PDB Pertambangan Terhadap Total PDB (pada Harga Berlaku) Nasional	92
Grafik 18	Penerimaan Negara dari Sektor Migas dan Minerba	93
Grafik 19	Nilai Ekspor Sektor Pertambangan per Komoditas Utama, dalam Milyar USD	95
Grafik 20	Volume Ekspor Sektor Pertambangan per Komoditas Utama, dalam Juta Ton	95
Grafik 21	Nilai Ekspor Minyak Bumi Tahun 2012 - 2013	96
Grafik 22	Nilai Ekspor Minyak Bumi Tahun 2012 - 2013	97
Grafik 23	Kuantitas Ekspor Minyak Bumi Tahun 2012 - 2013	97
Grafik 24	Nilai Ekspor Gas Bumi dan LNG Tahun 2012 - 2013	98
Grafik 25	Kuantitas Ekspor Gas Bumi dan LNG pada Tahun 2012 - 2013	98
Grafik 26	Grafik 26 Ekspor Batubara Berdasarkan Daerah Tahun 2012-2013	99

→ DAFTAR GAMBAR

Gambar 1	Standar EITI Internasional	9
Gambar 2	Perjalanan Implementasi EITI di Indonesia	10
Gambar 3	Informasi Publik yang Wajib Disediakan dan Diumumkan	11
Gambar 4	Informasi yang Dikecualikan	11
Gambar 5	Sejarah UU Migas	14
Gambar 6	Hirarki Kerangka Hukum Pertambangan Migas	15
Gambar 7	Biaya Operasi yang Tidak Dapat Dikembalikan	16
Gambar 8	Sejarah UU Pertambangan Minerba	17
Gambar 9	Hirarki Kerangka Hukum Pertambangan Minerba	18
Gambar 10	Tugas dan Tanggung Jawab Instansi Pemerintahan di Sektor Pertambangan Minyak dan Gas Bumi	27
Gambar 11	Tugas dan Tanggungjawab Instansi Pemerintahan di Sektor Pertambangan Minerba	27
Gambar 12	Minerba One Map Indonesia	34
Gambar 13	Kriteria CNC IUP	34
Gambar 14	Alur Penetapan Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi	41
Gambar 15	Alur Lelang Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi	42
Gambar 16	Jenis Wilayah Pertambangan	47
Gambar 17	Alur Penetapan Wilayah Izin Usaha Pertambangan	48
Gambar 18	Alur Lelang Wilayah Izin Usaha Pertambangan Minerba	49
Gambar 19	Penerimaan Negara yang Berasal dari Industri Ekstraktif yang Dilaporkan dalam LKPP	56
Gambar 20	Arus Kas dalam Kontrak Bagi Hasil	58
Gambar 21	Hubungan Perencanaan Pembangunan dan Penyusunan Penganggaran	62
Gambar 22	Siklus APBN	64
Gambar 23	Prinsip DBH	68
Gambar 24	Mekanisme Penetapan Perkiraan Alokasi DBH SDA (PP 55/2005)	68
Gambar 25	Skema Dana Bagi Hasil Sumber Daya Alam (DBH SDA) Migas	69
Gambar 26	Cekungan Sedimen	81
Gambar 27	Sebaran Cadangan Migas Indonesia	81
Gambar 28	Sebaran Cadangan Batubara	87
Gambar 29	Peta Sebaran Cadangan Mineral Strategis	89
Gambar 30	Ilustrasi Perhitungan Potensi Pertambangan dan Perdagangan Illegal	100
Gambar 31	Hubungan antara Badan Usaha Milik Negara dan Pemerintah	104
Gambar 32	Mekanisme Pembayaran Dividen BUMN	105
Gambar 33	Alur Kas Penjualan Minyak Bumi Bagian Pemerintah dan Subsidi BBM	107

→ DAFTAR SINGKATAN

AMDAL	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan	CV	<i>Commanditaire Venootschap</i> (Persekutuan Komanditer)
APBD	Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah	DBH	Dana Bagi Hasil
APBN	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara	DEN	Dewan Energi Nasional (<i>National Energy Council</i>)
ASEAN	<i>Association of South East Asian Nation</i>	DHPB	Dana Hasil Produksi Batubara
ASR	<i>Abandonment and Site Restoration</i>	DIPA	Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran
BaU	<i>Business as Usual</i>	DJA	Direktorat Jenderal Anggaran
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional	DJP	Direktorat Jenderal Pajak
BBM	Bahan Bakar Minyak	DJPK	Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan
BI	Bank Indonesia	DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>
BIG	Badan Informasi Geospasial	DPD	Dewan Perwakilan Daerah
BKPM	Badan Koordinasi Penanaman Modal	DPR	Dewan Perwakilan Rakyat
BP MIGAS	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi	DR	Dana Reboisasi
BPHTB	Bea Perolehan Hak atas Tanah dan Bangunan	EDI	<i>Electronic Data Interchange</i>
BPK	Badan Pemeriksa Keuangan	EITI	<i>Extractive Industries Transparency Initiative</i>
BPKP	Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan	EP	Eksplorasi dan Produksi
BPS	Badan Pusat Statistik	ESDM	Energi Sumber Daya Mineral
BPT	<i>Branch Profit Tax</i>	ET	Eksportir Terdaftar
BUMD	Badan Usaha Milik Daerah (Local State-Owned Enterprise)	ETBS	<i>Equity To Be Split</i>
BUMN	Badan Usaha Milik Negara (State-Owned Enterprise)	FPU	<i>Floating Production Unit</i>
BUMN-K	Badan Usaha Milik Negara-Khusus	FTP	<i>First Trance Petroleum</i>
BUT	Badan Usaha Tetap	GFS	<i>Government Financial Statistics</i>
CALK	Catatan Atas Laporan Keuangan	GMB	Gas Metana Batubara
CFO	<i>Chief Financial Officer</i>	HBA	Harga Batubara Acuan
CNC	<i>Clean and Clear</i>	HSE	<i>Health and Safety Environment</i>
COO	<i>Chief Operating Officer</i>	ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>
CR	<i>Cost Recovery</i>	IDD	<i>Indonesia Deepwater Development</i>
CSR	<i>Corporate Social Responsibility</i>	IGT	Informasi Geospasial Tematik
		IMTA	Izin Mempekerjakan Tenaga Kerja Asing
		INPRES	Instruksi Presiden
		IP	Izin Prinsip
		IPA	Indonesia Petroleum Association

IPP	Izin Pinjam Pakai	MK	Mahkamah Konstitusi (<i>Constitutional Court</i>)
IPR	Izin Pertambangan Rakyat	MOMI	Minerba One Map Indonesia
IUP	Izin Usaha Pertambangan	MP3	Monitoring Pelaporan Pembayaran Pajak
IUPK	Izin Usaha Pertambangan Khusus	MPN	Modul Penerimaan Negara
JOB	<i>Joint Operation Body</i>	MPN G-2	Modul Penerimaan Negara Generasi-2
K/L	Kementerian/Lembaga	MSG	<i>Multi-Stakeholder Group</i>
KA	Kerangka Acuan	MTEF	<i>Medium-Term Expenditure Framework</i>
KESDM	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (<i>Ministry of Energy and Mineral Resource</i>)	NA	Naskah Akademik
KEN	Kebijakan Energi Nasional	NKRI	Negara Kesatuan Republik Indonesia
KBT	Kontrak Bantuan Teknis	NPWP	Nomor Pokok Wajib Pajak
KI	Kredit Investasi	NTPN	Nomor Transaksi Penerimaan Negara
KIP	Komite Informasi Pusat	OC	<i>Operation Corporation</i>
KK	Kontrak Karya	OMP	<i>One Map Policy</i>
KKKS	Kontraktor Kontrak Kerja Sama	P3B	Persetujuan Penghindaran Pajak Bangunan
KP	Kuasa Pertambangan	PAD	Pendapatan Asli Daerah
KPJM	Kerangka Pengeluaran Jangka Menengah	PBF	<i>Performance Based Budgeting</i>
KPK	Komisi Pemberantasan Korupsi (<i>Corruption Eradication Comission</i>)	PBK	Penganggaran Berbasis Kinerja
KSO	Kerja Sama Operasi	PEL	Penyajian Evaluasi Lingkungan
KUN	Kas Umum Negara	PEMDA	Pemerintah Daerah
LAK	Laporan Arus Kas	PERMEN	Peraturan Menteri
LAKIP	Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah	PHT	Penjualan Hasil Tambang
LAPAN	Lembaga Penerangan dan Antariksa Nasional	PI	<i>Participating Interest</i>
LKPP	Laporan Keuangan Pemerintah Pusat	PIL	Penyajian Informasi Lingkungan
LNG	<i>Liquid Natural Gas</i>	PKP2B	Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara
LRA	Laporan Realisasi Anggaran	PMA	Penanaman Modal Asing
LSM	Lembaga Swadaya Masyarakat	PN	Pengadilan Negeri
MA	Mahkamah Agung	PNBP	Penerimaan Negara Bukan Pajak
MESDM	Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral	PN TABA	Perusahaan Negara Tambang Arang Bukit Asam
		POD	<i>Plan of Development</i>
		POR	<i>Pay Out Ratio</i>

PP	Peraturan Pemerintah	SKK MIGAS	Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas
PPID	Pejabat Pengelola Informasi dan Dokumentasi		
PPh	Pajak Penghasilan	SPT	Surat Pemberitahuan
PPN	Pajak Pertambahan Nilai	STB	Stock Tank Barel
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>	TAC	<i>Technical Assistance Contract</i>
PSDH	Provisi Sumber Daya hutan	TKA	Tenaga Kerja Asing
PT	Perseroan Terbatas	TOE	<i>Tonnes Oil Equivalent</i>
PTSP	Pelayanan Terpadu Satu Pintu (<i>National Single Window for Investment – NSWi</i>)	UU	Undang-Undang
PUSDATIN	Pusat Data dan Informasi	UUD	Undang – Undang Dasar
RENJA	Rencana Kerja	WAP	<i>Weighted Average Price</i>
RENSTRA	Rencana Strategis	WIUP	Wilayah Izin Usaha Pertambangan
RK TTL	Rencana Kerja Tahunan Teknis dan Lingkungan	WIUPK	Wilayah Izin Usaha Pertambangan Khusus
RKA	Rencana Kegiatan dan Anggaran	WK	Wilayah Kerja
RKAB	Rencana Kerja dan Anggaran Belanja	WP	Wilayah Pertambangan
RKP	Rencana Kerja Pemerintah	WPN	Wilayah Pencadangan Negara
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional	WPR	Wilayah Pertambangan Rakyat
RPJPN	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional	WUP	Wilayah Usaha Pertambangan
RPTKA	Rencana Penggunaan Tenaga Kerja Asing	WUPK	Wilayah Usaha Pertambangan Khusus
RRR	<i>Reserve Replacement Ratio</i>		
RUU	Rancangan Undang-Undang		
RUPS	Rapat Umum Pemegang Saham		
SCF	<i>Standard Cubic Foot</i>		
SDA	Sumber Daya Alam		
SE	Surat Edaran		
SIG	Sistem Informasi Geografis		
SISPEN	Sistem Penerimaan		
SIMPONI	Sistem Informasi Penerimaan Negara Bukan Pajak Online		
SK	Surat Keputusan		

→ RINGKASAN EKSEKUTIF



Fasilitas Produksi, TOTAL

Laporan kontekstual membahas mengenai industri ekstraktif di Indonesia dalam hubungannya dengan Standar EITI Internasional. Pembahasan tersebut mencakup tata kelola, proses alokasi dan tender wilayah pertambangan, manajemen penerimaan, tanggung jawab lingkungan hidup dan sosial, pengelolaan industri ekstraktif dan peran serta BUMN yang bergerak dalam sektor industri ekstraktif.

Laporan kontekstual merupakan ketentuan baru dalam Standar EITI Internasional yang disusun untuk memberikan gambaran umum tentang industri ekstraktif di Indonesia, agar laporan hasil rekonsiliasi EITI dapat lebih dipahami oleh masyarakat luas dan dapat dijadikan materi diskusi di masyarakat. Dengan adanya laporan EITI ini masyarakat diharapkan dapat berperan serta lebih aktif dalam memberikan masukan untuk memperbaiki tata kelola sektor industri ekstraktif di Indonesia.

Menurut ketentuan Standar EITI Internasional nomor 3, Tim Pelaksana harus menyetujui terlebih dahulu prosedur dan tanggung jawab yang dilakukan oleh IA dalam penyediaan laporan kontekstual tersebut (No.3.1). Informasi dalam laporan kontekstual harus mencakup penjelasan mengenai kerangka

hukum dan ketentuan fiskal industri ekstraktif di Indonesia (No.3.2), harus dicantumkan tinjauan umum (overview) mengenai industri ekstraktif di Indonesia (No.3.3), kontribusi Industri ekstraktif terhadap perekonomian di Indonesia (No.3.4), data-data produksi yang terkait (No.3.5), peran serta pemerintah (dan BUMN) dalam pengembangan industri ekstraktif di Indonesia (No.3.6), alokasi hasil pendapatan dari industri ekstraktif dan kelangsungan hasil pendapatan tersebut (No.3.7 dan 3.8), alokasi dan registrasi dari lisensi industri ekstraktif (No.3.9 dan 3.10), peraturan yang terkait dan transparansi daftar pemilik manfaat (beneficial ownership) dari aset ekstraktif (No.3.11), dan pengungkapan daftar mengenai kontrak/izin eksplorasi minyak, gas, mineral dan batubara (No.3.12).

Laporan kontekstual 2012 - 2013 ini dipaparkan kedalam 7 (tujuh) bagian laporan yang dapat menjadi referensi penting bagi masyarakat luas untuk dapat memahami industri ekstraktif di Indonesia.

Bagian pertama laporan kontekstual membahas mengenai latar belakang EITI dan kerangka hukum transparansi informasi publik dalam kaitannya

dengan implementasi EITI di Indonesia. EITI dijelaskan dalam definisi, peran, dan manfaatnya bagi semua pihak yang terkait dalam industri ekstraktif yaitu pemerintah, perusahaan dan masyarakat. Manfaat pengimplementasian EITI bagi pemerintah adalah peningkatan efektifitas dan efisiensi tata kelola industri ekstraktif di negaranya sehingga semua warga negaranya dapat menikmati hasil penerimaan negara dan daerah yang berasal dari sumber daya alam. Manfaat bagi perusahaan yang ikut serta dalam EITI adalah memperoleh kejelasan dan kepercayaan dari masyarakat mengenai tanggung jawab perusahaan tersebut dalam memenuhi segala ketentuan dan kebijakan pemerintah yang mengatur industri ekstraktif. Sedangkan bagi warga negara dan masyarakat luas, manfaat pelaksanaan EITI adalah menerima informasi yang dapat dipercaya sehingga masyarakat dapat menuntut pertanggungjawaban atas pengelolaan penerimaan negara atau daerah yang berasal dari industri ekstraktif.

Tidak hanya itu, penjelasan di bagian ini juga membahas transparansi informasi publik secara umum yang telah memiliki kekuatan hukum di Indonesia. Selanjutnya, bagian ini juga membahas mengenai proses implementasi EITI di Indonesia yang pada saat ini telah memiliki dasar hukum yang diatur dalam Perpres 26/2010. Perpres tersebut mengatur pembentukan Tim Transparansi yang terdiri dari Tim Pengarah dan Tim Pelaksana dan bertugas melaksanakan transparansi penerimaan negara dan penerimaan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif. Dalam melakukan tugasnya tim ini berwenang untuk meminta informasi, data tambahan, masukan dan atau mengadakan konsultasi dengan instansi pemerintah pusat, pemerintah daerah dan perusahaan industri ekstraktif. Namun, dalam Perpres ini belum mengadopsi keseluruhan persyaratan-persyaratan dalam Standar EITI Internasional.

Bagian kedua laporan kontekstual membahas mengenai tata kelola industri ekstraktif yang

membahas mengenai ketentuan hukum industri ekstraktif, tugas dan fungsi instansi pemerintah yang terkait dalam industri ekstraktif, sistem lisensi melalui perizinan dan kontrak, dan perubahan serta perbaikan tata kelola industri ekstraktif yang sedang berjalan pada saat penulisan laporan ini. Bagian ini berguna bagi masyarakat luas untuk memahami bagaimana sistem pengaturan dan pengelolaan industri ekstraktif secara umum saat ini di Indonesia.

Tata kelola industri ekstraktif di Indonesia berpedoman pada UUD 1945 Pasal 33 Ayat 3: "Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung didalamnya dikuasai oleh negara dan digunakan sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat", yang pada perkembangannya telah diterapkan dalam UU yang telah mengalami beberapa pergantian. Secara garis besar, saat ini UU yang berlaku dalam industri ekstraktif adalah UU 22/2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan UU 4/2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara yang terdapat pasal-pasal bertujuan untuk melindungi kepentingan dalam negeri.

Beberapa isu sekitar UU 4/2009 antara lain tentang ketentuan-ketentuan dalam KK dan PKP2B yang diatur dalam UU sebelumnya yang diharuskan untuk menyesuaikan ketentuan sesuai dengan UU minerba. Saat ini Pemerintah Indonesia masih dalam proses melakukan renegoisasi kontrak dengan perusahaan-perusahaan KK dan PKP2B. UU minerba 2009 ini juga memberikan wewenang penerbitan izin oleh bupati/walikota yang pada perkembangannya kewenangan tersebut dicabut seiring dengan diterbitkannya UU 23/2014 tentang pemerintah daerah, namun belum terdapat peraturan pelaksana teknis yang dikeluarkan yang mengatur teknis UU tersebut.

Bab ini juga membahas usaha pemerintah yang sedang berjalan dalam melakukan perbaikan tata kelola industri ekstraktif. Untuk sektor pertambangan migas, saat ini pemerintah dan DPR

sedang dalam proses revisi UU Minyak dan Gas Bumi serta Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah Aceh sedang dalam proses transisi pembentukan Badan Pengelola Migas Aceh (BPMA). Untuk sektor industri minerba, pemerintah saat ini sedang menata dan mengawasi proses Izin Usaha Pertambangan (IUP minerba) melalui pengembangan MOMI, sertifikasi *Clean and Clear* (CNC) dan koordinasi & supervisi (Korsup) oleh KPK di 12 provinsi. Untuk perbaikan tata kelola yang mempengaruhi kedua sektor ini adalah perbaikan sistem Modul Penerimaan Negara (MPN) dengan menambah sistem penagihan (billing system) yang juga disebut dengan MPN Generasi ke-2 dan pelayanan terpadu satu pintu di bawah Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM).

Bagian ketiga laporan kontekstual membahas mengenai proses alokasi dan tender wilayah pertambangan migas dan minerba di Indonesia. Pada bagian ini dibahas mengenai proses penetapan alokasi wilayah pertambangan, prosedur lelang dan kegiatan lelang yang diadakan pada tahun 2012 dan 2013. Proses penetapan wilayah kerja pertambangan migas dimulai dengan usulan wilayah kerja berdasarkan kajian Ditjen Migas yang ditawarkan secara lelang atau usulan investor berdasarkan studi bersama antara investor dan Ditjen Migas yang ditawarkan melalui penawaran langsung. Menteri ESDM berwenang dalam menetapkan pemenang lelang atau penawaran langsung. Sedangkan proses penetapan wilayah pertambangan minerba ditetapkan oleh Menteri ESDM berdasarkan penetapan Pemerintah Daerah dan setelah melakukan konsultasi dengan DPR.

Standar EITI mengharuskan negara pelaksana EITI untuk mengungkapkan pemenang tender, pengalihan kepemilikan wilayah pertambangan, kriteria tender dan peserta tender. Pada tahun 2012 – 2013 tender wilayah pertambangan dan pengalihan kepemilikan wilayah pertambangan hanya terdapat pada sektor migas. Pemenang tender dan pengalihan kepemilikan wilayah pertambangan dilaporkan dalam Lampiran 1 dan Lampiran 2 Buku Kedua Laporan EITI 2012-2013 sedangkan untuk kriteria tender wilayah kerja migas telah diatur dalam Permen 35/2008. Namun, untuk nama peserta tender pada prakteknya tidak diungkapkan oleh Ditjen Migas.

¹ Standar EITI mengharuskan daftar informasi kadaster yang dapat diakses oleh publik. Informasi kadaster yang dimaksud adalah informasi mengenai: i. pemilik lisensi; ii. koordinat dari wilayah pertambangan; iii. tanggal aplikasi, tanggal izin/kontrak (date of award) dan durasi dari izin/kontrak; dan iv. jenis komoditas yang diproduksi (jika sudah berproduksi).

Sehubungan dengan proses tender ini, Laporan kontekstual juga mencatat adanya Laporan Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) pada Ikhtisar Hasil Pemeriksaan Semester II Tahun 2014 untuk pemeriksaan penerimaan sektor hulu migas periode 2012-Semester 1 2014 mengenai adanya pemenang lelang wilayah kerja yang tidak memenuhi persyaratan finansial dan terdapat kontraktor yang terkendala dalam memenuhi kewajiban dan komitmennya sesuai dengan peraturan yang terkait proses tender. Laporan ini dapat diakses di laman BPK.

Selain itu, Standar EITI juga mengatur mengenai pengungkapan daftar (*registry*) informasi kadaster¹, daftar pengungkapan kontrak², dan daftar pengungkapan pemilik manfaat (*beneficial ownership*)³. Publik dapat mengakses sebagian besar informasi kadaster sektor migas pada peta wilayah kerja yang tersedia di Laporan Tahunan SKK Migas dan untuk informasi kadaster yang lebih lengkap misalnya informasi koordinat, publik dapat mengakses sistem informasi geografis bernama Inameta yang sifatnya berbayar untuk satu wilayah kerja yang ingin diakses. Sedangkan informasi kadaster pada sektor minerba tersedia bagi publik yang berkepentingan dengan mencetak wilayah izin usaha pertambangan di kantor Ditjen Minerba yang sifatnya berbayar. Peta tersebut dapat dicetak berdasarkan kabupaten dan berdasarkan satu wilayah IUP bagi investor yang sudah memiliki nomor Surat Keputusan (SK) beserta koordinat wilayah pertambangannya.

Laporan EITI 2012-2013 pada buku keempat memuat daftar perusahaan yang menjadi ruang lingkup rekonsiliasi pada tahun tersebut. Informasi kadaster dalam daftar perusahaan migas, yaitu nama wilayah kerja, provinsi wilayah kerja, nama perusahaan (operator dan partner), jumlah kepemilikan, tanggal kontrak beserta tanggal akhir kontrak, dan nama komoditas yang diproduksi. Informasi kadaster dalam daftar perusahaan minerba, yaitu nama perusahaan, pemilik saham perusahaan tersebut beserta komposisi kepemilikannya, jenis lisensi (kontrak atau IUP), tanggal lisensi dan tanggal akhir lisensi, nama komoditas yang diproduksi dan provinsi.

² Standar EITI mendorong pemerintah untuk mengungkapkan daftar kontrak-kontrak yaitu daftar keseluruhan (full text) dari kontrak/lisensi, full text dari annex atau addendum dan full text dari amandemen.

³ Standar EITI merekomendasikan agar negara pelaksana EITI untuk membuat suatu daftar pemilik manfaat (*beneficial owner*) dari perusahaan pemilik aset ekstraktif yang dapat diakses oleh publik.

Saat ini tidak terdapat daftar kontrak dan daftar pemilik manfaat terkait industri ekstraktif yang tersedia di publik. Laporan EITI 2012-2013 memuat ketentuan umum dalam kontrak/izin dan daftar kepemilikan langsung dari wilayah pertambangan. Sedangkan untuk perusahaan industri ekstraktif yang terdaftar di Bursa Efek Indonesia (BEI) terdapat kewajiban untuk mengungkapkan pemilik utama atau pemegang saham pengendali (*ultimate shareholders*) dalam laporan keuangannya yang dapat diakses melalui laman BEI. Bagian ini dapat menjadi catatan bagi masyarakat luas mengenai perbedaan transparansi informasi di Indonesia dengan yang disyaratkan oleh Standar EITI Internasional.

Bagian keempat laporan kontekstual membahas mengenai manajemen penerimaan negara dalam industri ekstraktif, dalam bagian ini dibahas mengenai jenis-jenis penerimaan negara yang berasal dari pajak dan penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang berasal dari industri ekstraktif. Bagian ini memberikan informasi kepada masyarakat luas agar dapat lebih memahami mengenai perhitungan penerimaan negara dari industri ekstraktif dan alokasinya kepada daerah dan bagaimana pihak pemerintah merencanakan dan menganggarkan penerimaan negara dari industri ekstraktif.

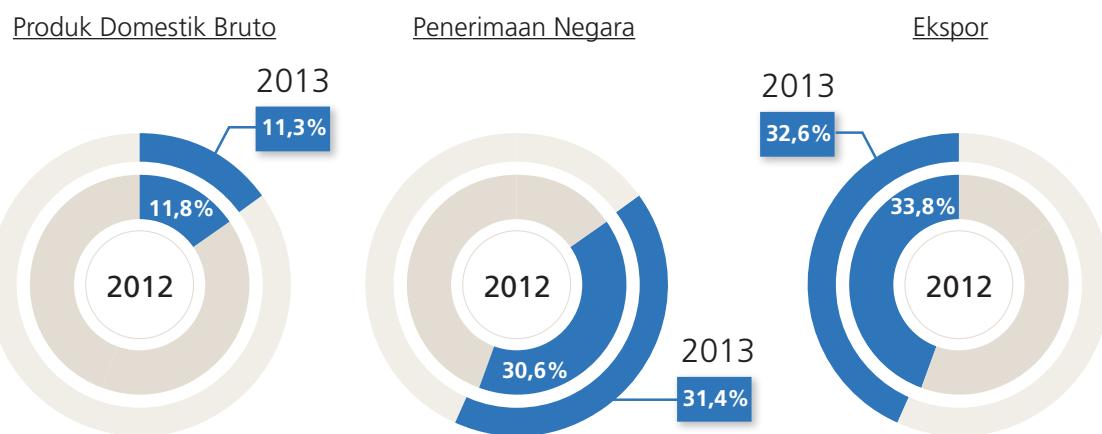
Seluruh PNBP dari industri ekstraktif diterima dalam bentuk kas kecuali beberapa penerimaan dari sektor hulu migas yang terkait kontrak bagi hasil yang diterima oleh Pemerintah Indonesia berupa *in-kind*. Penerimaan *in-kind* tersebut adalah *lifting* minyak dan gas bumi bagian pemerintah dan DMO (dikurangi dengan biaya DMO) terkait kontrak bagi hasil yang wewenang pengelolaannya berada di SKK Migas. Penerimaan perpajakan dari sektor ekstraktif diterima seluruhnya dalam bentuk kas. Penerimaan negara dari industri ekstraktif seluruhnya disetor dalam kas negara dan dicatat dalam Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP). Dalam bab ini juga dibahas mengenai proses perencanaan dan penganggaran beserta proses pelaksanaan audit dan mekanisme alokasi penerimaan negara dari industri ekstraktif dari pemerintah pusat kepada pemerintah daerah. Publik dapat mengakses nota keuangan, LKPP

dan hasil pemeriksaan LKPP oleh Badan Pemeriksa Keuangan pada laman Kementerian Keuangan dan laman BPK. Untuk pandangan umum industri ekstraktif ke depan, publik dapat mengakses Rencana Strategis Kementerian ESDM untuk tahun 2015-2019 di laman Kementerian ESDM dan studi kondisi energi pada kurun waktu 2013-2050 di laman Dewan Energi Nasional.

Alokasi penerimaan negara dari industri ekstraktif dari pusat ke daerah diatur dalam dana bagi hasil (DBH) sesuai dengan UU 33/2004 mengenai perimbangan keuangan. Untuk dana bagi hasil minyak bumi, Pemerintah Daerah mendapatkan 15% sedangkan untuk dana bagi hasil gas bumi, Pemerintah Daerah mendapatkan 30%. Dari skema bagi hasil migas tersebut, Pemerintah Daerah mendapatkan alokasi khusus (*earmarked*) tambahan sebesar 0.5% untuk pendidikan dasar. Selain itu terdapat pula skema pembagian DBH bagi hasil daerah otonomi khusus untuk Provinsi Aceh, Provinsi Papua Barat dan Provinsi Papua yang mendapatkan tambahan sebesar 55% untuk pendapatan minyak bumi dan tambahan sebesar 40% untuk pendapatan gas bumi. Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat disyaratkan untuk mengalokasikan penerimaan tersebut untuk biaya pendidikan sekurang-kurangnya sebesar 30% dan untuk kesehatan dan perbaikan gizi sekurang-kurangnya 15%, sedangkan Provinsi Aceh disyaratkan untuk mengalokasikan sekurang-kurangnya sebesar 30% untuk pendidikan. Untuk pertambangan umum Pemerintah Daerah mendapatkan sebesar 20%. Realisasi dan anggaran alokasi DBH dapat dilihat di lampiran LKPP atau laman Ditjen Perimbangan Keuangan.

Bagian kelima laporan kontekstual membahas mengenai tanggung jawab lingkungan hidup dan tanggung jawab sosial (*corporate social responsibility*) bagi perusahaan industri ekstraktif di Indonesia. Tanggung jawab lingkungan hidup di sektor pertambangan migas diatur melalui PP 35/2004 mengenai cadangan dana kegiatan pasca operasi kegiatan usaha hulu. Sedangkan di sektor pertambangan minera diatur melalui Peraturan Menteri ESDM 7/2014 mengenai dana jaminan reklamasi dan jaminan pasca tambang. Pada tahun 2013, BPK melakukan pemeriksaan kinerja atas

Grafik Kontribusi Industri Ekstraktif terhadap Ekonomi Indonesia



Sumber: LKPP dan BPS

5

pengawasan kegiatan reklamasi area pertambangan untuk tahun 2013 hingga November 2014 pada Dinas Pertambangan dan Energi Pemerintah Kabupaten Karimun yang menyimpulkan bahwa kinerja pengawasan kegiatan reklamasi terhadap perusahaan pemegang IUP belum memadai, sehingga tidak diketahui perkembangan pelaksanaan kegiatan reklamasi sesuai dengan rencana yang ditetapkan⁴.

Sehubungan dengan tanggung jawab sosial perusahaan industri ekstraktif, bagi perusahaan yang berbentuk badan hukum Perseroan Terbatas (PT) wajib menyelenggarakan tanggung jawab sosial, namun besaran dana yang wajib dikeluarkan tidak diatur. Sedangkan BUMN diharuskan untuk melakukan program kemitraaan dan bina lingkungan yang jumlahnya masing-masing sebesar maksimal 2% dari laba setelah pajak.

Bagian keenam laporan kontekstual membahas mengenai tinjauan umum mengenai industri ekstraktif dan kontribusi industri ekstraktif terhadap perekonomian di Indonesia. Pembahasan tersebut antara lain mengenai kedudukan kekayaan hasil industri ekstraktif Indonesia di tingkat global, data produksi beserta nilainya, daerah konsentrasi produksi, proyek pengembangan pada sektor hulu migas, gambaran kegiatan eksplorasi

pertambangan minera, dibahas juga kontribusi industri ekstraktif terhadap pertumbuhan ekonomi (PDB) di Indonesia, penerimaan negara, total ekspor dan lapangan kerja.

Kontribusi industri ekstraktif terhadap total PDB pada tahun 2012 adalah sebesar 11,8% dan pada tahun 2013 sebesar 11,3% dari total PDB nasional. Di beberapa daerah, sektor pertambangan memiliki peranan yang sangat besar misalnya daerah seperti Provinsi Papua Barat, Provinsi Bangka Belitung dan Provinsi Kalimantan Timur. Kontribusi industri ekstraktif signifikan bagi penerimaan negara dan ekspor. Industri ekstraktif menyumbang sebesar 30,6% dari total penerimaan negara pada tahun 2012 dan sebesar 31,4% pada tahun 2013 dan ekspor yang berasal dari industri ekstraktif merupakan 33,8% dari total ekspor nasional pada tahun 2012 dan sebesar 32,6% pada tahun 2013. Kontribusi tenaga kerja di sektor pertambangan dan penggalian menyumbang sekitar 1,6 juta pekerja (atau 1,4% dari total angkatan kerja) pada tahun 2012 dan 1,5 juta pekerja (atau 1,3% dari total angkatan kerja) pada tahun 2013.

Dalam bab ini juga membahas secara umum mengenai dua kajian mengenai potensi penerimaan pemerintah yang hilang yang kemungkinan disebabkan oleh perdagangan ilegal dan oleh

⁴ Badan Pemeriksa Keuangan, Ikhtisar Hasil Pemeriksaan Semester II tahun 2014, h. 122

IUP yang tidak memenuhi CNC. Kajian pertama merupakan kajian perbandingan data konsumsi dari BPS dan data produksi dari ESDM yang terdapat dalam salah satu *policy paper* dalam salah satu *Focused Group* yang diadakan oleh APBI yang mencatat adanya 56,3 juta⁵ ton batubara yang tidak terverifikasi yang diduga berasal dari perdagangan ilegal. Kemudian kajian kedua berasal dari *Civil Society Coalition Against Mining Corruption* yang melaporkan potensi pendapatan negara yang hilang dari PNBP di 23 provinsi akibat IUP yang tidak memenuhi kriteria CNC adalah sebesar Rp 1,3 triliun atau (US\$96 juta)⁶.

Bagian ketujuh laporan kontekstual membahas mengenai peraturan dan praktek yang berlaku mengenai BUMN serta hubungan keuangan antara pemerintah dengan BUMN. BUMN yang tercakup di dalam laporan ini adalah PT Pertamina (Persero), PT Aneka Tambang (Persero) Tbk., PT Bukit Asam (Persero) Tbk., dan PT Timah (Persero) Tbk. Laporan keuangan keempat BUMN industri ekstraktif tersebut diaudit oleh auditor independen dan laporannya dapat diakses oleh publik pada laman masing-masing BUMN tersebut. Pada laporan ini dijabarkan mengenai kepemilikan wilayah kerja migas serta wilayah pertambangan minerba, perubahan kepemilikan wilayah pertambangan (jika ada), subsidi BBM yang dimandatkan kepada Pertamina, dan tanggung jawab sosial yang dikeluarkan oleh masing-masing BUMN.

Peran BUMN cukup signifikan dalam industri ekstraktif di Indonesia. Wilayah kerja yang dikelola oleh PT Pertamina (Persero) merupakan penyumbang *lifting* minyak bumi dan gas bumi sekitar rata-rata 20% dari total *lifting* minyak bumi dan gas bumi nasional pada tahun 2012 dan tahun 2013. Sedangkan BUMN minerba menyumbang sebesar 7% pada tahun 2012 dan 6% pada tahun 2013 dari total royalti yang diterima Pemerintah Pusat. Lebih lanjut BUMN industri ekstraktif menyetor dividen sebesar 9,2 triliun rupiah kepada Pemerintah Pusat pada tahun 2012 yang merupakan 30% dari total seluruh pendapatan dividen dari BUMN dan sebesar 9,3 triliun rupiah pada tahun 2013 atau 27% dari total penerimaan dividen yang berasal dari BUMN. Bagian ini bertujuan agar masyarakat memahami peran dan kontribusi BUMN pada industri ekstraktif.

Keseluruhan bagian yang dijabarkan di atas disusun berdasarkan arahan Tim Pelaksana (MSG). Dalam penyusunannya, laporan ini mengambil informasi yang telah tersedia di publik dan data yang disediakan oleh Tim Pelaksana.

Akhir kata, laporan kontekstual ini tersaji sebagai bahan informasi yang dapat memberikan pengertian mengenai industri ekstraktif di Indonesia dan berguna bagi masyarakat untuk lebih memahami laporan rekonsiliasi yang tersedia dan pada akhirnya dapat meningkatkan transparansi dan akuntabilitas pengelolaan industri ekstraktif di Indonesia.

⁵ Independent Administrator tidak melakukan verifikasi atas data tersebut

⁶ Idem ditto

→ 01 LATAR BELAKANG



Anjungan Lepas Pantai - Kangean Energy

Kegiatan ekstraktif adalah segala kegiatan yang mengambil sumber daya alam yang langsung dari perut bumi berupa mineral, batubara, minyak bumi, dan gas bumi. Industri ekstraktif sendiri terbagi menjadi dua kegiatan yaitu: kegiatan usaha hulu (*upstream*) dan kegiatan hilir (*downstream*). Kegiatan hulu adalah kegiatan usaha yang bertumpu pada kegiatan eksplorasi dan eksploitasi. Kegiatan eksplorasi merupakan kegiatan yang bertujuan untuk memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan. Eksplorasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan minyak, gas bumi, batubara dan mineral lainnya yang terdiri dari kegiatan pengeboran/penambangan, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian.

Kegiatan hilir adalah kegiatan pengolahan yang terdiri dari proses memurnikan, mempertinggi mutu, mempertinggi nilai tambah, kemudian proses pengangkutan, penyimpanan dan atau niaga. Laporan ini berfokus pada kegiatan usaha hulu. Adapun industri ekstraktif dalam laporan ini hanya mencakup sektor pertambangan minyak bumi, gas, mineral dan batubara sesuai dengan definisi industri ekstraktif dalam PP 26/2010.

Bab ini membahas tentang prinsip pokok EITI dan latar belakang implementasi EITI di Indonesia yang telah dimulai sejak tahun 2007, kerangka hukum keterbukaan informasi serta transparansi penerimaan negara dan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif.

1.1 Gambaran Umum EITI

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) atau Inisiatif Transparansi Industri Ekstraktif adalah standar global yang mencakup ketentuan-ketentuan yang mendorong keterbukaan dan

akuntabilitas manajemen sumber daya alam dengan mensyaratkan perusahaan minyak bumi, gas bumi dan pertambangan umum untuk mempublikasikan pembayaran yang mereka bayarkan kepada pemerintah, dan pemerintah mempublikasikan penerimaan pembayaran dari perusahaan-perusahaan tersebut. EITI bertujuan memberikan keterbukaan informasi kepada masyarakat untuk memperkuat sistem dan meningkatkan kepercayaan, baik kepada pemerintah maupun kepada perusahaan-perusahaan yang terkait⁷.

EITI memiliki dua konsep dasar⁸ di bawah ini yang digambarkan seperti pada Gambar 1.

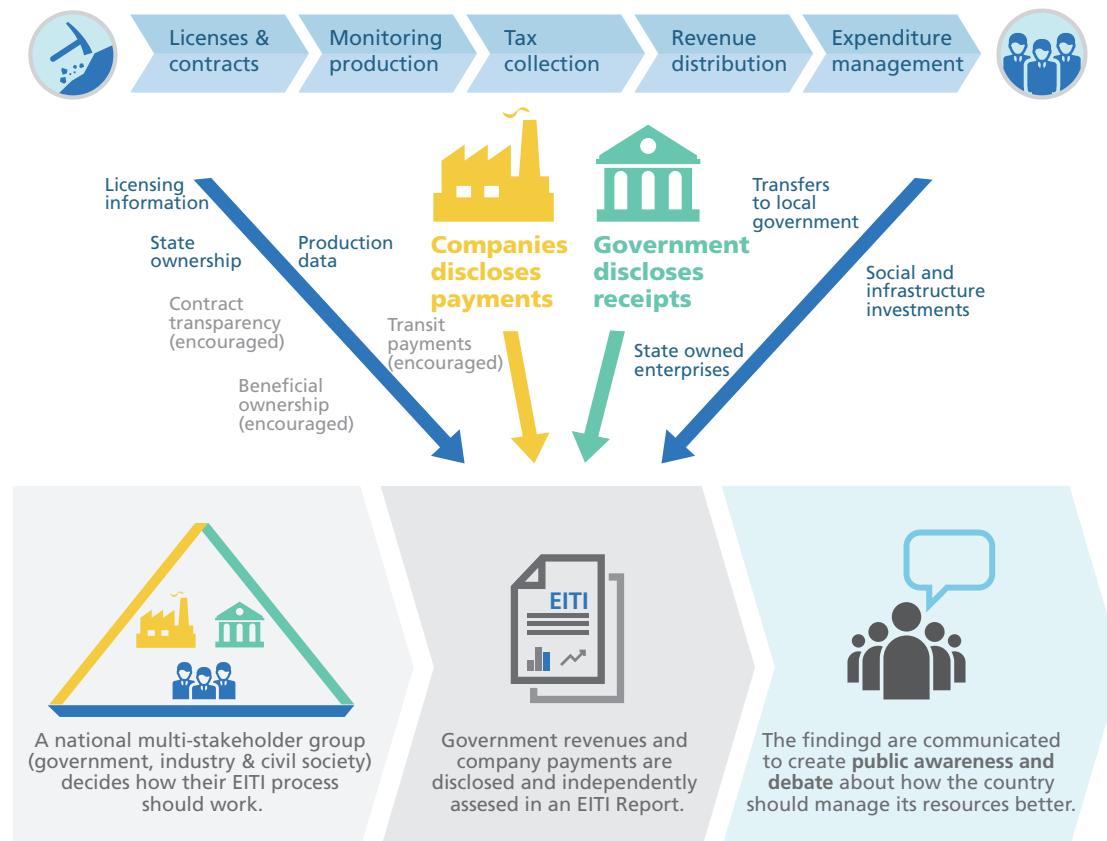
- Transparansi: Perusahaan industri ekstraktif melaporkan pembayaran kepada pemerintah dan pemerintah melaporkan penerimaannya. Angka-angka tersebut direkonsiliasi oleh tim independen yang kemudian dilaporkan dan dipublikasikan di Laporan EITI tahunan beserta laporan kontekstual tentang industri ekstraktif.
- Akuntabilitas : Pembentukan tim multipihak (*Multi-Stakeholder Group -MSG*), yang terdiri dari perwakilan pemerintah, perwakilan perusahaan swasta/Badan Usaha Milik Negara (BUMN) dan perwakilan lembaga swadaya masyarakat, yang keberadaannya diharuskan terlibat dalam pengawasan proses rekonsiliasi dan terlibat dalam dialog atas permasalahan yang timbul berdasarkan temuan dalam laporan EITI. Fungsi MSG ini diharapkan dapat meningkatkan transparansi dan akuntabilitas di sektor industri ekstraktif dari suatu negara.

Standard EITI Internasional ini diawasi oleh suatu dewan internasional (*board*) yang terdiri dari perwakilan pihak pemerintah dari negara yang mengimplementasikan EITI, negara-negara pendukung, lembaga swadaya masyarakat, industri dan perusahaan-perusahaan⁹.

⁷ <https://eiti.org./eiti>

⁸ Kementerian Koordinator Perekonomian Republik Indonesia, Kontrak Penunjukan Independent Administrator, Appendix A, Hal 1

⁹ <https://eiti.org/about/board>

Gambar 1 Standar EITI Internasional

Sumber: Standar EITI

Manfaat pengimplementasian EITI bagi pemerintah adalah peningkatan efektifitas dan efisiensi tata kelola industri ekstraktif di negaranya sehingga semua warga negaranya dapat menikmati hasil penerimaan negara dan daerah yang berasal dari sumber daya alam. Manfaat bagi perusahaan yang ikut serta dalam EITI adalah memperoleh kejelasan dan kepercayaan dari masyarakat mengenai tanggung jawab perusahaan tersebut dalam mentaati segala ketentuan dan kebijakan pemerintah yang mengatur industri ekstraktif. Sedangkan bagi warga negara dan masyarakat luas, manfaat pelaksanaan EITI adalah menerima informasi yang dapat dipercaya sehingga masyarakat dapat menuntut pertanggungjawaban atas pengelolaan penerimaan negara atau daerah yang berasal dari industri ekstraktif.

Suatu negara harus melewati 4 tahap pendaftaran sebelum menjadi negara kandidat EITI (*EITI candidate country*) dan mempublikasikan laporan EITI dalam waktu 18 bulan setelah diterima sebagai negara kandidat EITI. Setelah itu, untuk menjadi negara *compliant* EITI (*EITI compliant country*), negara kandidat EITI akan melalui proses validasi selama 2,5 tahun sejak menjadi negara kandidat EITI. Berdasarkan situs EITI pada bulan Agustus 2015 terdapat 48 negara pelaksana EITI yang diantaranya merupakan 31 negara *compliant* EITI.

Standar EITI dapat diperoleh di <https://eiti.org/document/standard>

1.2 Implementasi EITI di Indonesia

Prakarsa transparansi penerimaan negara dari industri ekstraktif di Indonesia dimulai tahun 2007 ketika Menteri Keuangan saat itu, Sri Mulyani menyatakan dukungan kepada EITI yang disampaikan kepada perwakilan dari *Transparency International Indonesia*. Atas dukungan ini kemudian Wakil Ketua KPK saat itu, Erry Ryana Hardjapamekas, dan Deputi Pencegahan Komisi Pemberantasan Korupsi (KPK), Waluyo, meninjau persiapan dasar hukum pelaksanaan EITI. Peraturan Presiden mengenai EITI lalu dibahas oleh Kementerian Energi Sumber Daya Mineral (ESDM). Akhirnya pada tahun 2010 Presiden Republik Indonesia, Soesilo Bambang Yudhoyono menandatangani Perpres 26/2010 mengenai transparansi penerimaan negara dan pendapatan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif.

Indonesia secara resmi menjadi kandidat EITI pada bulan Oktober 2010 dan telah mempublikasikan dua laporan EITI. Laporan pertama untuk tahun 2009 dan laporan kedua mencakup tahun 2010 dan 2011. Laporan EITI tersebut terdiri dari detail rekonsiliasi penerimaan negara yang dibayarkan oleh perusahaan-perusahaan industri ekstraktif di Indonesia.

Indonesia menjadi negara *compliant* EITI pada bulan Oktober 2014 dan merupakan negara ASEAN pertama yang mendapatkan status *compliant*, walaupun saat ini, status tersebut sedang ditangguhkan. Penangguhan tersebut disebabkan oleh terlambatnya penerbitan dan penyerahan laporan EITI Tahun 2012 yang seharusnya diterbitkan pada tahun 2014 sesuai dengan ketentuan standar EITI Internasional butir 2.2.

1.3 Kerangka Hukum Keterbukaan Informasi Publik dalam Hubungannya dengan Pelaksanaan EITI di Indonesia

1.3.1 Undang-Undang Keterbukaan Informasi publik

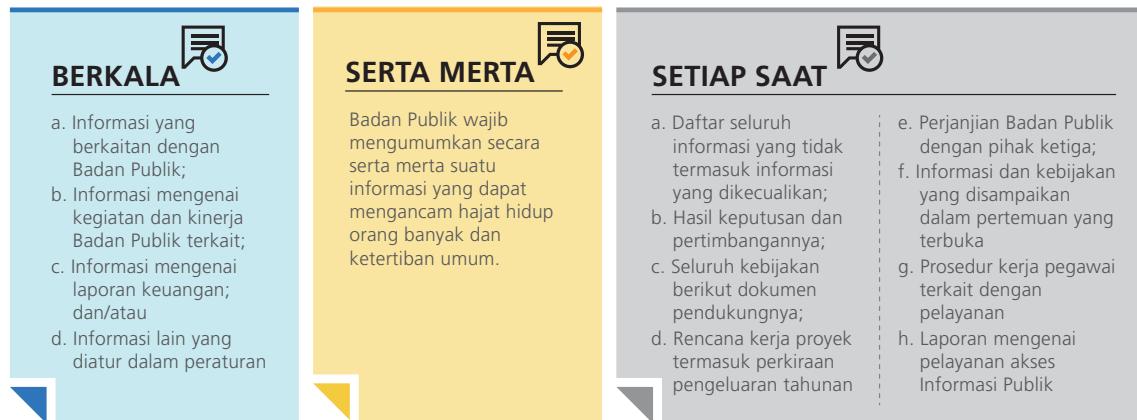
Indonesia mendorong peran masyarakat untuk aktif dalam proses pengambilan keputusan kebijakan publik melalui UU 14/2008 tentang keterbukaan informasi publik. UU ini secara garis besar mengatur kewajiban badan publik untuk memberikan informasi publik kepada masyarakat. Badan publik yang dimaksud dalam UU ini adalah lembaga eksekutif, legislatif, yudikatif, dan badan lain yang didanai

10

Gambar 2 Perjalanan Implementasi EITI di Indonesia



Sumber: Hasil Olahan

Gambar 3 Informasi Publik yang Wajib Disediakan dan Diumumkan

Sumber: UU 14/2008

oleh Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) atau Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah (APBD), seperti BUMN atau Badan Usaha Milik Daerah (BUMD), partai politik dan organisasi non pemerintah lainnya.

UU ini mengatur definisi atau jenis informasi yang wajib diumumkan kepada publik dan informasi yang tidak dapat diumumkan kepada publik (informasi yang dikecualikan). UU ini mengkategorikan informasi publik menjadi informasi yang diumumkan atau disediakan secara berkala, secara serta merta dan setiap saat (lihat Gambar 3).

Untuk menunjang pelayanan informasi publik, suatu Badan Publik menunjuk Pejabat

Pengelola Informasi dan Dokumentasi (PPID) yang salah satu tugasnya adalah melakukan pengujian konsekuensi untuk menetapkan informasi yang dikecualikan dari informasi publik (lihat Gambar 4).

Uji konsekuensi adalah pengujian tentang akibat yang timbul apabila suatu informasi diberikan kepada masyarakat.

Pada prakteknya, sengketa informasi publik sering terjadi antara badan publik dan publik, dan apabila hal ini terjadi, publik dapat mengajukan penyelesaian sengketa informasi publik kepada komisi informasi seperti yang diatur dalam UU 14/2008. Tata cara pengajuan dapat dilihat di laman komisi informasi (komisiinformasi.go.id).

Gambar 4
Informasi yang DikecualikanSumber:
UU 14/2008**INFORMASI YANG DIKECUALIKAN**

- a. Informasi yang dapat menghambat proses penegakan hukum
- b. Informasi yang dapat mengganggu hak atas kekayaan intelektual
- c. Informasi yang dapat membahayakan pertahanan dan keamanan negara
- d. Informasi yang dapat mengungkapkan kekayaan negara
- e. Informasi yang dapat merugikan ketahanan ekonomi nasional
- f. Informasi yang dapat merugikan kepentingan hubungan luar negeri

(lihat pasal 17 UU 14/2008)



1.3.2 Transparansi Pendapatan Negara dan Daerah yang Diperoleh dari Industri Ekstraktif

Keterbukaan informasi mengenai pendapatan negara dan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif secara khusus diatur dalam Perpres 26/2010 yang mendefinisikan industri ekstraktif dan pendapatan negara dan daerah dari industri ekstraktif, pembentukan Tim Transparansi, pengaturan struktur dan tugas anggota Tim Transparansi.

Tim Transparansi yang bersifat multipihak ini bertugas untuk melaksanakan transparansi pendapatan negara dan pendapatan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif, dan dalam melakukan tugasnya tim ini berwenang untuk meminta informasi, data tambahan, masukan dan atau mengadakan konsultasi dengan instansi pemerintah pusat, pemerintah daerah dan perusahaan industri ekstraktif.

Tim Transparansi terdiri dari Tim Pengarah dan Tim Pelaksana. Tim Pengarah diketuai oleh Menteri Koordinator Bidang Perekonomian yang melapor sekurang-kurangnya satu kali dalam setahun kepada Presiden. Anggota Tim Pengarah adalah:

1. Menteri ESDM;
2. Menteri Keuangan;
3. Menteri Dalam Negeri;
4. Kepala Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP);
5. Prof. Dr. Emil Salim, Penasihat Presiden untuk Ekonomi dan Lingkungan, mewakili perwakilan masyarakat

Tugas dari Tim Pengarah adalah menyusun kebijakan umum, memberikan arahan kepada Tim Pelaksana, menetapkan rencana kerja Tim Transparansi dan melakukan evaluasi terhadap pelaksanaan transparansi pendapatan negara dan pendapatan daerah yang diperoleh dari industri ekstraktif.

Sementara personalia Tim Pelaksana berasal dari perwakilan Kementerian Koordinator Bidang Perekonomian, Kementerian ESDM, Kementerian Keuangan, Kementerian Dalam Negeri, BPKP, Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas), PT Pertamina (Persero), perwakilan dari pemerintah daerah, asosiasi perusahaan pertambangan mineral dan batubara (minerba) beserta minyak dan gas bumi (migas) dan perwakilan dari Lembaga Swadaya Masyarakat (LSM). Dalam melakukan tugasnya Tim Pelaksana bertanggung jawab kepada Tim Pengarah.

Tugas dari Tim Pelaksana adalah menyusun rencana kerja Tim Transparansi selama 3 tahun, menyusun format laporan, menetapkan rekonsiliator, menyebarluaskan hasil rekonsiliasi laporan, menyusun laporan Tim Pengarah kepada Presiden, dan melakukan hal lain yang ditugaskan oleh Tim Pengarah. Dalam melakukan tugasnya Tim Pelaksana bertanggungjawab kepada Tim Pengarah.

→ 02

TATA KELOLA INDUSTRI EKSTRAKTIF

13

Laporan Kontekstual 2015



Fasilitas Produksi - Kangean Energy

Bab ini mencakup pembahasan mengenai kerangka hukum tata kelola yang mengatur industri ekstraktif di Indonesia, tugas dan fungsi lembaga pemerintah yang terkait dalam industri ekstraktif dan kontrak serta perizinan industri ekstraktif. Selain itu di bagian terakhir bab ini juga membahas tentang perubahan dan perbaikan tata kelola industri ekstraktif yang sedang dilaksanakan pada saat laporan ini ditulis.

2.1 Kerangka Hukum Pertambangan Minyak Bumi dan Gas Bumi (Migas), Mineral dan Batubara (Minerba)

Undang-Undang Dasar 1945, sebagai peraturan perundang-undangan tertinggi di Indonesia, mengatur pengelolaan sumber daya alam Indonesia yang tercantum dalam Pasal 33 Ayat 3: **“Bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung didalamnya dikuasai oleh Negara dan digunakan sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat”**. Sesuai dengan keputusan Mahkamah Konstitusi (MK) pada tahun 2012, pasal ini mengamanatkan kepada negara untuk mengadakan kebijakan, pengurusan, pengaturan,

pengelolaan dan pengawasan sumberdaya alam yang dijalankan sebagai satu kesatuan untuk tujuan sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat.

UUD 1945 Pasal 33 menjadi landasan kerangka hukum yang selanjutnya mengatur beberapa ketentuan perundungan dalam industri ekstraktif di Indonesia yaitu UU 22/2001 tentang Migas dan UU 4/2009 tentang Pertambangan Minerba dan Turunannya yang akan dibahas secara ringkas dalam bab ini.

2.1.1 Kerangka Hukum Pertambangan Minyak Bumi dan Gas Bumi (Migas)

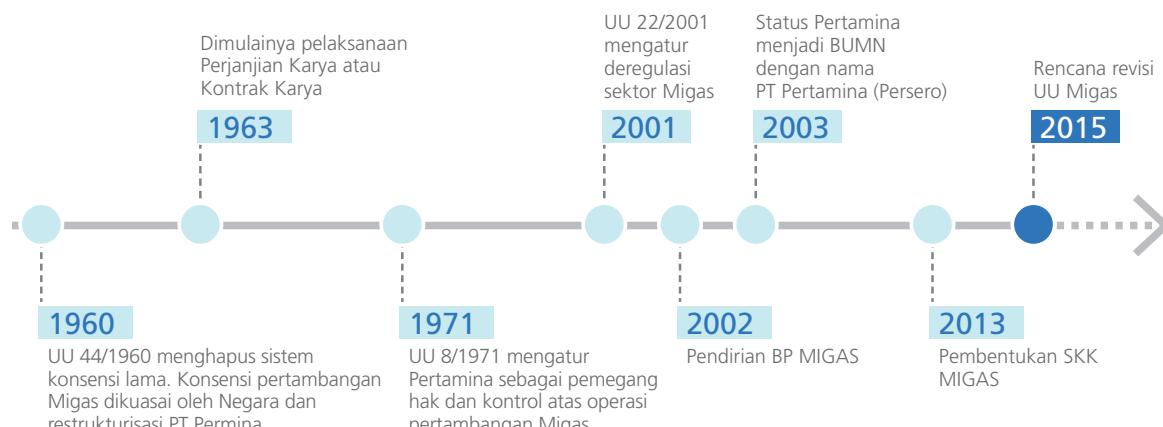
Sejarah UU Migas

Pelaksanaan UU 1945 pasal 33 (3) dalam industri pertambangan migas telah mengalami beberapa perkembangan baik tentang penjabarannya dalam undang-undang dan pelaksanaannya pada praktek usaha pertambangan migas (lihat Gambar 5). Hal ini dimulai dengan berlakunya UU 44/1960 yang menghapus penguasaan kontraktor atas hak konsesi¹⁰ yang menurut UU ini hanya dapat diusahakan oleh negara dan hanya dilaksanakan oleh perusahaan negara. UU ini

memungkinkan perusahaan swasta (termasuk asing) untuk melakukan usaha pertambangan migas dalam bentuk Perjanjian Karya (Kontrak Karya) yang pelaksanaannya dimulai pada tahun 1963. Dalam periode UU 44/1960 kontraktor tetap memegang wewenang manajemen operasi migas¹¹.

Perkembangan ketentuan hukum pertambangan migas juga terdapat pada UU 8/1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara yang memperkuat kedudukan perusahaan negara, yaitu Pertamina sebagai pemegang kuasa pertambangan migas. UU ini memperkenalkan kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract* - PSC), dimana manajemen operasi kegiatan pertambangan migas dikuasai oleh Pertamina. Selanjutnya, pemerintah menerbitkan UU 22/2001 yang sekaligus menyatakan bahwa UU 44/1960 dan UU 8/1971 tidak berlaku. UU 22/2011 ini menjadi UU pertambangan migas yang berlaku sampai dengan saat ini dan mengatur pemindahan wewenang manajemen dan pengawasan operasi pertambangan migas dari Pertamina

Gambar 5 Sejarah UU Migas



Sumber: Hasil Olahan

¹⁰ Pada masa itu Stanvac, Caltex dan Shell.

¹¹ Benny Lubiantara, Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas, (Jakarta: Grasindo,2012), hlm 42.

kepada negara yang dilaksanakan oleh Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP MIGAS).

Namun pada perkembangannya, pada tahun 2013 Mahkamah Konstitusi (MK) mencabut pasal-pasal tentang BP Migas dalam UU 22/2001. Atas keputusan MK tersebut pemerintah mengalihkan tugas BP Migas kepada SKK Migas yang berada di bawah Kementerian ESDM.

Saat ini UU 22/2001 dalam proses revisi (lihat 2.4.1.1 Revisi UU Migas).

Bagian selanjutnya membahas mengenai ketentuan dalam UU dan peraturan pelaksana pertambangan migas yang hirarkinya tampak pada Gambar 6.

15

Undang-Undang Pertambangan Migas (UU Migas)

UU Migas 22/2001 mempertegas penguasaan pertambangan minyak bumi dan gas bumi oleh negara yang penyelenggaraan operasionalnya dilakukan oleh pemerintah sebagai pemilik kuasa pertambangan dengan diwakilkan kepada Badan Pelaksana.

Kegiatan usaha hulu dalam UU ini mencakup kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang kegiatannya dikendalikan melalui Kontrak Kerja Sama. Kegiatan Usaha Hulu dilaksanakan oleh Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap berdasarkan Kontrak Kerja Sama dengan Badan Pelaksana. Kepada setiap Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap hanya diberikan 1 (satu) Wilayah Kerja (WK). dalam hal Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap mengusahakan

Gambar 6 Hirarki Kerangka Hukum Pertambangan Migas



Sumber: Hasil Olahan

beberapa WK, harus dibentuk badan hukum yang terpisah untuk setiap WK.

Menteri ESDM menetapkan Badan Usaha atau Bentuk Usaha Tetap yang diberi wewenang melakukan kegiatan usaha eksplorasi dan eksploitasi pada Wilayah Kerja.

Karakteristik kontrak bagi hasil menurut UU ini antara lain:

- jangka waktu kontrak paling lama 30 tahun dan dapat diperpanjang selama 20 tahun. Jangka waktu eksplorasi 6 tahun dan dapat diperpanjang paling lama 4 tahun;
- minyak dan gas yang dihasilkan tetap merupakan milik pemerintah sampai pada titik penyerahan;
- pengendalian manajemen operasi di tangan Badan Pelaksana (SKK Migas);
- adanya kewajiban memenuhi kebutuhan dalam negeri (DMO);
- modal dan resiko ditanggung oleh kontraktor

UU ini juga mengatur ketentuan-ketentuan pokok yang harus ada dalam kontrak termasuk jangka waktu kontrak. Contoh kontrak bagi hasil dapat dilihat pada Lampiran 3.

Peraturan Pelaksana untuk UU Migas

Pengembalian Biaya (Cost Recovery)

Pengembalian Biaya (Cost Recovery) adalah pengembalian biaya operasi dari hasil produksi yang dihasilkan. Biaya operasi adalah biaya yang dikeluarkan oleh kontraktor dalam melakukan kegiatan eksplorasi, eksplorasi dan biaya lainnya yang diperkenankan. Peraturan Pemerintah 79/2010 mengatur persyaratan mengenai biaya operasi yang dapat dikembalikan yaitu: 1) terkait langsung dengan kegiatan operasi di wilayah kerja kontraktor yang bersangkutan, 2) menggunakan harga wajar, 3) pelaksanaan operasi perminyakan sesuai dengan kaidah praktik bisnis dan keteknikan yang baik dan 4) kegiatan operasi sesuai dengan rencana kerja dan anggaran yang telah mendapat persetujuan SKK Migas.

PP 79/2010 pasal 13 mengatur daftar *cost recovery* yang tidak dapat dikembalikan oleh pemerintah (*negative list*) yang pada dasarnya merupakan biaya-biaya yang tidak sesuai dengan persyaratan biaya operasi yang dapat dikembalikan yang telah dijelaskan sebelumnya. *Cost recovery* ini diaudit oleh SKK Migas dan auditor pemerintah (BPK, BPKP dan DJP)

Gambar 7 Biaya Operasi yang Tidak Dapat Dikembalikan

JENIS BIAYA OPERASI YANG  TIDAK DAPAT DIKEMBALIKAN

a. Biaya untuk kepentingan pribadi
b. Pembentukan dan penutupan dan pemupukan dana cadangan, kecuali biaya penutupan dan pemulihan tambang
c. Harta yang dihibahkan
d. Sanksi administrasi berupa bunga, denda dan kenaikan.
e. Biaya penyusutan atas barang dan peralatan yang digunakan yang bukan milik negara
f. Insentif, pembayaran iuran pensiun, dan premi asuransi untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga
(lihat pasal 13 PP 79/2010)



Sumber: PP 79/2010

Pajak Penghasilan dan *Uniformity Principle*

Salah satu penekanan dari ketentuan-ketentuan PP 79/2010 adalah konsep *uniformity principle* yaitu pendekatan dalam menghitung pajak penghasilan berdasarkan pada perhitungan pendapatan dan biaya penghasilan yang mengikuti ketentuan dalam kontrak bagi hasil. Sehingga perhitungan pajak penghasilan kontraktor berbeda dengan perhitungan pajak penghasilan yang berlaku pada umumnya. Perbedaan terutama terletak pada:

- Pengakuan pendapatan yang dihitung menggunakan Indonesia Crude Price (ICP) atau harga kontrak gas;

- Pengaturan biaya yang bisa dikurangkan menurut pajak (*tax deductible*) sama dengan pengaturan biaya yang dapat dikembalikan (*cost recoverable*) berdasarkan kontrak dan PP ini;
- Kerugian pajak dari sektor migas dapat ditangguhkan (*carried forward*) sampai kontrak kerja sama berakhir sedangkan jika mengacu pada UU Pajak, rugi fiskal hanya bisa dikompensasi dalam kurun waktu 5 tahun;
- Dasar perhitungan biaya depresiasi yang *cost recoverable* dapat berbeda dengan peraturan pajak pada umumnya.

Pengutamaan Kepentingan Dalam Negeri (*Domestic Market Obligation* - DMO)

Dalam PP 79/2010, kontraktor wajib menyerahkan 25% minyak dan gas bumi dari bagian kontraktor yang diperuntukkan untuk pengutamaan kepentingan konsumsi dalam negeri (DMO) sepanjang masa produksi. Pemerintah akan membayar kuantitas DMO yang diserahkan kontraktor berdasarkan harga yang ditetapkan dalam kontrak bagi hasil.

Partisipasi Bada Usaha Milik Daerah (BUMD)

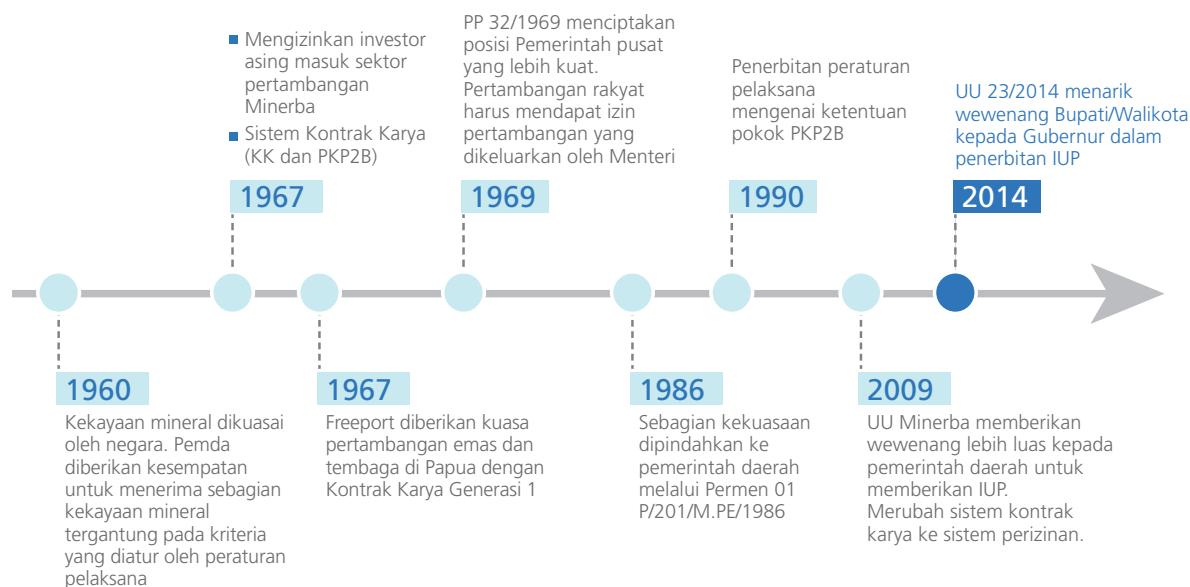
Sementara itu dalam Pasal 34-35 PP 35/2004, kontraktor wajib menawarkan 10% *participating interest* (PI) kepada BUMD setempat di mana WK berada sejak disetujunya rencana pengembangan lapangan pertama kali (*plan of development* – POD) oleh Menteri ESDM. Jika berminat, BUMD membayar 10% dari investasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor dalam wilayah kerja tersebut. Dalam hal BUMD tidak sanggup, kontraktor wajib menawarkan kepada perusahaan nasional.

2.1.2 Kerangka Hukum Pertambangan Mineral dan Batubara

Sejarah UU Minerba

Pelaksanaan UU 1945 pasal 33 (3) tentang pertambangan mineral mengalami beberapa perkembangan (lihat Gambar 8). Perkembangan tersebut dimulai dengan berlakunya UU minerba pertama yaitu UU 37/1960 yang menyatakan bahwa kekayaan mineral adalah kekayaan nasional yang dikuasai

Gambar 8 Sejarah UU Pertambangan Minerba



Sumber: Hasil Olahan

oleh negara. Dalam UU ini menyebutkan bahwa pemerintah daerah diberikan kesempatan untuk menerima sebagian kekayaan mineral tergantung pada kriteria yang diatur oleh peraturan pelaksana UU. Namun, UU 37/1960 tidak pernah berlaku sampai diterbitkannya UU baru yaitu UU 11/1967. Dalam UU 11/1967 usaha pertambangan diberikan kepada perusahaan nasional atau asing berdasarkan Kuasa Pertambangan (bukan konsesi) melalui sistem kerjasama Kontrak Karya (KK) atau dengan sistem Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara (PKP2B).

Gambar 8 menunjukkan tentang perkembangan ketentuan hukum pertambangan minerba dan dinamika peran pemerintah daerah dalam sektor pertambangan minerba.

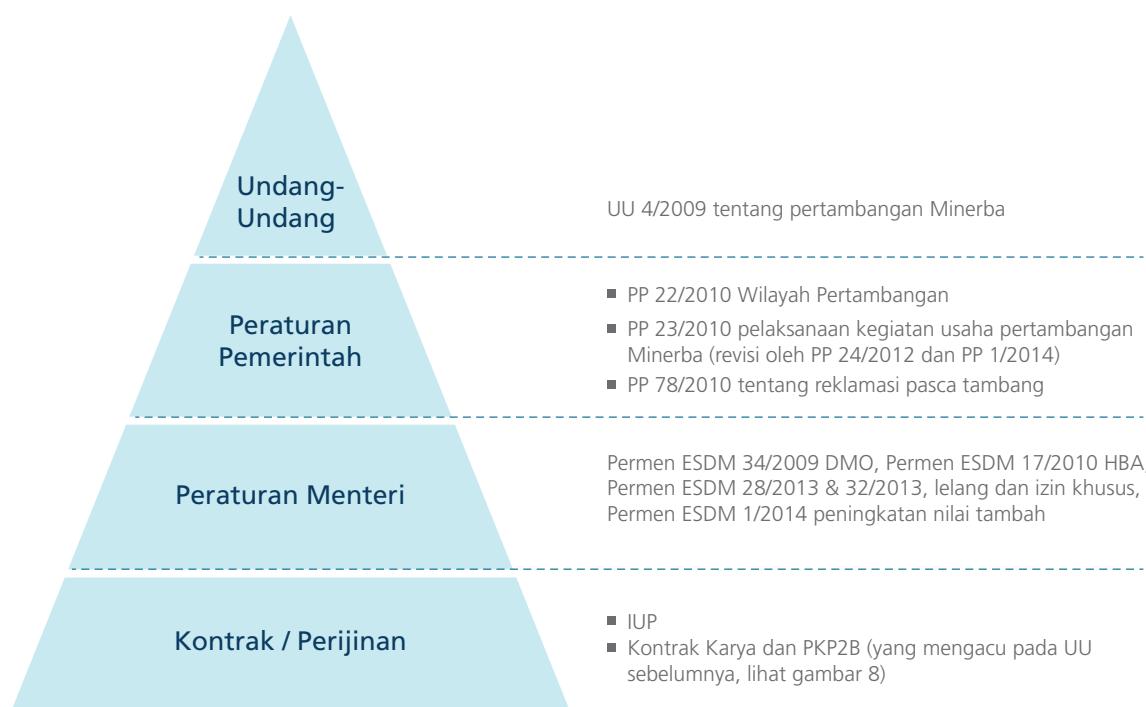
Undang-Undang Pertambangan Mineral Batubara (UU Minerba)

UU 4/2009 tentang pertambangan mineral batubara menyatakan bahwa mineral dan batubara dikuasai oleh negara dan diselenggarakan oleh pemerintah. Untuk menjalankan usaha di suatu wilayah pertambangan minerba, perusahaan harus mendapatkan izin dari pemerintah pusat dan pemerintah daerah sesuai dengan kewenangannya. Salah satu poin penting dalam UU ini adalah perubahan sistem kontrak (KK dan PKP2B) yang berlaku dalam UU Minerba sebelumnya ke sistem perizinan (Izin Usaha Pertambangan - IUP).

UU ini juga mengatur pembagian kewenangan pemerintah pusat dan pemerintah daerah dengan memberikan wewenang lebih luas

18

Gambar 9 Hirarki Kerangka Hukum Pertambangan Minerba



Sumber: Hasil Olahan

kepada pemerintah daerah untuk memberikan IUP dan penetapan kebijaksanaan daerah yang tidak ditentukan dalam UU Minerba sebelumnya.

Ketentuan yang bertujuan untuk pengamanan kepentingan dalam negeri juga diperkenalkan dalam UU ini seperti penggunaan konten lokal dalam operasi pertambangan, DMO, kewajiban untuk melakukan pengolahan dan pemurnian di dalam negeri (untuk peningkatan nilai tambah) dan kewajiban investor asing untuk melakukan divestasi saham kepada entitas Indonesia setelah lima tahun berproduksi.

Gambar 9 menunjukkan tentang hirarki garis besar UU dan peraturan yang mengatur sektor pertambangan minerba.

Peraturan Pelaksana untuk UU Minerba Pengutamaan Kepentingan Dalam Negeri (DMO) Minerba

PP 23/2010 Bab VII mengatur tentang pengutamaan kebutuhan dalam negeri bagi setiap perusahaan pertambangan minerba, berikut ketentuan pokok DMO dalam PP tersebut:

- Jumlah DMO ditetapkan oleh Menteri ESDM, baik untuk kebutuhan industri pengolahan maupun pemakaian langsung dalam negeri.
- Pemegang IUP Operasi Produksi dan Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) Operasi Produksi baru dapat melakukan ekspor mineral dan batubara yang telah diproduksi setelah terpenuhinya kebutuhan mineral dan batubara dalam negeri.

Patokan Harga Jual

Permen ESDM 17/2010 mengatur harga patokan penjualan mineral logam setiap bulan bagi pemegang IUP Operasi Produksi dan IUPK Operasi Produksi berdasarkan formula yang mengacu pada mekanisme pasar dan atau sesuai dengan harga yang berlaku umum di pasar internasional.

Patokan harga ini akan digunakan oleh pemerintah sebagai harga terendah patokan untuk menghitung royalti yang dibayarkan kepada pemerintah. Jika harga jual lebih tinggi dari harga acuan maka harga yang digunakan adalah harga jual, dan jika harga jual lebih rendah dibandingkan dengan harga acuan maka harga yang digunakan adalah harga acuan.

Pada tahun 2012 dan 2013 patokan harga jual yang dikeluarkan oleh pemerintah hanya tersedia untuk harga batubara dan harga patokan mineral lainnya belum diterbitkan oleh pemerintah. Harga patokan batubara untuk *steam (thermal) coal* dan *cooking (metallurgical) coal* ditetapkan setiap bulannya oleh Ditjen Minerba. Pengumuman penetapan Harga Batubara Acuan (HBA) dapat dilihat pada laman Ditjen Minerba (<http://www.minerba.esdm.go.id/>)

Kewajiban Divestasi Saham

PP 23/2010 mewajibkan pemilik modal asing untuk melakukan divestasi (pengurangan) sahamnya paling sedikit sebanyak 20% kepada entitas Indonesia setelah berproduksi selama lima tahun. Kemudian batasan kepemilikan nasional ini diperbanyak menjadi 51% melalui PP 24/2012 yang penawarannya dilakukan secara bertahap dalam jangka waktu lima tahun. Berikut jumlah batas minimum kepemilikan entitas Indonesia yang dimulai pada tahun keenam sampai tahun kesepuluh berproduksi:

Tabel 1 Jumlah Minimum Kepemilikan Saham Entitas Indonesia Berdasarkan Tahun Produksi

No	Tahun Produksi	Batas minimum kepemilikan saham peserta Indonesia
1	Tahun ke-6	20%
2	Tahun ke-7	30%
3	Tahun ke-8	37%
4	Tahun ke-9	44%
5	Tahun ke-10	51%

Sumber: PP 24/2012

Penawaran kepemilikan saham ini harus dilakukan secara berjenjang kepada pihak-pihak berikut berdasarkan urutannya: pemerintah pusat, pemerintah daerah provinsi atau kabupaten/kota, kemudian penawaran secara lelang kepada BUMN/BUMD kemudian badan usaha swasta nasional. Jika entitas Indonesia tersebut tidak ada yang berminat, maka pemilik asing harus melakukan proses penawaran kembali kepada para pihak yang sama di atas pada tahun berikutnya.

Kebijakan divestasi bagi pemilik asing ini berlaku baik bagi IUP yang sudah berproduksi sebelum PP ini dikeluarkan maupun bagi IUP baru¹², sedangkan kebijakan divestasi untuk pemilik Kontrak Karya dan PKP2B saat ini masih dalam proses negosiasi¹³.

Kewajiban Pengolahan di Dalam Negeri dan Pelarangan Ekspor Mineral Mentah

Seperti yang diamanatkan dalam UU 4/2009, perusahaan wajib melakukan pengolahan dan pemurnian mineral mentah di dalam negeri dengan tujuan untuk meningkatkan nilai tambah. Hal ini diperkuat melalui peraturan teknis PP 23/2010 tentang pelaksanaan kegiatan usaha pertambangan minerba dan Permen ESDM 7/2012 tentang peningkatan nilai tambah. Peraturan mengenai peningkatan nilai tambah ini dimaksudkan untuk menaikkan penerimaan dalam negeri Indonesia dan melindungi kesinambungan produksi mineral Indonesia, dimana hanya mineral yang memiliki kualitas tinggi yang dapat diekspor tanpa melalui proses pengolahan dan membatasi tambang skala kecil yang umumnya bertujuan memperoleh keuntungan jangka pendek saja¹⁴.

Namun saat ini tarik ulur dan argumentasi antara pemerintah dan pelaku usaha mengenai kententuan pengolahan dan pemurnian dalam negeri terus berlangsung. Sebagian pelaku industri berdasarkan kajian mereka menilai bahwa pembangunan fasilitas pengolahan dan pemurnian dalam negeri (*smelter*) tidak mudah karena memerlukan biaya yang besar dan kemungkinan tidak ekonomis¹⁵. Pemerintah akhirnya mengakomodasi dengan

dikeluarkannya Permen ESDM 1/2004 yang memperpanjang batas waktu pembangunan *smelter* sampai tahun 2017 dan membatasi perizinan penjualan ekspor dalam jumlah tertentu dan dengan batas pemurnian minimum. Kemudian untuk menunjang Permen ini diberlakukan kebijakan pajak (bea dan tarif keluar) progresif sampai 20-60% hingga akhir 2016 bagi pengekspor mineral mentah (lihat Permen Keuangan 6/2014).

2.1.3 UU dan Peraturan yang Terkait Industri Ekstraktif

UU Kehutanan

Kegiatan operasi sektor industri ekstraktif seringkali berada di daerah hutan. Berdasarkan data Kementerian Kehutanan terdapat wilayah hutan yang digunakan untuk kegiatan industri ekstraktif, yaitu sekitar 920 ribu hektar pada tahun 2012 dan 730 hektar pada tahun 2013¹⁶. Kerangka hukum yang dipakai dalam pemakaian hutan untuk area pertambangan adalah berdasar pada UU 41/1999 yang membagi fungsi hutan menjadi tiga yaitu hutan konservasi, hutan lindung dan hutan produksi. UU ini mengatur bahwa area pertambangan dilarang beroperasi di kawasan hutan konservasi dan hanya dapat menggunakan kawasan hutan lindung dan hutan produksi. Akan tetapi, kawasan hutan lindung dilarang digunakan untuk penambangan terbuka (*open pit*).

Untuk menggunakan wilayah hutan, perusahaan pertambangan memerlukan Izin Prinsip (IP) sebelum mendapatkan Izin Pinjam Pakai (IPP) sesuai PP 24/2010. Masa berlaku IP adalah dua tahun dan dapat diperpanjang. Sedangkan IPP berlaku sampai dengan berakhirnya masa perizinan atau masa kontrak pertambangan. Kegiatan eksplorasi tidak perlu mendapatkan IP terlebih dahulu dan dapat langsung mengajukan IPP.

IP dan IPP diberikan oleh Menteri Kehutanan. Namun, jika penggunaan kawasan hutan dianggap strategis dan memiliki cakupan luas maka Menteri Kehutanan harus terlebih dahulu mendapatkan persetujuan dari Dewan

¹² Rajah & Tann LPP, New Divestment Requirement For The Indonesia Mining Industry , 2012, h. 2

¹³ International Mining for Development Centre, Mining and Development in Indonesia: An Overview of the Regulatory Framework and Policies, <http://im4dc.org/wp-content/uploads/2013/09/Mining-and-Development-in-Indonesia.pdf>, diakses tanggal 10 Juli 2015, h. 28

¹⁴ Sujatmiko (Kementerian ESDM), Indonesia's Effort In Maintaining Sustainable Mineral Development, Materi presentasi Seventh Multi-year Expert Meeting on Commodities and Development Geneva, 15-16 April 2015, h. 7

¹⁵ Membangun Smelter Tidak Mudah, dalam Halo Vale, Edisi April 2014, h. 16
¹⁶ Kementerian Kehutanan, Statistik Kawasan Hutan 2013, 2014, h. 24.

Perwakilan Rakyat (DPR). Arti strategi dan memiliki cakupan luas menurut Keputusan Menteri Kehutanan P.18/Menhut-II/2011 adalah pertambangan yang berada di dalam Wilayah Usaha Pertambangan Khusus (WUPK) yaitu yang berasal dari Wilayah Pencadangan Negara (WPN).

Informasi jumlah IPP untuk eksplorasi dan produksi tambang dapat diakses melalui Statistik Kehutanan http://www.dephut.go.id/index.php/news/statistik_kehutanan.



Dump Truck - PT Freeport Indonesia

Tabel 2 Fungsi Hutan yang Dapat Digunakan untuk Aktifitas Pertambangan

Fungsi Hutan	Aktifitas Pertambangan	Jenis Perizinan	Pemberi Izin
Hutan Konservasi	Dilarang		
Hutan Lindung	Dilarang untuk penambangan terbuka ¹⁷	- Izin Prinsip (untuk tahapan eksplorasi) - Izin Pinjam Pakai (untuk tahapan eksplorasi dan eksplorasi)	- Menteri Kehutanan - Menteri Kehutanan, dan - DPR jika termasuk di daerah WPN
Hutan Produksi	Dapat digunakan sesuai dengan izin		

Sumber: PP 24/2010

Berdasarkan laporan *Civil Society Against Mining Corruption* terdapat 274 IUP yang beroperasi di daerah hutan konservasi dan 274 IUP yang beroperasi di wilayah hutan lindung. Dari data yang disusun oleh lembaga ini, IUP yang beroperasi di hutan konservasi paling banyak berada di Sulawesi Tengah sebanyak 105 IUP dan yang beroperasi di Kalimantan Timur sebanyak 62 IUP¹⁸.

Moratorium (Penundaan) Izin Penggunaan Kawasan Hutan dan Lahan Gambut

Sejak tahun 2011 pemerintah memberlakukan moratorium izin penggunaan kawasan hutan dan lahan gambut melalui Inpres 10/2011 yang dua kali diperpanjang masing-masing dua tahun melalui Inpres 6/2013 dan Inpres 8/2015. Akan tetapi untuk moratorium ini tidak berlaku untuk kegiatan fisik bagi sektor panas

bumi, minyak dan gas bumi, ketenagalistrikan, dan lahan untuk padi dan tebu.

Bentuk Usaha dan Investasi Asing di Industri Ekstraktif

Bentuk Usaha di Industri Ekstraktif

Bentuk perusahaan yang dapat beroperasi di industri hulu migas adalah perusahaan yang berbentuk badan hukum baik untuk perusahaan Indonesia maupun perusahaan asing. Badan hukum untuk perusahaan asing adalah bentuk usaha tetap di Indonesia (*permanent establishment*) sedangkan badan hukum perusahaan Indonesia adalah sering kali berbentuk Perseroan Terbatas (PT).

Sedangkan bentuk hukum untuk perusahaan pertambangan mineral adalah berdasarkan area Wilayah Izin Usaha Pertambangan (WIUP) (lihat Tabel 13).

¹⁷ Kepres 41/2004 mengizinkan 13 perusahaan pertambangan untuk melakukan penambangan terbuka di kawasan hutan lindung

¹⁸ Civil Society Coalition Against Mining Corruption, Indonesia's Mining Sector: Leaking revenues and clearing forests, <http://pwyp-indonesia.org>, diakses 21 Agustus 2015

Peraturan Investasi Asing di Industri Ekstraktif

Pemerintah Indonesia melalui Pepres 39/2014 mengatur bidang usaha yang tertutup dan terbuka bagi pemodal asing termasuk untuk jenis usaha yang bergerak di industri hulu migas yang dijelaskan pada Tabel 3.

Tabel 3 Jenis Jasa Migas dalam Investment Negative List

Jenis Jasa	Kepemilikan Asing (paling banyak)
Jasa kontruksi Migas	
Platform	75%
Tangki <i>spherical</i> dan pipa laut	49%
Instalasi produksi dan instalasi pipa di darat	Tertutup
Tangki horisontal/vertikal	Tertutup
Pemasaran Migas di darat	Tertutup
Jasa survei	49%
Jasa pemboran di laut (<i>offshore drilling</i>)	75%
Jasa pemboran di darat (<i>onshore drilling</i>)	Tertutup
Jasa penunjang Migas	Tertutup

Sumber: Pepres 39/2014

Peraturan Tenaga Kerja Asing di Industri Ekstraktif

Permen ESDM 31/2013 mengatur penggunaan tenaga kerja asing bagi kegiatan usaha hulu migas. Peraturan ini mengatur pengalihan teknologi, pengetahuan dan keterampilan dari Tenaga Kerja Asing (TKA) kepada tenaga kerja lokal.

Permen tersebut juga mengatur bidang pekerjaan tertentu yang tidak dapat dijabat oleh TKA, yaitu sebagai berikut:

- Personalia;
- Legal;
- Health and Safety Environment* (HSE);
- Supply Chain Management*;

- Quality Control*, termasuk juga kegiatan *Inspection*;
- Jabatan di bawah level *superintendent* atau setaranya.

TKA yang diperbolehkan untuk dipekerjakan harus memiliki pendidikan sesuai dengan kualifikasi pekerjaan, memiliki pengalaman kerja minimal 5 tahun dan berusia 30-55 tahun, kecuali TKA dengan jabatan atau keahlian di bawah ini:

- Direktur atau pemimpin Perusahaan;
- Komisaris;
- TKA dalam program pertukaran tenaga kerja internasional;
- TKA yang memiliki keahlian khusus.

Dalam peraturan tersebut juga dibahas mengenai tata cara pengajuan permohonan Rencana Penggunaan Tenaga Kerja Asing (RPTKA) yang akan disetujui oleh Ditjen Migas. Pelanggaran prosedur TKA akan mengakibatkan biaya TKA tersebut tidak dikembalikan (*non-cost recoverable*).

Tidak ada peraturan khusus yang mengatur tentang tenaga kerja asing di pertambangan minera, namun pemegang IUP harus terlebih dahulu mengajukan permohonan kepada Menteri ESDM jika ingin menggunakan tenaga asing (Pasal 86 PP 23/2010).

Peraturan Lingkungan Hidup di Industri Ekstraktif

Untuk mencegah timbulnya dampak negatif kegiatan usaha pertambangan terhadap lingkungan hidup, Pemerintah melalui UU 32/2009 tentang lingkungan hidup mewajibkan setiap usaha dan atau kegiatan eksplorasi sumber daya alam untuk memiliki hasil studi atau telaah lingkungan yang disebut Analisa Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL). AMDAL ini mencakup kegiatan Penyajian Informasi Lingkungan (PIL), Penyajian Evaluasi Lingkungan (PEL) dan Kerangka Acuan (KA) untuk penyusunan Studi Evaluasi Lingkungan. Perusahaan pertambangan juga diwajibkan untuk mendapatkan izin lingkungan yang

dikeluarkan oleh Menteri atau Gubernur atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangan masing-masing.

Bagi perusahaan pertambangan mineral, UU Minerba dan PP 78/2010 mengatur dan mewajibkan kepada setiap pemegang IUP menyerahkan rencana reklamasi dan rencana pasca tambang, kemudian setelah masa eksploitasi berakhir, perusahaan tambang tersebut harus melaksanakan reklamasi dan pasca tambang. Selanjutnya untuk menjamin kesungguhan pelaksanaan reklamasi dan pasca tambang, setiap pemegang IUP juga divajibkan untuk menyimpan Jaminan Reklamasi dan Jaminan pasca tambang.

Tujuan utama reklamasi dan pasca tambang adalah menata kembali, memulihkan, dan memperbaiki kualitas lingkungan hidup dan ekosistem di area tambang dan sekitarnya agar dapat berfungsi kembali sesuai peruntukannya. Prinsip utama reklamasi dan pasca tambang meliputi perlindungan terhadap kualitas air permukaan, air tanah, air laut, dan tanah serta udara di wilayah pertambangan sesuai dengan standar baku mutu lingkungan hidup yang sehat berdasarkan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Bagi perusahaan pertambangan migas, Pasal 36 PP 35/2004 mengatur mengenai kewajiban kontraktor untuk mengalokasikan dana bagi kegiatan pasca operasi kegiatan usaha hulu. Dana ini ditempatkan sejak masa eksplorasi dan alokasi dana harus melalui kesepakatan antara kontraktor dan Badan Pelaksana (dalam hal ini SKK Migas). Kewajiban tersebut dibahas lebih lanjut dalam Surat Keputusan BP Migas Nomor KEP-0139/BP00000/2010/S0 tentang Pedoman Tata Kerja *Abandonment and Site Restoration*.

Undang-Undang Energi dan Dewan Energi Nasional

UU 30/2007 tentang Energi

UU Energi ini memuat ketentuan mengenai pengelolaan sektor energi untuk tercapainya ketahanan energi, kemandirian pengelolaan

energi dan terjaganya kelestarian lingkungan hidup. UU ini memiliki ketentuan pembentukan Dewan Energi Nasional (DEN) yang bertugas antara lain merumuskan kebijakan energi nasional dan mengawasi pelaksanaan kebijakan di bidang energi yang bersifat lintas sektoral.

Kebijakan Energi Nasional

Kebijakan energi nasional telah ditetapkan dalam produk hukum PP 79/2014 dengan kebijakan utama yang meliputi:

- a. Ketersedian energi untuk kebutuhan nasional;
- b. Prioritas pengembangan energi;
- c. Pemanfaatan sumber daya energi nasional;
- d. Cadangan energi nasional.

PP ini juga mengatur tentang bauran energi primer yang hendak dicapai Indonesia di tahun 2025 dan 2050. Komposisi bauran energi tersebut dapat dilihat di Grafik 2 dan 3.

2.2 Tugas dan Fungsi Instansi Pemerintah yang Terkait dalam Industri Ekstraktif

Berikut adalah daftar instansi pemerintah beserta tugas dan fungsinya di dalam industri ekstraktif:

2.2.1 Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral

Kementerian ESDM merumuskan kebijakan nasional, kebijakan pelaksanaan dan pengawasan di bidang ESDM. Kementerian ESDM memiliki tugas utama untuk menjamin ketahanan energi dan mineral dalam negeri yang tetap memperhatikan isu lingkungan hidup, manajemen aset dari sumber daya energi dan alam, serta mengevaluasi kinerja sektor ini¹⁹.

Organisasi Kementerian ESDM terdiri dari empat direktorat yang menangani: minyak dan gas bumi, mineral dan batubara, ketenagalistrikan dan energi baru terbarukan serta konservasi energi. Beberapa badan juga

¹⁹ Kementerian ESDM Republik Indonesia, Renstra KESDM 2015-2019, h. 107.

berada dalam struktur organisasi Kementerian ESDM yaitu: Inspektorat Jenderal, Badan Geologi, Badan Penelitian dan Pengembangan dan Badan Pendidikan serta Pelatihan.

2.2.1.1 Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi (Ditjen Migas)

Ditjen Migas mempunyai tugas merumuskan serta melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis di bidang migas. Selain merumuskan kebijakan, Ditjen Migas juga bertanggungjawab terhadap:

- Penetapan rencana *lifting* untuk tahun mendatang berdasarkan daerah penghasil migas dan daerah administrasi pemerintahan dan melakukan rekonsiliasi/ perhitungan bersama realisasi *lifting* dengan daerah secara periodik;
- Menawarkan WK Migas dan menetapkan pemenang;
- Menetapkan kebijakan harga subsidi Bahan Bakar Minyak (BBM).

2.2.1.2 Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara (Ditjen Minerba)

Ditjen Minerba mempunyai tugas merumuskan dan melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis bidang mineral dan batubara. Selain merumuskan kebijakan, Ditjen Minerba juga bertanggungjawab terhadap:

- Meningkatkan keamanan pasokan mineral dan batubara dalam negeri;
- Mendorong keekonomian harga batubara untuk pengembangan energi batubara;
- Mendorong peningkatan kemampuan dalam negeri dalam pengelolaan mineral dan batubara;
- Meningkatkan nilai tambah mineral.

2.2.1.3 Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bummi (SKK Migas)

SKK Migas adalah institusi yang dibentuk oleh pemerintah Republik Indonesia melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.

Satuan kerja ini dibentuk pasca dikeluarkannya keputusan MK tahun 2012 yang menyatakan bahwa Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) yang diatur dalam UU 22/2001 bertentangan dengan UUD 1945. Putusan ini berimplikasi pada dialihkannya tugas BPMIGAS kepada Pemerintah cq. Kementerian ESDM. SKK Migas adalah lembaga sementara sampai lembaga tetap terbentuk dan memiliki kepastian hukum dalam UU Migas baru (lihat bagian 2.4.1.1 Revisi UU Migas).

SKK Migas bertugas melaksanakan pengelolaan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi berdasarkan Kontrak Kerja Sama. Pembentukan lembaga ini dimaksudkan supaya pengambilan sumber daya alam minyak dan gas bumi milik negara dapat memberikan manfaat dan penerimaan yang maksimal bagi negara untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Dalam melaksanakan tugas tersebut, SKK Migas menyelenggarakan fungsi:

- memberikan pertimbangan kepada Menteri ESDM atas kebijaksanaannya dalam hal penyiapan dan penawaran Wilayah Kerja serta Kontrak Kerja Sama;
- melaksanakan penandatanganan Kontrak Kerja Sama;
- mengkaji dan menyampaikan rencana pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksikan dalam suatu Wilayah Kerja kepada Menteri ESDM untuk mendapatkan persetujuan;
- memberikan persetujuan rencana pengembangan selain sebagaimana dimaksud dalam poin sebelumnya;
- memberikan persetujuan rencana kerja dan anggaran;
- melaksanakan *monitoring* dan melaporkan kepada Menteri ESDM mengenai pelaksanaan Kontrak Kerja Sama; dan
- menunjuk penjual minyak bumi dan/ atau gas bumi bagian negara yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara.

2.2.2 Kementerian Keuangan

Kebijakan kementerian keuangan berimplikasi langsung pada kegiatan usaha hulu industri ekstraktif, terutama dalam hal kebijakan perpajakan dan kepabeanan serta cukai. Dalam hal pengelolaan kekayaan negara dan pengelolaan APBN, kementerian keuangan bertugas untuk mengelola penerimaan negara yang berasal dari industri ekstraktif, berperan sebagai perwakilan pemerintah dalam hal penetapan kebijakan penanaman modal dan pembagian dividen untuk dan dari BUMN industri ekstraktif, dan manajemen alokasi penerimaan negara dari sumber daya alam ke daerah.

2.2.2.1 Direktorat Jenderal Pajak (Ditjen Pajak)

Ditjen Pajak sesuai tugas dan fungsinya yang dijelaskan di dalam Peraturan Menteri Keuangan RI Nomor 184/PMK.01/2010, memiliki tugas dan fungsi merumuskan dan melaksanakan kebijakan serta standardisasi teknis di bidang perpajakan, termasuk di dalamnya perpajakan untuk industri ekstraktif. Pada awal tahun fiskal, Ditjen Pajak mempersiapkan perhitungan estimasi atas penerimaan pajak kepada Ditjen Anggaran, mengupayakan pencapaian target penerimaan pajak, memantau perhitungan dan pergerakan aktual/estimasi penerimanya, serta melakukan rekonsiliasi pada akhir periode. Ditjen Pajak juga berkoordinasi dengan Ditjen Perimbangan Keuangan (DJPK) perihal alokasi pembagian atas penerimaan pajak.

2.2.2.2 Direktorat Jenderal Anggaran (Ditjen Anggaran)

Tugas pokok dan fungsi Ditjen Anggaran adalah merumuskan serta melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis di bidang penganggaran. Pada awal siklus anggaran, Ditjen Anggaran melalui salah satu direktoratnya, yaitu Direktorat Penyusunan APBN mengkoordinasikan penyusunan proyeksi pendapatan dan alokasi belanja negara dengan instansi terkait dalam rangka penyusunan Anggaran Pendapatan dan

Belanja Negara yang akan disampaikan pemerintah untuk dibahas bersama Dewan Perwakilan Rakyat. Untuk proyeksi pendapatan negara, termasuk pendapatan yang berasal dari industri ekstraktif seperti (i) pendapatan pajak dari sektor pertambangan migas dan non migas; (ii) Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dari sektor pertambangan migas dan non migas; dan (iii) dividen industri ekstraktif. Untuk proyeksi alokasi belanja juga termasuk belanja yang merupakan bagian dari industri ekstraktif, yaitu terkait dengan alokasi belanja dana bagi hasil dari sumber daya alam. Peran utama dari Direktorat Jenderal Anggaran terletak pada tugasnya untuk merumuskan serta melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis di bidang penganggaran. Sesuai dengan Rencana Pembangunan Jangka Menengah (RPJM), kebijakan di bidang fiskal diarahkan pada keseimbangan antara peningkatan alokasi anggaran dengan upaya untuk memantapkan kesinambungan fiskal melalui pengingkatan penerimaan negara dan efisiensi belanja negara, serta dengan tetap mengupayakan penurunan defisit anggaran.

Direktorat Penerimaan Negara Bukan Pajak, Direktorat Jenderal Anggaran (Ditjen PNBP - DJA)

Dit. PNBP-DJA merupakan salah satu direktorat di bawah Ditjen Anggaran yang mempunyai tugas merumuskan serta melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis di bidang PNBP serta subsidi yang ditugaskan pada Direktorat. Salah satu tugasnya yang dapat dikaitkan dengan industri ekstraktif adalah melakukan penyiapan bahan penyusunan rencana dan realisasi serta *monitoring* terhadap penerimaan di bidang PNBP sektor migas dan pajak penghasilan sektor migas dari hasil kegiatan Kontrak Kerja Sama migas, serta dividen dari industri ekstraktif. Penyusunan rencana dan realisasi serta *monitoring* terhadap penerimaan-penerimaan tersebut, Dit. PNBP - DJA berkoordinasi dengan SKK Migas, Ditjen Migas - Kementerian ESDM, dan Kementerian BUMN. Selain itu, Dit. PNBP - DJA juga memiliki tugas melakukan penyusunan PNBP SDA migas per perusahaan migas



Fasilitas Produksi - Total Indonesia

dalam rangka membantu penyediaan data yang akan digunakan oleh Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan (DJPK) sebagai bahan dalam penyusunan Dana Bagi Hasil dari SDA Migas.

2.2.2.3 Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan (DJPK)

Tugas pokok Ditjen Perimbangan Keuangan secara umum adalah merumuskan dan melaksanakan kebijakan dan standardisasi teknis di bidang perimbangan keuangan antara pemerintah pusat dan pemerintah daerah. Ditjen Perimbangan Keuangan memiliki peran penting dalam mekanisme perumusan standar, norma, pedoman, kriteria, dan prosedur di bidang perimbangan keuangan antara Pemerintah Pusat dan Daerah. Dalam koordinasinya dengan KESDM dan Ditjen Anggaran, Ditjen Perimbangan Keuangan memverifikasi dan merekonsiliasi realisasi pendapatan sebagai basis untuk kalkulasi transfer dana sisa dalam triwulan. Melalui Ditjen Perimbangan Keuangan, pemerintah berharap agar kebijakan dan standardisasi teknis dari perimbangan fiskal antara pemerintah pusat dan pemerintah daerah telah sesuai dengan *roadmap* rencana keuangan pemerintah.

2.2.2.4 Direktorat Jenderal Perbendaharaan (Ditjen Perbendaharaan)

Tugas pokok Ditjen Perbendaharaan secara umum adalah merumuskan dan

mengimplementasikan kebijakan, standar, norma, petunjuk, dan prosedur mengenai seluruh keperluan perbendaharaan negara. Ditjen Perbendaharaan adalah lembaga pemerintahan yang bertanggung jawab atas kepemilikan dari rekening-rekening penerimaan pemerintah termasuk seluruh penerimaan dari sektor industri ekstraktif. Penerimaan ini dikonfirmasi dan direkonsiliasi kepada lembaga pemerintahan terkait lainnya seperti Ditjen Anggaran, Ditjen Perimbangan Keuangan dan masing-masing direktorat di KESDM sebagai bagian dari pemantauan realisasi pendapatan industri ekstraktif.

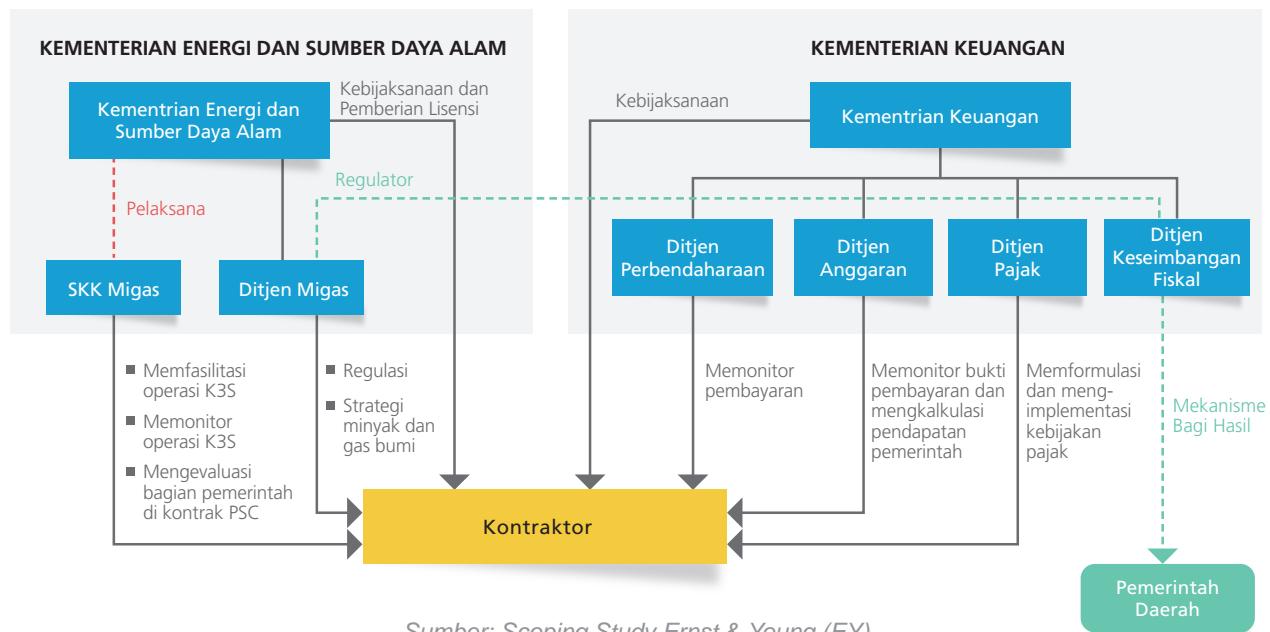
2.2.3 Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan

Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan dalam kaitannya dengan kegiatan industri ekstraktif adalah mengeluarkan izin eksplorasi atas kegiatan ekstraktif yang memakai kawasan hutan serta mengatur dan mengontrol penggunaan kawasan tersebut.

2.2.4 Pemerintah Daerah

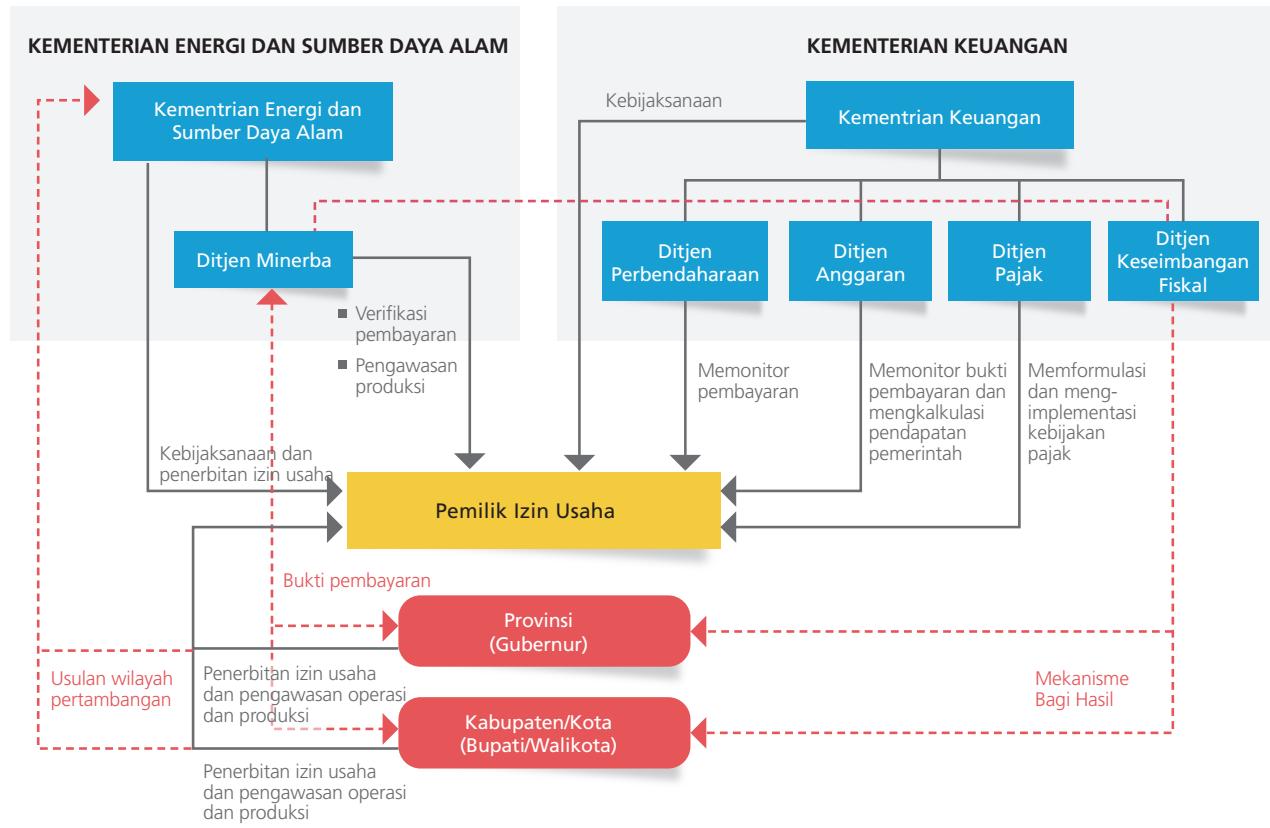
Pemerintah Daerah dalam keterkaitannya dengan kegiatan industri ekstraktif adalah mengurus serta mengatur masalah perizinan untuk wilayah ekstraktif di daerahnya, serta berkoordinasi dengan Ditjen Perimbangan Keuangan untuk alokasi persentase pembagian bagi hasil dengan Pemerintah Pusat atas pendapatan dari sektor industri ekstraktif di wilayahnya.

Gambar 10 Tugas dan Tanggung Jawab Instansi Pemerintahan di Sektor Pertambangan Minyak dan Gas Bumi



27

Gambar 11 Tugas dan Tanggungjawab Instansi Pemerintahan di Sektor Pertambangan Minerba



2.3 Sistem Kontrak dan Perizinan Industri Ekstraktif

2.3.1 Kontrak yang Berlaku di Sektor Pertambangan Migas

Sistem Kontrak Bagi Hasil (*Production Sharing Contract* – PSC)

Sistem kontrak bagi hasil (PSC) adalah kontrak yang umum berlaku dalam industri usaha hulu migas yang menempatkan negara sebagai pemilik dan pemegang hak atas sumber daya migas. Di dalam kontrak ini diatur ketentuan pembagian hasil produksi (*in-kind*) antara Pemerintah Indonesia dan kontraktor. Kontraktor menanggung resiko dan biaya eksplorasi serta pengembangannya, maka jika eksplorasi tidak berhasil menemukan migas (*dryhole*) atau menemukan migas tetapi tidak ekonomis, kontraktor akan menanggung seluruh biaya dari kegiatan eksplorasi tersebut.

Sebaliknya jika berhasil, hasil produksi (*in kind*) akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor dengan split bagi hasil yang disepakati dalam Kontrak Kerja Sama. Gambar 20 mengilustrasikan alur arus kas PSC dan keterangan mengenai instrumen fiskal PSC. *Gross Revenue* yang merupakan *volume lifting* minyak/gas bumi dikalikan dengan harga minyak (mengacu pada ICP)/harga gas (mengacu pada harga kontrak) dikurangi dengan *First Trance Petroleum* (FTP), *investment credit* dan *cost recovery*, sisanya (“*equity to be split*”) akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan split bagi hasil dalam PSC. Pada umumnya bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor setelah pajak adalah 85:15 untuk minyak bumi dan 70:30 untuk gas bumi (Tabel 16 menggambarkan bagi hasil dengan presentasi yang berbeda dari beberapa generasi kontrak bagi hasil). Dengan adanya kewajiban penyerahan DMO, kontraktor mungkin akan mendapatkan nilai yang lebih kecil dari persentase bagi hasil yang ditetapkan dalam kontrak.

Perjanjian Kerja Sama Operasi (*Joint Operation Body* – JOB)

Beberapa PSC yang berlaku saat ini memiliki kontrak jenis *Joint Operation Body (JOB-PSC)* yaitu perjanjian antara pemerintah dengan kontraktor yang terdiri dari Pertamina dan kontraktor lain, dimana Pertamina memiliki kepemilikan pada JOB sebesar 50%. Pada JOB, operasi dijalankan oleh badan operasi bersama yang terdiri dari perwakilan Pertamina dan perwakilan kontraktor dalam kontrak JOB. Perwakilan Pertamina dan perwakilan kontraktor secara bersama-sama menyetujui anggaran dan membuat rencana kerja dan peraturan/kebijakan. Kontrak JOB yang habis masa kontraknya kemungkinan akan akan dikembalikan kepada pemerintah, selanjutnya pemerintah akan menetapkan pengelola selanjutnya.

Kontrak bagi hasil pertambangan migas diberikan melalui proses tender atau penawaran langsung dimana pemenangnya ditentukan oleh Menteri ESDM.

2.3.2 Perizinan yang Berlaku di Sektor Pertambangan Minerba

Lisensi pertambangan minerba berdasarkan UU 4/2009 menganut sistem perizinan yang disebut Izin Usaha Pertambangan (IUP) yang dapat diklasifikasikan berdasarkan wilayah pertambangan izin:

- 1. Izin Usaha Pertambangan (IUP)**
merupakan izin untuk melakukan kegiatan usaha pertambangan di daerah WIUP, yang terbagi menjadi :
 - IUP Eksplorasi
 - IUP Operasi produksi
- 2. Izin Pertambangan Rakyat (IPR)**
merupakan izin untuk melakukan kegiatan usaha pertambangan di daerah Wilayah Pertambangan Rakyat (WPR) dengan luas wilayah dan investasi terbatas.
- 3. Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK)**
merupakan izin untuk melakukan kegiatan pertambangan di WIUP Khusus (WIUPK).

Wewenang untuk memberikan IUP eksplorasi dan produksi berdasarkan UU 4/2009 diberikan kepada:

Tabel 4 Wewenang untuk Memberikan IUP Eksplorasi dan Produksi Berdasarkan UU 4/2009

Pemberi Izin	IUP Eksplorasi	IUP Operasi Produksi
	Area pertambangan	Area pertambangan dan dampak lingkungan
Menteri	Terletak di lebih dari satu provinsi	Terletak dan berimbas pada lebih dari satu provinsi
Gubernur	Terletak di beberapa kabupaten/kota tapi dalam satu provinsi	Terletak dan berimbas pada beberapa kabupaten/kota tapi dalam satu provinsi
Bupati/Walikota	Terletak di satu kabupaten/kota	Terletak dan berimbas pada satu kabupaten/kota

Sumber: UU 4/2009

29

Laporan Kontekstual 2015

Sedangkan IPR dikeluarkan oleh Bupati/Walikota dan IUPK dikeluarkan oleh Menteri ESDM. IUPK diberikan tanpa melihat letak geografis area pertambangan terkait.

Dalam perkembangan selanjutnya Bupati/Walikota, yang semula dapat mengeluarkan IUP sesuai dengan tabel kewenangan di atas, dengan berlakunya UU 23/2014 tentang Pemerintah Daerah tidak lagi memiliki wewenang untuk menerbitkan IUP. Wewenang penerbitan IUP menurut UU ini menjadi milik Gubernur dan Pemerintah Pusat. Pemerintah Provinsi berwenang menetapkan Wilayah Izin Usaha Pertambangan (WIUP) di areal tambang yang ada di wilayahnya, sedangkan daerah tambang lintas provinsi serta keterkaitan dengan penanaman modal asing menjadi kewenangan pusat yang diwakili oleh Kementerian ESDM. Namun sampai dengan tanggal laporan ini dibuat belum terdapat peraturan teknis pelaksana yang diterbitkan Pemerintah mengenai hal ini.

Pada awal tahun 2012 Ditjen Minerba mengeluarkan surat edaran mengenai moratorium (penundaan) pemberian IUP oleh Pemda dan tidak ada IUP yang diterbitkan pada tahun 2012 -2013 oleh Pemerintah Pusat.

Dengan adanya sistem perizinan seperti yang dijelaskan di atas, maka Kontrak Karya dan PKP2B yang merupakan perangkat kontrak dari produk UU Minerba sebelumnya masih berlaku sampai jangka waktu berakhirnya kontrak/perjanjian. Demikian juga dengan Kontrak Karya dan PKP2B yang ditandatangani sebelum diberlakukan PP 23/2010 (sebagai peraturan pelaksana UU 4/2009) dinyatakan tetap berlaku sampai jangka waktunya berakhir.

Kontrak Karya dan PKP2B yang belum memperoleh perpanjangan pertama dan/ atau kedua dapat diperpanjang menjadi IUP Perpanjangan tanpa melalui lelang (Pasal 112 PP 23/2010).

Renegosiasi Kontrak Karya dan PKP2B

Pasal 169 UU 4/2009 mengatur bahwa ketentuan dalam pasal Kontrak Karya (KK) dan Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara (PKP2B) harus disesuaikan dengan UU ini. Saat ini Pemerintah Indonesia masih dalam proses melakukan renegoisasi KK dan PKP2B. Isu-isu strategis dalam proses negosiasi tersebut adalah sebagai berikut:

Tabel 5 Isu Strategis dalam Renegoisasi Kontrak Industri Minerba

Isu Strategis	Keterangan
Luas wilayah kerja	Perusahaan wajib menyampaikan rencana kerja jangka panjang sampai dengan masa berakhirnya kontrak.
Kelanjutan operasi pertambangan	Kelanjutan operasi pertambangan diajukan 2 tahun sebelum berakhirnya kontrak, dalam bentuk Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) untuk jangka waktu 2x10 tahun.
Penerimaan Negara	PPh Badan, ditetapkan <i>nailed down</i> , sedangkan royalti dan pajak lainnya, sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.
Kewajiban pengolahan dan pemurnian	Perusahaan berkewajiban untuk melakukan pemurnian di dalam negeri
Kewajiban divestasi	Divestasi 51% (hulu), divestasi 40% (hulu&hilir/pemurnian), divestasi 30% (terintegrasi: hulu, hilir/pemurnian, dan tambang dalam).
Kewajiban penggunaan tenaga kerja, barang, dan jasa pertambangan dalam negeri.	Pengutamaan dalam pemanfaatan tenaga kerja, barang, dan jasa pertambangan dalam negeri.

Sumber: Ditjen Minerba

30

2.4 Perubahan dan Perbaikan Tata Kelola yang Sedang Berjalan

2.4.1 Perubahan Tata Kelola di Sektor Pertambangan Migas

2.4.1.1 Revisi UU Migas

Latar Belakang

Usulan revisi UU Migas dimulai sejak tahun 2008 melalui keputusan yang dikeluarkan oleh Panitia Khusus Hak Angket BBM DPR. Selain itu juga revisi UU Migas menjadi penting karena terjadinya pembatalan beberapa pasal dalam UU Migas oleh MK (lihat Bagian 2.2.1.3 tentang SKK Migas), sehingga terdapat kelemahan konstitusi dalam pengelolaan industri migas.

Walaupun dalam rapat program legislasi nasional (prolegnas) terakhir menyebutkan bahwa RUU Migas ini adalah inisiatif DPR yang diprioritaskan untuk selesai tahun 2015, tahun ini pemerintah berinisiatif untuk mengambil alih prakarsa usulan revisi tersebut dari DPR karena DPR belum menyusun draf RUU Migas.

Isu Pokok dalam RUU Migas yang Disusun oleh Pemerintah

Draf rancangan revisi UU Migas yang beredar di publik saat ini merupakan rancangan versi Kementerian ESDM. Berikut isu pokok dalam RUU Migas sehubungan dengan kegiatan usaha hulu migas versi pemerintah:

- Kepemilikan SDA tetap di tangan pemerintah sampai dengan titik penyerahan
- Kegiatan usaha hulu dilaksanakan berdasarkan izin usaha hulu dari pemerintah;
- Dibentuknya BUMN Khusus (BUMN-K) yang merupakan BUMN yang mendapatkan izin usaha hulu migas melalui kerja sama dengan pihak lain dan bertindak sebagai pengendali manajemen;
- Partisipasi Pertamina, yaitu:
 - Pertamina mendapatkan izin usaha hulu migas secara mandiri. Badan usaha atau BUT lain harus melalui kontrak kerja sama dengan BUMN-K;
 - Penawaran WK bersifat berjenjang dan Pertamina mendapatkan prioritas pertama;
 - Untuk perpanjangan izin usaha WK ke-dua kalinya, izin usaha WK diberikan kepada Pertamina;

- e. Dibentuknya/penunjukkan Badan Usaha Penyangga (*aggregator*) yang terdiri dari i) Badan Usaha Penyangga minyak bumi dan BBM nasional, ii) Badan Usaha Penyangga gas bumi nasional untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri;
- f. Seluruh produksi migas dari Pertamina dan BUMN-K wajib dijual kepada Badan Usaha Penyangga dengan harga keekonomian pengembangan lapangan;
- g. Masa izin usaha dari pemerintah berlaku selama 30 tahun dan dapat diperpanjang selama 20 tahun;
- h. Masa eksplorasi adalah 10 tahun.

Ketentuan pokok di atas masih berupa draf dan masih dalam perkembangannya. Pada bulan Juni 2015 menurut situs DPR, RUU ini masih dalam status "penyiapan Naskah Akademik (NA) dan draf RUU" yang berarti masih dalam proses mendengarkan tanggapan, masukan serta tanya jawab terhadap materi substansi pembentukan, perubahan, ataupun penggantian UU.

Salah satu isu pokok dalam revisi UU ini adalah mengubah SKK Migas menjadi BUMN-K yang didasarkan oleh dua alasan. Pertama, pembentukan BUMN-K diisyaratkan oleh keputusan MK dimana pemerintah dapat melakukan fungsi pengelolaan langsung dalam rangka kemakmuran rakyat yang sebesar-besarnya. Kedua, Pemerintah ingin agar BUMN-K ini dapat mencari dana dari Bank untuk mempercepat kegiatan eksplorasi dengan jaminan asetnya²⁰. Akan tetapi, sebagian pelaku bisnis pertambangan migas menganggap rencana pembentukan BUMN-K ini menjadikan kontraktor hanya sebagai penyedia dana dan teknologi saja karena BUMN-K akan menjadi pengendali operasi sebagai pihak yang mendapatkan konsesi²¹.

Selain itu, masa berlaku PSC yang sudah ditandatangani sebelum revisi UU ini juga belum diatur dalam RUU tersebut. Pemerintah saat ini masih dalam proses mengumpulkan

pendapat dari berbagai pihak terkait, termasuk pelaku usaha untuk menyeimbangkan antara aspek pengusahaan dan pengelolaan yang sesuai dengan UUD 1945.

2.4.1.2 Pembentukan Badan Pengelola Migas Aceh (BPMA)

Pada tahun 2015, Pemerintah Pusat menerbitkan PP 23/2015 mengenai pengelolaan bersama antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Provinsi Aceh terkait sumber daya alam migas yang berada di wilayah Aceh. Untuk tujuan tersebut, Pemerintah Pusat dan Pemerintah Aceh membentuk Badan Pengelola Migas Aceh (BPMA) yang berstatus sebagai Badan Pemerintah di bawah menteri dan bertanggungjawab kepada Menteri dan Gubernur dan bersifat tidak mencari keuntungan. Fungsi BPMA:

- a. Melakukan negosiasi terkait perjanjian kerja sama migas di Aceh
- b. Melaksanakan penandatangan KKS
- c. Mengkaji rencana pengembangan lapangan yang pertama kali di suatu WK
- d. Menyampaikan hasil kajian rencana pengembangan kepada Menteri
- e. Memberikan persetujuan rencana pengembangan lapangan selanjutnya
- f. Memberikan persetujuan RKA Badan Usaha/Bentuk Usaha Tetap
- g. *Monitoring* dan melaporkan kegiatan pelaksanaan Kontrak Kerja Sama kepada Menteri & Gubernur
- h. Memberikan rekomendasi penjual migas yang dapat memberikan keuntungan sebesar-besarnya bagi negara

BPMA terdiri atas Kepala BPMA, Komisi Pengawas, dan Unsur Pelaksana. Komisi Pengawas terdiri atas 3 orang yang beranggotakan unsur pemerintah, Pemerintah Aceh, dan unsur masyarakat yang mempunyai pengetahuan di bidang migas. Unsur pelaksana terdiri dari maksimal 5 unit kerja yang masing-masing maksimal memiliki 3 sub-unit kerja. BPMA dibiayai oleh APBN.

²⁰ Petromindo, OGE Asia, April 30-May 30 2015, h. 54-55

²¹ Kevin O' Rourke, Reformasi Weekly Review, 10 April 2015. h. 11

KKKS yang ditetapkan sebagai pelaksana kegiatan usaha hulu migas di wilayah Aceh wajib menandatangani kontrak kerja sama dengan BPMA. Salinan kontrak kerja sama yang telah ditandatangi, disampaikan kepada DPR RI dan DPR Aceh (DPRA).

Penerimaan negara dari kegiatan usaha hulu migas Aceh berbentuk penerimaan pajak dan bukan pajak.

- PNBP berupa bagi hasil: 70% untuk pemerintah dan 30% untuk Pemerintah Aceh.
- *Signature bonus* dari PSC: 50% untuk pemerintah dan 50% untuk Pemerintah Aceh
- *Production bonus* dari PSC: 50% untuk pemerintah dan 50% untuk Pemerintah Aceh

Pada saat PP ini berlaku, SKK Migas tetap melakukan tugas dan fungsi pembinaan dan pengawasan terhadap kontraktor di wilayah Aceh sampai dibentuknya BPMA. Ketika BPMA telah dibentuk, semua hak, kewajiban, dan akibat yang timbul dari perjanjian antara SKK Migas dan KKKS di Aceh dialihkan ke BPMA.

2.4.2 Perbaikan Tata Kelola di Sektor Pertambangan Minerba

2.4.2.1 Kebijakan Satu Peta (*One Map Policy*) dan Minerba One Map Indonesia (MOMI)

Kebijakan Satu Peta (*One Map Policy*)

Latar Belakang

Inisiatif *One Map Policy* (OMP) atau Kebijakan Peta Tunggal dilatarbelakangi oleh ketidakseragaman pemetaan lahan oleh kementerian/lembaga (K/L) atau oleh pemerintah daerah. Perbedaan peta ini terutama disebabkan oleh acuan peta dasar yang memiliki standar berbeda seperti misalnya klasifikasi objek geografis, skala, maupun georeferensi yang berbeda. Instansi pemerintah juga memiliki peta tematik sesuai dengan kebutuhan masing-masing dan tidak terkoordinasi dengan baik. Saat itu setidaknya ada 3 kementerian yang memiliki peta tematik

yang penyelenggaranya dilindungi oleh UU yaitu Kementerian Kehutanan, Kementerian ESDM dan Pemerintah Daerah.

Kesimpangsiuran pemetaan lahan mengakibatkan tumpang tindih kepemilikan lahan, tumpang tindih perizinan pertambangan dan alih fungsi lahan yang tidak terawasi dengan baik²². Tidak adanya satu peta yang menjadi acuan menjadikan rentan adanya penyalahgunaan seperti kasus penyuapan alih fungsi lahan oleh kepala daerah.

Kebijakan Satu Peta (*One Map Policy* - OMP)

Dinaungi oleh UU No 4/2011 tentang informasi geospasial, OMP merupakan kebijakan yang menggunakan satu referensi, satu standar, satu basis data, dan satu geoportal peta tunggal untuk semua persoalan terkait lahan di Indonesia, mulai dari kehutanan, jalan, pertambangan, agraria, properti, hingga pemetaan wilayah adat. Keterpaduan data geospasial antar instansi merupakan tujuan dari implementasi OMP yang diharapkan akan meningkatkan efektivitas kebijakan publik yang dibuat karena mengacu pada data yang akurat dan mutakhir. Badan Informasi Geospasial (BIG) ditunjuk sebagai lembaga yang bertugas sebagai koordinator pengimplementasian OMP dengan terus melakukan koordinasi dengan instansi terkait baik pemerintah maupun swasta/masyarakat terkait pemetaan lahan.

Status Terkini

Saat ini, BIG sudah menyelesaikan peta IGD skala kecil 1:250.000 untuk seluruh wilayah NKRI yang memuat jaring kontrol geodesi dan peta dasar, sedangkan untuk skala besar 1:25.000 baru diselesaikan wilayah Sulawesi Selatan. Target pada tahun 2015 adalah penyelesaian peta skala besar area Sumatera, Kalimantan Tengah, Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, Sulawesi Barat, Sulawesi Tenggara, Gorontalo, dan Papua. Pulau Jawa sudah selesai dipetakan dengan

²² CNN Indonesia, KPK Minta Menteri tertibkan Izin Usaha Lahan, <http://www.cnnindonesia.com/nasional/20141115003841-12-11650/kpk-minta-menteri-tertibkan-izin-usaha-lahan/>. diakses pada 21 Juli 2015.

skala 1:25.000 namun perlu diperbarui⁴. Pada bulan Maret 2015, 4 kementerian menandatangani nota kesepahaman dengan BIG terkait IGT, yaitu Kementerian Agraria dan Tata Ruang, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, Kementerian Pertanian, dan Kementerian Kelautan dan Perikanan.⁷

Minerba One Map Indonesia (MOMI)

Latar Belakang

Diperkirakan 30% dari IUP yang dikeluarkan saat ini mengalami tumpang tindih lahan⁸ sebagai akibat dari ketidaksesuaian data geospasial di sektor industri ekstraktif milik instansi pemerintah baik pusat maupun daerah. Ketidakkonsistenan data tersebut dilatarbelakangi karena tidak adanya laporan pengelolaan pertambangan dari daerah ke pusat akibat paradigma desentralisasi di sektor pertambangan. Pemerintah Pusat menjadi sulit untuk mengakses data daerah dan sulit menjaga konsistensi data karena perbedaan data acuan batas administrasi.

Permasalahan tersebut merupakan latar belakang dibangunnya portal berbasis Sistem Informasi Geografis (SIG) yang memanfaatkan peta dasar dari BIG yang mengintegrasikan data Pemerintah Pusat dan daerah.

Minerba One Map Indonesia (MOMI)

MOMI merupakan satu portal SIG wilayah pertambangan berbasis website yang bertujuan mengintegrasikan data pertambangan dari seluruh provinsi, kabupaten, dan kota di Indonesia. Data ini nantinya akan bisa diakses secara *online*. Tiap perusahaan akan memiliki *single ID* berjumlah 16 angka yang memudahkan *stakeholder* untuk mencari informasi yang dibutuhkan, seperti nama perusahaan, NPWP, area operasi, nomor dan tahun surat keputusan (SK), luas wilayah, tahapan kegiatan, komoditas, tanggal SK, status *Clean & Clear* (CNC), sertifikat CNC, data produksi dan penjualan, potensi PNBP, data jaminan reklamasi, dan lainnya.

Beberapa *stakeholder* mendapatkan manfaat dari implementasi MOMI, yaitu: bagi Ditjen Minerba; semakin tertatanya *database* pengelolaan pertambangan minerba, bagi Ditjen Pajak dan Anggaran; menjadi sarana pengawasan pembayaran PNBP dan pajak kemudian bagi KPK; menjadi sarana pemantauan pengelolaan pertambangan.

Status Terkini

Saat ini MOMI sudah mampu mengintegrasikan data spasial dari beberapa K/L, yaitu dari Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (100%), Ditjen Pajak dan Bea Cukai (90%), Ditjen Perhubungan Laut, Ditjen Perdagangan Luar Negeri (50%), LAPAN (100%), BIG (100%), dan internal Kementerian ESDM (75%) itu sendiri. Progres aksesibilitas MOMI hingga saat ini yaitu sistem sudah bisa diakses di 138 titik pemerintah daerah baik kabupaten maupun provinsi dan 3 titik di K/L, yaitu Ditjen Pajak, KPK, dan Ditjen Planologi.⁹ MOMI akan memberikan hak akses kepada setiap pemerintah daerah berdasarkan kewenangannya.

Sistem MOMI hanya dapat diakses oleh instansi terkait sesuai dengan kewenangannya dan tidak dibuka untuk publik. Ditjen Minerba berencana akan mengintegrasikan MOMI dengan Sistem Informasi Penerimaan Negara Bukan Pajak Online (SIMPONI) dari Ditjen Anggaran dan juga Ditjen Bea Cukai²³.

2.4.2.2 Pembentahan IUP Melalui Sertifikasi *Clean and Clear* dan Kordinasi dan Supervisi (Korsup) KPK

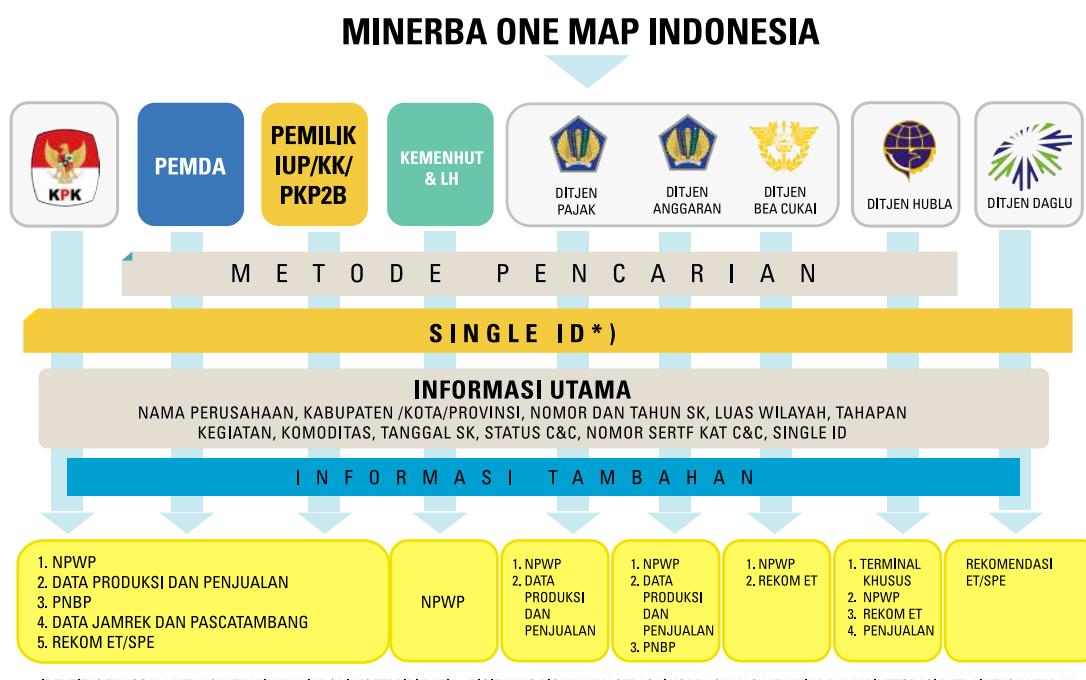
Sertifikasi Clean and Clear

Latar Belakang

Sejak berlakunya UU 4/2009 yang memberikan wewenang IUP kepada pemerintah daerah, pemerintah daerah banyak menerbitkan IUP. Walaupun demikian pada prakteknya banyak IUP yang diterbitkan pemerintah daerah tersebut banyak yang bermasalah seperti IUP yang melewati batas administrasi daerah lain, tumpang tindih wilayah pertambangan

²³ KPK, Presentasi KPK dalam "Workshop Jurnalis EITI". Bogor, 7 September 2015.

Gambar 12 Minerba One Map Indonesia



Sumber: Ditjen Minerba, KESDM

dengan kawasan hutan konservasi dan hutan lindung dan proses administrasi yang tidak sesuai dengan UU dan peraturan yang terkait.

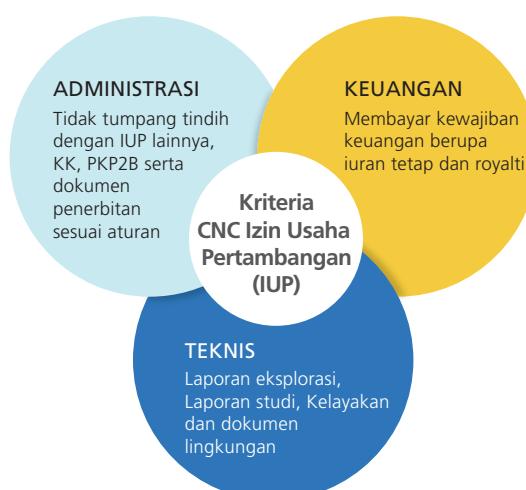
Kebijakan *Clean and Clear* (CNC)

Untuk menanggapi permasalahan di atas, Ditjen Minerba mengeluarkan kebijakan *Clean and Clear* (CNC) untuk memastikan apakah IUP; (1) tidak tumpang tindih - dengan IUP lain, hutan lindung, beda komoditas dan (2) sudah melalui proses administrasi yang sesuai dengan UU dan peraturan terkait. Daftar IUP yang mendapatkan sertifikat CNC pertama kali dikeluarkan pada bulan Juli 2011 oleh Ditjen Minerba.

Salah satu manfaat dari sertifikat CNC yaitu memberikan kenyamanan bagi investor potensial atau peminjam dalam bertransaksi dengan perusahaan tambang terkait²⁴. Terlebih lagi, sertifikat CNC dapat menjadi pemenuhan persyaratan untuk peraturan-peraturan lain yang kemudian dikeluarkan,

misalnya sertifikat CNC menjadi persyaratan bagi perusahaan yang ingin mendapatkan rekomendasi Eksportir Terdaftar (ET) dalam kegiatan ekspor bahan tambang.

Gambar 13 Kriteria CNC IUP



Sumber: Ditjen Minerba, KESDM

²⁴ Baker&McKenzie, Client Alert, Government Issue second List of "Clean and Clear" mining concessions.

Tabel 7 menggambarkan status izin usaha pertambangan mineral dan batubara per bulan Mei 2015.

Status Terkini

Proses evaluasi CNC sampai dengan sekarang masih berlangsung. Pengumuman terbaru status CNC dapat dilihat di laman Ditjen Minerba pada www.minerba.esdm.go.id

Koordinasi dan Supervisi (Korsup) KPK

Latar Belakang

Dengan latar belakang yang sama dengan keluarnya kebijakan CNC di atas pada sektor pertambangan minerba, KPK melakukan koordinasi dan supervisi untuk melakukan kajian terhadap sistem pengelolaan administrasi dalam proses penerbitan IUP (sesuai dengan kewenangan dalam pasal 14 UU 30/2002) dan melakukan investigasi terkait penerimaan negara yaitu dengan menginvestigasi PNBP minerba yang bersumber dari iuran tetap (land rent) dan iuran produksi (royalti).

Proses Korsup KPK

Korsup ini dilakukan KPK dengan mengkaji 12 provinsi yang berperan strategis di sektor pertambangan, yaitu Sulawesi Tengah, Kepulauan Riau, Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah, Sumatera Selatan, Jambi, Kalimantan Barat, Bangka Belitung, Maluku Utara, Sulawesi Tenggara, dan Sulawesi Selatan²⁵.

Pada bulan Februari 2014 dilakukan rapat koordinasi Lintas Instansi di KPK yang dihadiri oleh 12 Gubernur terkait dengan topik bahasan korsup yang dilakukan KPK terhadap pengelolaan pertambangan minerba²⁶. Pertemuan tersebut ditindaklanjuti dengan penandatanganan Rencana Aksi yang terdiri dari 5 hal:

1. Penataan izin: Penyelesaian sengketa/ pembekuan/penghentian sementara/ pencabutan izin
2. Pembayaran kewajiban keuangan: iuran tetap/royalti/pajak/jaminan reklamasi/jaminan pasca-tambang/jaminan kesungguhan

3. Pengawasan produksi: pengawasan Rencana Kerja Tahunan Teknis dan Lingkungan (RKTL)/ Rencana Kerja dan Anggaran Belanja (RKAB), tata cara pelaksanaan *good mining practice*
4. Pengawasan pengolahan: pembangunan smelter, pelaksanaan kewajiban pengolahan dan pemurnian
5. Pengawasan penjualan/pengapalan: pendataan/pencatatan laporan *surveyor*, lokasi/pelabuhan pengapalan

Status Terkini

Sampai dengan bulan Agustus 2014 hasil dari Korsup KPK antara lain:

- Penghentian sementara 62 IUP OP khusus pengangkutan dan penjualan
- Pencabutan IUP di 3 provinsi
 - Sulawesi Tengah : 85 IUP
 - Jambi : 99 IUP
 - Sumatera Selatan : 2 IUP

Daftar pencabutan IUP dapat dilihat pada laman <http://www.minerba.esdm.go.id/public/38776/paparan/-peta/-dli/>

- Meningkatnya kepatuhan pelunasan kewajiban pembayaran royalti
- Mei 2013 (mineral dan batubara): Rp 9 triliun
- Mei 2014 (tanpa mineral, karena kebijakan hilirisasi) : Rp 14 triliun



Pertambangan Bawah Tanah - PT Freeport Indonesia

²⁵ KPK, Korsup Minerba KPK Cabut 400 IUP, <http://kpk.go.id/berita/berita-sub/2228-korsup-Minerba-kpk-cabut-400-iup>, diakses 27 Agustus 2015.

²⁶ Satyo Naresworo, Koordinasi dan Supervisi Pengelolaan Pertambangan Mineral dan Batubara di 12 Provinsi di Indonesia, Warta Minerba Majalah Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, Edisi XIX, Agustus 2014, h. 54.

Tabel 6 Status Izin Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara (Sebelum Korsup KPK)

Status	Mineral		Batubara		Total
	Eksplorasi	Produksi	Eksplorasi	Produksi	
CNC	1.524	2.056	1.473	988	6.041
Non CNC	1.442	1.974	1.063	398	4.877
<i>Sub Total</i>	2.966	4.030	2.536	1.386	
Total	6.996		3.922		10.918
% Non CNC/Sub Total	48%	49%	41%	29%	45%

Tabel 7 Status Izin Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara per Mei 2015 (Sesudah Korsup KPK)

Status	Mineral		Batubara		Total
	Eksplorasi	Produksi	Eksplorasi	Produksi	
CNC	1.502	2.207	1.349	1.085	6.143
Non CNC	1.240	1.848	849	349	4.286
<i>Sub Total</i>	2.742	4.055	2.198	1.434	
Total	6.797		3.632		10.429
% Non CNC/Sub Total	45%	46%	39%	24%	41%

Sumber: Persentasi Ditjen Minerba, Kementerian ESDM yang berjudul "Monitoring dan Evaluasi atas Hasil Korsup pertambangan Minerba Provinsi Maluku, Papua dan Papua Barat"

Proses dan status terkini dari Korsup KPK dapat dilihat di laman <http://acch.kpk.go.id/home>

2.4.3 Perbaikan Tata Kelola yang Mempengaruhi Industri Ekstraktif

2.4.3.1 Modul Penerimaan Negara (MPN) Generasi ke - 2

Latar Belakang

Modul penerimaan negara (MPN) Generasi ke-1 merupakan aplikasi yang dikelola oleh Ditjen Pembendaharaan yang mengintegrasikan tiga sistem tata usaha penerimaan negara yaitu:

- Sistem Penerimaan (SISPEN) oleh Ditjen Perbendaharaan,
- MP3 (*Monitoring Pelaporan Pembayaran Pajak*) oleh Ditjen Pajak, dan
- *Electronic Data Interchange* (EDI) oleh Ditjen Bea dan Cukai.

Akan tetapi dalam perkembangannya MPN Generasi ke -1 memiliki kelemahan yaitu terdapat transaksi-transaksi hasil MPN yang tidak dapat dijelaskan seperti transaksi yang

berkategori "Reversal", "Tidak diakui", "Partial Match", "MPN Unmatch" dan "LKP-Unmatch". Pada akhirnya BPK pada tahun 2009-2010 memberikan opini *disclaimer* karena data penerimaan negara dari MPN tidak diyakini kewajarannya²⁷.

Modul Penerimaan Negara G2

Dengan alasan tersebut di atas Ditjen Pembendaharaan melakukan perbaikan pada sistem MPN dengan menambah sistem *billing* pada MPN Generasi – 2 (MPN G2). Dengan perbaikan sistem baru ini, pembayaran dapat dilakukan secara *online* dan akan langsung terhubung dengan kode pembayaran yang sesuai. Selanjutnya data pembayaran tersebut akan langsung terintegrasi dengan sistem penagihan elektronik (*electronic billing system*) yang pada akhirnya meminimalkan atau meniadakan data pembayaran yang tidak terekonsiliasi. Wajib pajak akan mendapatkan

²⁷ KPPN – KP

notifikasi Nomor Transaksi Penerimaan Negara (NTPN) sebagai bukti setoran telah diterima rekening kas negara. Lebih lanjut tentang sistem ini dapat dilihat di laman www.kemenkeu.go.id/mpng2

Sebagai tambahan keunggulan aplikasi baru ini adalah perubahan sistem manual ke sistem *online* sehingga mengurangi *human error*, dapat melayani transaksi dalam valas dan mencakup seluruh penerimaan sehingga dapat menyajikan informasi penerimaan negara secara *real time* dan akurat.

Status Terkini

Saat ini Kemenkeu masih dalam proses peningkatan kemampuan aplikasi dan penambahan jumlah daftar bank yang berpartisipasi dalam MPN G-2. Peningkatan kemampuan aplikasi misalnya dengan pembuatan kode *biling* melalui layanan sms selain melalui laman internet dan integrasi *e-filing* dan *e-SPT*. Saat ini jumlah bank yang berpartisipasi adalah sebanyak 38 bank dan 1 Posindo. jumlah ini akan masih bertambah.

2.4.3.2 Pelayanan Terpadu Satu Pintu – PTSP (National Single Window for Investment - NSWI)

Latar Belakang

Berdasarkan laporan *Ease of Doing Business*, memulai bisnis di Indonesia memerlukan waktu 52,5 hari dengan 10 jumlah prosedur yang diperlukan²⁸. Waktu yang diperlukan untuk memulai bisnis di Indonesia tersebut relatif lebih panjang dibandingkan dengan rata-rata waktu yang diperlukan oleh negara-negara Asia Timur Pasifik yang rata-rata memerlukan waktu 35 hari dengan 7 jumlah prosedur.

Deskripsi Program dan Status Terkini

PTSP adalah pelayanan yang mengintegrasikan proses pendaftaran dan pendirian bidang usaha secara *online* di bawah satu pintu yaitu di bawah Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM). Inisiatif ini dimulai oleh pemerintah Indonesia sejak tahun 2010 untuk

menyederhanakan pendaftaran usaha yang semula pendaftar usaha harus mendapatkan izin dari berbagai instansi pemerintah. Akan tetapi, perkembangan program tersebut tidak secepat yang diharapkan karena kurangnya koordinasi antara kementerian dan lembaga pemerintahan.

Pada Januari 2015, program ini secara resmi diluncurkan dan saat ini terdapat 66 perwakilan dari 19 kementerian dan instansi pemerintahan yang melayani berbagai perizinan dari awal sampai akhir, terutama perizinan untuk pembangkit listrik, manufaktur, pariwisata dan sektor pertanian. Rencana pengembangan PTSP ini selanjutnya akan mengintegrasikan perwakilan pemerintah daerah yang diharapkan selesai pada tahun 2016²⁹. Seperti yang tertera dalam situs BKPM, saat ini program PTSP masih terkendala oleh besarnya variasi izin antar daerah, keterlibatan berbagai instansi teknis, dan tidak adanya informasi yang terintegrasi³⁰.

Terkait industri ekstraktif, Kementerian ESDM melalui Permen ESDM 23/2015 mengatur pendelegasian wewenang dalam hal pemberian perizinan migas dari Menteri ESDM kepada Kepala BKPM. Peraturan Menteri ini menyederhanakan izin pemberian dari 106 jenis izin menjadi hanya 42 jenis izin dengan tetap memperhatikan SOP dari Ditjen Migas dan menempatkan pejabat/pegawai Ditjen Migas sebagai perwakilan di BKPM. Proses pendelegasian dilakukan secara bertahap pada 1 Agustus, 1 September, dan 1 Oktober 2015³¹.

PTSP dapat diakses di laman <http://nswi.bkpm.go.id/wps/portal>

²⁸ World Bank Group, Doing Business 2015, 12th Edition, h. 192

²⁹ Jakarta Globe, BKPM Takes Licensing Online., <http://thejakartaglobe.beritasatu.com/business/bkpm-takes-licensingonline/>, Desember 2014, diakses 6 Juli 2015.

³⁰ NSWI, Tentang NSWI, <http://nswi.bkpm.go.id/wps/portal/tentangnswi/>, diakses 6 Juli 2015

³¹ Presentasi Staf Ahli Menteri ESDM Bidang Investasi dan Produksi, "Workshop Jurnalis EITI", Bogor 7 September 2015.

Halaman ini sengaja dikosongkan

→ 03

PROSES ALOKASI DAN TENDER WILAYAH KERJA MIGAS DAN WILAYAH PERTAMBANGAN MINERBA

39

Laporan Kontekstual 2015



Anjungan Lepas Pantai - Kangean Energy

Bab ini membahas proses perizinan di pertambangan migas dan minerba, pengungkapan kontrak dan regulasi yang mengatur mengenai pengungkapan kontrak ke publik, praktik *cadastral information* dan konteks peraturan terkait pengungkapan *beneficial owner* kepada publik dari perusahaan-perusahaan di sektor industri ekstraktif.

3.1 Proses Penetapan dan Tender Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi

3.1.1 Penetapan Wilayah Kerja (WK)

Usulan WK dilakukan oleh Ditjen Migas dapat didasarkan pada kajian data geologi regional, survei umum, permintaan pasar dan penemuan baru yang ditawarkan secara lelang atau hasil studi bersama antara investor dan Ditjen Migas yang ditawarkan melalui penawaran langsung.

WK yang diusulkan berasal dari wilayah terbuka, yaitu:

- Wilayah yang belum ditetapkan sebagai wilayah kerja
- Bagian wilayah kerja yang disisihkan berdasarkan kontrak kerja sama atau disisihkan atas usul kontraktor/Menteri
- WK yang berakhir masa kontraknya

Wilayah kerja yang telah ditetapkan oleh Menteri ESDM dapat ditawarkan melalui penawaran lelang dan penawaran langsung.

Penawaran Lelang

Usulan WK yang berasal dari Ditjen Migas didasarkan atas kajian yang meliputi kajian data geologi regional, data survei umum, permintaan pasar dan penemuan baru. Kegiatan survei umum sebagai penunjang penyiapan WK diatur dalam PP 35/2004 yaitu meliputi survei geologi, survei fisika, survei geofisika, dan survei geokimia yang

dapat dilaksanakan oleh Perusahaan dengan biaya dan resiko yang ditanggung sendiri dan berdasarkan izin dari Menteri ESDM.

Dari hasil interpretasi data dan hasil evaluasi Ditjen Migas menyiapkan desain Blok dan batas-batas WK.

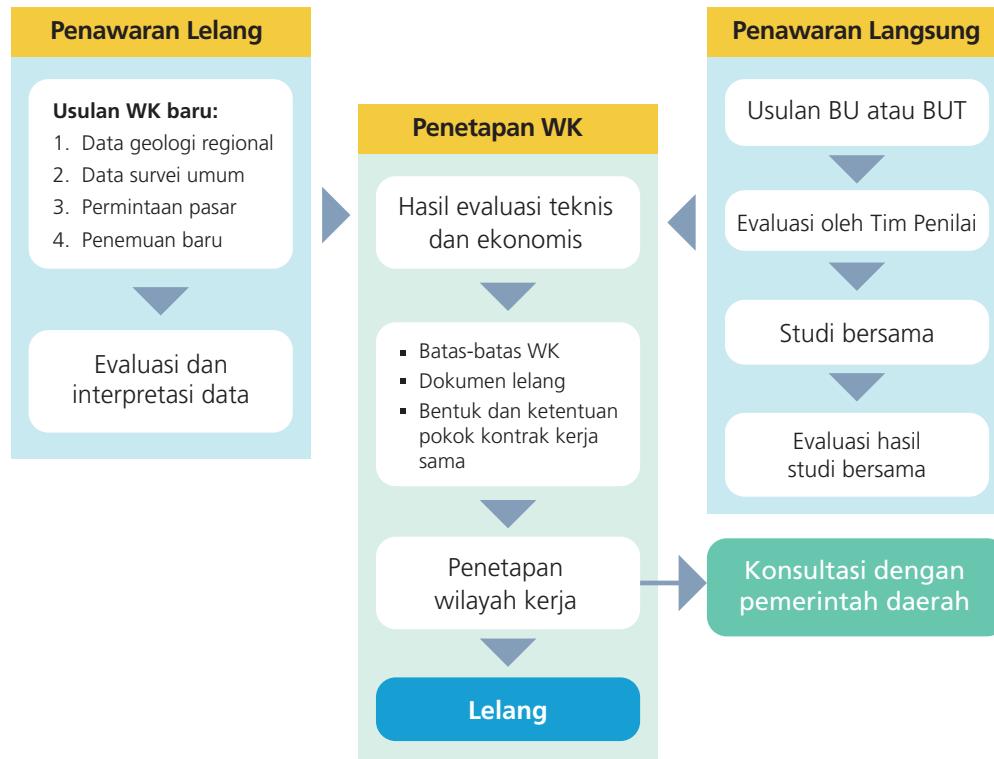
Penawaran Langsung

Penawaran langsung berasal dari usulan WK yang berasal langsung dari BU atau BUT akan dievaluasi oleh Tim Penilai. Tim Penilai menilai WK usulan BU dan BUT berdasarkan data-data atau dokumen pendukung seperti batas-batas WK usulan, potensi geologi, perkiraan cadangan, perkiraan produksi dan kajian keekonomian WK serta profil BU dan BUT. Perusahaan wajib melakukan presentasi kepada Tim Penilai, dan 14 hari setelah presentasi perusahaan wajib menyampaikan komitmen studi bersama, tata waktu studi bersama dan hal lainnya.

Jika usulan diterima, perusahaan wajib melakukan studi bersama (*joint study*) dalam jangka waktu 7 bulan dan dapat diperpanjang 1 kali paling lama 4 bulan. Seluruh biaya dan resiko ditanggung oleh perusahaan pengusul. Setelah hasil studi bersama diperoleh, Ditjen Migas melakukan penilaian ekonomis dan teknis. Berdasarkan penilaian tersebut Ditjen Migas mengusulkan wilayah studi bersama menjadi WK. Perusahaan wajib menyerahkan jaminan studi bersama sebesar 1 (satu) juta Dolar Amerika Serikat paling lambat 14 hari sejak persetujuan penawaran langsung WK diterbitkan yang mempunyai jangka waktu selama berlakunya studi bersama.

Sebelum penetapan WK dari kedua jenis WK usulan, Ditjen Migas menyampaikan kepada Menteri ESDM mengenai usulan penetapan WK. Kemudian, Menteri dan Ditjen melakukan konsultasi kepada pemerintah daerah. Kemudian WK ditetapkan oleh Menteri ESDM.

Gambar 14 Alur Penetapan Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi



Sumber: Direktorat Pembinaan Usaha Hulu, KESDM

3.1.2 Prosedur Lelang Wilayah Kerja

Penawaran WK dilaksanakan oleh Ditjen Migas dengan membentuk Tim Lelang (untuk WK lelang) dan Tim Penilai (untuk WK penawaran langsung). Kedua tim tersebut terdiri atas perwakilan Departemen dan SKK Migas yang memiliki kompetensi di bidang teknis, ekonomi, hukum dan bidang lainnya sesuai dengan kebutuhan, serta ahli dari perguruan tinggi yang sesuai dengan kompetensi yang dibutuhkan.

Proses lelang WK dimulai dengan pengumuman lelang dan penerbitan dokumen lelang untuk masing-masing WK yang ditawarkan oleh Ditjen Migas. Perusahaan yang membeli dokumen lelang akan dicatat sebagai calon peserta lelang. Bagi perusahaan yang hendak meneruskan proses lelang harus menyerahkan dokumen partisipasi paling lambat 120 hari (bagi peserta lelang) atau 45 hari (bagi peserta

lelang penawaran langsung) dari tanggal pengumuman lelang. Penilaian dilaksanakan berdasarkan penilaian teknis, keuangan, dan kinerja yang diterima oleh Tim Lelang/Tim Penilai.

1. Penilaian teknis

- yang dilakukan terhadap:
- komitmen survei seismik yang meliputi jenis, rencana lintasan, dan kuantitas survei seismik;
 - komitmen jumlah pemboran sumur taruhan (*new field wildcat well*) dan rencana lokasinya yang didasarkan atas hasil evaluasi geologi dan geofisika dan justifikasi teknis;
 - Penawarkan teknis yang wajar dan dapat diimplementasikan akan menjadi pertimbangan

2. Penilaian keuangan

- yang dilakukan terhadap:
- besaran bonus tanda-tangan;

- kemampuan membiayai rencana kerja komitmen pasti 3 tahun pertama masa eksplorasi;
 - anggaran biaya komitmen pasti
 - laporan keuangan tahunan untuk tiga tahun terakhir dari peserta lelang yang telah diaudit oleh akuntan publik
 - laporan keuangan perusahaan induk yang telah diaudit oleh akuntan publik
- 3. Penilaian kinerja** yang dilakukan terhadap:
- pengalaman di bidang permifyakan; dan
 - kepatuhan terhadap peraturan perundang-undangan yang berlaku di Indonesia.
- Beberapa **syarat administrasi** lainnya yang juga disyaratkan adalah antara lain:
- a. Formulir aplikasi yang telah diisi
 - b. Profil perusahaan peserta lelang
 - c. Laporan keuangan dalam 3 tahun terakhir
 - d. Usulan rencana kerja untuk 6 tahun masa eksplorasi
- e. Surat pernyataan kesanggupan calon peserta lelang membayar bonus-bonus
 - f. Surat pernyataan adanya kesepakatan pembentukan konsorsium dan penunjukan operator
 - g. Surat pernyataan menerima dan sanggup melaksanakan kontrak kerja sama
 - h. Surat pernyataan dari perusahaan induk tentang entitas baru untuk menandatangani PSC
 - i. Salinan akta pendirian perusahaan
 - j. Surat dukungan dari perusahaan induk yang menyatakan dukungannya untuk melaksanakan komitmen
 - k. Asli surat jaminan penawaran
 - l. Surat pernyataan untuk tunduk pada hasil lelang
 - m. Resi pembelian dokumen lelang
 - n. Lisensi paket data
 - o. Surat pernyataan yang menyatakan kepatuhan peserta lelang terhadap hasil lelang

Gambar 15 Alur Lelang Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi



1. Pengumuman lelang WK melalui media cetak maupun elektronik atau media KESDM (www.migas.esdm.go.id atau www.wkmigas.com).
2. Dokumen lelang paling sedikit memuat: i) tata cara lelang ii) informasi geologi dan potensi minyak dan gas bumi iii) perkiraang cadangan dan produksi iv) konsep kontrak kerja sama. Calon peserta lelang wajib membeli dokumen lelang di Ditjen Migas.
3. Calon peserta lelang wajib membeli data geologi dan geofisik dari WK yang ditawarkan dari Ditjen Migas Data Management (MDM).
4. Forum klarifikasi akan dilaksanakan oleh pemerintah kepada calon peserta yang membeli dokumen lelang untuk menjelaskan proses lelang.
5. Peserta lelang harus menyerahkan dokumen partisipasi 120 hari (bagi peserta lelang) atau 45 hari (bagi peserta lelang penawaran langsung) dari tanggal pengumuman lelang.
6. Tim lelang akan menilai peserta lelang berdasarkan penilaian teknis terhadap 3 tahun komitmen pasti, penilaian keuangan, dan kinerja perusahaan.
7. Menteri ESDM akan menunjuk pemenang lelang berdasarkan rekomendasi dari Tim lelang.
8. SKK Migas dan kontraktor menandatangani kontrak kerjasama

Sumber: Direktorat Pembinaan Usaha Hulu, Kementerian ESDM

Peserta dan pemenang lelang harus menyerahkan jaminan sebagai berikut:

Tabel 8 Jaminan Peserta Tender Lelang Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi

Jaminan (Bank Guarantee)	Besaran	Batas Akhir Penyerahan	Masa Berlaku Jaminan
Jaminan Penawaran (Peserta Lelang)	100% dari bonus tanda tangan	Pada saat penyerahan dokumen partisipasi	6 bulan
Jaminan Pelaksanaan (Pemenang Lelang)	a. 10% dari komitmen pasti atau >USD1.500.000; dan b. 10% dari jumlah anggaran 2 tahun pertama masa eksplorasi atau > USD1.000.000.	Pada saat penandatanganan kontrak	a. 3 tahun b. 2 tahun sejak penandatanganan kontrak

Sumber : Permen ESDM 35/2008

43

Alur proses penetapan WK sampai dengan penandatangan kontrak dapat dilihat di website ESDM. Akan tetapi, alur yang terdapat di website tersebut masih berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Tahun 2006, walaupun Menteri ESDM telah memperbarui peraturan menteri tentang tata cara penetapan dan penawaran wilayah kerja minyak dan gas bumi dalam Permen ESDM 35/2008.

3.3.1 Penawaran Pada Tahun 2012 dan 2013

Salah satu cara pemerintah untuk menaikkan cadangan dan produksi migas selain mendorong kegiatan eksplorasi dari kontrak yang ada adalah dengan menambah jumlah kontrak kerja sama baru.

3.3.1.1 Penawaran WK Pada Tahun 2012 dan 2013

Pada tahun 2012 Pemerintah Indonesia menawarkan WK dalam dua tahap. Tahap pertama ditawarkan sebanyak 19 blok, tahap kedua ditawarkan sebanyak 23 blok dan terdapat penawaran 8 Blok gas metana batubara (GMB) dan satu blok *shale gas*. Dari total 51 Blok yang ditawarkan terdapat 36 pemenang tender.

Pada tahun 2013 Pemerintah menawarkan 20 wilayah kerja termasuk 2 blok *shale gas*. Lebih dari 70% WK yang ditawarkan berasal dari wilayah timur. Akan tetapi hanya 6 WK yang berhasil memiliki pemenang.

Pemerintah mengumumkan lelang WK melalui media cetak maupun elektronik atau pada laman Kementerian ESDM (www.migas.esdm.go.id atau www.wkmigas.com).

Daftar pemenang penawaran WK dapat dilihat di Lampiran 1. Pengumuman peserta pemenang dalam proses tender migas bukanlah praktik yang biasa dilakukan oleh Ditjen Migas, kami merekomendasikan agar Tim Pelaksana dapat mendorong Ditjen Migas dapat mengumumkan daftar peserta untuk memenuhi standar EITI.

Tabel 9 Jumlah Penawaran WK pada Tahun 2012 dan 2013

Periode Penawaran (jumlah WK)	Tanggal	WK Konvensional		WK Non-Konvensional Penawaran Langsung	Total
		Lelang	Penawaran Langsung		
2012		12	30	9	51
2012 (Tahap I)	Maret 2012	5	14	-	19
2012 (Tahap II)	Oktober 2012	7	16		25
2012	Juni 2012			8	8
2012	Nopember			1	1
2013		2	16	2	20
2013 (Tahap I)	September 2013	2	16	-	18
2013 (Tahap II)	Desember 2013	-	-	2	2

Sumber: Direktorat Pembinaan Usaha Hulu Migas, Ditjen Migas

Tabel 10 menggambarkan realisasi penandatanganan KKS Migas dan jumlah penawaran WK belum mencapai target baik di tahun 2012 maupun 2013. Laporan Tahunan *Indonesia Petroleum Association* (IPA) tahun 2014 merekomendasikan pemerintah untuk lebih memberikan dukungan dalam hal pemberian insentif pada aktivitas eksplorasi migas. Untuk memenuhi kebutuhan energi Indonesia di tahun 2025, Pemerintah perlu mengeluarkan

kebijakan yang sanggup mendorong kontraktor KKS untuk melakukan eksplorasi, seperti insentif pajak dan fiskal lainnya. Terlebih karena saat ini, area eksplorasi migas lebih banyak yang terletak di area yang sulit dijangkau, yaitu di perairan dalam bagian timur Indonesia. Teknologi terbaru dan komitmen investasi yang tinggi diperlukan agar area tersebut dapat dieksplorasi sehingga ke depannya kebutuhan energi nasional dapat terpenuhi.

Tabel 10 Target dan Capaian Realisasi Investasi di Sektor ESDM, Jumlah Penandatangan KKS, dan Jumlah Penawaran WK

No	Uraian	Satuan	Target	Realisasi	Capaian (%)	Chart Capaian	
						Capaian	100%
1	Jumlah realisasi investasi di sektor energi dan sumber daya mineral						
	2012	Miliar US\$	36.96	28.78	78%		
	2013	Miliar US\$	41.78	27.82	67%		
2	Jumlah Kontrak Kerja Sama di sektor energi dan sumber daya mineral yang telah ditawarkan dan ditandatangani						
	a. Penawaran WK Migas Konvensional						
	2012	WK	35	42	120%		
	2013	WK	40	18	45%		
	b. Penandatanganan KKS Migas Konvensional						
	2012	KKS	28	13	46%		
	2013	KKS	30	13	43%		

Sumber: LAKIP Kementerian ESDM Tahun 2012 dan 2013

3.1.4 Pengalihan *Participating Interest* (PI)

Pengalihan PI harus melalui persetujuan Menteri ESDM yang berdasarkan pertimbangan SKK Migas seperti yang diatur dalam Pasal 33 PP 35/2004. Kontraktor tidak dapat mengalihkan PI kepada pihak lain yang bukan afiliasinya selama 3 tahun pertama masa eksplorasi. Jika kontraktor membuka data dalam rangka pengalihan PI kepada pihak lain, pembukaan data ini wajib mendapatkan izin dari Menteri ESDM melalui SKK Migas.

Kontraktor diwajibkan untuk menawarkan 10% PI (dengan penggantian investasi setara dengan 10%) kepada BUMD. BUMD tidak dapat menjual PI sebagian atau seluruhnya selama 3 tahun sejak tanggal efektif keikutsertaan.

Daftar pengalihan PI selama tahun 2012 – 2013 yang dilaporkan oleh Ditjen Migas dapat dilihat di Lampiran 2.

3.1.5 Kontrak Bagi Hasil yang Habis Masa Kontraknya

Kepastian perpanjangan masa kontrak penting bagi kontraktor untuk dapat menghitung nilai

kembali investasi dalam mengembangkan suatu wilayah kerja. Permohonan perpanjangan kontrak kerja sama menurut PP 35/2004 dapat disampaikan paling cepat 10 tahun dan paling lambat 2 tahun sebelum masa kontrak berakhir. Kontraktor dapat mengajukan perpanjangan kontrak lebih cepat terkait dengan kesepakatan jual beli gas. Akan tetapi dalam banyak kesempatan terdahulu, Pemerintah terlambat dalam memperpanjang kontrak kerja sama dan sering kali menunggu sampai saat terakhir³² seperti blok Pase yang diperpanjang setelah dua tahun masa kontraknya berakhir. Ketidakpastian ini dapat mengakibatkan terlambatnya proyek-proyek migas dan mengancam produksi migas nasional³³. Proyek *Indonesia Development Deepwater* (IDD) dari Blok Makasar Strait ditunda dua tahun dari tahun 2018 ke tahun 2020 untuk menunggu kepastian perpanjangan kontrak³⁴. Total produksi kontrak yang akan berakhir sampai dengan 2021 (pada Tabel 11) terhitung 45% dari total produksi minyak dan gas nasional pada tahun 2013.

Berikut kontrak-kontrak yang akan habis sampai dengan tahun 2021 yang belum diperpanjang:

Tabel 11 Daftar Kontrak PSC yang akan Habis Masa Kontraknya sampai dengan Tahun 2021

No.	Wilayah kerja PSC	Tahun Akhir Kontrak	Operator
1	Gebang	2015	JOB Pertamina-Costa Int Group Ltd.
2	Offshore North West Java	2017	PHE ONWJ Ltd
3	Lematang	2017	PT Medco E&P Lematang
4	Warim	2017	ConocoPhillips
5	Mahakam	2017	Total E&P Indonesia
6	Attaka	2017	Indonesia Petroleum Exploration Ltd
7	Tuban	2018	JOB Pertamina-Petrochina East Java
8	Ogan Komering	2018	JOB Pertamina-Talisman (Ogan Komering)
9	Sanga-Sanga	2018	Virginia Indonesia Co, LLC
10	Southeast Sumatra	2018	CNOOC SES Ltd
11	Blok B, onshore	2018	Exxonmobil Oil Indonesia Inc.
12	North Sumatra Offshore (NSO)/ NSO Ext	2018	Exxonmobil Oil Indonesia Inc.
13	Tengah	2018	Total E&P Indonesia

³² Rambu Energy.com, Indonesia Energy Ministry Says 17 Oil-Gas Contracts Will Expire by 2019, <http://www.rambuenergy.com/2015/01/indonesia-energy-ministry-says-17-oil-gas-contracts-will-expire-by-2019/>, diakses 24 Juli 2015.

³³ IPA, Uncertainty Over Contract Extension Hampers Production, <http://www.ipa.or.id/news/detail/205>, diakses 11 Oktober 2015

³⁴ Platts, Key Indonesia gas projects face delay due to uncertainty over PSC extinctions, <http://www.platts.com/latestnews/natural-gas/jakarta/key-indonesian-gas-projects-face-delay-due-to-27203470>, diakses 24 Juli 2015.

No.	Wilayah kerja PSC	Tahun Akhir Kontrak	Operator
14	East Kalimantan	2019	Chevron Indonesia Company
15	Pendopo - Raja	2019	Pertamina-Golden Spike
16	Bula	2019	Kalrez Petroleum (Seram) Limited
17	Jambi Merang	2019	JOB Pertamina-Talisman (Jambi Merang)
18	Seram Non Bula	2019	CITIC Seram Energy Ltd
19	Malacca Strait,offshore	2020	EMP Malacca Strait S.A.
20	South Jambi "B"	2020	ConocoPhillips (South Jambi) Ltd
21	Makassar Strait, offshore	2020	Chevron Makasar Ltd.
22	Salawati Kepala Burung	2020	JOB Pertamina-Petrochina Salawati
23	Sengkang	2020	Energy Equity Epic (Sengkang) PTY, LTD.
24	Bentu Segat	2021	EMP Bentu Limited
25	Muriah	2021	PC Muriah Ltd.
26	Rokan	2021	PT Chevron Pacific Indonesia
27	Selat Panjang	2021	Petroselat Ltd.

Sumber: Renstra Kementerian ESDM 2015-2019

46

Untuk memberikan kepastian bagi kontraktor, pada tahun 2015 melalui Permen 15/2015 tentang pengelolaan WK yang berakhir masa kontraknya, Menteri ESDM harus memberikan persetujuan atau penolakan paling lambat satu tahun sebelum masa kontrak WK berakhir. Dalam peraturan tersebut juga diatur hal-hal berikut:

Cara Pengelolaan WK Setelah Berakhirnya Masa Kontrak

Peraturan ini mengatur tiga pilihan pengelolaan WK setelah berakhirnya masa kontrak:

1. Pengelolaan oleh Pertamina;
2. Perpanjangan kontrak oleh salah satu atau lebih kontraktor yang ada; dan
3. Pengeloaan secara bersama antara Pertamina dan kontraktor.

Waktu Perpanjangan Kontrak dan Maksimum Masa Perpanjangan Kontrak

Waktu permohonan pengelolaan WK yang habis masa kontraknya dan maksimum masa perpanjangan kontrak konsisten dengan ketentuan dalam PP 35/2004. Pertamina dan kontraktor dapat mengusulkan pengelolaan

WK paling cepat 10 tahun dan paling lambat 2 tahun sebelum masa kontrak berakhir. Masa perpanjangan kontrak paling lama 20 tahun.

Tenggat Waktu Penetapan oleh Menteri ESDM

Menteri ESDM memberikan persetujuan atau penolakan paling lambat satu tahun sebelum masa kontrak WK berakhir. Jika Menteri ESDM tidak menyampaikan keputusan dalam tenggat waktu tersebut maka permohonan dianggap ditolak.

SKK Migas wajib menyampaikan hasil evaluasi dan pertimbangan usulan perpanjangan kontrak dari kontraktor paling lama 150 hari setelah usulan dari kontraktor diterima.

Pertamina dan Partisipasi Pemerintah Daerah

Jika Pertamina dan Kontraktor mengajukan permohonan pengelolaan pada WK yang sama, maka:

- i. Jika kontraktor disetujui sebagai pengelola WK dan bukan Pertamina, maka Pertamina masih memiliki hak untuk memiliki PI paling banyak 15%.

- ii. Jika Pertamina ditunjuk sebagai pengelola WK, Menteri ESDM menetapkan bentuk dan ketentuan-ketentuan pokok kontrak termasuk komposisi PI.

BUMD dapat menjadi pemegang PI paling banyak 10% bagi kedua pilihan tersebut (jika BUMD belum memiliki partisipasi dalam WK tersebut).

WP sendiri terbagi menjadi Wilayah Usaha Pertambangan (WUP), Wilayah Pertambangan Rakyat (WPR) dan Wilayah Pencadangan Negara (WPN). WUP adalah bagian dari WP yang telah memiliki ketersediaan data, potensi, dan/atau informasi geologi. WPR adalah bagian dari WP tempat dilakukan kegiatan usaha pertambangan rakyat. Sedangkan WPN adalah bagian dari WP yang dicadangkan untuk kepentingan strategis nasional.

Untuk menetapkan suatu WP, Pemerintah Pusat (dibantu oleh Pemerintah Daerah) melakukan kegiatan penyelidikan dan penelitian pertambangan. Dalam melakukan kegiatan tersebut, Pemerintah dapat memberikan penugasan kepada lembaga riset negara atau lembaga riset daerah. Dalam kondisi tertentu Pemerintah dapat melakukan kerja sama dengan lembaga riset asing setelah mendapat persetujuan dari Menteri ESDM.

Rencana WP ditetapkan oleh Menteri ESDM menjadi WP setelah pemerintah berkoordinasi dengan Pemerintah Daerah, berdasarkan data yang dimiliki oleh kedua belah pihak, dan dilaporkan secara tertulis kepada DPR. Sebagian kewenangan Pemerintah Pusat dalam penetapan alokasi WP juga dapat dilimpahkan kepada Pemerintah Provinsi. Penetapan alokasi WP diatur dalam PP 22/2010.

3.2 Proses Penetapan dan Pemberian Izin Wilayah Pertambangan Minerba

3.2.1 Penetapan Alokasi Wilayah Usaha Pertambangan

3.2.1.1 Penetapan Wilayah Pertambangan

47

Wilayah Pertambangan (WP) adalah wilayah yang memiliki potensi mineral dan/atau batubara yang tidak terikat dengan batasan administrasi pemerintah yang merupakan bagian dari rencana tata ruang nasional. Sebuah wilayah dapat ditetapkan sebagai WP jika memiliki kriteria adanya:

- indikasi formasi batuan pembawa mineral atau pembawa batubara; atau
- potensi sumber daya bahan tambang

Gambar 16 Jenis Wilayah Pertambangan



Sumber: Warta Minerba, Edisi XV April 2013

Penetapan Wilayah Pertambangan Tahun 2012-2013

Pemerintah telah melaksanakan rapat konsultasi dengan Komisi VII DPR dari tahun 2010 hingga 2013 sebanyak sembilan kali. Pada bulan April 2013, Komisi VII DPR telah merekomendasikan penetapan WP oleh pemerintah. Berikut daftar Rekonsiliasi WP dan Keputusan Menteri ESDM tentang Penetapan WP untuk masing-masing pulau, peta area wilayah pertambangan tersebut dapat diakses pada laman <http://www.minerba.esdm.go.id/public/38776/paparan/-peta-dll/>

Tabel 12 Daftar Penetapan Wilayah Pertambangan Berdasarkan Pulau pada Tahun 2013

No	Pulau	Tanggal Penetapan WP
1	Sulawesi	5 Juli 2013
2	Kalimantan	19 Desember 2013
3	Maluku	19 Desember 2013
4	Papua	22 Agustus 2013
5	Sumatera	5 September 2013
6	Jawa	12 September 2013
7	Bali	27 Februari 2013
8	Nusa Tenggara	28 Februari 2013

Sumber : Ditjen Minerba, KESDM

3.2.1.2 Penetapan Wilayah Izin Usaha Pertambangan (WIUP)

Penetapan alokasi WIUP mineral logam dan batubara pada satu WP ditentukan oleh Pemerintah Daerah dan ditetapkan oleh Menteri ESDM. Pemerintah Daerah sebelum penentuan WIUP wajib mengumumkan

kepada masyarakat secara terbuka. Dalam hal WIUP mineral logam dan batubara berada dalam kawasan hutan, maka penetapan WIUP dan WIUPK mineral logam dan batubara dilakukan setelah melakukan koordinasi dengan Kementerian Kehutanan.

Penetapan alokasi WIUP dilakukan berdasarkan beberapa kriteria antara lain:

- Letak geografis;
- Kaidah konservasi;
- Daya dukung lindungan lingkungan;
- Optimalisasi sumber daya mineral dan/ atau batubara; dan
- Tingkat kepadatan penduduk.

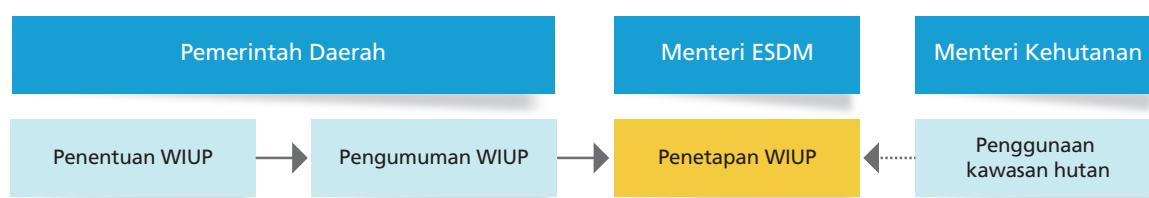
Menteri ESDM menetapkan harga dasar lelang berdasarkan harga kompensasi data/atau biaya pengganti investasi berdasarkan ketersediaan:

- a. Sebaran formasi batuan pembawa mineral logam dan batubara;
- b. Data indikasi mineral logam dan batubara;
- c. Data potensi mineral logam dan batubara;
- d. Data cadangan mineral logam dan batubara;
- e. Sarana dan prasarana pendukung.

Penerimaan kompensasi tersebut akan dicatat sebagai penerimaan negara bukan pajak.

Dalam hal pemberian izin secara prioritas untuk WIUPK kepada BUMN dan BUMD yang berminat oleh Menteri ESDM, kompensasi tersebut harus dibayar paling lambat 30 hari sejak ditetapkan sebagai penerima WIUPK. Lima hari setelah penetapan, BUMN/BUMD wajib mengajukan permohonan IUPK Eksplorasi.

Gambar 17 Alur Penetapan Wilayah Izin Usaha Pertambangan



Sumber : PP 22/2010

3.2.2 Prosedur Lelang Wilayah Izin Usaha Pertambangan

Tata cara lelang WIUP diatur dalam Permen 28/2013. Rencana pelelangan terlebih dahulu harus diumumkan paling lambat 3 tiga bulan sebelum pelaksanaan lelang. Pengumuman rencana lelang WIUPK dilaksanakan oleh Menteri ESDM, sedangkan untuk rencana lelang WIUP dapat dilakukan oleh Menteri atau Kepala Daerah tergantung lokasi WIUP:

- **Menteri ESDM** apabila WIUP berada di lintas wilayah provinsi atau wilayah laut lebih dari 12 mil dari garis pantai setelah mendapatkan rekomendasi dari Kepala Daerah dalam lima hari setelah diterimanya permintaan rekomendasi, dan

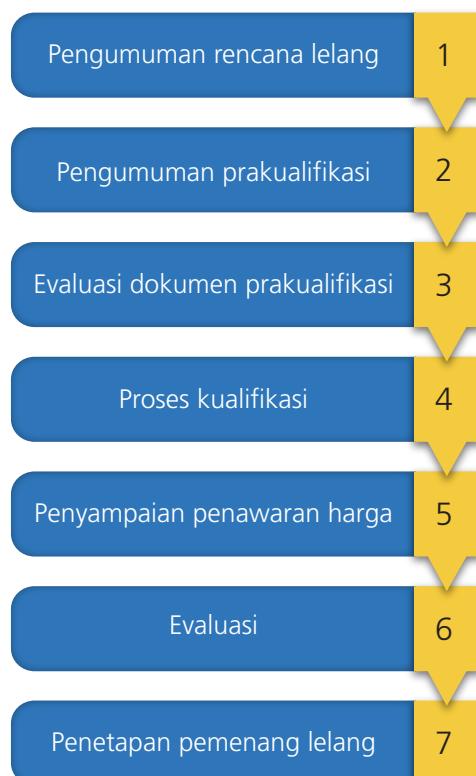
akan dianggap menyetujui jika lewat dari batas waktu tersebut.

- **Kepala Daerah** apabila WIUP berada pada satu provinsi atau wilayah laut 4 sampai dengan 12 mil dari garis pantai.

Sebagai persiapan pelaksanaan lelang maka Menteri ESDM atau Kepala Daerah akan membentuk panitia lelang yang harus memiliki kompetensi di bidang teknik pertambangan, hukum di bidang pertambangan, keuangan di bidang pertambangan dan memiliki pengalaman kerja minimal 3 tahun di kementerian yang menangani sektor pertambangan.

49

Gambar 18 Alur Lelang Wilayah Izin Usaha Pertambangan Minerba



1. Menteri atau Kepala daerah mengumumkan rencana lelang paling lambat 3 bulan di media cetak, laman website/kantor kementerian/Kepala Daerah.
2. Setelah 3 bulan pengumuman prakualifikasi dilakukan, dokumen prakualifikasi harus diterima paling lambat 30 hari sejak pengumuman prakualifikasi
3. Panitia lelang menetapkan peserta lelang berdasarkan evaluasi kelengkapan persyaratan administrasi, teknis dan finansial serta evaluasi teknis sesuai dengan standar minimum penilaian panitia lelang.
4. Apabila jumlah peserta prakualifikasi hanya satu, panitia harus mengumumkan proses prakualifikasi ulang paling lambat 5 hari sejak batas akhir pemasukan dokumen prakualifikasi.
5. Proses kualifikasi dimulai dengan pengambilan dokumen lelang oleh peserta yang lolos prakualifikasi paling lambat 7 hari sejak tanggal pengumuman pengambilan dokumen lelang. Kemudian panitia lelang menjelaskan proses lelang dan kondisi potensi WIUP
6. Peserta lelang diberikan waktu 5 hari sejak berita acara penjelasan lelang ditandatangani atau setelah kunjungan lapangan.
7. Panitia lelang menetapkan peringkat calon pemenang berdasarkan bobot prakualifikasi (40%) dan penawaran harga (60%). Panitia lelang melaporkan hasil penetapan peringkat calon pemenang kepada Menteri atau Kepala daerah sesuai kewenangannya.
8. Menteri atau Kepala daerah menetapkan pemenang lelang paling lama 5 hari sejak laporan peringkat hasil pemenang lelang diterima.

Sumber : Ditjen Minerba, KESDM

Badan hukum peserta lelang menentukan luas wilayah WIUP yang dapat diikuti.

Tabel 13 Bentuk Badan Hukum yang Dapat Mengikuti Lelang Berdasarkan Luas WIUP

Badan Hukum	Area WIUP (Hektar)		
	<=1000	1000-5000	>=5000
BUMN	-	✓	✓
BUMD	✓	✓	✓
Perusahaan swasta nasional	✓	✓	✓
Koperasi	✓	✓	-
Perseorangan (orang, CV, firma)	✓	-	-
PMA	-	-	✓

Sumber : Permen 28/2013

Syarat utama yang harus dipenuhi peserta lelang yang akan mengikuti proses Lelang WIUP adalah:

1. **Persyaratan administratif** meliputi antara lain:
 - a. Pengisian formulir yang sudah disiapkan panitia lelang;
 - b. Pencantuman profil badan usaha beserta akta pendirian masing-masing;
 - c. Nomor Pokok Wajib Pajak (NPWP).
2. **Persyaratan teknis** meliputi antara lain :
 - a. Pengalaman perusahaan di bidang pertambangan mineral atau batubara minimal 3 tahun, dan bagi perusahaan baru harus mendapat dukungan dari perusahaan induk, mitra kerja, atau afiliasinya yang bergerak di bidang pertambangan;
 - b. Memiliki minimal 1 orang tenaga ahli dalam bidang pertambangan dan/ atau geologi yang berpengalaman minimal 3 tahun;
 - c. Menyiapkan rencana kerja dan anggaran biaya untuk kegiatan 4 tahun eksplorasi.

3. Persyaratan keuangan

- meliputi antara lain:
- a. Laporan keuangan tahun terakhir yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik (KAP)
 - b. Penempatan jaminan kesungguhan lelang dalam bentuk uang tunai di Bank Pemerintah sebesar 10% (sepuluh persen) dari nilai kompensasi data informasi atau dari total pengganti investasi untuk lelang WIUP yang telah berakhir
 - c. Pernyataan bersedia membayar nilai lelang WIUP dalam jangka waktu paling lambat lima hari kerja, setelah pengumuman pemenang lelang.

3.2.3 Penataan Penerbitan IUP

Sejak tahun 2011 sampai dengan saat ini terdapat penataan IUP yang dikeluarkan oleh pemerintah daerah sesuai dengan kewenangannya seiring dengan dikeluarkannya Surat Edaran (SE) No 08.E/30/DJB/2012 tentang penataan IUP kepada seluruh kepala daerah. Batas waktu penataan tidak ditetapkan dalam SE tersebut.

Ditjen Minerba pada tahun 2012 dan 2013 tidak melakukan tender WIUP mineral logam dan batubara dikarenakan kendala faktor administrasi, teknis dan kebijakan. Faktor administrasi adalah tata cara lelang WIUP yang baru diterbitkan pada tahun 2013 melalui

Permen 28/2013. Selain itu, hingga saat ini belum terdapat tata cara perhitungan harga biaya data/informasi dan/atau biaya pengganti investasi. Faktor teknis adalah usulan WIUP mineral logam dan/atau batubara yang diusulkan pemerintah daerah tidak dilengkapi data dan informasi yang memadai dan tidak dibuatnya peta maupun laporan sesuai kaidah standar nasional pengolahan data geologi sesuai dengan pasal 12 PP 22/2010 tentang wilayah pertambangan. Peta dan laporan yang tidak disusun sesuai dengan kaidah dan standar sebagaimana diatur dalam ketentuan di atas menyulitkan dalam verifikasi dan klarifikasi teknis baik dalam penentuan kisaran harga data maupun cek ulang lokasi oleh pemenang lelang.

Faktor kebijakan adalah banyaknya izin yang diterbitkan oleh Bupati/Walikota yang belum menyelesaikan kewajiban keuangan kepada negara maupun lingkungan. Selanjutnya jumlah izin pertambangan mineral logam seperti nikel, tembaga dan bauksit tidak berbanding lurus dengan industri hilirisasi/smelter di Indonesia. Berdasarkan kondisi tersebut, Kementerian ESDM belum melihat pentingnya pembukaan proses tender WIUP mineral logam dan batubara kecuali untuk komoditas yang sudah terdapat fasilitas smelter dan untuk komoditas yang pasokannya kurang seperti besi atau batubara yang digunakan sebagai pasokan PLTU atau smelter.

3.2.4 Pengalihan Kontrak dan IUP

PP 24/2012 melarang pengalihan IUP kepada pihak lain kecuali dialihkan pada perusahaan yang 51% sahamnya dimiliki oleh pemegang IUP tersebut. Pengaturan yang sama berlaku untuk kontrak karya, dimana kepemilikannya sebagian atau seluruhnya tidak dapat dialihkan kepada pihak lain kecuali mendapatkan persetujuan tertulis dari pemerintah.

Karena kesulitan dalam pengalihan bagian kepemilikan dalam kontrak atau IUP, pengalihan bagian kepemilikan pada prakteknya banyak dilakukan dengan cara

tidak langsung yaitu melalui pengalihan saham dari perusahaan induk atau perusahaan di atas perusahaan pemilik kontrak atau IUP. Akan tetapi kepemilikan saham dari pemilik kontrak tidak dapat dialihkan sebelum masa operasi produksi dimulai tanpa adanya izin tertulis dari pemerintah.

3.3 Deviasi dari UU dan Peraturan yang Mengatur Proses Licensi

Sektor Pertambangan Migas

Pada Laporan Pemeriksaan Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) II Tahun 2014 melaporkan adanya pemenang lelang wilayah kerja yang tidak memenuhi persyaratan finansial dan terdapat kontraktor yang terkendala dalam memenuhi kewajiban dan komitmennya sesuai dengan peraturan yang terkait proses tender. Laporan BPK ini dapat diakses pada laman http://www.bpk.go.id/assets/files/ihps/2014/III/ihps_ii_2014_1428982182.pdf.

Sektor Pertambangan Minerba

Saat ini Pemerintah Indonesia sedang dalam proses menata izin-izin usaha pertambangan yang dikeluarkan yang tidak sesuai dengan peraturan pemberian izin usaha wilayah pertambangan. Penjelasan mengenai proses ini sudah dijelaskan pada bagian 2.4.2.2 tentang pembenahan IUP melalui sertifikasi *Clean and Clear* serta Koordinasi dan Supervisi (Korsup) KPK.

3.4 Pengungkapan Kontrak (Contract Disclosure)

Regulasi Tentang Pengungkapan Kontrak

Saat ini tidak ada UU atau peraturan yang menghalangi institusi pemerintahan dan perusahaan untuk mengungkapkan ketentuan-ketentuan dalam kontrak. UU 14/2008 mengatur kriteria informasi publik yang wajib dibuka oleh badan publik, salah satunya adalah informasi yang mengancam

hajat hidup orang banyak (Pasal 10) atau perjanjian badan publik dengan pihak ketiga (Pasal 11 ayat 1.e). Tetapi dalam prakteknya pengungkapan ketentuan-ketentuan dalam kontrak baik oleh pemerintah dan perusahaan masih sangat terbatas. Misalnya untuk kontrak bagi hasil (PSC), pengungkapan hanya sebatas tanggal kontrak, periode kontrak dan jumlah komitmen pasti perusahaan.

Salinan izin usaha pertambangan minerba dapat diakses oleh publik dengan mengajukan permohonan resmi dengan melampirkan kegunaannya kepada instansi pemberi izin (misalnya Gubernur dan Bupati/Walikota). Salinan kontrak pertambangan migas dan minerba, berdasarkan keterangan Ditjen Migas dan Ditjen Minerba, adalah dokumen yang sifatnya rahasia karena merupakan kesepakatan kedua belah pihak yaitu SKK Migas dengan perusahaan (untuk sektor migas) atau Pemerintah RI yang diwakili Presiden dengan perusahaan (untuk sektor minerba).

Bagian berikut memberikan ilustrasi salah satu kasus legal di Indonesia, terkait permintaan publik atas salinan kontrak kepada salah satu instansi pemerintah, yang dapat menggambarkan praktek pengungkapan kontrak di Indonesia.

Kasus Legal tentang Permintaan Salinan Kontrak Industri Ekstraktif

Permohonan salinan kontrak kepada Komisi Informasi Pusat (KIP) telah dilakukan oleh salah satu LSM pada tahun 2011 dan dikabulkan oleh KIP³⁵. KIP memutuskan bahwa kontrak yang dimohonkan merupakan informasi terbuka sebagian³⁶, yaitu salinan kontrak dapat diberikan kepada publik dengan menghitamkan informasi mengenai lokasi yang menyebut nama tempat seperti nama Desa, Kecamatan dan Kota. Keputusan pokok dalam putusan KIP adalah sebagai berikut:

- Peta wilayah kerja yang pada umumnya terdapat pada Lampiran B di dalam kontrak bagi hasil termasuk sebagai kategori data umum

- Sepanjang tidak termasuk informasi yang bersifat privat
- Informasi kontrak tidak berkonsekuensi mengungkap kinerja dan/atau kapasitas finansial perusahaan
- Pengecualian adalah mengenai informasi lokasi yang menyebut nama tempat seperti nama Desa, Kecamatan dan Kota yang merupakan informasi kekayaan alam Indonesia yang dikecualikan dari informasi publik dalam Lampiran B kontrak karya tentang peta area kontrak.

Keputusan KIP di atas telah dibatalkan oleh PN Jakarta Selatan berdasarkan tuntutan dari BP Migas (sekarang SKK Migas) yang berpendapat bahwa kontrak antara BP Migas dan perusahaan bukan termasuk informasi publik. Kemudian KIP mengajukan kasasi kepada MA namun permohonan tersebut ditolak oleh Mahkamah Agung³⁷. Pengadilan memutuskan hal berikut:

- KIP tidak mempunyai kapasitas untuk meminta dokumen kepada BP Migas
- BP Migas bukanlah badan publik
- Kontrak Kerja Sama yang dimohonkan bukanlah informasi publik seperti yang diatur dalam UU Keterbukaan Informasi Publik

Sampai dengan tanggal pelaporan ini tidak ada rencana dari pemerintah untuk mengungkapkan salinan kontrak-kontrak (PSC/Kontrak Karya/PKP2B) terkait industri ekstraktif.

Tim Pelaksana memutuskan untuk mengungkapkan hanya ketentuan-ketentuan umum dalam kontrak yang berlaku di sektor pertambangan migas dan minerba yang dapat dilihat di Lampiran 2.

3.5 Informasi Kadaster (Cadastral Information)

Ketentuan Standar EITI nomor 3.9.b mewajibkan negara pelaksana EITI menyediakan daftar atau informasi kadaster untuk setiap lisensi (izin atau

35 Pada tahun 2011 Yayasan Pusat Pengembangan Informasi Publik memohon salinan kontrak karya pemerintah RI dengan PT Freeport Indonesia, PT Kalimantan Timur Prima Coal, PT Newmont Mining Cooperation, dan PT Chevron Indonesia.

36 Keputusan ajudikasi Nomor: 356/X/KIP-PS-M-A/2011

37 Putusan Mahkamah Agung Nomor 15K/Pdt.Sus-KIP/2014

kontrak pertambangan) terkait dengan perusahaan yang masuk dalam ruang lingkup laporan EITI, yaitu mengenai: i. pemilik lisensi; ii. koordinat dari wilayah pertambangan; iii. tanggal aplikasi, tanggal izin/kontrak (date of award) dan durasi dari izin/kontrak; dan iv. jenis komoditas yang diproduksi (jika sudah berproduksi).

Sektor Pertambangan Migas

Publik dapat mengakses informasi kadaster yang disyaratkan oleh standar EITI dari berbagai sumber, yaitu peta WK yang terdapat di dalam laporan tahunan SKK Migas atau peta wilayah kerja dari pihak ketiga (misalnya Patra Nusa Data), Lampiran 1.1 – 1.2 dalam buku keempat laporan EITI 2012-2013 dan Sistem Informasi Geografis INAMETA yang berbayar.

53

Laporan Kontekstual 2015

Peta WK di dalam laporan tahunan SKK Migas (<http://www.skkmigas.go.id/publikasi/laporan-tahunan>) dan peta wilayah kerja migas dari Patra Nusa data merupakan peta wilayah kerja migas yang memuat informasi tentang letak, tipe kontrak (PSC/JOB), nama operator, tanggal efektif kontrak dan status operasi (eksplorasi atau produksi) dari suatu WK tanpa merinci mengenai koordinat dan tanggal kadaaluasa untuk setiap WK.

Lampiran 1.1 - 1.2 dalam Laporan EITI buku keempat memuat daftar wilayah kerja yang termasuk dalam ruang lingkup laporan EITI 2012-2013, komposisi kepemilikan dari kontraktor wilayah kerja tersebut, tanggal kontrak, tanggal kadaaluasa kontrak, komoditas yang diproduksi dan provinsi dari WK tersebut.

Sistem Informasi Geografis (SIG) bernama INAMETA Platinum adalah media informasi bagi investor yang meliputi database keteknisan seperti data cekungan, seismik, laporan G&G dan lain-lain termasuk diantaranya informasi kadaster seperti pemilik wilayah kerja, tanggal kontrak dan kadaaluasa kontrak, produksi dan peta area wilayah kerja. Aplikasi ini tersedia pada suatu web portal dan ruang data (*data room*). Portal dan ruang data ini dikelola oleh Patra Nusa Data (PND), sebuah pusat data pemerintah

(*data management agency*) dari Pusat Data dan Informasi (PUSDATIN) Kementerian ESDM³⁸. Publik harus melakukan pembayaran jika ingin mendapatkan akses secara penuh atas jasa dari sistem ini. Prosedur pembayarannya dapat diakses di laman Patra Nusa Data <http://www.patranausa.com/index.php/products-services/9-data-access-services>. Contoh informasi yang dapat diakses dalam Inameta Platinum dapat dilihat di Lampiran 8. Selain itu, Patranusa juga menyediakan sistem versi sederhana (*lite*) yang disebut Inameta Platinum Lite yang hanya menyediakan peta wilayah kerja dan informasi lainnya seperti lokasi sumur yang dapat diakses di <http://product.patranausa.com>.

Sektor Pertambangan Minerba

Untuk pertambangan minerba, publik dapat mengakses informasi kadaster yang disyaratkan oleh standar EITI dari berbagai sumber, yaitu jasa penyediaan sistem informasi data mineral dan batubara di kantor Ditjen Minerba namun jasa ini berbayar, Lampiran 1.3 – 1.4 dalam buku keempat laporan EITI 2012-2013 dan webGIS Minerba One Map Indonesia (MOMI).

Jasa penyediaan sistem informasi data mineral dan batubara di kantor Ditjen Minerba dikenakan biaya PNBP sebagaimana diatur dalam lampiran PP 9/2012 tentang jenis dan tarif atas jenis penerimaan negara bukan pajak yang berlaku pada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Jasa pelayanan informasi tersebut termasuk jasa pelayanan pencetakan peta informasi wilayah izin usaha pertambangan/kontrak. Untuk dapat mencetak peta tersebut pihak yang berkepentingan harus terlebih dahulu memiliki nomor Surat Keputusan (SK) dan nomor koordinat wilayah izin usaha pertambangan. Lampiran 8 menampilkan contoh informasi dalam peta yang disediakan dalam jasa ini.

Lampiran 1.3 - 1.4 dalam Laporan EITI buku keempat memuat daftar perusahaan-perusahaan minerba yang termasuk dalam ruang lingkup laporan EITI 2012-2013 yang terdiri dari informasi mengenai nama perusahaan, jangka waktu izin/kontrak, nama

³⁸ <http://www.patranausa.com/index.php/corporate-info/38-preface>

komoditas yang diproduksi dan nama provinsi dari lokasi operasi perusahaan.

Ditjen Minerba telah melakukan digitalisasi data yang mencakup informasi kadaster dalam suatu geodatabase melalui sebuah aplikasi Sistem Informasi Wilayah Pertambangan yang dinamakan Minerba One Map Indonesia (MOMI). MOMI pada mulanya lebih bertujuan untuk memfasilitasi Pemerintah Daerah dalam mendaftarkan wilayah izin pertambangan di daerahnya ke dalam geodatabase agar Pemerintah Daerah dapat dengan mudah melakukan monitoring dan melaporkan Izin Usaha Pertambangan (IUP) di daerah masing-masing. Lihat juga bagian 2.4.2.1 tentang Kebijakan Satu Peta. Akan tetapi hak akses MOMI belum diberikan kepada publik sesuai dengan Peraturan Dirjen Minerba No. 698.K/30/DJB/2014. Hak akses MOMI hanya diberikan kepada pemerintah, Pemerintah Provinsi, Pemerintah Kabupaten/Kota sesuai dengan kewenangannya serta instansi pemerintah lain, seperti KPK, Bea Cukai, Kementerian Kehutanan, dan Direktorat Jenderal Pajak.

3.6 Pemilik Manfaat (*Beneficial Owner*)

Ketentuan Standar EITI nomor 3.11 menyarankan pemerintah untuk menyediakan daftar *beneficial owner* dari kepemilikan aset di industri ekstraktif. Laporan EITI tahun 2012-2013 hanya dapat menyediakan kepemilikan langsung dari WK migas dan perizinan/kontrak minerba. Ketiadaan data *beneficial owner* dikarenakan kepemilikan manfaat sering kali bersifat kompleks, berjenjang dan sulit didapatkan.

Pada laporan EITI tahun 2012 – 2013, Tim Pelaksana memutuskan hanya membahas peraturan yang berlaku terkait dengan pengungkapan pemilik manfaat yang berlaku saat ini di Indonesia dan mengungkapkan kepemilikan langsung dari WK migas dan perizinan/kontrak minerba. Peraturan pengungkapan *beneficial owner* telah diterapkan

oleh dua regulator akan tetapi tidak spesifik untuk perusahaan yang bergerak di sektor industri ekstraktif. Dua peraturan tersebut adalah:

1. Bagi perusahaan yang terdaftar di bursa efek diwajibkan untuk mengungkapkan pemegang saham utama atau pengendali (ultimate shareholders) dalam laporan tahunannya berdasarkan peraturan Bapepam Kep-431/BL/2012. Publik dapat mengakses laporan tahunan perusahaan industri ekstraktif yang terdaftar di bursa di laman bursa efek Indonesia (<http://www.idx.co.id/id-id/beranda/perusahaantercatat/laporankeuanganantahunans.aspx>)
2. Bagi perusahaan luar negeri, dalam rangka memohon pengurangan pajak PPh 26 atas pendapatan bunga, dividen dan royalti (yang diterima dari Indonesia) adalah perusahaan yang merupakan pemilik manfaat sesuai dengan kriteria dalam peraturan DJP PER - 62/ PJ./2009 tentang pencegahan penyalahgunaan persetujuan penghindaraan pajak berganda (P3B). Namun, data ini tidak dapat diakses oleh publik.

Saat ini laporan EITI tahun 2012-2013 melaporkan kepemilikan langsung dari wilayah pertambangan migas dan minerba (lihat Lampiran 1 buku keempat Laporan EITI 2012-2013).

→ 04

MANAJEMEN PENERIMAAN NEGARA DARI INDUSTRI EKSTRAKTIF

55

Laporan Kontekstual 2015



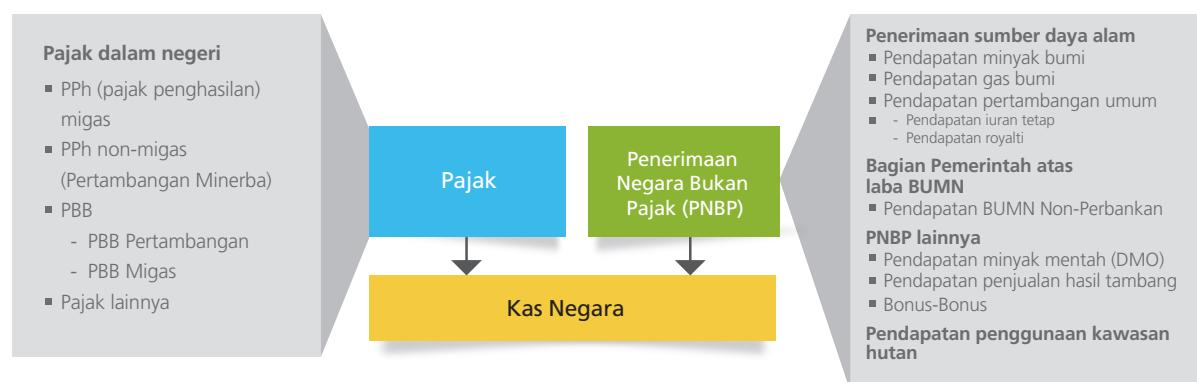
Perbaikan Sumur Minyak - PT Pertamina EP

B agian manajemen penerimaan negara mencakup pembahasan mengenai penerimaan negara yang dicatat dalam sistem keuangan Pemerintah Pusat, proses perencanaan dan audit anggaran negara (APBN), rencana strategis Kementerian ESDM hingga tahun 2019, serta penjabaran tentang dana bagi hasil (DBH) migas yang bertujuan untuk pemerataan pembangunan dalam rangka desentralisasi.

4.1 Penerimaan Negara dan Kebijakan Fiskal yang Berasal Dari Industri Ekstraktif

4.1.1 Penerimaan Negara Berasal Dari Industri Ekstraktif yang Dikelola dan Dicatat di Sistem Keuangan Pemerintah Pusat

Berdasarkan Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) penerimaan negara dari industri ekstraktif secara garis besar berasal dari penerimaan pajak dan penerimaan negara

Gambar 19 Penerimaan Negara yang Berasal dari Industri Ekstraktif yang Dilaporkan dalam LKPP

bukan pajak (PNBP) yang disetorkan ke kas negara seperti yang diilustrasikan dalam Gambar 19. Kas negara ini dikelola oleh Ditjen Perbendaharaan yang pengelolaannya diatur dalam UU 1/2004 tentang Perbendaharaan Negara dan Peraturan Menteri.

Pendapatan negara yang berasal dari industri ekstraktif dicatat dalam anggaran dan laporan keuangan pemerintah pusat yang dapat diakses di laman Kementerian Keuangan www.kemenkeu.go.id/page/laporan-keuangan-pemerintah-pusat. Pada tahun 2012 dan 2013, Indonesia tidak memiliki pendapatan lain (selain pendapatan yang disebutkan di atas) dari industri ekstraktif yang tidak dicatat

dalam anggaran negara (APBN) dan tidak memiliki dana cadangan (*sovereign wealth and development funds*) atau lembaga investasi negara yang mengelola dana yang berasal dari perusahaan industri ekstraktif.

4.1.2 Kebijakan Fiskal pada Industri Pertambangan Migas

Pendapatan pemerintah dari industri pertambangan migas terdapat dalam bentuk produk (*in-kind*) dan kas akan dijelaskan pada bagian di bawah ini.

Tabel 14 merangkum kebijakan pajak penghasilan, PBB dan PPN di Industri Pertambangan Migas

Tabel 14 Kebijakan Perpajakan Pertambangan Migas

Jenis Pajak	Keterangan
Pajak Penghasilan	Tarif pajak penghasilan mengikuti tarif pajak yang berlaku pada saat penandatanganan kontrak bagi hasil. PP 79/2010 mengatur secara spesifik mengenai perhitungan pendapatan kena pajak Industri Migas. Tabel 15 merinci tarif pajak dari waktu ke waktu.
PBB	Objek PBB sektor Migas didasarkan pada konsep dimana bumi (permukaan dan tubuh bumi) dan/atau bangunan yang berada di dalam wilayah kerja atau sejenisnya terkait pertambangan migas. Tata cara pengenaan PBB Migas diatur dalam PER-45/PJ/2013.
PPN	Produksi migas yang diambil langsung dari sumbernya dibebaskan PPN

Jenis Pajak	Keterangan
Pajak Dividen	<p>Adanya keringanan pajak dividen (<i>Branch Profit Tax – BPT</i>) menyebabkan adanya celah pembagian antara Kontraktor dan Pemerintah yang berbeda (bagian Pemerintah mengecil) dari persentase bagi hasil yang dimaksudkan dalam kontrak bagi hasil. Saat ini untuk menutup celah tersebut Kontrak PSC yang ditandatangani setelah PP 79/2010 pada umumnya mencantumkan klausul untuk mengurangi bagian kontraktor atas bagi hasil sebelum pajak (<i>stabilization clause</i>), jika kontraktor tersebut mendapatkan keringanan pajak dividen sesuai dengan perjanjian pajak internasional (<i>tax treaty</i>) yang lebih kecil dari 20%. Hal ini untuk menjaga bagian bagi hasil Pemerintah setelah pajak tetap sebesar 85% (untuk minyak) dan 70% (untuk gas) atau sebesar yang ditentukan dalam kontrak bagi hasil.</p>
Pajak tidak langsung seperti PBB, PPN, dan Pajak Daerah dan Retribusi Daerah	<ul style="list-style-type: none"> Untuk kontrak-kontrak kerja sama migas yang ditandatangani sebelum terbitnya PP 79/2010 berlaku konsep <i>assume and discharge</i> yang diatur dalam Kontrak Kerja Sama. Dalam konsep tersebut perusahaan-perusahaan migas dibebaskan dari pembayaran pajak-pajak yang bersifat tidak langsung karena dianggap atas bagian negara dari produksi migas yang dibagi hasilkan antara kontraktor dan pemerintah telah termasuk pembayaran pajak-pajak tersebut sehingga kewajiban pajaknya dibebankan kepada penerimaan migas bagian negara; Untuk kontrak-kontrak kerja sama migas yang ditandatangani setelah terbitnya PP 79/2010, perusahaan-perusahaan migas diwajibkan membayarkan pajak tidak langsung tersebut secara langsung ke kas negara namun dapat memperhitungkannya sebagai <i>cost recovery</i>.
Bea Masuk dan Pajak Dalam Rangka Impor	Kontraktor dibebaskan dari pemungutan bea masuk dan pajak dalam rangka impor atas barang yang digunakan dalam operasi perminyakan pada kegiatan eksplorasi dan kegiatan eksplorasi
Pajak lainnya	Mengikuti tarif berdasarkan peraturan pajak pada umumnya

Tabel 15 Tarif Pajak Penghasilan Perusahaan dan Bagian Pemerintah Berdasarkan Generasi PSC

Tahun dimulainya PSC	Tarif pajak penghasilan – Umum	Tarif pajak penghasilan - Dividen	Tarif pajak gabungan	Bag. Pemerintah - sebelum pajak (Minyak)	Bag. Pemerintah - setelah pajak (Minyak)	Bag. Pemerintah - sebelum pajak (Gas)	Bag. Pemerintah - setelah pajak (Gas)
Sebelum 1984	45%	20%	56%	65,91%	85%	31,82%	70%
1984-1994	35%	20%	48%	71,15%	85%	42,31%	70%
1995-2007	30%	20%	44%	73,21%	85%	46,43%	70%
2008	30%	20%	44%	55,36%	75%	28,57%	60%
2009	28%	20%	42.4%	37,5%	64%	28,6%	58,86%
2010	25%	20%	40%	40%	64%	31,5%	58,86%

Sumber: Modifikasi dari Laporan PWC

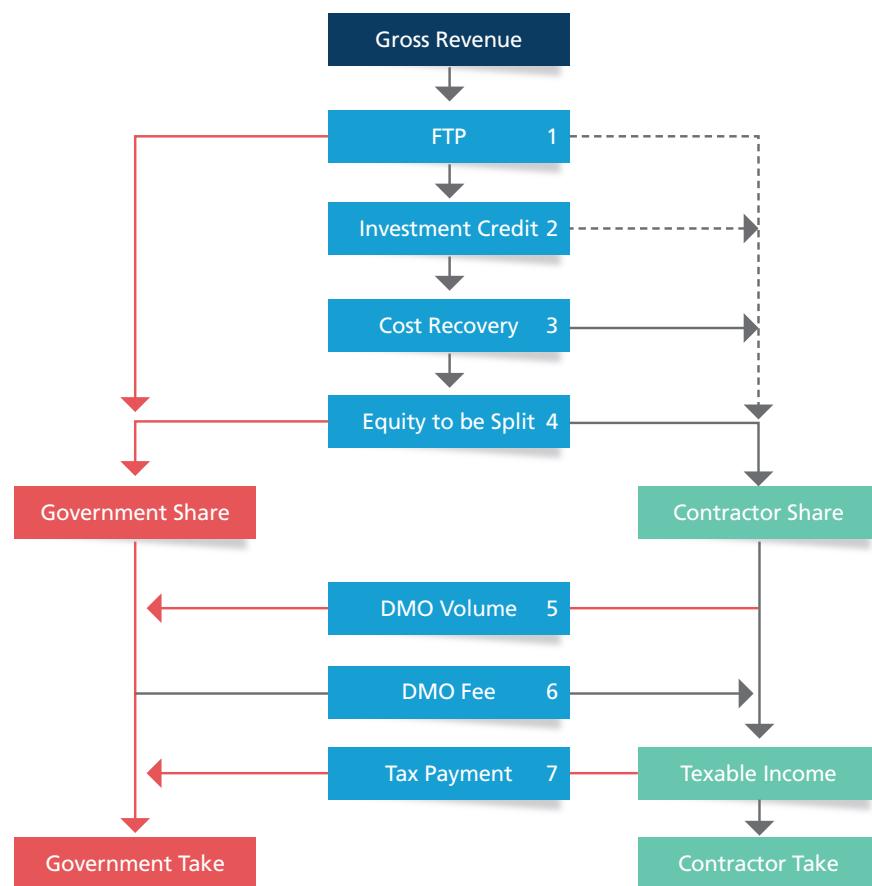
Tarif pajak penghasilan pada tahun 2011 sampai dengan tahun 2013 tidak ada perubahan.

Kebijakan Fiskal pada Sistem Kontrak dari Pertambangan Migas

Arus kas dalam Kontrak Bagi Hasil

Gambar 20 mengilustrasikan arus kas perhitungan penerimaan negara yang berlaku pada kontrak bagi hasil.

Gambar 20 Arus Kas dalam Kontrak Bagi Hasil



1. **First Trance Petroleum (FTP)** adalah penyiiban sebagian dari *lifting* sesuai dengan persetujuan kontrak sebelum *cost recovery*. FTP biasanya dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan proporsi bagi hasil sesuai kontrak. Namun terdapat pula PSC yang memiliki ketentuan pembagian FTP hanya untuk pemerintah.
 2. **Kredit Investasi (KI)** merupakan insentif yang diberikan oleh pemerintah sebagai tambahan pengembalian modal yang berkaitan langsung

dengan fasilitas produksi pengembangan lapangan migas. KI dihitung dari total *lifting* setelah dikurangi FTP dan sebelum CR

3. **Cost Recovery (CR)** merupakan pembagian biaya operasi oleh pemerintah kepada kontraktor. CR dibayarkan dari hasil *lifting* yang dinilai oleh *Weighted Average Price* (WAP). Komponen CR terdiri dari *unrecovered cost* tahun sebelumnya, biaya operasi tahun berjalan, biaya *non-capital*, biaya umum dan administrasi dan biaya depresiasi. PP 79/2010 pasal 13 mengatur jenis biaya operasi yang

- tidak bisa dikembalikan dalam CR maupun pajak penghasilan.
4. **Equity to be Split (ETBS)** adalah jumlah *lifting* bruto yang telah dikurangi FTP, KI (jika ada), dan CR. ETBS akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan persentase ekuitas dalam masing-masing PSC
 5. **Domestic Market Obligation (DMO)** **Gross** adalah kewajiban penyerahan bagian kontraktor berupa minyak dan/atau gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri³⁹.
 6. **DMO Fee** adalah imbalan yang dibayarkan oleh pemerintah kepada kontraktor atas penyerahan minyak dan/atau gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri dengan menggunakan harga yang ditetapkan oleh menteri yang bidang tugas dan tanggungjawabnya meliputi kegiatan usaha minyak dan gas bumi⁴⁰.
 7. **Pajak Penghasilan** besarnya ditentukan berdasarkan peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan pada saat kontrak PSC ditandatangani.

Tabel 16 Ketentuan Fiskal di Beberapa Generasi PSC

Instrumen Fiskal	Generasi Pertama (1965-1976)	Generasi Kedua (1976-1988)	Generasi Ketiga (Sejak 1988)	Pasca UU 22/2001
FTP	-	-	20% shareable	10% non-shareable
Cost Recovery Ceiling	40%	-	80% karena FTP	90% karena FTP
DMO Oil	-----	25% dari bagian kontraktor	-----	-----
DMO Gas	-----	tidak diatur	-----	25% dari bagian kontraktor
DMO Fee	\$0,2/barel	Harga penuh untuk 60 bulan pertama dan \$0,2/barel untuk bulan setelahnya	60 bulan pertama setelah berproduksi: harga penuh dan persentase yang berbeda (10% - 25%) untuk bulan setelahnya	Minyak: 60 bulan pertama setelah berproduksi: harga penuh dan persentase yang berbeda (10% - 25%) untuk bulan setelahnya.
				Gas: harga penuh
<i>Equity Split</i> (Pemerintah /Kontraktor) – setelah pajak				
Oil	65%:35%	85%:15%	85%:15%	Berbeda-beda
Gas	N/A	70%:30% atau 65%:35%	70%:30% atau 65%:35%	Berbeda-beda

³⁹ PP 5/2004

⁴⁰ PMK 139/2013

Pendapatan pemerintah dalam bentuk *in-kind* sesuai dengan skema kontrak bagi hasil adalah sebagai berikut:

- FTP bagian pemerintah
- *Equity Share* bagian pemerintah
- DMO net (DMO gross dikurangi dengan fee DMO yang dibayarkan kepada kontraktor)

Pendapatan pemerintah dalam bentuk kas sesuai dengan skema kontrak bagi hasil, selain pendapatan pajak adalah sebagai berikut:

- Bonus-bonus (*signature dan production bonus*)

Generasi Kontrak Bagi Hasil (PSC)

Instrumen-instrumen fiskal dalam PSC telah mengalami beberapa perubahan untuk beradaptasi dengan kondisi perekonomian yang berubah. Secara garis besar generasi PSC dapat dikelompokan menjadi tiga generasi dan satu generasi setelah dikeluarkannya UU 22/2001 seperti yang dijabarkan dalam Tabel 16.

Terdapat beberapa paket insentif yang dikeluarkan oleh Pemerintah Indonesia untuk menarik investor melakukan kegiatan eksplorasi di Indonesia. Salah satunya berupa kredit investasi yang saat ini tersedia sampai dengan 20% untuk WK dengan *rate of return* yang diperoleh Kontraktor diperkirakan lebih kecil dari 15% (Permen ESDM 8/2005). Sebagai tambahan untuk mendorong pengembangan wilayah kerja, Menteri dapat menetapkan bentuk dan besaran insentif (PP 79/2010), namun tidak dijelaskan lebih lanjut mengenai kriteria wilayah kerja yang dapat mendapatkan kredit investasi.

4.1.3 Kebijakan Fiskal pada Industri pertambangan Minerba

Pendapatan pemerintah dari industri pertambangan minerba yang hanya dalam bentuk kas akan dijelaskan pada bagian di bawah ini.

Kebijakan Perpajakan pada Industri Pertambangan

Tabel 17 merangkum kebijakan pajak penghasilan, PBB dan PPN di industri pertambangan minerba

Kebijakan Fiskal pada Sistem Perizinan pada Pertambangan Minerba

Pemerintah Indonesia menerapkan beberapa iuran dan pungutan yang wajib dibayarkan oleh pemegang IUP dan kontraktor dari KK dan PKP2B berupa:

- iuran tetap (*landrent*),
- iuran eksploitasi/produksi (royalti),
- penjualan hasil tambang (PHT),
- iuran kehutanan

Iuran Tetap

Iuran tetap (*land rent*) adalah iuran atas wilayah IUP yang dikenakan sejak diterbitkannya IUP. Tarif iuran tetap merupakan tarif satuan atas nilai Dolar AS per luas area eksploitasi/eksplorasi (hektar). Besarnya tarif dibedakan atas dasar tahap kegiatan dan status (perpanjangan atau tidak), untuk KK dan PKP2B sesuai kontrak/ perjanjian.

[Luas Wilayah KP/KK/PKP2B (Ha) x Tarif (Rp/USD)]

Tarif dihitung berdasarkan PP No. 9 Tahun 2012 /KK/PKP2B.

Tabel 17 Kebijakan Perpajakan di Sektor Pertambangan Minerba

Jenis Pajak	Keterangan
Pajak Penghasilan	<p>IUP</p> <ul style="list-style-type: none"> Tarif pajak penghasilan adalah 25% dari penghasilan kena pajak Pengurangan sebesar 5% jika Perusahaan terdaftar di bursa efek
PBB	<p>KK/PKP2B</p> <ul style="list-style-type: none"> Tarif pajak penghasilan mengikuti tarif pajak yang berlaku pada saat penandatanganan kontrak <p>Objek pajak PBB minerba adalah bumi dan/atau bangunan yang berada di dalam kawasan yang digunakan untuk kegiatan usaha pertambangan minerba. Termasuk dalam objek PBB adalah tubuh bumi dalam masa eksplorasi. Tata cara pengenaan PBB sektor pertambangan minerba diatur dalam PER-32/PJ/2012</p>
PPN	Produksi dari hasil pertambangan tidak dikenakan PPN. Jika material mentah diproses lebih lanjut maka dikenakan PPN sebesar 10%, tarif yang sama dengan industri lainnya.
Pajak lainnya	Mengikuti tarif berdasarkan peraturan perpajakan umum

Cara pembayaran iuran tetap untuk IUP sekali dalam setahun, maksimal 30 hari setelah terbit SK IUP atau setiap ulang tahun tanggal SK IUP setiap tahunnya, sedangkan KK dan PKP2B dua kali dalam setahun setiap bulan Januari dan Juli.

Royalti

Royalti atau luran eksploitasi/ produksi adalah pungutan yang dibebankan atas produk pertambangan kepada pemilik IUP Eksplorasi atau IUP Produksi pada saat mineral yang digali terjual (transaksi/pengapalan). Besarnya royalti yang harus disetor ke kas negara dihitung berdasarkan tarif yang dikalikan dengan volume penjualan dan harga jualnya. Harga jual adalah harga jual produk pertambangan yang ditetapkan oleh Ditjen Minerba.

[Jumlah Produksi yang Terjual x Persentase Tarif (%) x Harga Jual (USD)]

Tarif berdasarkan PP 9/2012

Royalti (Mineral) untuk KK dan IUP

Komoditas	Satuan	Royalti
Nikel	Per Ton	5% dari harga jual
Timah	Per Ton	3% dari harga jual
Tembaga	Per Ton	4% dari harga jual
Bauksit	Per Ton	3,75% dari harga jual
Emas	Per Kilogram	3,75% dari harga jual
Biji Besi	Konsentrat	3,75% dari harga jual
Perak	Per Kilogram	3,25% dari harga jual

Sumber: PP 9/2012

Royalti (Batubara) untuk PKP2B dan IUP

Open cut mining operation

Kalori	Satuan	Royalti
≤ 5.100	Per Ton	3% dari harga jual
> 5.100 – 6.100	Per Ton	5% dari harga jual
> 6.100	Per Ton	7% dari harga jual

Cara pembayaran royalti untuk pemegang kontrak IUP, KK, PKP2B dibayarkan segera paling lambat 30 hari atau sesuai kontrak (transaksi/pengapalan).

Penjualan Hasil Tambang (PHT)

Penjualan Hasil Tambang (PHT) adalah pungutan yang dikenakan terhadap pemegang kontrak PKP2B. PHT dihitung berdasarkan formula Dana Hasil Produksi Batubara (DHPB) sebesar 13,5% dikurangi tarif royalti.

Bagian penerimaan negara dari pola kerjasama PKP2B tersebut terdiri dari PHT batubara dengan tarif antara 6,5%-8,5% dan royalti dengan tarif antara 5%-7% tergantung kandungan kalori batubara sehingga jumlah PHT dan royalti menjadi 13,5%.

Iuran Kehutanan

Semua perusahaan yang berusaha di sektor industri ekstraktif dan beroperasi di wilayah kehutanan yang ditetapkan oleh pemerintah (berdasarkan PP 2/2008), diwajibkan membayar Provisi Sumber Daya Hutan (PSDH) dan Dana Reboisasi (DR).

Sekitar 90% dari total penerimaan iuran ini berasal dari perusahaan yang begerak di bidang industri ekstraktif.

Underground mining operation

Kalori	Satuan	Royalti
≤ 5.100	Per Ton	2% dari harga jual
> 5.100 – 6.100	Per Ton	4% dari harga jual
> 6.100	Per Ton	6% dari harga jual

4.2 Proses Perencanaan, Penganggaran dan Audit

4.2.1 Sistem Perencanaan Anggaran

Sistem perencanaan anggaran di Indonesia dimulai dari perencanaan pembangunan jangka panjang yang kemudian diturunkan pada perencanaan pembangunan jangka menengah dan selanjutnya perencanaan jangka pendek. Rencana Pembangunan Jangka Panjang nasional (RPJPN) tahun 2005-2025 dituangkan dalam UU 17/2007 yang dibagi menjadi 4 Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) yang masing-masing memiliki tema dan skala prioritas yang berbeda-beda. RPJMN tahun 2010-2014 merupakan RPJMN yang kedua dengan payung hukum Perpres 5/2010, dan RPJMN tahun 2015-2019 adalah RPJMN yang ketiga dengan payung hukum Perpres 2/2015. Publik dapat mengakses RPJMN melalui laman berikut <http://bpkp.go.id/sesma/konten/22541/Buku-I-II-dan-III-RPJMN-2015-2019.bpkp>.

4.2.2 Sistem Penganggaran Nasional

Pendekatan Penganggaran Nasional

Sistem penganggaran di Indonesia menerapkan tiga pendekatan yang sesuai dengan UU 17/2003 tentang Keuangan Negara, yaitu:

- **Penganggaran Terpadu (unified budget).** Penyusunan anggaran terpadu adalah pengintegrasian seluruh proses perencanaan dan penganggaran di lingkungan K/L dengan klasifikasi anggaran berdasarkan organisasi, fungsi, program, kegiatan, dan jenis belanja. Tujuan dari pengintegrasian ini adalah untuk menghindari duplikasi dalam penyediaan dana.
- **Kerangka Pengeluaran Jangka Menengah (KPJM) atau Medium-term Expenditure Framework (MTEF).** KPJM adalah pendekatan penganggaran berdasarkan kebijakan. Sehingga K/L perlu menyeleraskan program yang disusun dalam RPJMN dan Renstra ke dalam Rencana Kerja dan Anggaran K/L tahunan.

Gambar 21 Hubungan Perencanaan Pembangunan dan Penyusunan Penganggaran



K/L= Kementerian/Lembaga

Sumber: Ditjen Anggaran

Tujuan KPJM adalah untuk disiplin fiskal yang bisa berjalan berkelanjutan, karena anggaran KPJM yang diajukan oleh K/L dengan skema prakiraan maju untuk tahun berikutnya.

- **Penganggaran Berbasis Kinerja (PBK) atau *Performance Based Budgeting (PBB)*.** PBK merupakan penyusunan anggaran yang dilakukan dengan memperhatikan keterkaitan antara pendanaan dengan keluaran (*output*) dan hasil yang diharapkan, termasuk efisiensi dalam pencapaian hasil dan keluaran tersebut. Penyusunan anggaran tersebut mengacu pada indikator kinerja, standar biaya, dan evaluasi kinerja. Maksud dan tujuan PBK adalah:
 - Mengutamakan upaya pencapaian hasil kerja berupa keluaran (*output*) dan hasil (*outcome*) atas alokasi belanja (*input*) yang ditetapkan
 - Disusun berdasarkan sasaran tertentu yang hendak dicapai dalam satu tahun anggaran sesuai dengan renstra dan/atau tugas-fungsi K/L.

Proses Anggaran sampai dengan Audit Pendapatan dan Belanja Negara (APBN)

Pihak yang terkait dalam penyusunan APBN adalah Pemerintah Pusat, DPR, (masukan pertimbangan dari) Pemerintah Daerah. Dewan Perwakilan Rakyat (DPR) menyetujui APBN yang telah disusun oleh Pemerintah Pusat. Setiap tahunnya APBN memiliki siklus sebagai berikut:

1. Tahap pertama adalah proses perencanaan dan penganggaran APBN. Dalam proses ini Pemerintah, BPS dan Bank Indonesia menyiapkan asumsi dasar ekonomi makro yang akan digunakan sebagai acuan penyusunan rencana anggaran (kapasitas fiskal) oleh Pemerintah Pusat. Terdapat dua kegiatan penting dalam tahap ini, yaitu perencanaan kegiatan (Perencana) dan perencanaan anggaran (Penganggaran).
2. Tahap kedua adalah pembahasan APBN. Pada tahap ini, rencana kegiatan yang diajukan oleh K/L, berdasarkan arahan

prioritas pembangunan dari Presiden, dibahas bersama dalam *trilateral meeting* oleh K/L selaku *chief operating officer* (COO), Menteri Keuangan selaku *chief financial officer* (CFO), dan Menteri Perencanaan Pembangunan Nasional (PPN)/Bappenas. Hasil dari pembahasan tersebut adalah Rancangan Undang-undang (RUU) APBN dan Nota Keuangan yang diajukan kepada DPR untuk dibahas lebih lanjut.

3. Nota Keuangan APBN yang dipresentasikan kepada DPR dan APBN maupun APBN-P dapat diakses di laman <http://www.kemenkeu.go.id/uuapbn>
4. Tahap ketiga adalah pembahasan antara Pemerintah Pusat dan DPR dengan mempertimbangkan masukan dari DPD. Setelah mendapatkan kesepakatan antara Pemerintah Pusat dan DPR, DPR mengesahkan RUU APBN dan menetapkan APBN.
5. Tahap selanjutnya K/L dan Bendahara Umum Negara, dengan mengacu pada daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (DIPA), melaksanakan amanat APBN.
6. Sejalan dengan dilaksanakannya APBN, K/L dan Bendahara Umum Negara melakukan pelaporan dan pencatatan untuk membuat Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) yang terdiri atas Laporan Realisasi Anggaran (LRA), Neraca, Laporan Arus Kas (LAK), dan Catatan Atas Laporan Keuangan (CALK) yang disusun berdasarkan Standar Akuntansi Pemerintah (SAP).
7. BPK melakukan pemeriksaan atas LKPP dari K/L dan Bendahara Pemerintah Pusat. Kemudian setelah proses pemeriksaan selesai, Presiden, paling lambat 6 bulan setelah tahun anggaran berakhir, menyampaikan pertanggungjawaban pelaksanaan APBN kepada DPR untuk kemudian dibahas dan disetujui oleh DPR. Laporan hasil pemeriksaan laporan keuangan pusat dapat dilihat di situs <http://www.bpk.go.id/lkpp>

Gambar 22 Siklus APBN

Sumber: APBN dan Laporan keuangan Pemerintah Pusat dapat diunduh di website Kementerian Keuangan.

4.3 Pandangan Umum Industri Ekstraktif

Publik dapat mengakses pandangan umum mengenai industri ekstraktif dari berbagai sumber yang dipublikasikan oleh instansi pemerintah terkait. Berikut dua instansi yang menerbitkan estimasi dan proyeksi yang terkait industri ekstraktif:

Kementerian ESDM

Kementerian ESDM setiap lima tahun menerbitkan rencana strategis (Renstra) sebagai pemenuhan sasaran dan tujuan RPJMN yang terkait sektor ESDM. Renstra ESDM memuat kondisi yang hendak dicapai oleh KESDM dalam jangka lima tahun sehingga tujuan yang terkait di sektor energi dan sumber daya alam dapat tercapai. Didalamnya terdapat sasaran dan indikator kinerja yang terukur.

Tabel 18 menggambarkan sasaran dalam lima tahun ke depan untuk produksi, penandatangan WK dan penerimaan negara yang disarikan dari Renstra 2015-2019. Publik dapat membaca lebih lanjut mengenai beberapa sasaran serta penetapan indikator keberhasilan Renstra periode 2015-2019 dan pencapaian Renstra periode sebelumnya dalam buku Renstra KESDM yang dapat diakses di http://prokum.esdm.go.id/renstra%202015/_DATA%20to%20MAIL%20NEW%20REV%20BUKU%20RENSTRA%202015.pdf.

Tabel 18 Indikator Kinerja dari Kementerian ESDM terkait Industri Ekstraktif

No	Indikator Kinerja	Satuan	Target				
			2015	2016	2017	2018	2019
1	Produksi/lifting energi fosil	Ribu boepd	6.934	6.799	6.650	6.569	6.595
	a. Produksi minyak bumi	Ribu bpd	825	830	750	700	700
	b. Lifting gas bumi	Ribu boepd	1.221	1.150	1.150	1.200	1.295
		mmscfd	6.838	6.440	6.440	6.720	7.252
	c. Produksi batubara	Ribu boepd	4.888	4.819	4.750	4.669	4.600
		Juta ton	425	419	413	406	400
2	Penandatanganan KKS Migas	Kontrak	8	8	8	8	8
3	Rekomendasi Wilayah Kerja	Wilayah	39	39	40	41	41
4	Produksi Mineral	Ton					
	a. Emas		75	75	75	75	75
	b. Perak		231	231	231	231	231
	c. Timah		70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
	d. Tembaga		310.000	310.000	310.000	710.000	710.000
	e. Feronikel		543.000	543.000	543.000	543.000	543.000
	f. Nickel matte		81.000	81.000	81.000	81.000	81.000
5	Pembangunan fasilitas pengolahan dan pemurnian dalam negeri	Unit	12	9	6	2	1
6	Penerimaan Negara Sektor ESDM	Triliun Rp	349,48	382,82	388,39	393,58	480,15
	a. Migas		139,38	202,47	205,90	209,33	293,79
	b. Mineral & Batubara		208,80	178,80	180,80	182,40	184,40
	c. Lainnya		1,29	1,54	1,69	1,85	1,95

Sumber: Renstra KESDM 2015-2019

Dewan Energi Nasional (DEN)

DEN, sebagai salah satu tugasnya, melakukan studi tentang kondisi energi Indonesia pada kurun waktu 2013 – 2050. Kondisi energi yang diukur terdiri dari kebutuhan energi Indonesia dan dibandingkan dengan penyediaan energi baik yang berasal dari produksi maupun berasal dari impor. Proyeksi kondisi energi ini bertujuan untuk memberikan referensi bagi pemerintah dan pihak lain tentang prakiraan

kondisi energi Indonesia di masa yang akan datang, sehingga dapat menjadikan acuan penyusunan kebijakan dan pengembangan sektor energi di Indonesia.

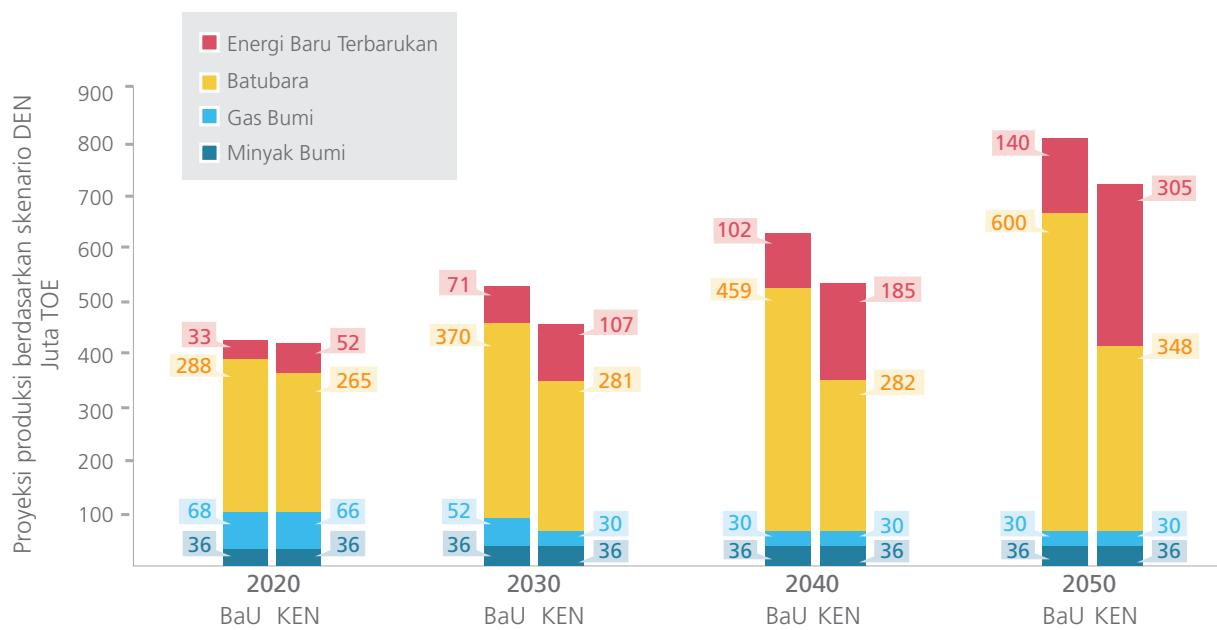
Dalam melakukan proyeksinya, DEN menggunakan dua pendekatan, yaitu pendekatan skenario dasar (*Business as Usual* - BaU) dan pendekatan skenario Kebijakan Energi Nasional (KEN). Skenario BaU adalah skenario

proyeksi dengan asumsi makro seperti kondisi saat ini, tanpa adanya perubahan kebijakan yang berlaku dan intervensi lainnya yang dapat menekan laju konsumsi. Sedangkan skenario KEN adalah skenario dengan asumsi adanya program dan usaha konservasi energi dan efisiensi energi, sehingga konsumsi energi final berkurang sesuai dengan target pemerintah dalam Kebijakan Energi Nasional. Asumsi yang digunakan dalam dua pendekatan dapat dilihat lebih lanjut di buku *Outlook Energi Indonesia* tahun 2014 yang dapat diakses pada laman <http://www.den.go.id/index.php/outlookenergi/all>. Di dalam laporannya DEN memproyeksikan produksi energi primer pada tahun mendatang sampai dengan tahun 2050

yang di ringkas dalam Grafik 1. Pembaca diharapkan mengakses www.den.go.id untuk mendapatkan informasi yang lebih rinci.

Proyeksi melalui pendekatan KEN, DEN berharap dominasi konsumsi energi primer yang berasal dari energi fosil (minyak bumi, gas bumi dan batubara) yaitu sebesar 92% pada tahun 2013 diharapkan berkurang menjadi 77% pada tahun 2025 dan kemudian diharapkan terus berkurang menjadi 69% pada tahun 2050. Perbandingan antara realisasi bauran energi pada tahun 2012 dan 2013 dan target bauran energi pada tahun 2025 dan 2050 dapat dilihat di Grafik 2 dan Grafik 3.

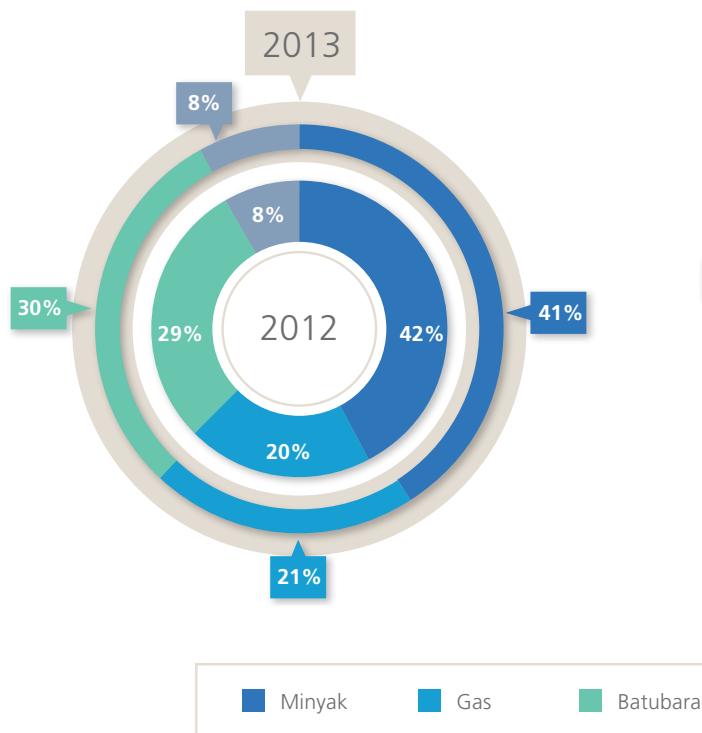
Grafik 1 Proyeksi Produksi Energi Primer oleh DEN Berdasarkan Skenario BaU dan Skenario KEN⁴¹



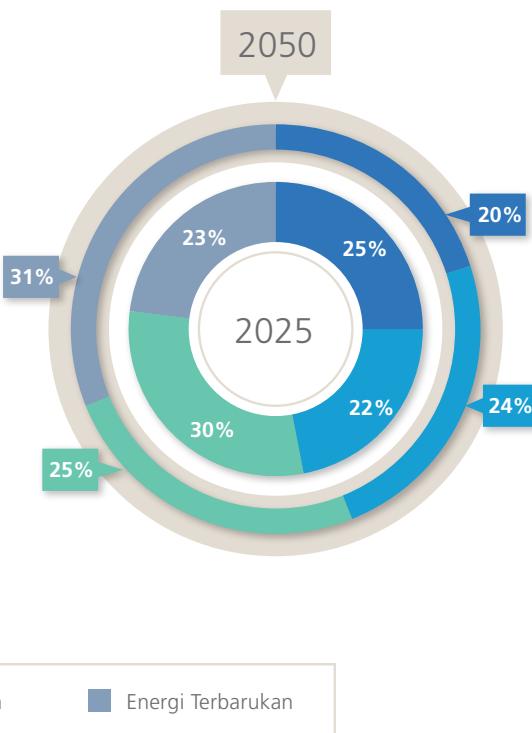
Sumber : DEN – Outlook Energi Indonesia 2014

⁴¹ 1 TOE = 7.33 barel (BP Statistical 2014)

Grafik 2 Bauran Energi pada Tahun 2012 dan 2013



Grafik 3 Target Bauran Energi Tahun 2025 dan 2050



Sumber : DEN – Outlook Energi Indonesia 2014

4.4 Alokasi Penerimaan Pemerintah Pusat yang Berasal dari Industri Ekstraktif kepada Pemerintah Daerah dalam Rangka Bagi Hasil - Dana Bagi Hasil (DBH)

Penerimaan negara dari pajak dan sumber daya alam akan ditransfer ke daerah dalam bentuk dana perimbangan yang diatur oleh UU 33/2004 tentang perimbangan keuangan antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah. Dana perimbangan tersebut terdiri dari dana bagi hasil, dana alokasi umum dan dana alokasi khusus. Dana Bagi Hasil menurut sumbernya dibedakan menjadi DBH perpajakan dan DBH Sumber Daya Alam (SDA – kehutanan, pertambangan umum, perikanan, pertambangan migas, dan pertambangan panas bumi). Dana DBH merupakan dana yang bersumber dari APBN yang pengalokasianya ke daerah berdasarkan persentase yang ditetapkan dalam UU 33/2004

Penjabaran di bawah ini membahas mengenai alokasi dana ke daerah yang berasal dari PNBP migas dan pertambangan umum (minerba).

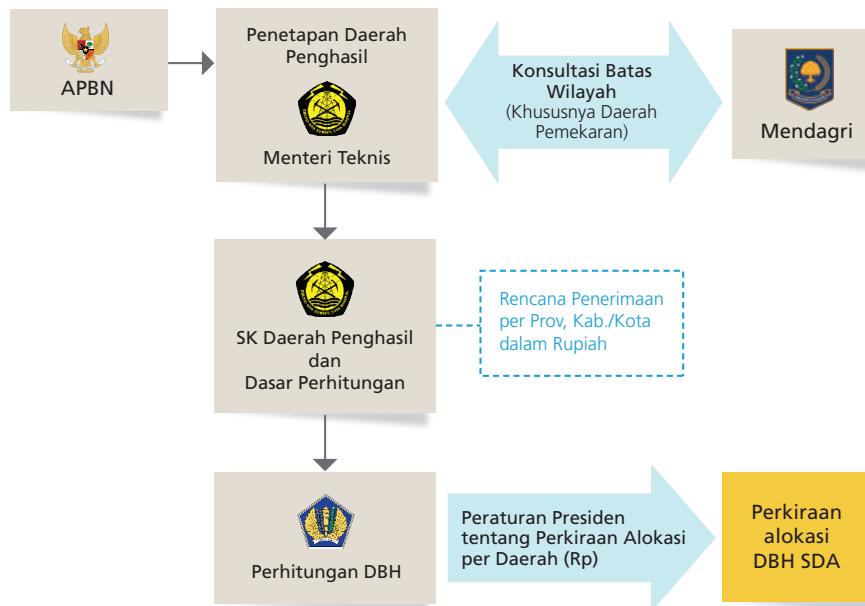
Prinsip DBH

Alokasi DBH SDA diatur berdasarkan prinsip *origin* (*derivative*) dan prinsip realisasi. Kedua prinsip tersebut harus dipenuhi agar Pemerintah Daerah dapat menerima dana bagi hasil industri ekstraktif. Prinsip *derivative* berarti sebuah provinsi atau kabupaten/kota harus memiliki aktivitas produksi migas yang dilakukan dalam batas wilayah dan/atau batas kewenangan pengelolaan SDA wilayah laut (dengan batas 12 kilometer dari garis pantai⁴²), dimana daerah penghasil akan mendapatkan porsi yang lebih besar. Sementara prinsip realisasi berarti penerimaan telah diakui serta dicatat dalam Rekening Kas Umum Negara.

⁴² Batas 4 km dari garis pantai adalah bagian dari kabupaten, dan batas 4-12 kilometer dari garis pantai menjadi bagian dari provinsi, yaitu provinsi sebagai produsen.

Gambar 23 Prinsip DBH

Sumber: Direktorat Dana Perimbangan, Kementerian Keuangan

Gambar 24 Mekanisme Penetapan Perkiraan Alokasi DBH SDA (PP 55/2005)

Sumber: Direktorat Dana Perimbangan, Kementerian Keuangan

Tahap penetapan DBH SDA

Tahapan penetapan DBH SDA adalah sebagai berikut:

1. Menteri ESDM menetapkan daerah penghasil dan dasar penghitungan DBH SDA paling lambat 60 hari sebelum tahun

anggaran bersangkutan dilaksanakan, setelah berkonsultasi dengan Menteri Dalam Negeri dan disampaikan kepada Menteri Keuangan.

2. Untuk sumber daya alam yang berada pada wilayah berbatasan atau berada pada lebih

dari satu daerah, Menteri Dalam Negeri menetapkan daerah penghasil sumber daya alam berdasarkan pertimbangan Menteri ESDM terkait, paling lambat 60 hari setelah diterimanya usulan pertimbangan dari Kementerian Teknis.

3. Ketetapan Menteri Dalam Negeri sebagaimana disebutkan dalam butir 2 di atas menjadi dasar penghitungan DBH SDA oleh Menteri ESDM.
4. Menteri Keuangan menetapkan perkiraan alokasi DBH SDA untuk masing-masing daerah paling lambat 30 hari setelah diterimanya ketetapan dari Menteri ESDM.

5. Perkiraan alokasi DBH SDA Minyak Bumi dan/atau Gas Bumi untuk masing-masing daerah ditetapkan paling lambat 30 hari setelah menerima ketetapan dari Menteri ESDM sebagaimana dimaksud pada butir 1, perkiraan bagian pemerintah, dan perkiraan unsur-unsur pengurang lainnya.

4.4.1 Skema Dana Bagi Hasil untuk Industri Ekstraktif

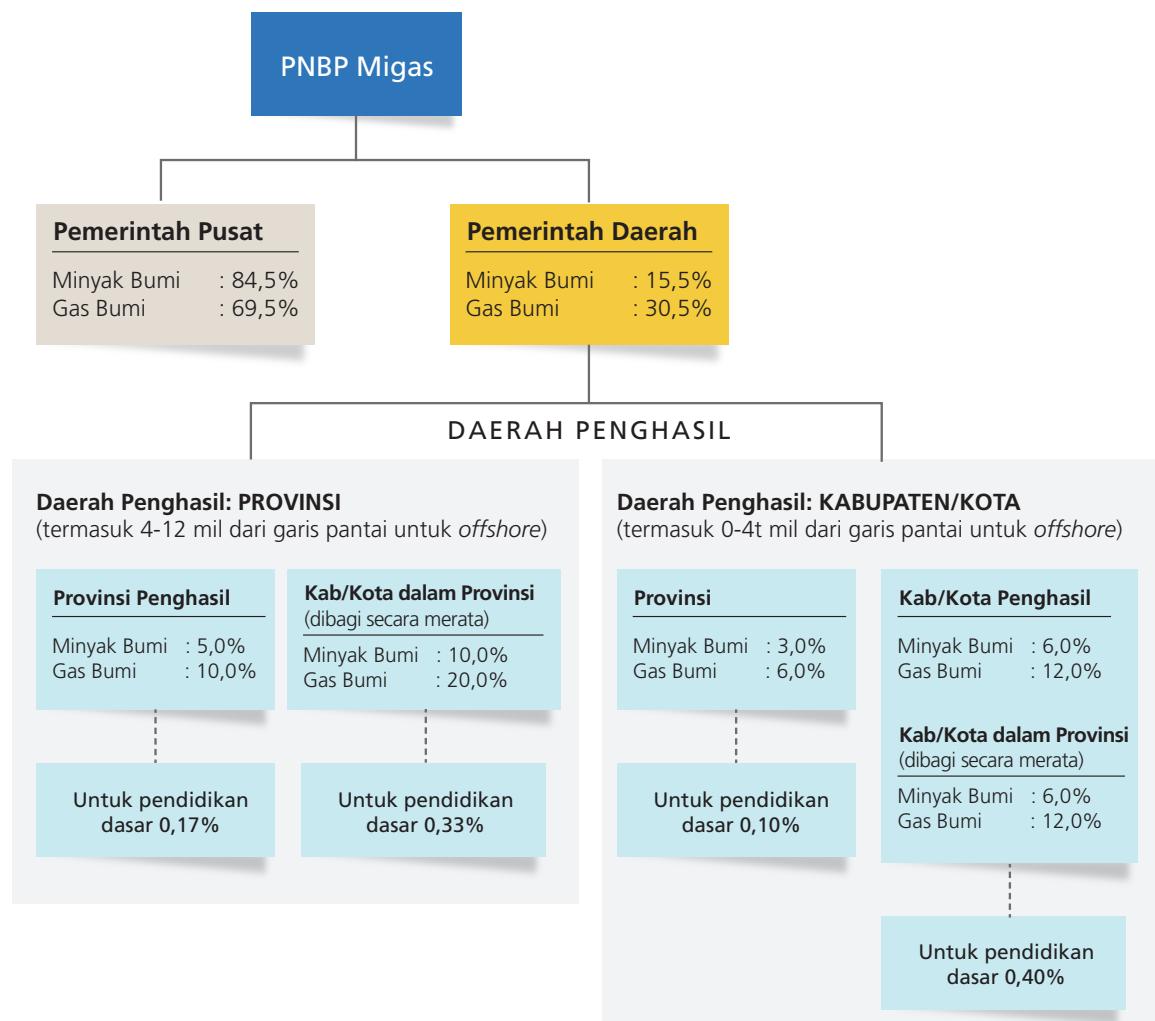
Skema Dana Bagi Hasil (DBH) Migas

Berikut skema perhitungan DBH pertambangan migas dan pertambangan minerba:

Gambar 25 Skema Dana Bagi Hasil Sumber Daya Alam (DBH SDA) Migas

69

Laporan Kontekstual 2015



Sumber: PP 55/2005

Skema pembagian DBH migas mengikuti skema yang ditetapkan dalam UU 33/2004 dan PP 55/2005. Dari besaran PNBP migas, 15% dari hasil minyak dan 30% dari hasil gas disalurkan ke daerah dalam bentuk DBH Migas. Jumlah PNBP yang dibagikan ke daerah hanya untuk penghasilan dari blok yang beroperasi sampai dengan wilayah laut 12 mil. PNBP dari blok penghasil di atas 12 mil wilayah laut 100% dialokasikan untuk Pemerintah Pusat. Dari bagian daerah tersebut, dibagi menurut daerah penghasil baik provinsi maupun kabupaten/kota sesuai dengan skema pada Gambar 25.

Alokasi khusus (earmarked) untuk program tertentu.

Tambahan DBH migas sebesar 0,5% dialokasikan khusus (earmarked) untuk dana pendidikan di daerah tersebut.

Skema bagi hasil berdasarkan UU otonomi khusus

Dalam rangka pelaksanaan otonomi khusus berdasarkan UU otonomi khusus, terdapat dua provinsi yang berstatus Daerah Otonomi Khusus, yaitu Provinsi Aceh, Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat⁴³ yang mendapatkan persentase dana bagi hasil migas lebih tinggi dibandingkan daerah lain pada umumnya⁴⁴.

Untuk penerimaan migas yang dihasilkan di provinsi-provinsi tersebut, 30% adalah untuk Pemerintah Pusat dan 70% untuk Pemerintah Daerah dalam bentuk DBH migas. Sehingga dari DBH migas yang umum Daerah Otonomi Khusus mendapatkan tambahan 55% sedangkan 15% sisanya dibagi sama skema umum di atas. Sementara dari hasil gas bumi, Daerah Otonomi Khusus mendapatkan 40% sedangkan 30% mengikuti skema umum seperti Gambar 25. Secara ringkas pembagian porsi DBH Migas untuk Daerah Otonomi Khusus ditunjukkan pada Tabel 19.

Pasal 36 UU 21/2001 mensyaratkan Pemerintah Provinsi Papua dan Papua barat untuk mengalokasikan penerimaan DBH Migas paling sedikit 30% untuk biaya pendidikan dan sekurang-kurangnya 15% untuk kesehatan dan perbaikan gizi.

Sedangkan Pemerintah Provinsi Aceh wajib mengalokasikan sekurang-kurangnya 30% DBH Migas untuk pendidikan.

Skema dana bagi hasil (DBH) Minerba

Bagian daerah dari royalti dan *landrent* adalah 80%. Pembagian untuk daerah penghasil dan bukan penghasil dapat dilihat pada Tabel 20.

Tabel 19 Skema Bagi Hasil Daerah Otonomi Khusus

Komoditas	% untuk daerah dalam rangka Otsus	Tambahan provinsi dalam rangka Otsus	Jika daerah penghasil adalah Provinsi		Jika daerah penghasil adalah Kabupaten/Kota		
			Provinsi	Kab/Kota lain se-provinsi	Provinsi	Kab/Kota Penghasil	Kab/Kota lain se-provinsi
Minyak bumi	70%	55%	5%	10%	3%	6%	6%
Gas bumi	70%	40%	10%	20%	6%	12%	12%

Sumber: Direktorat Dana Perimbangan, Kementerian Keuangan

⁴³ Saat ini SDA Migas hanya terdapat di Papua Barat sesuai dengan keterangan dari Kasubdit Ditjen Perimbangan Keuangan dalam Workshop Jurnalis EITI. Bogor, 7 September 2015.

⁴⁴ Presentasi Kasubdit Ditjen Perimbangan Keuangan, Kebijakan DBH SDA. Workshop Jurnalis EITI. Bogor, 7 September 2015. Karena Migas hanya terdapat di Papua Barat.

Tabel 20 Skema Dana Bagi Hasil Pertambangan Umum

Jenis DBH Pertambangan Umum	% Untuk Daerah	Porsi (%)		
		Provinsi	Kab/Kota Penghasil	Kab/Kota Lain dalam Provinsi
A. Land Rent Penghasil Kab/Kota	80	16	64	-
B. Land Rent Penghasil Provinsi	80	80	-	-
C. Royalti Penghasil Kab/Kota	80	16	32	32
D. Royalti Penghasil Provinsi	80	26	-	54

Sumber: Direktorat Dana Perimbangan, Kementerian Keuangan

Penjabaran mengenai proses penyaluran DBH dapat dilihat pada laporan rekonsiliasi tahun 2012 – 2013.

4.4.2 Metode akuntabilitas dan efisiensi pemakaian DBH

Pemantauan dan evaluasi

Untuk DBH yang dialokasikan khusus untuk pendidikan dasar, PP No. 55 /2005, pasal 32 dan 34 mengatur mengenai ketentuan pemantauan dan pengawasan yang ditugaskan kepada Menteri Keuangan, yaitu :

1. Menteri Keuangan melakukan pemantauan dan evaluasi atas penggunaan anggaran pendidikan dasar yang berasal dari DBH Migas.
2. Apabila hasil pemantauan dan evaluasi mengindikasikan adanya penyimpangan penggunaan anggaran untuk alokasi pendidikan dasar, Menteri Keuangan meminta aparat pengawasan fungsional untuk melakukan pemeriksaan.
3. Hasil pemeriksaan tersebut dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan dalam pengalokasian DBH untuk tahun anggaran berikutnya.

Untuk DBH yang *non-earmarked*, Pemerintah Pusat memperhatikan dana bagi hasil yang menganggur (*idle*) di daerah. Jika terdapat dana menganggur maka Pemerintah Pusat tidak akan melakukan transfer dalam bentuk dana melainkan dalam bentuk Surat Utang Negara (SUN) ke Pemerintah Daerah. Ketentuan ini berlaku jika dana menganggur

tersebut berada di kas daerah selama 3 bulan ke depan dan jumlahnya di atas rata-rata nasional⁴⁵.

Transparansi dan akuntabilitas

Harga komoditas yang berfluktuasi dan penerimaan kas negara dari industri ekstraktif yang tidak dapat direkonsiliasi menyulitkan publik dalam melakukan *monitoring*. Kondisi tersebut menyebabkan pentingnya Pemerintah Pusat untuk memberikan informasi yang transparan mengenai informasi rinci tentang kuantitas penerimaan dari industri ekstraktif, beserta formula yang digunakan sehingga publik dapat melakukan pengawasan secara memadai.

Untuk menyederhanakan dasar perhitungan DBH, Kementerian Keuangan dalam arah kebijakan ke depan akan melakukan reformulasi (menyederhanakan perhitungan) DBH dengan menggunakan prognosa pada akhir tahun, dan selisihnya dengan realisasi akan diperhitungkan pada tahun berikutnya⁴⁶.

Saat ini Kementerian Keuangan hanya mempublikasikan jumlah prakiraan alokasi dan realisasi dana bagi hasil yang dapat dilihat di laman Direktorat Jenderal Perimbangan Keuangan <http://www.djpk.kemenkeu.go.id/itd/> atau pada Lampiran dalam Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP)⁴⁷.

Tabel 21 adalah total realisasi alokasi DBH ke daerah dari pemerintah pusat pada tahun 2012-2013.

⁴⁵ Presentasi Kasubdit Ditjen Perimbangan Keuangan (Sesi Tanya Jawab), Kebijakan DBH SDA. Workshop Jurnalis EITI. Bogor, 7 September 2015.

⁴⁶ Presentasi DJPK, Kementerian Keuangan yang disampaikan kepada Musrenbang Rencana Kerja Pembangunan Prov. Kalimantan Timur

⁴⁷ Lampiran 6 dari Buku Ketiga juga memberikan daftar transfer dari Pemerintah Pusat ke Pemerintah Daerah

Tabel 21 Total Realisasi Alokasi DBH Industri Ekstraktif Tahun 2012 – 2013

dalam Jutaan Rupiah

Tahun	Minyak Bumi	Gas Bumi	Pertambangan Umum	Total Alokasi
2012	26.486.848	20.573.996	12.508.311	59.569.155
2013	15.530.937	13.799.052	11.636.719	40.966.708

Sumber: Data Ditjen Perimbangan Keuangan 2012-2013

→ 05

TANGGUNG JAWAB LINGKUNGAN HIDUP DAN TANGGUNG JAWAB SOSIAL

73

Laporan Kontekstual 2015



Penanaman Pohon Mangrove - Kangean Energy

Perusahaan yang bergerak dalam industri ekstraktif memiliki tanggung jawab lingkungan dan tanggung jawab sosial. Dalam rangka tanggung jawabnya tersebut, perusahaan yang bergerak di bidang industri ekstraktif memiliki kewajiban untuk meyakinkan sejumlah dana yang digunakan untuk biaya restorasi atau

reklamasi lingkungan yang disebut dengan Dana Abandonment and Site Restoration (ASR) untuk migas dan Dana Jaminan Reklamasi untuk minerba. Selain itu, Perusahaan industri ekstraktif dapat melakukan program tanggung jawab sosial dan lingkungan perusahaan, atau yang lebih dikenal dengan istilah *Corporate Social Responsibility* (CSR).

5.1 Pertambangan Migas: *Abandonment and Site Restoration Fund (ASR Fund)*

Peraturan Terkait

ASR fund adalah dana cadangan yang digunakan untuk pemulihian kondisi lapangan setelah operasi. Dana tersebut disetorkan oleh kontraktor melalui rekening dengan nama bersama yaitu SKK Migas dan kontraktor. Kewajiban untuk menempatkan cadangan dana tersebut saat ini terdapat dalam ketentuan Kontrak Kerja Sama sesuai dengan PP 35/2004. Kontraktor wajib mengalokasikan ASR fund sejak tahap eksplorasi dan dilaksanakan melalui rencana kerja dan anggaran. Penempatan alokasi dana ini disepakati antara kontraktor dan SKK Migas.

Kegiatan ASR yang perlu dilaksanakan oleh kontraktor meliputi:

1. Perencanaan teknik (*engineering design*)
2. Perizinan dan kepatuhan terhadap peraturan
3. Penutupan sumur
4. Pembongkaran
5. Transportasi
6. Penyimpanan
7. Pemulihian area (*site restoration*)

Jumlah ASR Fund

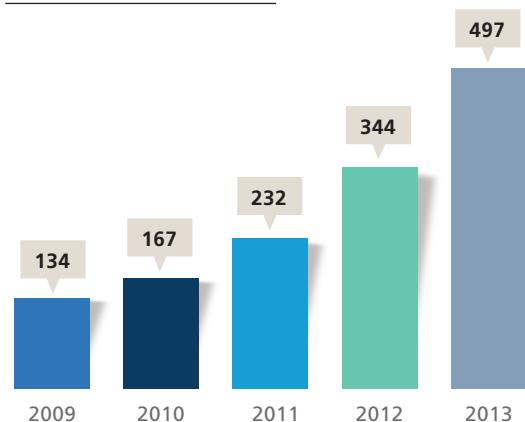
Pencadangan dana ASR dilakukan oleh kontraktor setiap satu semester dengan melakukan penyetoran dana dalam satuan USD ke Rekening Bersama. Pencadangan dana ASR dapat dihitung sebagai berikut:

$$\text{Pencadangan Dana ASR tahun tertentu} = \frac{\text{Estimasi biaya ASR} +/- \text{Adjustment} - \text{Saldo Dana ASR Sisa}}{\text{jangka waktu pengumpulan DanaASR}}$$

Hingga tahun 2013, dana ASR yang ditampung di rekening Bank Umum Pemerintah adalah sebesar USD 497 juta. SKK Migas memiliki kewenangan pengelolaan dana ASR dan wajib melaporkan kepada pemerintah sesuai dengan UU Migas.

Grafik 4 Statistik Dana ASR di Bank Pemerintah (Bank Mandiri, BNI, BRI)

Dana ASR Migas (US\$ juta)



Sumber:

<http://www.skkmigas.go.id/statistik/statistik-asr>

74

5.2 Pertambangan Minerba: Jaminan Reklamasi dan Jaminan Pasca Tambang

Sedangkan untuk perusahaan pertambangan minerba⁴⁸ diwajibkan untuk menempatkan dua jenis jaminan, yaitu Jaminan Reklamasi (eksplorasi dan operasi produksi) dan jaminan pasca tambang sesuai Permen ESDM 7/2014.

1. **Penempatan jaminan reklamasi tahap eksplorasi** ditentukan oleh Ditjen Minerba atas nama Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangannya. Jaminan tersebut ditempatkan seluruhnya yang dimuat dalam Rencana Kerja dan Anggaran Biaya (RKAB) eksplorasi awal. Setelah rencana kerja dan anggaran biaya eksplorasi disetujui oleh Ditjen Minerba, pemegang IUP/IUPK Eksplorasi wajib menyetorkan jaminan tersebut dalam waktu maksimal 30 hari sejak disetujui berupa Deposito Berjangka. Jaminan berbentuk Deposito Berjangka tersebut ditempatkan pada Bank Pemerintah atas nama bersama antara Ditjen Minerba, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai kewenangan dan pemegang IUP/IUPK Eksplorasi bersangkutan.

⁴⁸ PP 78/2010 Pasal 52 dan 53 mengatur ketentuan bagi pemegang KK, PKP2B dan pemegang IUP

- 2. Jaminan reklamasi tahap operasi produksi** untuk periode 5 tahun pertama wajib ditempatkan seluruhnya untuk jangka waktu 5 tahun, namun jika ternyata umur tambang kurang dari 5 tahun maka jaminan reklamasi tahap operasi produksi ditempatkan sesuai dengan umur tambang. Serupa dengan penetapan jaminan reklamasi tahap eksplorasi, jenis jaminan ini ditetapkan oleh Ditjen Minerba atas nama Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota yang berwenang dan dicantumkan dalam RKAB operasi produksi tahunan. Jaminan ini dapat berbentuk:
- a. **Rekening Bersama** yang ditempatkan pada Bank Pemerintah atas nama bersama antara Ditjen Minerba, Gubernur, atau Bupati/Walikota dan pemegang IUP/IUPK Operasi Produksi bersangkutan,
 - b. **Deposito Berjangka** yang ditempatkan pada Bank Pemerintah atas nama bersama antara Ditjen, Gubernur, atau Bupati/Walikota dan pemegang IUP/IUPK Operasi Produksi bersangkutan,
 - c. **Bank Garansi** yang diterbitkan oleh Bank Pemerintah di Indonesia atau Bank swasta nasional di Indonesia,
 - d. **Jaminan reklamasi** dapat berbentuk **cadangan akuntansi** (*accounting reserve*) apabila pemegang IUP/IUPK Operasi Produksi terdaftar pada bursa efek di Indonesia (dengan penempatan saham >40%) dan memiliki jumlah modal disetor minimal USD 50 juta.
- 3. Jaminan Pasca tambang wajib** terkumpul seluruhnya dalam 2 tahun sebelum memasuki pelaksanaan pasca tambang. Jaminan pasca tambang ditempatkan dalam bentuk **Deposito Berjangka** yang ditempatkan pada Bank Pemerintah atas nama bersama antara Ditjen Minerba, Gubernur, atau Bupati/Walikota yang berwenang dan pemegang IUP/IUPK Operasi Produksi bersangkutan. Penetapan besaran jaminan pasca tambang ditetapkan oleh Dirjen Minerba atas nama Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangannya.

Peraturan Menteri ESDM 2/2013 mengenai Pengawasan terhadap Penyelenggaraan Pengelolaan Usaha Pertambangan yang dilaksanakan oleh Pemprov dan Pemkab/Pemkot mengatur bahwa Izin Pertambangan Rakyat (IPR) harus membuat rencana reklamasi dan rencana pasca tambang berdasarkan dokumen lingkungan sesuai dengan ketentuan perundang-undangan sebelum diterbitkannya IPR.

Tidak tersedia daftar yang bisa diakses oleh publik mengenai jumlah dana jaminan reklamasi yang telah disetor, baik oleh Ditjen Minerba maupun Pemda. Namun, pada tahun 2010 – 2011, BPK melakukan pemeriksaan untuk tujuan tertentu dan menemukan 64 perusahaan yang tidak membuat rencana reklamasi pasca tambang, dan 73 perusahaan tidak menyertakan dana jaminan reklamasi, pemeriksaan serupa belum diadakan pada tahun 2012 dan 2013. Pada tahun 2014 BPK melakukan pemeriksaan kinerja atas pengawasan kegiatan reklamasi⁴⁹ area pertambangan untuk tahun 2013 hingga November 2014 pada Dinas Pertambangan dan Energi Pemerintah Kabupaten Karimun yang menyimpulkan bahwa kinerja pengawasan kegiatan reklamasi terhadap perusahaan pemegang IUP belum memadai, sehingga tidak diketahui perkembangan pelaksanaan kegiatan reklamasi sesuai dengan rencana yang ditetapkan⁵⁰.

5.3 Program Tanggung Jawab Sosial dan Lingkungan (CSR)

CSR merupakan bagian tak terpisahkan dari aktivitas Perusahaan sebagai bentuk komitmen dan tanggung jawab terhadap masyarakat (yang berhubungan langsung dan tidak langsung) serta lingkungan sekitar, dengan memberikan kontribusi pengembangan ekonomi dan bertanggungjawab atas masalah-masalah sosial dan lingkungan⁵¹. Dana tanggung jawab sosial ini bukan merupakan jenis pendapatan yang dicatat dalam laporan keuangan pemerintah pusat.

⁴⁹ BPK, Hasil Pemeriksaan BPK Semester II tahun 2011 atas pengelolaan PNBP dan DBH Sektor Pertambangan, <http://www.bpk.go.id/news/hasil-pemeriksaan-bpk-semester-ii-tahun-2011-atas-pengelolaan-pnbp-dan-dbh-sektor-pertambangan>, diakses 1 Agustus 2015

⁵⁰ Badan Pemeriksa Keuangan, Ikhtisar Hasil Pemeriksaan Semester II tahun 2014, h. 122

⁵¹ CIFOR, Peraturan saja tidak cukup Pelajaran dari program tanggung jawab sosial dan lingkungan (CSR) di Taman Nasional Kutai dan gagasan perbaikan ke depan, http://www.cifor.org/publications/pdf_files/infobrief/002_Brief.pdf, No. 02, April 2010, diakses 10 Agustus 2015.



Pengolahan Air Bersih - PT Medco E&P Indonesia

Peraturan Terkait

Berikut adalah UU dan peraturan yang mewajibkan perusahaan industri ekstraktif untuk melakukan kegiatan CSR:

- Bagi perusahaan yang berbentuk badan hukum Perseroan Terbatas (PT) diatur dalam UU 40/2007 pasal 74 yang mewajibkan PT yang menjalankan usahanya terkait dengan sumber daya alam untuk melaksanakan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang ketentuan lebih lanjut diatur dalam Peraturan Pemerintah. Saat ini tidak ada peraturan pelaksana UU ini yang mengatur besaran jumlah uang yang dapat digunakan untuk kegiatan tanggung jawab sosial.
- Bagi pemegang IUP diatur dalam UU 4/2009 pasal 108 dan 109 yang mewajibkan untuk menyusun pengembangan dan pemberdayaan masyarakat. Penyusunan program dan rencana tersebut dikonsultasikan kepada pemerintah, Pemerintah Daerah, dan masyarakat. UU

ini pun tidak memiliki peraturan pelaksana yang mengatur besaran jumlah dana untuk pengembangan dan pemberdayaan masyarakat.

- Bagi kontraktor migas diatur dalam pasal 13 UU 22/2001.
- Sedangkan untuk BUMN diatur dalam Permen BUMN PER-05/MBU/2007 yang mensyaratkan agar BUMN melakukan kegiatan program kemitraan dan bina lingkungan yang jumlahnya masing-masing sebesar maksimal 2% dari laba setelah pajak.

Jenis kegiatan CSR

Program CSR yang dilaporkan dalam laporan ini adalah berdasarkan klasifikasi yang mengacu kepada Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah (LAKIP) Kementerian ESDM tahun 2012, yaitu sebagai berikut:

- Kegiatan hubungan masyarakat di bidang keagamaan, sosial, budaya, olah raga, kepemudaan,

- Kegiatan pelayanan masyarakat berupa kegiatan pemberian bantuan/sumbangan kepada masyarakat terkait bencana alam atau masyarakat yang memerlukan,
- Kegiatan pemberdayaan masyarakat local di sekitar area usaha untuk menaikkan taraf kehidupan ekonomi, pendidikan dan kesehatan,
- Kegiatan pembangunan infrastruktur sosial seperti sekolah, rumah ibadah, rumah sakit, jalan, jembatan dan sarana lainnya⁵²,
- Kegiatan pemeliharaan lingkungan.

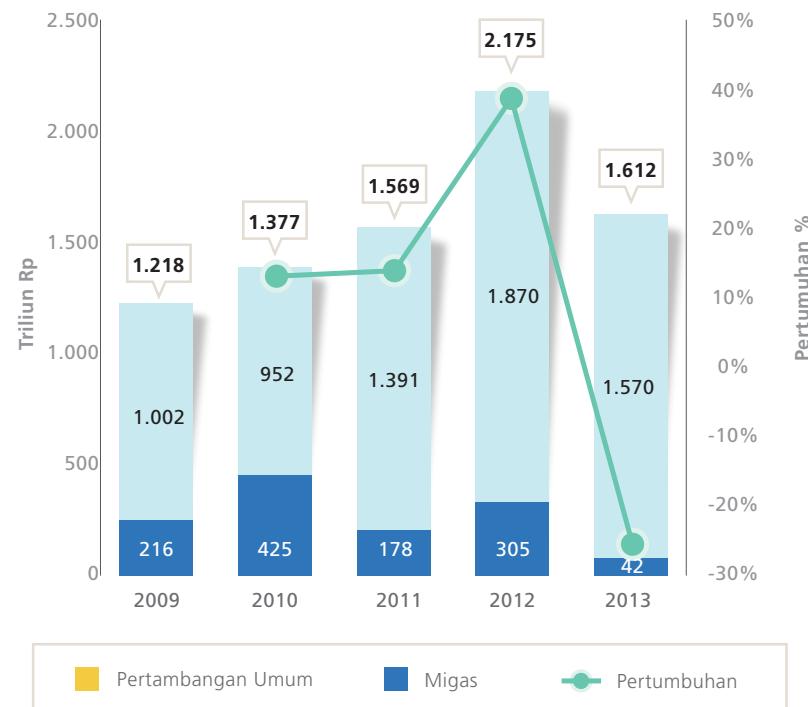
Jumlah dana yang dikeluarkan Perusahaan dalam rangka kegiatan CSR

Grafik 5 menggambarkan jumlah dana CSR yang dikeluarkan oleh perusahaan migas yang jauh lebih kecil dibandingkan dana yang dikeluarkan oleh perusahaan minerba, karena jumlah perusahaan migas yang lebih sedikit. Menurunnya dana CSR yang dikeluarkan perusahaan minerba tahun 2013 dikarenakan penurunan pendapatan industri pertambangan minerba seiring dengan penurunan harga komoditas internasional.

Realisasi dana CSR dan jenis kegiatannya dapat dilihat di LAKIP Kementerian ESDM (www.esdm.go.id). <http://esdm.go.id/publikasi/lakip-kementerian-esdm.html>)

77

Grafik 5 Dana CSR Perusahaan Pertambangan Migas dan Minerba Tahun 2009-2013



Sumber : LAKIP Kementerian ESDM 2013

⁵² Pembangunan infrastruktur dalam lingkup CSR bukanlah pembangunan infrastruktur yang disyaratkan dalam kontrak atau izin pertambangan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

→ 06

PENGELOLAAN INDUSTRI EKSTRAKTIF DI INDONESIA

79

Laporan Kontekstual 2015

Bagian ini membahas mengenai gambaran industri ekstraktif di Indonesia yang membahas secara garis besar mengenai sebaran sumberdaya dan cadangan industri ekstraktif serta gambaran produksi/lifting termasuk kegiatan eksplorasi yang signifikan. Kemudian dibahas mengenai kontribusi industri ekstraktif pada perekonomian Indonesia yaitu kontribusi terhadap PDB, penerimaan negara, ekspor dan lapangan kerja.



Kapal Pengangkut Minyak - Santos

6.1 Industri Ekstraktif di Indonesia dalam Konteks Global⁵³

Minyak dan Gas Bumi



Jumlah cadangan

Minyak peringkat ke-27 dunia

Gas peringkat ke-14 dunia

Jumlah produksi

Minyak peringkat ke-23 dunia

Gas peringkat ke-10 dunia

Eksportir LNG terbesar ke-4

Minyak Bumi

Indonesia memiliki cadangan minyak terbukti/*proved reserves* sebesar 3,75 miliar barel yang hanya menduduki peringkat ke-27 penyumbang cadangan minyak dunia dan peringkat ke-23 produsen minyak dunia atau menyumbang sekitar 1% produksi minyak global berdasarkan data dari BP Statistik tahun 2014.

Gas Bumi

Cadangan terbukti gas Indonesia berada pada peringkat ke-14 di dunia berdasarkan Laporan BP statistik tahun 2014. Produksi gas Indonesia menduduki peringkat ke-10 dari total produksi gas dunia atau menyumbang 2% dari produksi gas global. Pada tahun 2013 Indonesia merupakan eksportir LNG keempat terbesar di dunia⁵⁴.

⁵³ Data yang digunakan dalam bagian konteks global adalah data realisasi tahun 2013 kecuali dinyatakan lain.

⁵⁴ EIA, Indonesia, <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IDN>, diakses 5 September 2015

Batubara**Jumlah cadangan**

Peringkat ke-10

Jumlah produksi

Peringkat ke-5

Batubara

Indonesia merupakan negara ke-5 terbesar produsen batubara atau menyumbang 5% dari produksi global setelah Australia, dan menduduki peringkat ke-10 penyumbang cadangan batubara dunia.

Mineral lainnya**Jumlah cadangan****Emas** peringkat ke-5 dunia**Timah** peringkat ke-2 dunia**Jumlah produksi****Nikel** peringkat ke-1 dunia**Timah** peringkat ke-2 dunia**Bauksit** peringkat ke-4 dunia**Mineral lainnya**

Indonesia menduduki peranan penting dalam pertambangan mineral dunia. Berdasarkan laporan statistik *U.S Geological Survey* tahun 2014, cadangan emas dan timah Indonesia berkontribusi masing-masing ke-5 dan ke-2 dari cadangan dunia. Indonesia juga merupakan produsen nikel, timah, dan bauksit lima besar dari produksi dunia.

Selain itu tambang Garsberg, Papua adalah tambang emas terbesar dan tambang tembaga ketiga terbesar di dunia.

6.2 Industri Minyak dan Gas Bumi

6.2.1 Potensi Sumberdaya dan Cadangan Minyak dan Gas bumi

Kepulauan Indonesia secara geologis dibagi menjadi dua bagian yaitu bagian barat dan bagian timur. Bagian barat terdiri dari pulau Sumatra, Jawa, Kalimantan dan pulau-pulau diantaranya, dan bagian timur terdiri dari pulau Sulawesi, Maluku, Irian Jaya, Laut Arafura, Laut Banda dan Laut Timor.

Cekungan sedimen (*sedimentary basin*) merupakan salah satu ukuran dalam menentukan potensi sumberdaya migas. Cekungan sedimen (*sedimentary basin*) di bagian barat Indonesia sebagian besar terletak di daratan (*onshore*) dan laut dangkal (*shallow*

water). Sementara di bagian timur Indonesia sebagian besar cekungan sedimen terletak di bagian laut dalam (*deep-sea offshore*)⁵⁵.

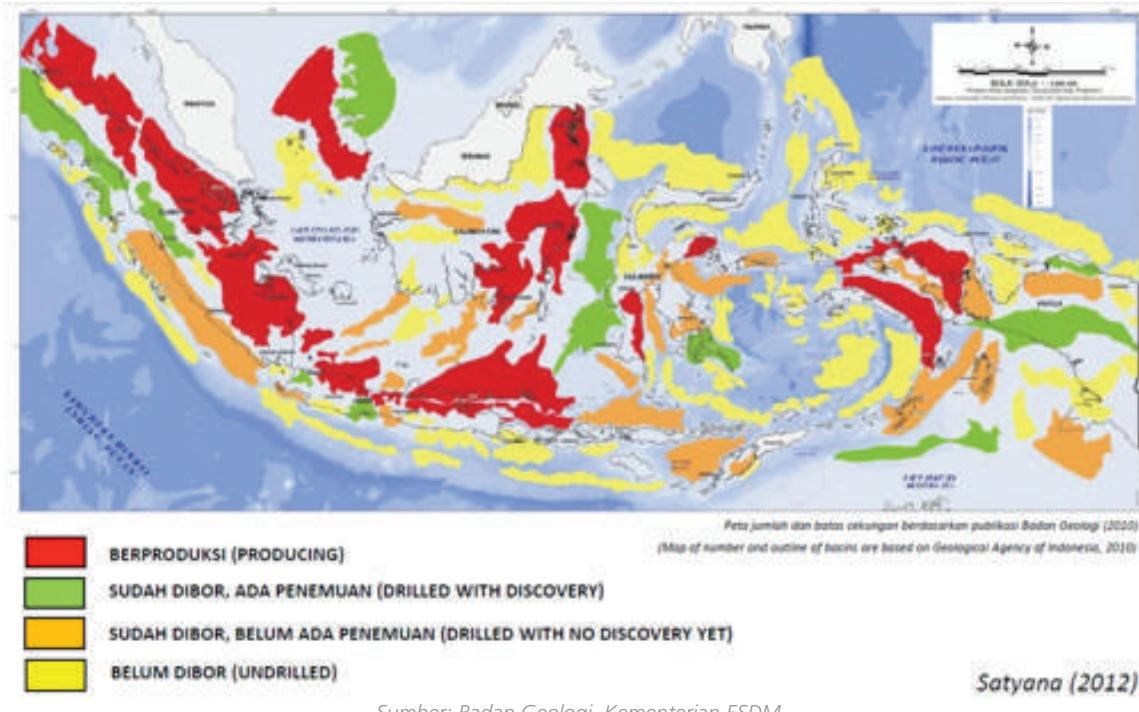
Indonesia memiliki 60 cekungan sedimen (hasil penelitian terakhir Badan Geologi mengidentifikasi cekungan Migas sebanyak 128 cekungan)⁵⁶ yang menyimpan potensi cadangan minyak dan gas bumi. Dari total 60 cekungan sedimen, baru 38 yang sudah dieksplorasi. Terdapat 18 basin yang merupakan basin berproduksi⁵⁷, dimana 75% basin produksi tersebut terletak di bagian barat Indonesia. Di bagian timur Indonesia terdapat 39⁵⁸ *tertiary* dan *pre-tertiary basin* yang menunjukkan kekayaan hidrokarbon yang menjanjikan tetapi masih kurang terdapat kegiatan eksplorasi.

⁵⁵ CCOP EPF, Indonesia Petroleum Geology & Potential, http://www.ccop.or.th/epf/indonesia/indonesia_petroleum.html, diakses 8 Juli 2015.

⁵⁶ Kementerian ESDM Republik Indonesia, Renstra KESDM, h. 66.

⁵⁷ SKK Migas, Annual Report 2013, h. 24

⁵⁸ PwC, Oil and Gas Investment and Taxation Guide, 2014, h. 9.

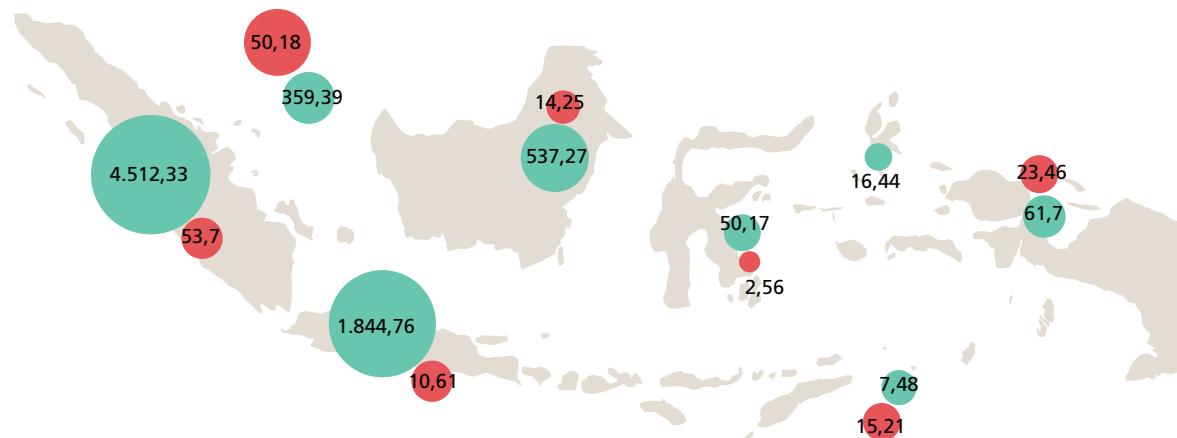
Gambar 26 Cekungan Sedimen

81

Laporan Kontekstual 2015

Pada akhir tahun 2013 Indonesia memiliki cadangan minyak (3P) sebesar 7.390 Juta STB dan cadangan gas (3P) sebesar 150 Triliun SCF. Cadangan minyak bumi terkonsentrasi di pulau Sumatera yaitu sebesar 61% lalu disusul oleh pulau Jawa sebesar 25% dari cadangan minyak bumi nasional. Sedangkan

cadangan gas bumi lebih tersebar di seluruh wilayah Indonesia yang cadangan terbesarnya berada di Natuna sebanyak 33% kemudian disusul oleh cadangan di Pulau Sumatera yang memiliki 22% dan oleh Pulau Papua sebesar 16% dari cadangan gas bumi Indonesia.

Gambar 27 Sebaran Cadangan Migas Indonesia

Sumber : Laporan tahunan SKK Migas tahun 2013

6.2.2 Produksi/Lifting dan Nilai Lifting Minyak Bumi dan Gas Bumi

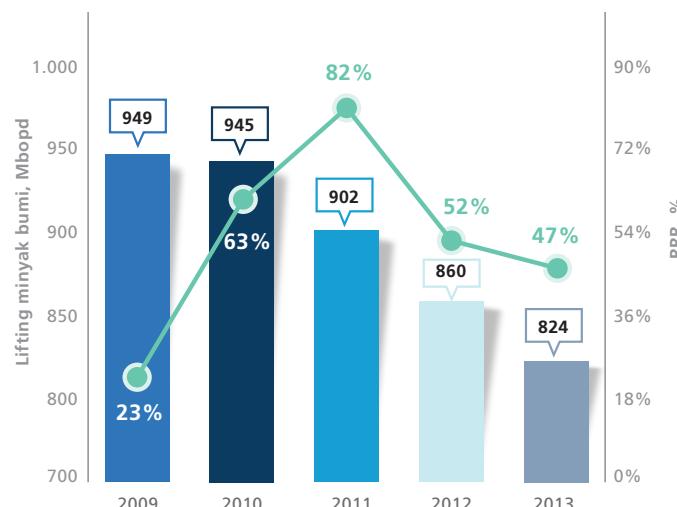
Produksi/lifting Minyak Bumi

Grafik 6 dan 7 menggambarkan produksi/lifting minyak bumi Indonesia yang terus menurun dari tahun ke tahun dan pada tiga tahun terakhir penurunan rata-rata produksi minyak bumi adalah sebesar 4.5%. Sementara itu pada tahun 2012-2013, *Reserve Replacement Ratio (RRR)* dari minyak bumi hanya sekitar 50% yang artinya penemuan cadangan baru hanya dapat menggantikan 50% minyak bumi yang telah diproduksi.

Tekanan produksi minyak bumi dan rendahnya RRR ini diakibatkan oleh beberapa faktor seperti sumur dan infrastruktur yang sudah tua, sulitnya pembebasan lahan, dan kurangnya investasi pada kegiatan eksplorasi⁵⁹. Selain itu, menurut Kementerian ESDM, penyebab tekanan produksi minyak antara lain dikarenakan banyaknya pemain baru yang mencapai 30% dan banyaknya kontraktor yang tidak merealisasikan komitmen eksplorasinya⁶⁰.

Produksi minyak dari area Banyu Urip (Blok Cepu) yang mulai berproduksi pada awal tahun 2015 diharapkan akan menghambat penurunan produksi minyak bumi Indonesia hanya dalam jangka waktu menengah karena tidak bisa melampaui penurunan alami Blok lainnya. Blok Cepu diproyeksikan menambah produksi minyak bumi Indonesia sebesar 165 ribu bopd⁶¹.

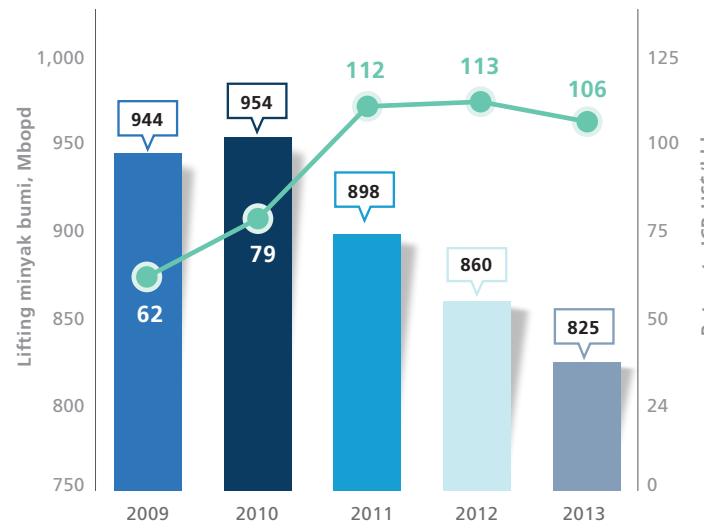
Grafik 6 Produksi Minyak Bumi 2009-2013



Sumber : SKK Migas

82

Grafik 7 Lifting Minyak Bumi 2009 - 2013



Sumber : LKPP

⁵⁹ EIA, Indonesia, <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IDN>, diakses 5 September 2015

⁶⁰ Kementerian ESDM Republik Indonesia, Rencana Strategis 2015-2019, h. 74.

⁶¹ SKK Migas, Laporan Tahunan 2013, h. 75.

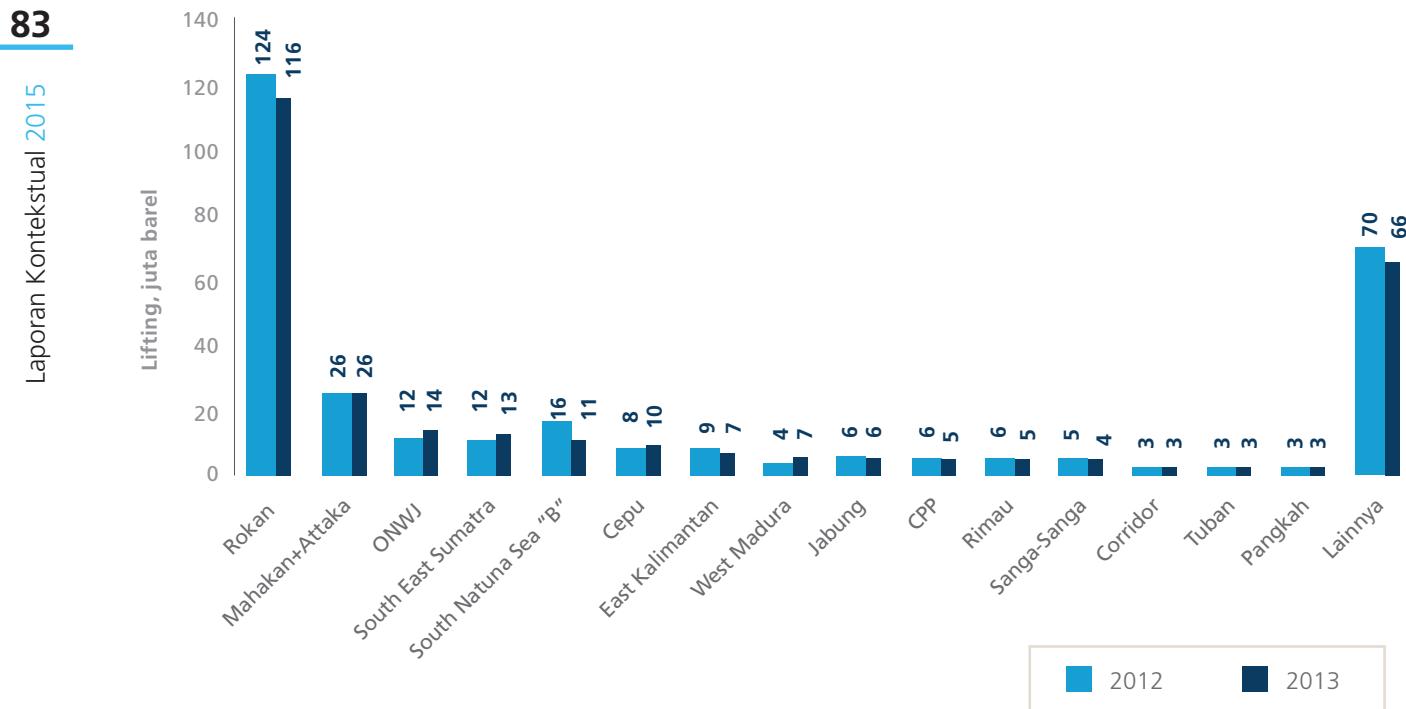
Grafik 7 menggambarkan kenaikan harga rata-rata minyak bumi yang cukup signifikan di tahun 2011 kemudian harga tersebut cukup stabil di atas 100 dolar AS pada tahun 2011-2013.

Lifting dan Nilai Lifting Minyak Bumi Berdasarkan Wilayah Kerja Utama tahun 2012 - 2013

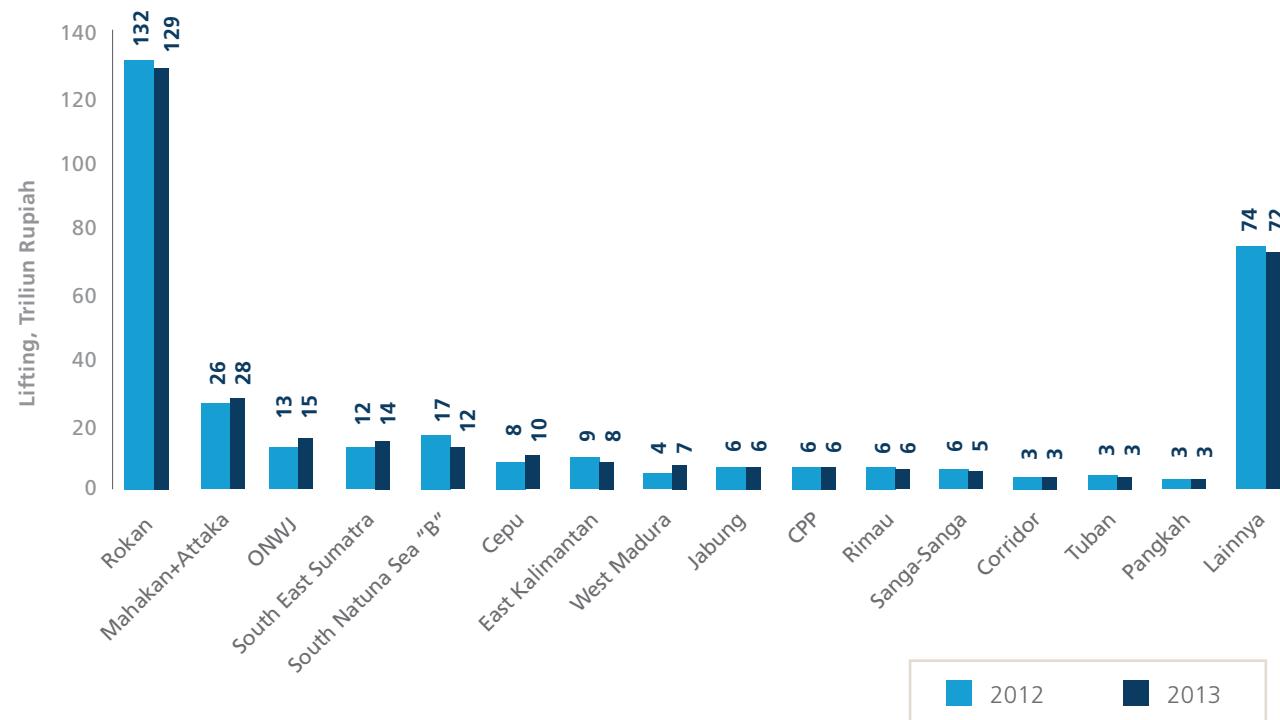
Grafik 8 dan Grafik 9 menggambarkan blok-blok utama yang menyumbang hampir 80% *lifting* minyak bumi nasional. Pada tahun 2012 dan tahun 2013, Blok Rokan, Riau - Sumatera

yang dikelola oleh Chevron merupakan penyumbang terbesar *lifting* minyak bumi di Indonesia dengan lifting sebesar 124 juta barel pada tahun 2012 dan 116 juta barel pada tahun 2013 yang merupakan 39% dari total produksi minyak bumi pada tahun 2012-2013. Kemudian disusul oleh lifting Blok Mahakam sebesar 26 juta barel pada tahun 2012 dan 2013 atau merupakan 9% total lifting nasional pada tahun 2013 dan 8% pada tahun 2012. Blok ONWJ yang dikelola oleh Pertamina menyumbang 4% dari produksi minyak bumi nasional pada tahun 2012 dan 5% pada tahun 2013.

Grafik 8 Lifting Minyak Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama



Sumber: Laporan Rekonsiliasi EITI 2012 - 2013

Grafik 9 Nilai *Lifting*⁶² Minyak Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama

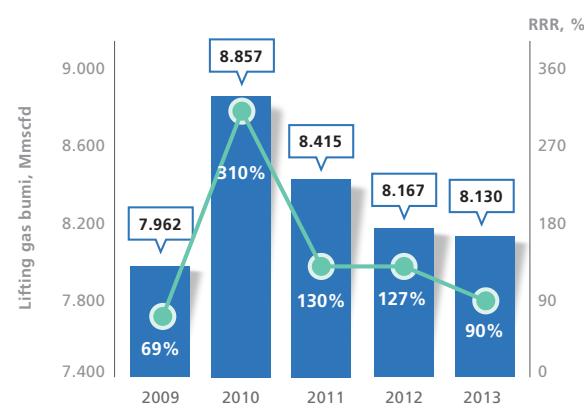
Sumber: Laporan Rekonsiliasi EITI 2012 - 2013

Produksi/lifting Gas Bumi

Grafik 10 dan 11 menggambarkan bahwa sejak tahun 2010 produksi/lifting gas Indonesia meningkat cukup signifikan seiring dengan selesainya proyek di daerah Papua yaitu Tangguh – BP Berau, di Bali yaitu Terang Sirasun Batur – Kangean Energy Indonesia dan di Kalimantan Timur yaitu Sisi Nubi – Blok Mahakam⁶³. Reserve replacement ratio (RRR) dari gas bumi di atas 100% sejak tahun 2010, akan tetapi mulai menurun di tahun 2013 yaitu sebesar 90%. Pada tiga tahun terakhir produksi gas Indonesia terus menurun dan pada tahun 2013 produksi gas bumi menurun sebanyak 8% jika dibandingkan dengan produksi tahun 2010.

Beberapa proyek yang menjadi andalan untuk meningkatkan produksi gas dalam 5 tahun ke depan antara lain

Grafik 10 Produksi Gas Bumi 2009-2013



Sumber : SKK Migas

lapangan Indonesian Deep Water Development (IDD) Bangka-Gendalo-Gehem, lapangan Jangkrik (Blok Muara Bakau) dan Tangguh Train- 3.

⁶² Nilai lifting menggunakan harga rata-rata satu tahun ICP dan harga rata-rata gas, oleh karena itu tidak dapat dijadikan untuk memperhitungkan penerimaan negara karena harga yang fluktuatif dan adanya perlakuan akuntansi dan pengurangan pada saat pengakuan penerimaan negara. Lebih jelas tentang perlakuan penerimaan negara pada rekening kas negara dijelaskan dalam bagian rekonsiliasi.

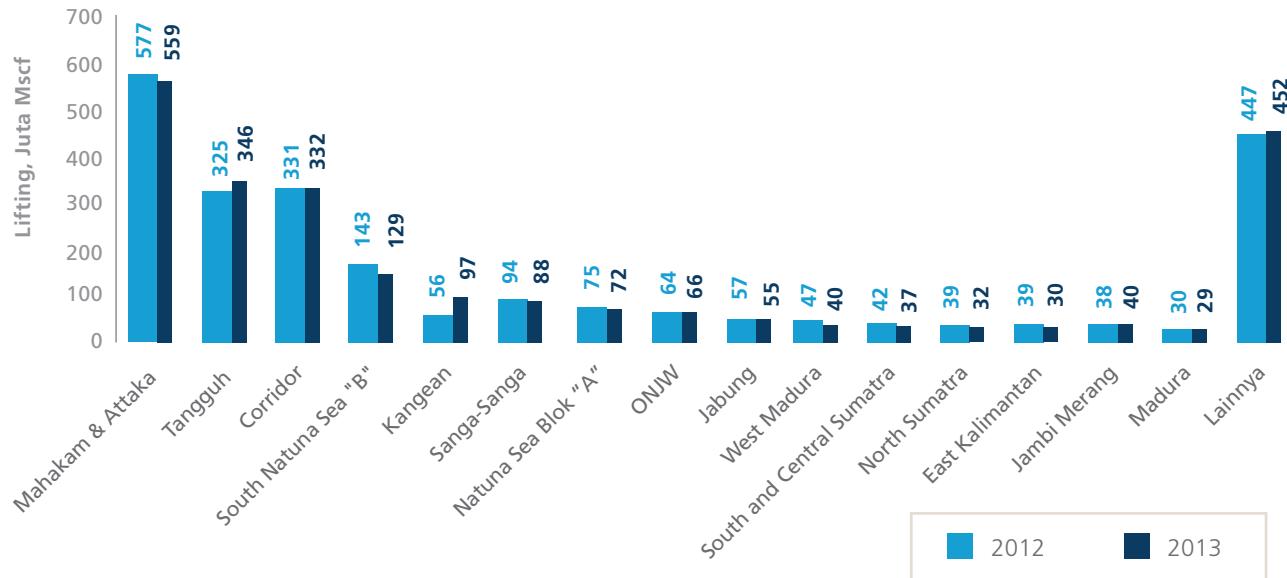
⁶³ SKK Migas, Laporan Tahunan 2012, h. 43.

Lifting dan Nilai Lifting Gas Bumi Berdasarkan Wilayah Kerja Utama tahun 2012 - 2013

Grafik 12 dan Grafik 13 menggambarkan blok-blok utama yang menyumbang 80% *lifting* gas bumi nasional. Penyumbang lifting gas bumi terbesar adalah blok Mahakam yang di kelola oleh Total E&P yaitu sebesar 577 juta Mscf (atau 24% lifting gas bumi nasional) pada tahun 2012 dan 559 juta Mscf (atau 23% lifting gas bumi nasional) pada tahun 2013. Disusul oleh Blok Tangguh dan Blok Corridor yang masing-masing berkontribusi sekitar 14% dari total *lifting* gas bumi Indonesia pada tahun 2012 dan tahun 2013.

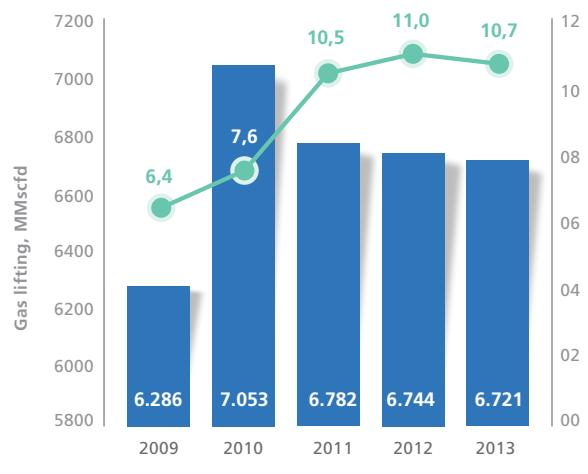
85

Grafik 12 Lifting Gas Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama

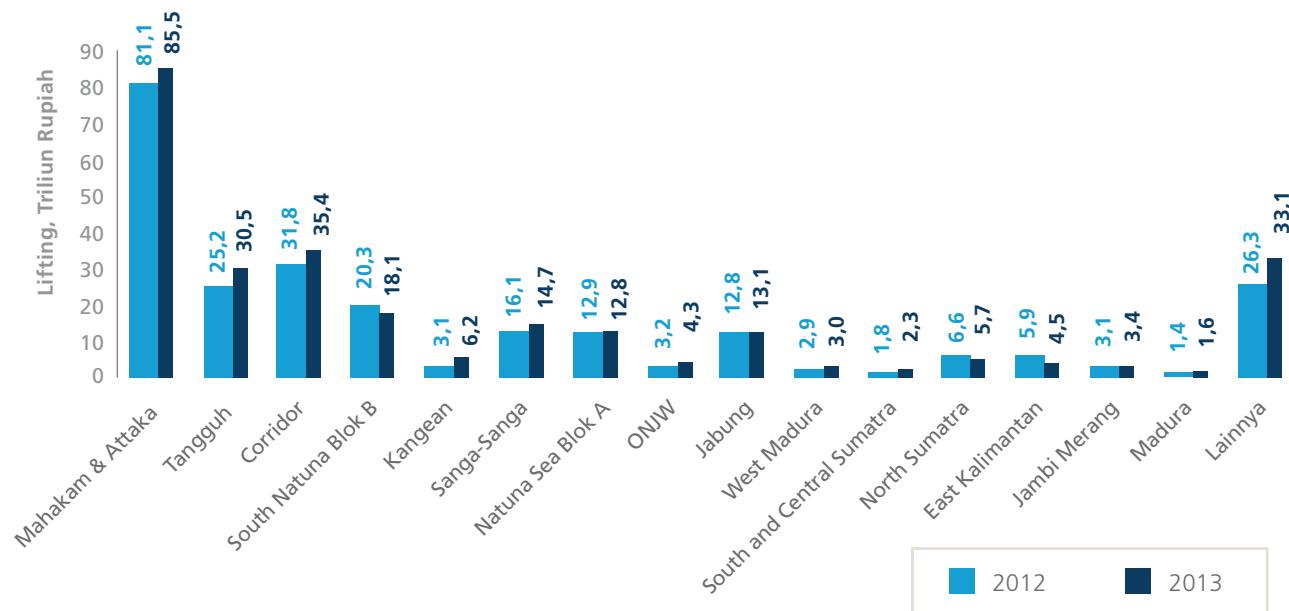


Sumber: Laporan Rekonsiliasi EITI 2012 - 2013

Grafik 11 Lifting Gas Bumi 2009-2013



Sumber : SKK Migas

Grafik 13 Nilai *Lifting* Gas Bumi Berdasarkan 15 Wilayah Kerja Utama

Sumber: Laporan Rekonsiliasi EITI 2012 - 2013

6.2.3 Kegiatan Eksplorasi yang Signifikan di Sektor Pertambangan Migas

Tim Pelaksana memutuskan bahwa definisi proyek eksplorasi signifikan adalah proyek eksplorasi yang memiliki cadangan pasti terbukti dan akan memasuki tahapan eksploitasi (pengembangan). Menurut laporan SKK Migas tahun 2012 dan 2013 terdapat lima proyek pengembangan yang signifikan dalam hal besaran cadangan dan ruang lingkup pekerjaannya (lihat Tabel 22).

Proyek Banyu Urip di Cepu (Jawa Timur) telah dimulai sejak Agustus 2011. Blok ini dioperasikan oleh ExxonMobil yang memiliki PI 45% yang bekerjasama (*joint venture*) bersama Pertamina (45%) dan 4 perusahaan BUMD (10%). Proyek pengembangan ini telah mengalami beberapa kali keterlambatan yang disebabkan oleh permasalahan akuisisi lahan dan perizinan⁶⁴. SKK Migas memproyeksikan produksi puncak Blok Cepu sebesar 165 ribu barrel per hari yang diharapkan dapat memperlambat penurunan produksi minyak bumi nasional.

Proyek IDI merupakan proyek gabungan 4 wilayah kerja, yaitu Ganal, Rapak, Makassar Strait and East Kalimantan dengan mendirikan dua Floating Production Unit (FPU) hubs dan 1 subsea tie-back⁶⁵. Chevron, Eni, Niko Resources, Statoil, Total, and Hess adalah perusahaan yang aktif di proyek ini.

Proyek Abadi Inpex Masela terletak di Laut Arafura, Maluku. Blok ini merupakan Blok kerjasama antara Inpex (65%) dan Shell (35%). Pengembangan proyek ini melalui skema kapal terapung (*floating LNG*) yang berkapasitas 2.5 ton per tahun (MTPA). Proyek Masela merupakan proyek pertama di Indonesia dengan metode *floating LNG*.

Proyek Tangguh train-3 merupakan pengembangan lanjutan dari Blok Tangguh yang sebelumnya memiliki 2 train. Train-3 akan dibangun dengan kapasitas 3.8 MTPA. Blok ini dioperasikan oleh British Petroleum.

Proyek Jangkrik dibangun dengan skenario unit produksi terapung (*floating production*

⁶⁴ EIA, Indonesia, <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IDN>, diakses 5 September 2015

⁶⁵ SKK Migas, 2013 Annual Report, hal. 76

unit – FPU) yang dapat memproses gas dan kondensat. FPU ini akan disambungkan dengan pipa gas yang telah ada di Blok East Kalimantan untuk mengalirkan produksi gas ke *Bontang LNG plant*. Blok ini merupakan kerja sama antara ENI (55%) dan GDF Suez (45%).

Tabel 22 Proyek Pengembangan Migas yang Signifikan

Nama Proyek	Lokasi	Produksi Pertama	Estimasi Produksi	
Banyu Urip project	Blok Cepu, Jawa Timur	Jan 2015	165 Mbopd	
IDD project (joint development)	Ganal, Rapak, Makassar Strait and East Kalimantan	2020*	Bangka: 120 Mmscfd 4 Mbcpd Geham Hub 420 Mmscfd 27 Mbcpd Gendalo Hub 700 Mmscfd 20 Mbcpd	
Abadi Inpex Masela	Blok Masela, Laut Arafura, Maluku	Akhir 2019	449 Mmscfd 8.4 Mbcpd	
Tangguh Train – 3	Blok Tangguh, Bintuni, Papua Barat	2019	709 Mmscfd 3.2 Mbopd	
Jangkrik field and Jangkrik North East	Blok Muara Bakau, Selat Makasar	2017	Jangkrik 288 Mmscfd 0.5 Mbcpd NE Jangkrik 145.5 Mmscfd	

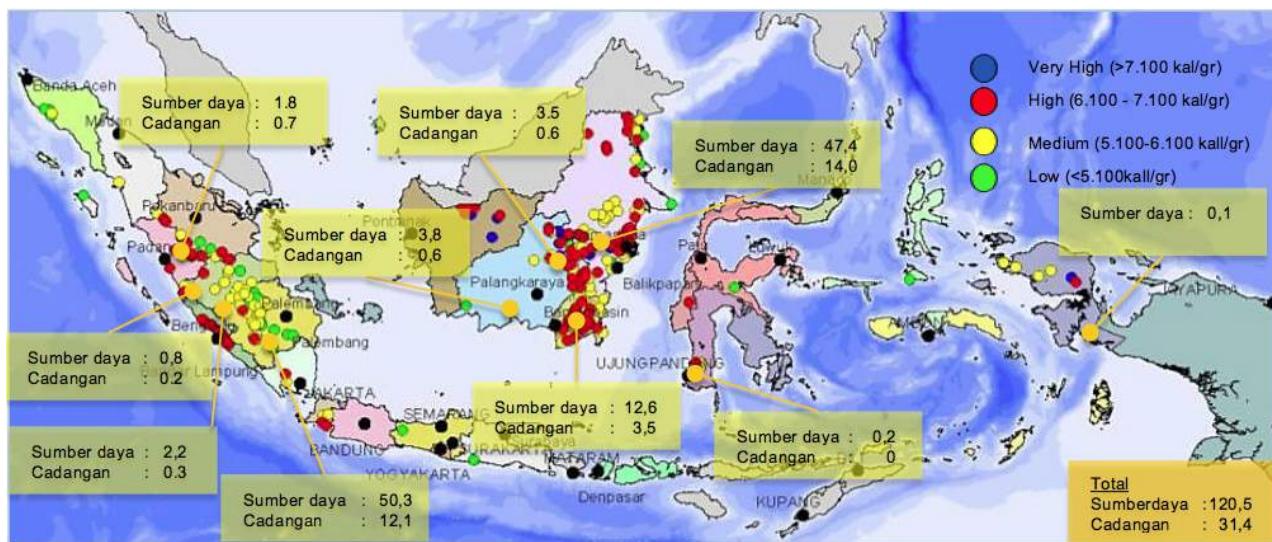
Sumber : Laporan tahunan SKK Migas tahun 2013

*Chevron mengajukan permohonan untuk menunda projek sampai dengan adanya kepastian perpanjangan PSC kontrak. Estimasi produksi pertama berubah dari tahun 2016 menjadi tahun 2020.



Fasilitas Produksi dan Anjungan Lepas Pantai - Total Indonesia

Gambar 28 Sebaran Cadangan Batubara



Cadangan terdiri dari cadangan terkira dan cadangan terbukti

Sumber sebaran batubara: Badan Geologi, Kementerian ESDM

6.3 Industri Pertambangan Mineral dan Batubara

6.3.1 Potensi Sumberdaya dan Cadangan Batubara

Cadangan batubara Indonesia pada akhir tahun 2013 mencapai sebesar 31,4 miliar ton, sedangkan sumber daya batubara mencapai 120,5 miliar. Sebaran cadangan batubara terkonsentrasi di tiga daerah yaitu Kalimantan Timur (45%), Sumatera Selatan (39%), dan Kalimantan Selatan (11%).

Lampiran 7 merinci sumber daya dan cadangan batubara per Desember 2013 yang juga terdapat pada neraca sumber daya geologi tahun 2013 dari Badan Geologi (http://psdg.bgl.esdm.go.id/index.php?option=com_content&view=article&id=1062&Itemid=681)

6.3.2 Produksi dan Nilai Produksi Batubara

Produksi batubara

Grafik 14 menggambarkan produksi batubara Indonesia selama 5 tahun terakhir yang terus

mengalami kenaikan, hal ini juga seiring dengan kenaikan permintaan batubara. Kenaikan yang signifikan terjadi pada tahun 2011 ketika harga minyak mentah di atas 100 dolar AS yang mengakibatkan industri pengguna bahan bakar minyak (BBM) beralih ke batubara. Produksi batubara tahun 2013 sebanyak 449 juta ton atau naik sekitar 16% jika dibandingkan dengan produksi tahun 2012.

Kebutuhan dalam negeri terhadap batubara akan terus meningkat dalam waktu dekat karena sekitar 53% pembangkit listrik di Indonesia menggunakan batubara dan keseluruhan proyek 10.000MW tahap I menggunakan bahan bakar batubara.

Pada tahun 2012 dan 2013 hampir 90% produksi batubara terkonsentrasi di pulau Kalimantan, di wilayah Kalimantan Timur sebanyak 50% pada tahun 2012 dan 54% pada tahun 2013 dari total produksi nasional, wilayah Kalimantan Selatan sebanyak 37% pada tahun 2012 dan 36% pada tahun 2013 dari total produksi nasional. Produsen terbesar batubara adalah:

- PT Adaro Indonesia yang berlokasi di Kalimantan Selatan yang menyumbang produksi sebesar 12% dari total produksi nasional pada tahun 2012 dan tahun 2013
- PT Kaltim Prima Coal yang berlokasi di Kalimantan Timur yang menyumbang produksi sekitar 10% dari total produksi nasional pada tahun 2012, dan meningkat menjadi 12% dari total produksi nasional pada tahun 2013
- PT Kideco Jaya Agung yang berlokasi di Kalimantan Timur yang menyumbang produksi sekitar 9% dari total produksi nasional pada tahun 2012 dan menurun menjadi 8% dari total produksi nasional di tahun 2013.

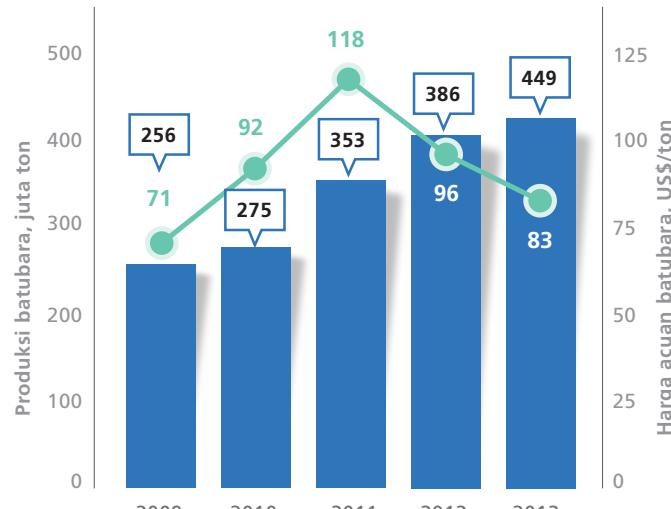
89

Publik dapat melihat daftar produsen batubara terbesar di <http://www.minerba.esdm.go.id/public/38477/produksi-batubara>

Nilai Produksi Batubara⁶⁶

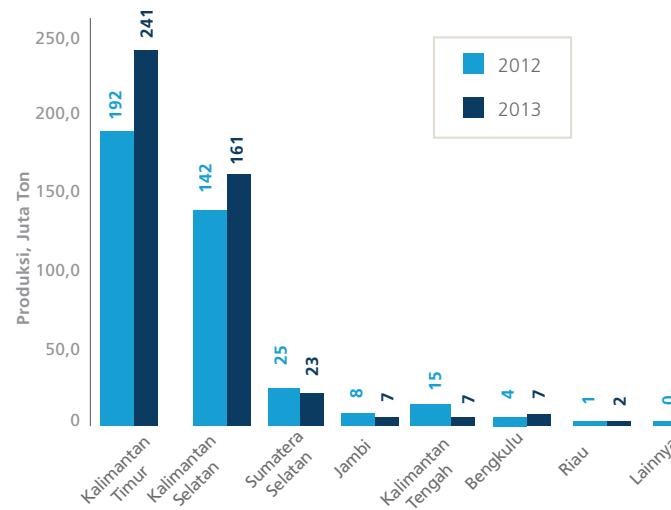
Grafik 16 menggambarkan nilai produksi batubara berdasarkan wilayah utama. Kenaikan nilai produksi batubara dalam rupiah pada tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012 lebih disebabkan oleh penurunan nilai Rupiah pada Dolar Amerika Serikat. Kenaikan produksi batubara sebesar 16% pada tahun 2013 tidak terlalu berimplikasi pada nilai produksi batubara dalam Dolar Amerika Serikat yang diakibatkan oleh penurunan harga batubara pada tahun 2013 sebesar 14% dibandingkan dengan tahun 2012.

Grafik 14 Produksi Batubara Tahun 2009-2013



Sumber: Ditjen Minerba

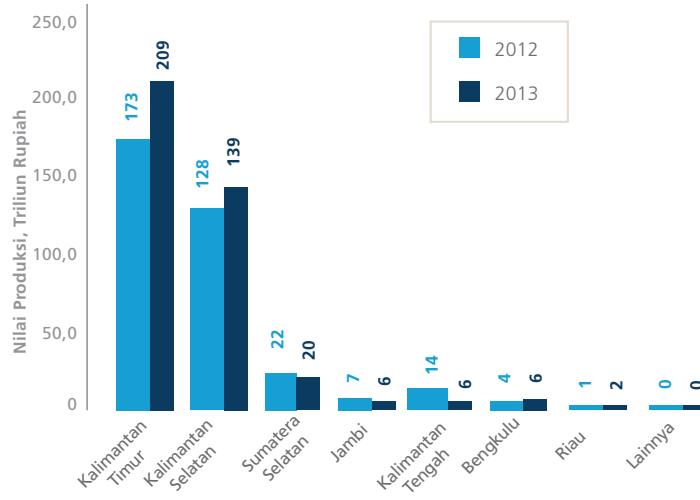
Grafik 15 Produksi Batubara Berdasarkan Provinsi 2012-2013



Sumber: Ditjen Minerba

⁶⁶ Ditjen Minerba tidak memiliki data nilai produksi atau nilai penjualan dari komoditas batubara selama tahun 2012-2013 sehingga Tim Pelaksana menyetujui untuk memakai harga referensi, yaitu Harga Acuan Batubara tahun 2012-2013 untuk menghitung nilai produksi batubara.

Grafik 16 Nilai Produksi Batubara Berdasarkan Wilayah Utama



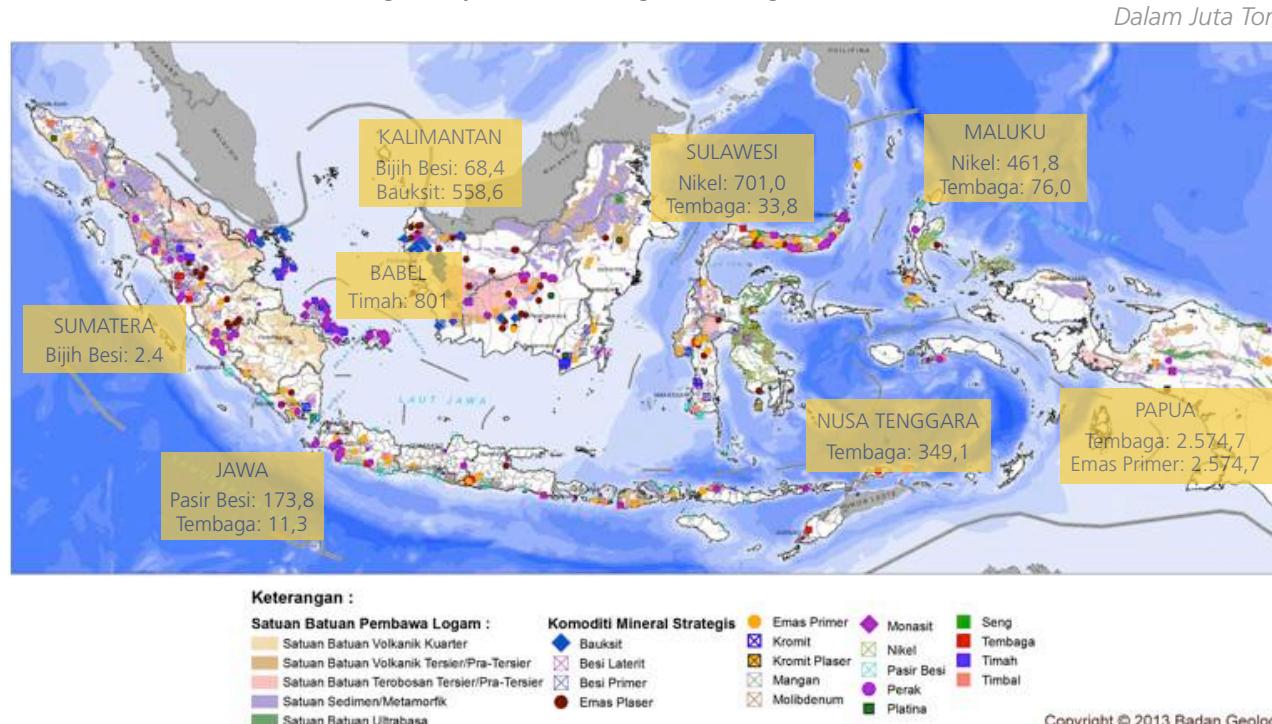
Sumber: Ditjen Minerba, harga memakai HBA

6.3.3 Potensi Sumberdaya dan Cadangan Mineral

Secara geologi kepulauan Indonesia terletak di antara empat lempeng bumi yaitu lempeng Pasifik, lempeng Australia, lempeng Eurasia dan lempeng Filipina yang membentuk kerangka yang cukup rumit dan dinamis sehingga cocok bagi pengendapan mineral logam yang tersebar di wilayah Indonesia. Papua memiliki cadangan emas primer, tembaga dan perak hampir 80% dari total cadangan nasional. Hampir seluruh cadangan timah berada di Bangka Belitung. Pulau Kalimantan menyimpan banyak cadangan besi dan bauksit di Kalimantan Barat⁶⁷.

90

Gambar 29 Peta Sebaran Cadangan (Bijih) Mineral Logam Strategis



Cadangan terdiri dari cadangan terkira dan cadangan terbukti

Sumber : Badan Geologi, Kementerian ESDM⁶⁸

⁶⁷ Berdasarkan data pada Badan Geologi di laman <http://webmap.psdg.bgl.esdm.go.id/geosain/neraca-mineralstrategis.php?mode=administrasi>

⁶⁸ Presentasi Ditjen Minerba pada Rapat Kerja Kementerian Perindustrian tahun 2014

Daftar sebaran sumber daya dan cadangan berdasarkan daerah dan komoditas dapat diakses di <http://webmap.psdg.bgl.esdm.go.id/geosain/neraca-mineral-strategis.php?mode=administrasi>

Pemerintah juga menyediakan peta sebaran interaktif yang dapat diakses di http://webmap.psdg.bgl.esdm.go.id/pmapper_webmap/pmapper-4.2.0/map_default.phtml

Lampiran 7 merinci sumber daya dan cadangan mineral metalik per Desember 2013 yang juga terdapat pada neraca sumber daya geologi tahun 2013 dari Badan Geologi (<http://psdg.bgl.esdm.go.id/index.php?option=content&view=article&id=1062&Itemid=681>).

6.3.4 Produksi dan Nilai Produksi Mineral Utama

Volume Produksi Mineral Utama

Pada tahun 2013 terdapat kenaikan produksi yang cukup signifikan untuk komoditas bijih mineral karena perusahaan tambang banyak yang menggenjot produksi sebagai antisipasi rencana pemerintah melarang ekspor dan memberlakukan pajak bea keluar progresif pada awal tahun 2014. Peraturan ekspor timah yang harus melalui bursa timah menyebabkan produksi timah turun di tahun 2013. Penurunan produksi emas tahun 2013 dikarenakan penurunan kualitas bijih emas di tambang Garsberg dan Batu Hijau⁶⁹.

Tabel 23 Volume Produksi Mineral Utama Tahun 2009-2013

Mineral utama	Unit	2009	2010	2011	2012	2013
Logam tembaga	Ribu Ton	999	878	543	448	450
Emas	Ton	104	104	76	75	59
Timah	Ribu Ton	60	48	42	95	88
Bijih Nikel	Juta Ton	6	7	32	41	60
Bijih bauksit	Juta Ton	5	16	39	30	56
Bijih dan pasir besi	Juta Ton	5	4	12	10	19

Sumber : Rencana Strategi Kementerian ESDM 2015 - 2019

Nilai Produksi⁷⁰ Mineral Utama

Nilai produksi mineral utama pada tahun 2013 secara keseluruhan lebih tinggi dibandingkan dengan nilai produksi pada tahun 2012 yang disebabkan oleh kenaikan volume produksi mineral terkait, walaupun terjadi penurunan harga komoditas di tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012. Penurunan harga komoditas utama yang paling signifikan adalah harga nikel yang turun 14% dan emas yang turun 15% pada tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012. Sebaliknya harga timah mengalami penguatan sebesar 6% pada tahun 2013 dibandingkan dengan tahun 2012.

Tabel 24 Nilai Mineral Utama Tahun 2012 - 2013

Dalam Triliun Rupiah

Mineral utama	2012	2013
Logam tembaga	33	34
Emas	38	28
Timah	19	21
Bijih Nikel	12	16
Bijih bauksit	6	14
Bijih dan pasir besi	9	21

Sumber: Kementerian ESDM, USGS, BPS

⁶⁹ Petromindo, 2014/2015 Indonesia Minerals Book, h. 5

⁷⁰ Ditjen Minerba tidak memiliki data nilai produksi atau nilai penjualan dari komoditas mineral selama tahun 2012-2013 sehingga Tim Pelaksana menyertuji untuk memakai harga referensi, yaitu harga referensi dari Ditjen Minerba (untuk logam) dan harga rata-rata ekspor (untuk bijih) yang dilaporkan oleh BPS. Harga referensi yang kami dapatkan dari Ditjen Minerba sangat mendekati harga rata-rata dari London Metal Exchange.

6.3.5 Kegiatan Eksplorasi Sektor Pertambangan Minerba

Tabel 25 menjabarkan jumlah lokasi tambang yang melaksanakan tahap kegiatan eksplorasi rinci yang memiliki cadangan di atas 50 juta ton. Data tersebut dapat diperoleh lebih mendetail berdasarkan komoditas dan provinsi di laman Badan Geologi <http://webmap.psdg.bgl.esdm.go.id/geosain/neraca-mineral-strategis.php?mode=administrasi>

Tabel 25 Jumlah Cadangan dalam Tahap Eksplorasi Rinci yang Memiliki Cadangan Diatas 50 Juta Ton

Komoditas/ Provinsi	Jumlah Lokasi	Cadangan (Juta Ton)	
		Terkira	Terbukti
Bauksit			
Kalimantan Barat	22	223	28
Besi Laterit			
Maluku Utara	8	53	30
Emas Primer			
Nusa Tenggara Barat	1	563	0
Nikel			
Maluku Utara	17	34	17
Papua Barat	13	262	-
Sulawesi Selatan	3	38	72
Sulawesi Tengah	1	50	13
Pasir Besi			
D.I. Jogjakarta	1	140	29
Perak			
Nusa Tenggara Barat	1	563	0
Tembaga			
Maluku Utara	1	-	76
Timah			
Bangka Belitung	2	0	776

Sumber: Badan Geologi, <http://webmap.psdg.bgl.esdm.go.id>

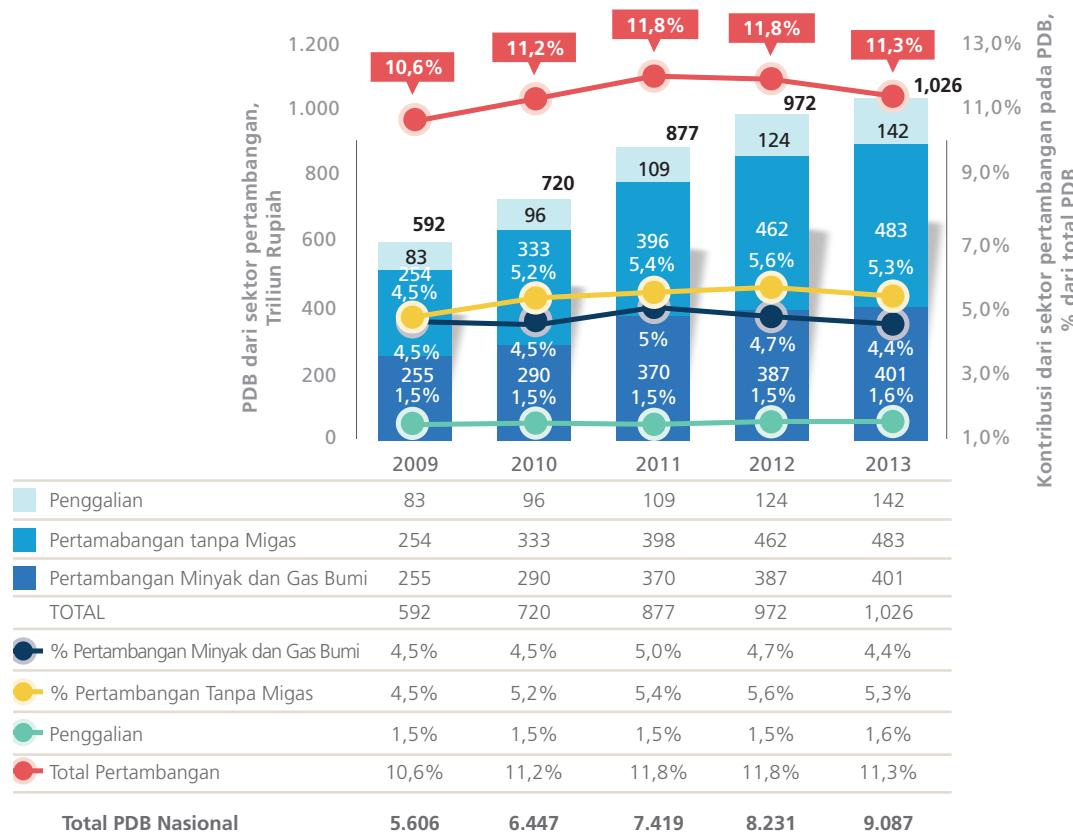
6.4 Kontribusi Industri Ekstraktif pada Perekonomian Indonesia

6.4.1 Kontribusi Industri Ekstraktif pada PDB Nasional

PDB adalah nilai akhir aktifitas produksi (baik barang maupun jasa) yang dihasilkan oleh seluruh unit ekonomi atau merupakan nilai tambah yang dihasilkan oleh seluruh unit usaha dalam suatu negara di suatu negara dalam periode tertentu⁷¹. Oleh karena itu PDB dapat digunakan untuk mengukur tingkat pertumbuhan ekonomi suatu negara dalam bentuk mata uang (*monetary value*). Nilai PDB dengan pendekatan produksi menghitung pendapatan nasional dengan menjumlahkan nilai tambah yang dihasilkan perusahaan-perusahaan di berbagai sektor/lapangan usaha⁷² dalam perekonomian suatu negara.

⁷¹ BPS, Pengertian Pendapatan Nasional, <http://www.bps.go.id/Subjek/view/id/11>, diakses 8 Juli 2015.

Primer: (a) pertanian, peternakan, kehutanan, perikanan (b) pertambangan dan penggalian; Sekunder: (a) industry pengolahan (b) listrik, air, dan gas (c) bangunan; Tersier: (a) perdagangan, hotel, dan restoran (b) pengangkutan dan telekomunikasi (c) jasa lain-lain

Grafik 17 Kontribusi PDB Pertambangan Terhadap Total PDB (pada Harga Berlaku) Nasional

Sumber: BPS (PDB berdasarkan lapangan usaha – pertambangan minyak dan gas bumi (Migas) dan pertambangan tanpa Migas)

Grafik 17 menggambarkan secara garis besar kontribusi sektor pertambangan Indonesia terhadap PDB nasional atas dasar harga berlaku. Secara nominal, PDB sektor pertambangan pada kurun waktu 2009-2013 terus tumbuh. Pertumbuhan tersebut juga meningkatkan kontribusi sektor pertambangan pada PDB nasional, namun komposisi PDB sektor pertambangan pada PDB nasional mulai menurun pada tahun 2013.

Tahun 2009 sektor pertambangan berkontribusi sekitar 10,6% dari PDB nasional. Persentasi tersebut terus naik yang pada puncaknya mencapai 11,8% dari PDB nasional di tahun 2011 yang disebabkan oleh kenaikan harga internasional pada berbagai

harga komoditas mineral. Namun, persentase tersebut mulai menurun pada tahun 2013 yang menjadi 11,3% dari PDB nasional.

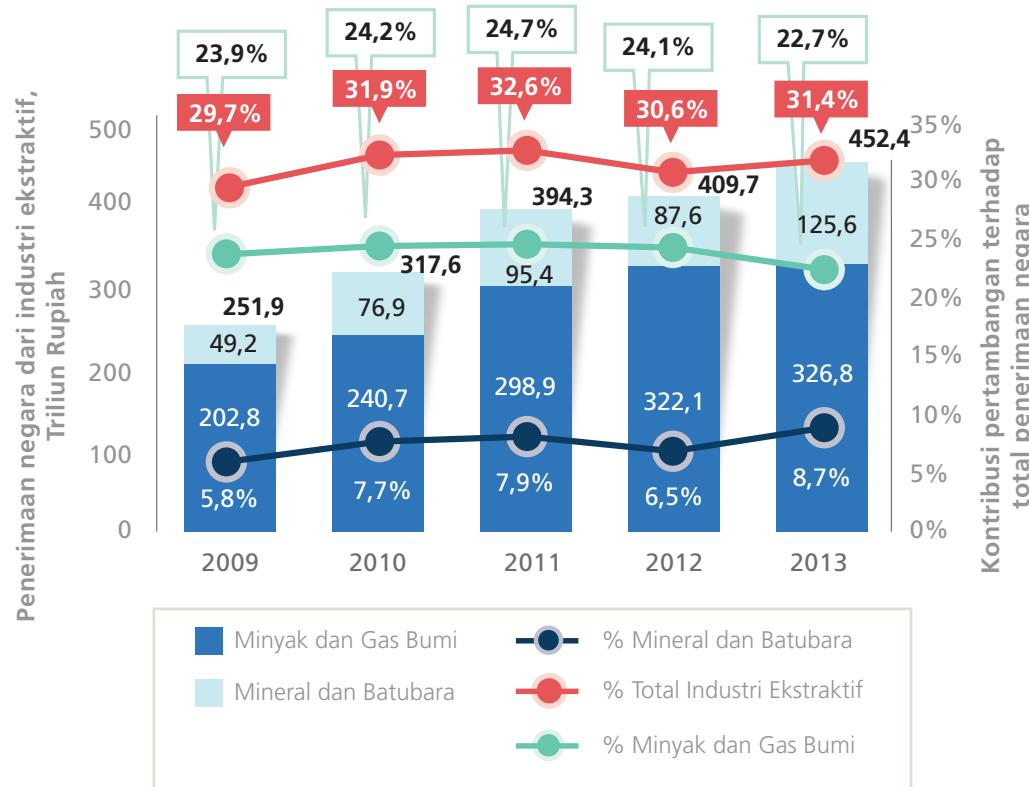
Kontribusi sektor pertambangan terhadap PDB secara nasional terlihat tidak terlalu dominan yaitu berkisar antara 10-11% dari total PDB nasional. Namun, kontribusi sektor pertambangan dalam PDB [ekonomi] daerah seperti Papua, Bangka-Belitung, Nusa Tenggara Barat dan Kalimantan Timur memiliki peranan yang besar⁷³.

PDB atas dasar harga berlaku berdasarkan lapangan usaha dapat dilihat di laman Badan Statistik Nasional <http://www.bps.go.id/linkTabelStatis/view/id/1199>.

⁷³ PWC, Mining in Indonesia 2013, h. 53

6.4.2 Kontribusi Industri Ekstraktif pada Penerimaan Negara

Grafik 18 Penerimaan Negara dari Sektor Migas dan Minerba



Sumber: LKPP, Laporan Tahunan DJP

*pendapatan dari minyak dan gas bumi merupakan pendapatan pemerintah yang diterima dalam bentuk barang (*in-kind*) sehubungan dengan kontrak bagi hasil (lihat bagian 4.1.2).

Grafik 18 menggambarkan signifikansi kontribusi penerimaan negara pada kurun waktu 2009-2013. Kontribusi yang cukup tinggi yaitu sekitar 30% - 33% dari total penerimaan negara yang menjadikan sektor ini sangat strategis. Kontribusi pertambangan migas berkontribusi sekitar 23%-25% dan sektor minerba yang berkontribusi sekitar 6%-9% dari total penerimaan negara.

Pada periode tahun 2009-2013, nominal penerimaan negara dari sektor pertambangan migas terus mengalami kenaikan yang pada tahun 2011 kenaikannya cukup tajam dikarenakan kenaikan yang cukup signifikan pada harga minyak mentah yaitu dari sekitar USD 80/barel menjadi di atas USD100/barel. Pada tahun 2012 dan tahun 2013 kenaikan penerimaan negara dari pertambangan migas di saat penurunan *lifting* lebih disebabkan karena melemahnya nilai tukar Rupiah terhadap Dolar Amerika Serikat 2012-2013. Persentase kontribusi penerimaan negara dari sektor pertambangan migas mulai menurun dari 24,7% pada tahun 2011 menjadi 24,1% pada tahun 2012 dan 22,7% pada tahun 2013.

Tabel 26 Penerimaan Negara dari Industri Ekstraktif Tahun 2012 - 2013

Dalam Triliun Rupiah

Jenis Penerimaan	Minyak dan Gas Bumi		Jenis Penerimaan	Mineral dan Batubara		TOTAL PENERIMAAN	
	2012	2013		2012	2013	2012	2013
PAJAK	103,25	109,69	PAJAK	63,10	96,57	166,35	206,26
Pajak Penghasilan Migas	83,46	88,75					
PBB Migas	19,79	20,94					
BUKAN PAJAK	218,89	217,09	BUKAN PAJAK	24,48	29,00	243,37	246,09
Pendapatan Minyak Bumi *	144,72	135,33	Royalti	15,51	18,03		
Pendapatan Gas Bumi *	61,11	68,30	Penjualan Hasil Tambang	8,14	9,79		
Pendapatan dari Kegiatan Hulu	13,06	13,46	Iuran Tetap	0,36	0,59		
	-	-	Pendapatan pengusahaan hutan	0,47	0,59		
TOTAL PENERIMAAN MIGAS	322,14	326,78	TOTAL PENERIMAAN MINERBA	87,58	125,60	409,72	452,38
TOTAL PENERIMAAN NEGARA	1.338,11	1.438,89	TOTAL PENERIMAAN NEGARA	1.338,11	1.438,89	1.338,11	1.438,89
Rasio Penerimaan	24,1 %	22,7 %	Rasio Penerimaan	6,5%	8,7%	30,6%	31,4%

Sumber: LKPP, Laporan Tahunan DJP, Scoping Study EY

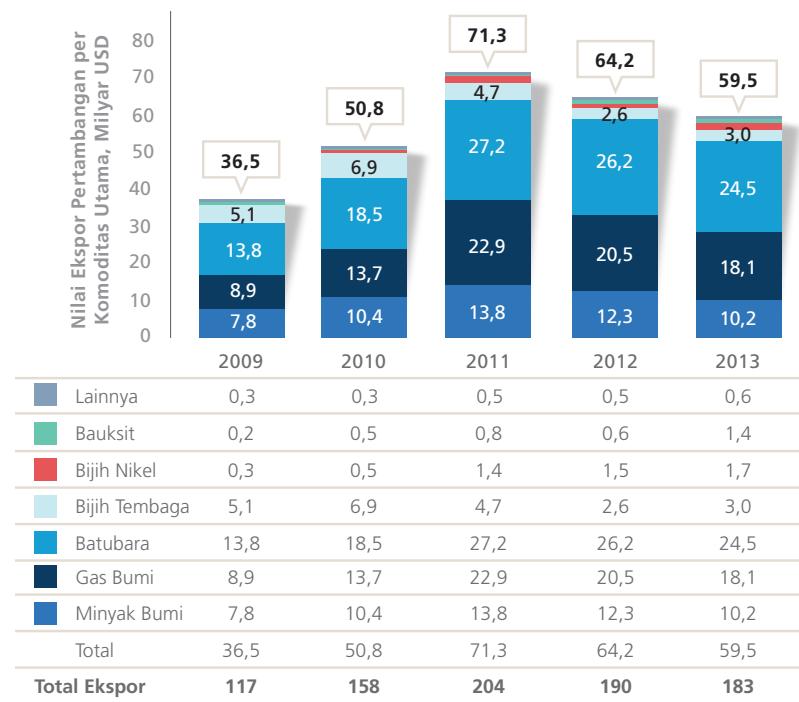
Begitu pula halnya dengan penerimaan negara dari sektor pertambangan minerba yang secara nominal terus mengalami kenaikan pada periode tahun 2009-2013. Puncak tertinggi baik dari segi nominal dan persentase terjadi pada tahun 2013. Kenaikan penerimaan negara pada tahun 2013 merupakan

kombinasi antara kenaikan produksi batubara dan pelemahan nilai tukar Rupiah terhadap Dolar Amerika Serikat pada tahun 2013.

Tabel 26 merinci penerimaan negara dari industri ekstraktif pada tahun 2012-2013.

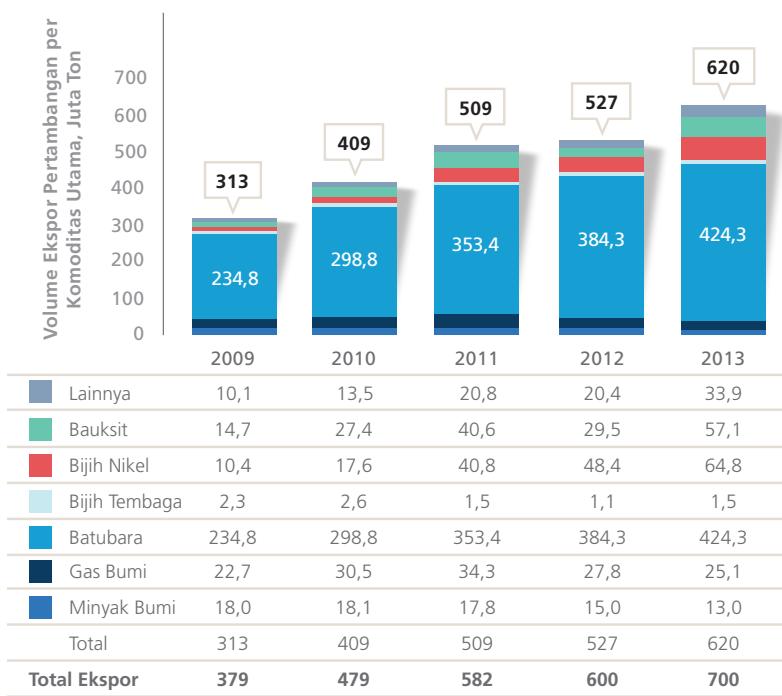
6.4.3 Kontribusi Industri Ekstraktif pada Total Ekspor Nasional

Grafik 19 Nilai Ekspor Sektor Pertambangan per Komoditas Utama, dalam Miliar USD

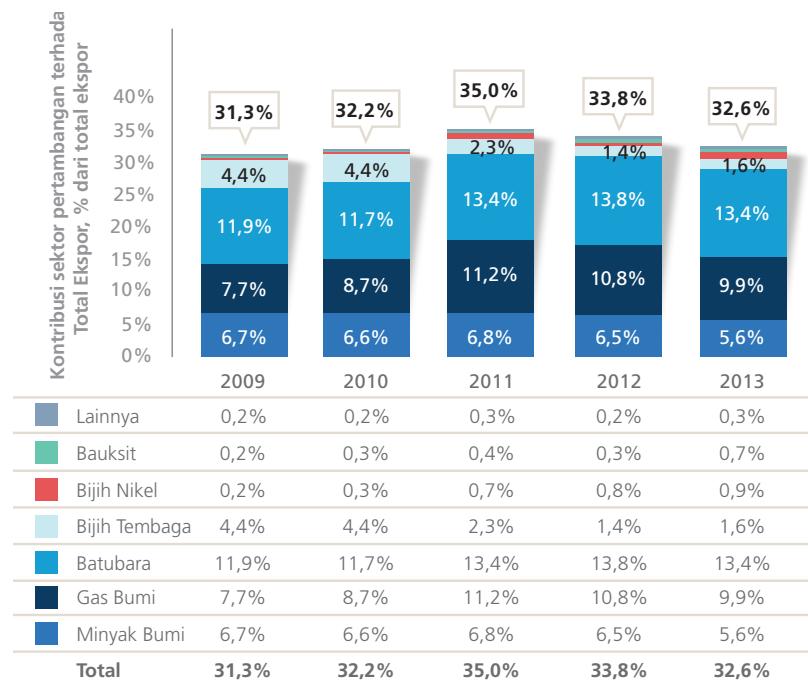


Sumber: BPS

Grafik 20 Volume Ekspor Sektor Pertambangan per Komoditas Utama, dalam Juta Ton



Sumber: BPS

Grafik 21 Kontribusi Sektor Pertambangan Terhadap Total Nilai Ekspor

Sumber: BPS

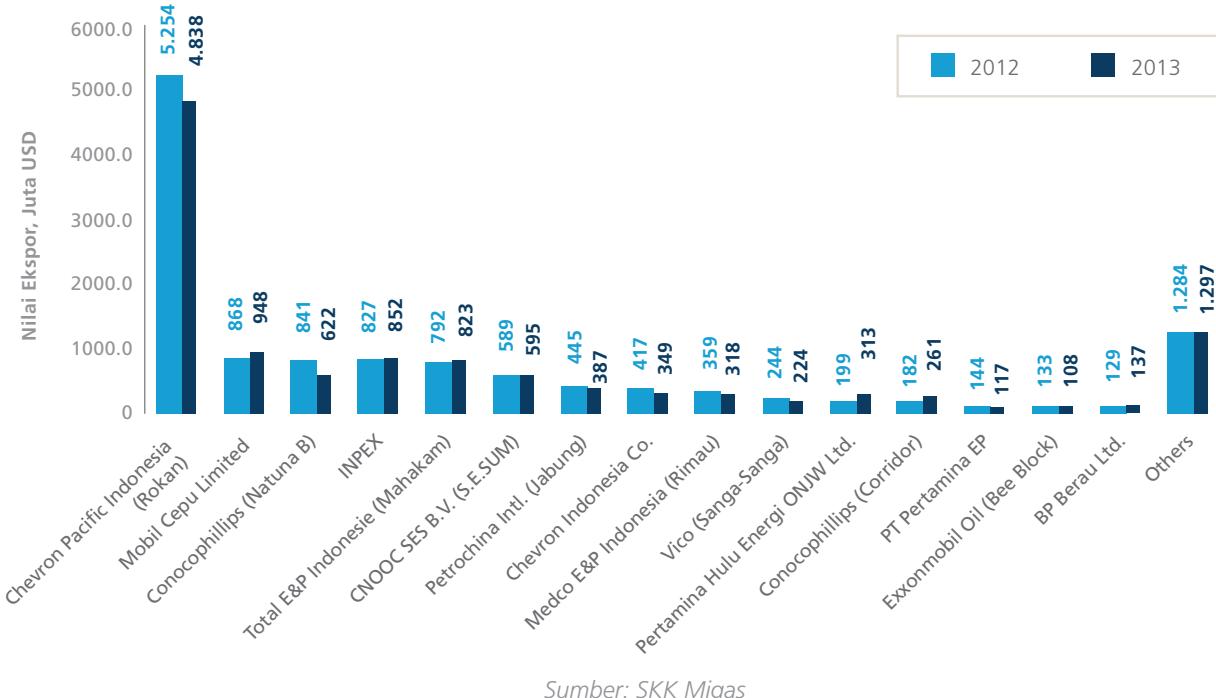
Grafik 19-21 menggambarkan ekspor komoditas pertambangan dan kontribusinya pada ekspor nasional untuk kurun waktu tahun 2009-2013. Kontribusi nilai ekspor pertambangan dari total ekspor nasional cukup signifikan yaitu berkisaran antara 31-35%. Nilai ekspor tersebut didominasi oleh nilai ekspor dari migas dan batubara. Pada tahun 2009-2013, ekspor migas berkontribusi sekitar 14%-18% dari total nilai ekspor nasional sedangkan nilai ekspor batubara mencapai 12%-14% dari total nilai ekspor nasional. Puncak tertinggi nilai ekspor pada lima periode ini adalah di tahun 2011 yang hampir semua nilai ekspor sektor pertambangan mengalami kenaikan, hal ini dikarenakan kenaikan harga komoditas baik migas maupun batubara dan ditambah dengan dimulainya pengiriman LNG Tangguh Train-1 pada tahun 2010. Namun kontribusi nilai ekspor pertambangan pada tahun 2012-2013 mengalami tren menurun yang disebabkan oleh menurunnya produksi minyak dan gas bumi.

Daftar ekspor nasional berdasarkan komoditas dapat diakses di laman BPS <http://www.bps.go.id/Subjek/view/id/8#subjekViewTab3|accordion-subjek2>.

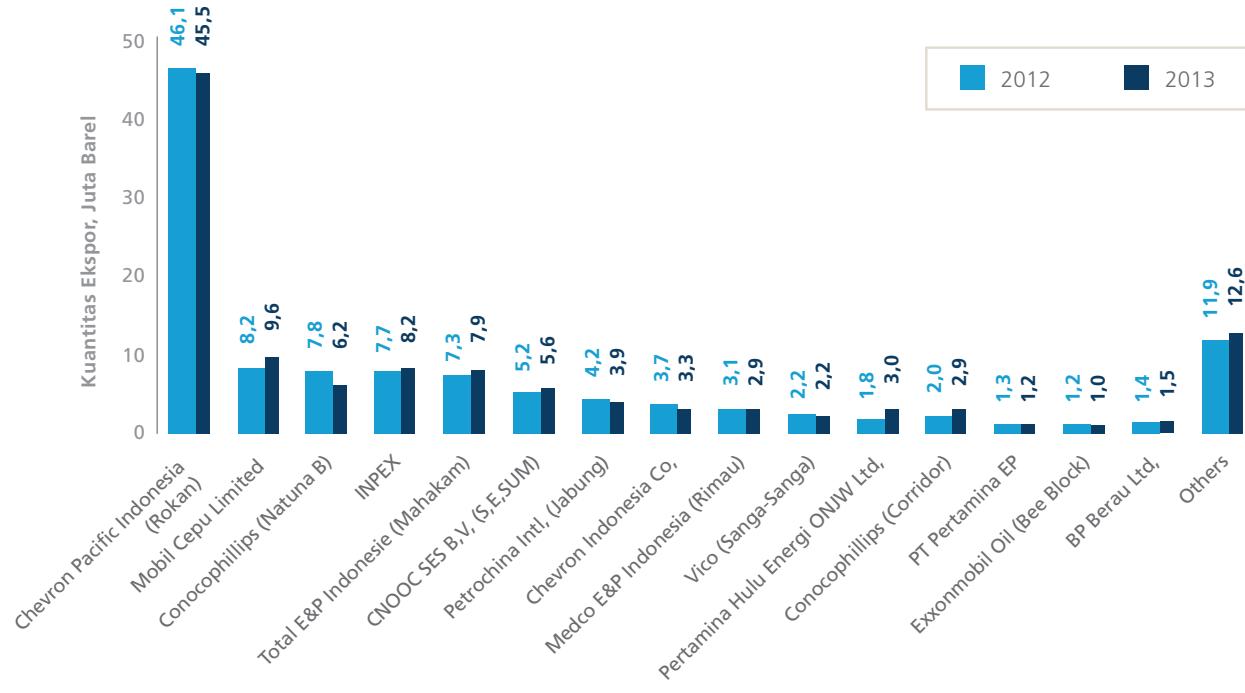
6.4.3.1 Ekspor Migas berdasarkan Kontraktor

Ekspor Minyak Bumi berdasarkan Kontraktor

Grafik 22 dan Grafik 23 menggambarkan ekspor berdasarkan kontraktor utama yang menyumbang sekitar 90% dari total ekspor minyak bumi nasional. Blok penyumbang ekspor minyak bumi terbesar adalah Blok Rokan yang dikelola oleh Chevron sebesar 46,1 juta barel (yang merupakan 41,3% total ekspor minyak bumi nasional) dan sebesar 45,5 juta barel (yang merupakan 39,7% total ekspor minyak bumi nasional) pada tahun 2013.

Grafik 22 Nilai Ekspor Minyak Bumi Tahun 2012 - 2013

Sumber: SKK Migas

Grafik 23 Kuantitas Ekspor Minyak Bumi Tahun 2012 - 2013

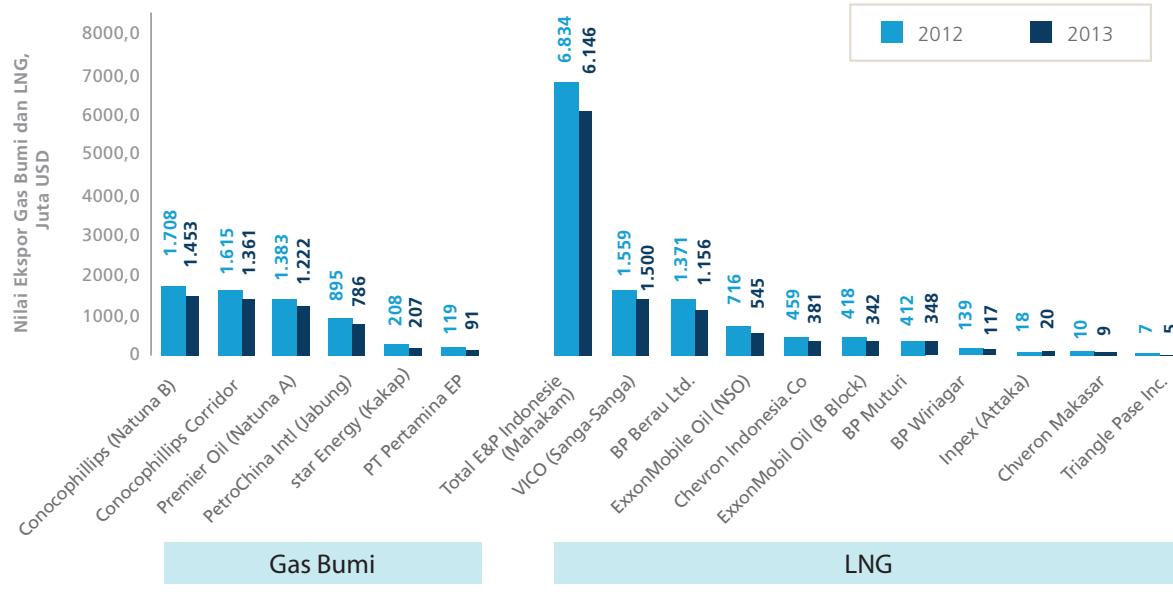
Sumber: SKK Migas

Eksport Gas berdasarkan Kontraktor

Grafik 24 dan 25 menggambarkan eksport gas bumi dan LNG pada tahun 2012 dan 2013. Blok Mahakam yang dikelola oleh Total E&P Indonesia menyumbang eksport gas alam terbesar yaitu sebesar 38% dari total eksport gas bumi dan LNG Indonesia pada tahun 2012 dan 39% pada tahun 2013. Kemudian

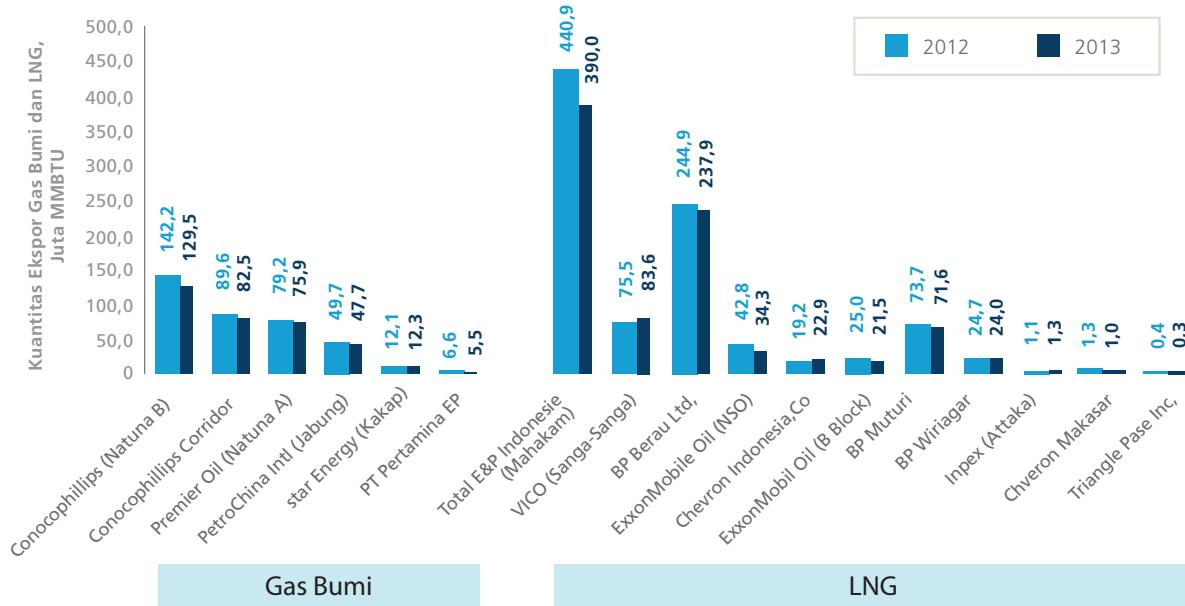
diikuti oleh blok Natuna B yang dikelola oleh ConocoPhillips yaitu sebesar 10% pada tahun 2012 dan 9% pada tahun 2013. Kemudian blok Sanga-Sanga yang dikelola oleh VICO dan blok Corridor yang dikelola oleh ConocoPhillips yang menyumbang eksport nasional masing-masing sebanyak 9%-10% dari total produksi nasional pada tahun 2012 dan 2013.

Grafik 24 Nilai Eksport Gas Bumi dan LNG Tahun 2012 - 2013



Sumber SKK Migas

Grafik 25 Kuantitas Eksport Gas Bumi dan LNG pada Tahun 2012 - 2013



Sumber SKK Migas

6.4.3.2 Ekspor Komoditas Minerba

Ekspor Batubara Berdasarkan Daerah

Sebagian besar hasil produksi batubara diekspor ke luar negeri, yaitu hampir sekitar 78% pada tahun 2012 dan sekitar 79% pada tahun 2013. Grafik 26 menggambarkan ekspor berdasarkan wilayah operasi perusahaan. Ekspor batubara yang berasal dari Pulau Kalimantan sebanyak 284,4 juta ton pada tahun 2012 dan sebanyak 338,6 juta ton pada tahun 2013 yang merupakan 95% total ekspor batubara nasional pada tahun 2012-2013. Ekspor batubara dari Kalimantan Timur adalah 166,3 juta ton (atau sebesar 55% dari total ekspor nasional) pada tahun 2012 dan sebesar 222,3 juta ton (atau sebesar 62% dari total ekspor nasional) pada tahun 2013. Sedangkan ekspor batubara dari Kalimantan Selatan adalah sebesar 106,1 juta ton (atau sebesar 35% dari total ekspor batubara nasional) pada tahun 2012 dan sebesar 106,8 juta ton (atau sebesar 30% dari total ekspor batubara nasional) pada tahun 2013. Lampiran 4.1 menyediakan daftar ekspor berdasarkan perusahaan dan wilayah bagi perusahaan yang beroperasi menggunakan IUP.

Ekspor Komoditas Mineral Berdasarkan Daerah

Jumlah volume ekspor komoditas mineral berdasarkan nama perusahaan untuk perusahaan BUMN, perusahaan yang memiliki Kontrak Karya dan berdasarkan daerah untuk perusahaan yang memiliki IUP dapat dilihat pada Lampiran 4.2.

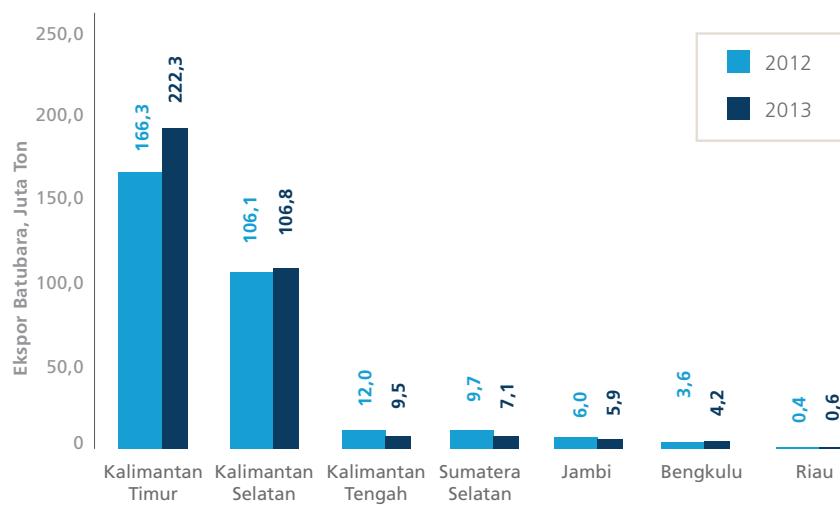
Nilai Ekspor Minerba Berdasarkan Daerah

Ditjen Minerba pada tahun 2012-2013 hanya memonitor volume produksi ekspor dan tidak memonitor nilai ekspor.

Tim Pelaksana berkesimpulan bahwa nilai ekspor berdasarkan pelabuhan ekspor tidak relevan karena pada prakteknya pelaporan nilai ekspor dimonitor berdasarkan pelabuhan ekspor, sedangkan lokasi perusahaan tidak selalu memiliki pelabuhan ekspor sehingga perusahaan melakukan ekspor di pelabuhan terdekat.

100

Grafik 26 Ekspor Batubara Berdasarkan Daerah Tahun 2012-2013



Sumber: Ditjen Minerba

6.4.4 Kontribusi Industri Ekstraktif pada Lapangan Kerja Nasional

Data BPS di samping mengilustrasikan kontribusi tenaga kerja di sektor pertambangan dan penggalian yang menyumbang sekitar 1.6 juta pekerja (atau 1.4% dari total angkatan kerja) pada tahun 2012 dan 1.5 juta pekerja (atau 1.3% dari total angkatan kerja) pada tahun 2013. Penyerapan tenaga kerja yang rendah menunjukkan bahwa industri ekstraktif adalah sektor yang padat teknologi. Walaupun demikian, di sebagian daerah sektor pertambangan adalah penyerap tenaga kerja terbesar, seperti di Papua, Bangka-Belitung, Nusa Tenggara Barat dan di Kalimantan Timur⁷⁴.

2009		1.2 juta pekerja atau 1.1% dari total angkatan kerja
2010		1.3 juta pekerja atau 1.1% dari total angkatan kerja
2011		1.4 juta pekerja atau 1.3% dari total angkatan kerja
2012		1.6 juta pekerja atau 1.4% dari total angkatan kerja
2013		1.5 juta pekerja atau 1.3% dari total angkatan kerja

Sumber: BPS

Data penduduk 15 tahun ke atas yang bekerja menurut lapangan usaha dapat diakses di <http://www.bps.go.id/linkTabelStatistik/view/id/970>.

101

6.5 Kegiatan Informal dalam Industri Ekstraktif

Tim Pelaksana memutuskan untuk membahas kajian-kajian kontribusi informal yang tersedia di publik dalam rangka memenuhi standar EITI nomor 3.4.a tentang kontribusi informal. Tidak ditemukan kajian kontribusi informal dari industri ekstraktif yang membahas secara komprehensif atas keseluruhan kegiatan informal di industri ekstraktif. Beberapa kajian di bawah ini tidak kami verifikasi dan merupakan kajian kemungkinan adanya kehilangan penerimaan negara:

Batubara - Policy Paper dalam Focus Group Discussion yang dilaksanakan oleh APBI-ICMA, yang berjudul “Kajian Peningkatan Tarif Royalti dan Penerapan Bea Keluar Batubara tahun 2013” yang membahas maraknya aktifitas pertambangan tanpa izin dan perdagangan liar

Policy Paper ini menyebutkan adanya kemungkinan penambangan dan perdagangan ilegal yang cukup signifikan. Metode yang digunakan adalah perbandingan data pasokan batubara baik yang dieksport maupun yang dikonsumsi di dalam negeri dan data produksi batubara pada tahun 2012 seperti di bawah ini:

Gambar 30 Ilustrasi Perhitungan Potensi Pertambangan dan Perdagangan Ilegal

Konsumsi (BPS)		Produksi (ESDM)	
Eksport	➤ 384,4	PKP2B	➤ 261,4
Konsumsi Domestik	➤ 67,5	IUP	➤ 134,2
TOTAL	451,9	TOTAL	395,6

Sumber: Policy Paper, Kajian Peningkatan Tarif Royalti dan Penerapan Bea Keluar Batubara, 2013, APBI-ICMA

⁷⁴ PWC, Mining in Indonesia, h. 3

Perbandingan data di atas terdapat sekitar 56.3 juta ton batubara yang terverifikasi yang menurut *policy paper* tersebut diduga berasal dari kegiatan penambangan ilegal. Lebih lanjut *policy paper* ini memperkirakan penerimaan negara yang hilang dari produksi yang tidak terverifikasi yaitu sebesar US\$ 340-459 juta yang berasal dari pembayaran royalti, PPh Badan, dan PPN (dengan asumsi harga batubara US\$40 – 58 per ton).

Batubara dan Mineral – Policy Brief yang berjudul *Indonesia's mining sector: leaking revenues and clearing forests* oleh Civil Society Coalition Againts Mining Corruption.

Lembaga ini melakukan investigasi kegiatan industri ekstraktif di 26 provinsi dimana terdapat laporan dari masyarakat tentang adanya dugaan

kegiatan korupsi dan penyalahgunaan hukum yang mengakibatkan potensi kehilangan pendapatan negara.

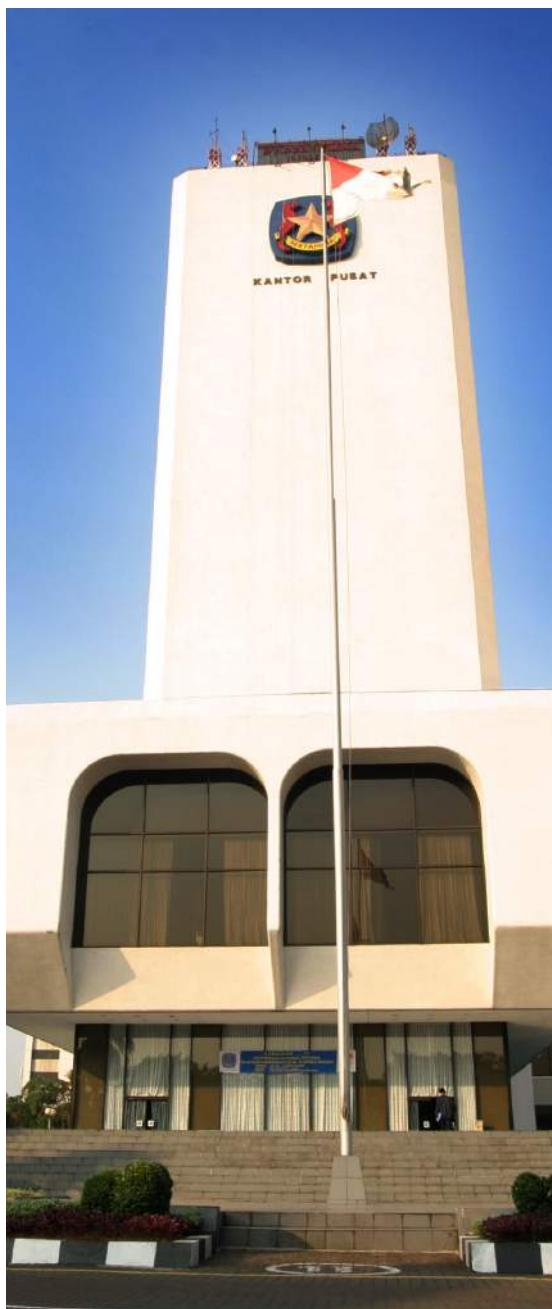
Salah satu hasil investigasi yang dilaporkan dalam laporan ini adalah potensi kehilangan pendapatan negara yang diakibatkan banyaknya IUP yang tidak memenuhi kriteria CNC (lihat bagian 2.4.2.2). Menurut laporan ini potensi pendapatan negara yang hilang dari PNBP di 23 provinsi akibat IUP yang tidak memenuhi kriteria CNC adalah sebesar Rp 1.3 triliun atau (US\$96 juta). Detail potensi pendapatan yang hilang berdasarkan provinsi dan temuan lainnya dari studi ini dapat diakses pada laman www.pwyp-indonesia.org.

→ 07

BADAN USAHA MILIK NEGARA

103

Laporan Kontekstual 2015



Tampak Depan - Kantor Pertamina Pusat

BUMN adalah badan usaha yang seluruh atau sebagian besar modalnya dimiliki oleh negara melalui penyertaan secara langsung yang berasal dari kekayaan negara yang dipisahkan yang diatur oleh UU 19/2003 tentang BUMN. Selain itu, dalam pengelolaan usahanya, BUMN juga tunduk pada UU 40/2007 tentang Perseroan Terbatas, UU Pasar Modal dan peraturan pelaksanaannya khusus bagi BUMN yang tercatat di Bursa Efek Indonesia, UU Keuangan Negara dan UU Pemeriksaan dan Pengawasan.

Pendirian BUMN menurut UU 19/2003 tentang BUMN mempunyai maksud dan tujuan sebagai berikut:

- a. memberikan sumbangan bagi perkembangan perekonomian nasional pada umumnya dan penerimaan negara pada khususnya;
- b. mengejar keuntungan;
- c. menyelenggarakan kemanfaatan umum berupa penyediaan barang dan/atau jasa yang bermutu tinggi dan memadai bagi pemenuhan hajat hidup orang banyak;
- d. menjadi perintis kegiatan-kegiatan usaha yang belum dapat dilaksanakan oleh sektor swasta dan koperasi;
- e. turut aktif memberikan bimbingan dan bantuan kepada pengusaha golongan ekonomi lemah, koperasi dan masyarakat.

Selanjutnya UU BUMN ini mengatur dua bentuk badan hukum BUMN, yaitu:

1. Perusahaan Umum (Perum)

Perum dimiliki 100% oleh Pemerintah dan kepemilikan tidak dibagi atas saham. BUMN yang bergerak di sektor industri ekstraktif tidak ada yang berbentuk Perum.

2. Perusahaan Perseroan (Persero)

BUMN yang berbentuk persero kepemilikan sahamnya dimiliki lebih dari 50% atau seluruhnya oleh pemerintah dan memiliki orientasi untuk mencari keuntungan.

Peranan BUMN cukup signifikan di dalam sektor industri ekstraktif di Indonesia. Pertamina menyumbang *lifting* minyak bumi sebesar 21% pada tahun 2012 dan naik menjadi 23% pada tahun 2013. Sedangkan untuk *lifting* gas bumi, Pertamina menyumbang *lifting* sebesar 18% pada tahun 2012 dan turun menjadi 17% pada tahun 2013. Sedangkan BUMN pertambangan minera menyumbang royalti sebesar 1,1 triliun rupiah pada tahun 2012 dan 2013 yang merupakan 7% dari total royalti yang diterima Pemerintah Pusat pada tahun 2012 dan 6% pada tahun 2013.

7.1 Hubungan BUMN dan Pemerintah

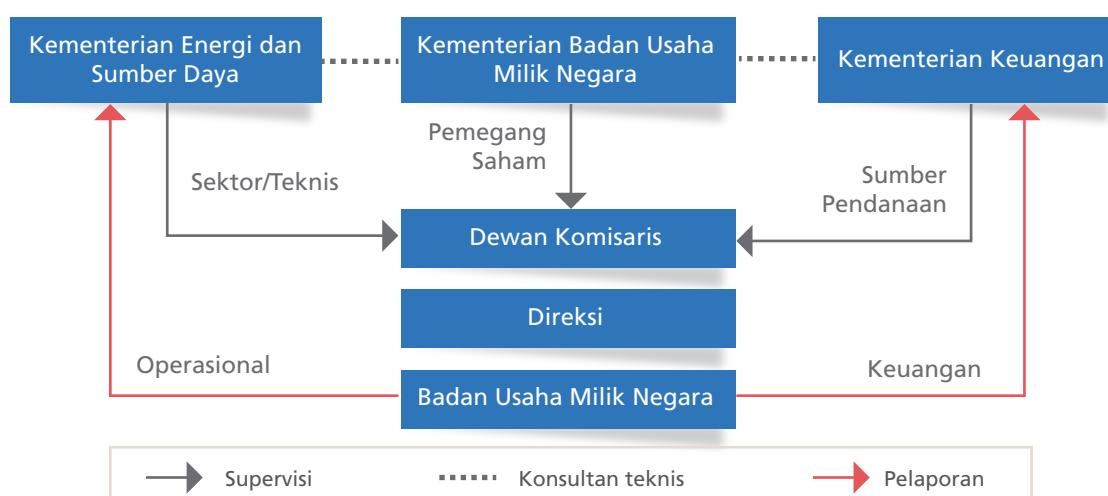
Hubungan BUMN dengan Pemerintah Pusat dapat digambarkan secara garis besar dalam Gambar 31 yang mengilustrasikan kewenangan kementerian dalam melakukan pengangkatan Direksi BUMN, pengawasan dan perumusan kebijakan teknis.

- Menteri BUMN yang kedudukannya selaku pemegang saham dalam Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) pada persero berwenang untuk menangani urusan operasional/manajerial BUMN, termasuk untuk pengangkatan direksi berdasarkan keputusan Menteri BUMN.
- Menteri Keuangan sebagai pengelola kekayaan negara berwenang dalam kaitannya dengan jumlah modal pemerintah sebagai salah satu sumber pendanaan BUMN
- Kementerian ESDM berwenang untuk melakukan perumusan, penetapan dan pelaksanaan kebijakan di bidang energi dan sumber daya mineral.

104

Laporan Kontekstual 2015

Gambar 31 Hubungan antara Badan Usaha Milik Negara dan Pemerintah



Sumber: Scoping Study EY

Kewenangan Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS)

Berdasarkan UU BUMN No.19 / 2003 pasal 14, Menteri BUMN bertindak selaku RUPS dalam hal seluruh saham persero dimiliki oleh negara dan bertindak selaku pemegang saham pada persero dan perseroan terbatas dalam hal tidak seluruh sahamnya dimiliki oleh negara. Menteri BUMN sebagai pemilik saham membuat keputusan dalam RUPS mengenai:

- perubahan jumlah modal;
- perubahan anggaran dasar;
- rencana penggunaan laba;
- penggabungan, peleburan, pengambilalihan, pemisahan, serta pembubaran Persero;
- investasi dan pembiayaan jangka panjang;
- kerja sama persero;
- pembentukan anak perusahaan atau penyertaan;
- pengalihan aktiva.

Prosedur dan Mekanisme Penetapan Laba Ditahan dan Pembayaran Dividen

BUMN membayar dividen kepada pemerintah berdasarkan *Pay Out Ratio* (POR), yaitu persentase tertentu dari jumlah dividen yang dibagikan dibandingkan dengan laba bersih BUMN. Nilai POR tersebut ditentukan tiap tahun oleh Rapat Umum Pemegang Saham

(RUPS) sesuai dengan kemampuan finansial dan proyeksi kebutuhan modal BUMN di masa depan. Nilai POR juga dapat ditentukan berdasarkan usulan dari direksi, kebijakan pemerintah, usulan Komisi VI DPR RI dan negosiasi antara Kementerian BUMN dengan BUMN yang bersangkutan.

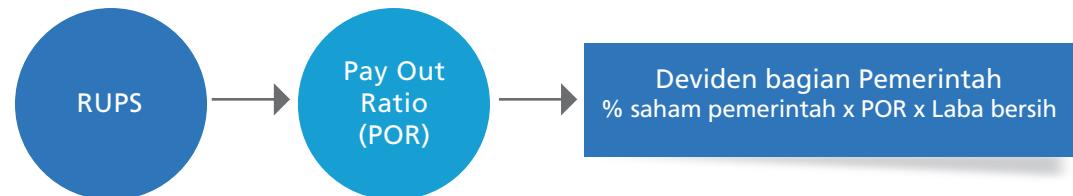
Sementara itu, UU 40/2007 tentang perseroan terbatas mengharuskan perusahaan untuk membentuk cadangan umum dari laba bersih sejumlah minimal 20% dari jumlah modal yang ditempatkan dan disetor penuh. Tidak ada batasan waktu untuk membentuk cadangan tersebut.

Dividen dibayar kepada pemerintah dalam rentang waktu satu bulan sejak dividen ditentukan pada saat RUPS. Dividen dari BUMN disetorkan ke rekening negara sesuai dengan peraturan Menteri Keuangan No. 5/PMK.02.2013.

Audit Laporan Keuangan BUMN tahun 2012-2013 oleh Auditor Independen

Keempat BUMN yang bergerak di industri ekstraktif pada tahun 2012-2013 telah diaudit oleh auditor independen. Publik dapat mengakses laporan keuangan BUMN tersebut pada masing-masing laman berikut ini:

Gambar 32 Mekanisme Pembayaran Dividen BUMN



Sumber: DJA, Postur APBN Indonesia

Tabel 27 Alamat Laman Laporan Keuangan BUMN Terkait Industri Ekstraktif

No	Nama Perusahaan	Terdaftar di Bursa Efek	Laman Laporan keuangan Audited
1	PT Pertamina (Persero)	Tidak terdaftar	http://www.pertamina.com
2	PT Aneka Tambang (Persero) Tbk	Terdaftar di Bursa Efek	http://www.antam.com
3	PT. Bukit Asam (Persero) Tbk	Terdaftar di Bursa Efek	http://ptba.co.id/id/investor
4	PT Timah (Persero) Tbk	Terdaftar di Bursa Efek	http://www.timah.com

7.2 PT Pertamina (Persero)

PT Pertamina (Persero) adalah hasil gabungan dari Perusahaan Pertamina dengan Permina yang terjadi pada tahun 1968. Kegiatan PT Pertamina (Persero) dalam menyelenggarakan usaha di bidang energi dan petrokimia, terbagi ke dalam sektor hulu dan hilir, serta ditunjang oleh kegiatan anak-anak perusahaan dan perusahaan patungan. Pada tahun 2003 akibat pelepasan tugas PT Pertamina (Persero) sebagai regulator industri migas hulu, berdasarkan PP 31/2003 PT Pertamina (Persero) menjadi perusahaan perseroan.

Pengusahaan migas baik di dalam dan luar negeri dan PT Pertamina (Persero) beroperasi baik melalui operasi sendiri maupun melalui beberapa pola kerja sama dengan mitra kerja yaitu Kerja Sama Operasi (KSO), *Joint Operation Body* (JOB), *Technical Assistance Contract* (TAC), dan *Indonesia Participating/Pertamina Participating Interest* (IP/PPI)

Pengusahaan minyak dan gas melalui operasi sendiri dilakukan di 5 (lima) Aset Pertamina EP (PEP), yaitu Aset 1 mencakup Wilayah Nanggroe Aceh Darussalam (NAD), Sumatera Utara dan Riau, Aset 2 (Sumatera Selatan), Aset 3 (Jawa Barat), Aset 4 (Jawa Tengah dan Jawa Timur) dan Aset 5 (Kalimantan dan Papua).

Untuk pengelolaan wilayah kerja, PT Pertamina Eksplorasi & Produksi (EP) menerapkan suatu pola pengoperasian sendiri (*own operation*) dan beberapa kerja sama kemitraan yakni 4 proyek

pengembangan Migas, 7 area *unitisasi*, dan 51 area kontrak kerjasama kemitraan terdiri dari 26 kontrak *Technical Assistance Contract* (TAC), 30 kontrak Kerja Sama Operasi (KSO). Jika dilihat dari rentang geografinya, PT Pertamina EP beroperasi hampir di seluruh wilayah Indonesia, dari Sabang sampai Merauke.

Sampai dengan akhir tahun 2013 jumlah kontrak pengusahaan migas bersama dengan mitra sebanyak 92 kontrak yang terdiri dari 6 JOB-EOR, 8 JOB-PSC, 26 TAC, 34 IP dan 2 PPI.

Kepemilikan saham

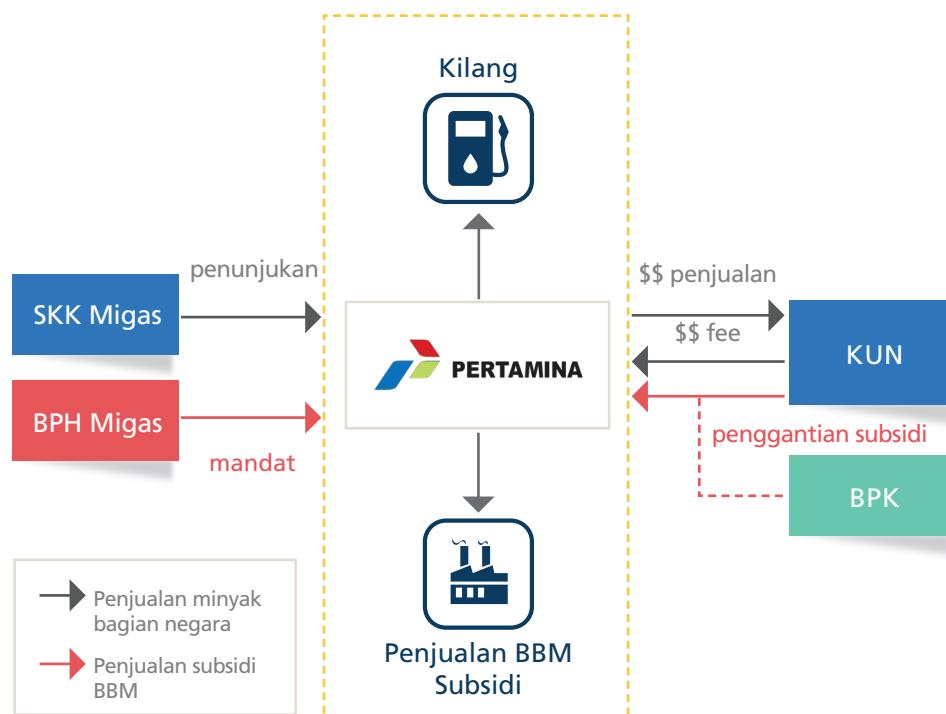
PT Pertamina (Persero) dimiliki 100% oleh Pemerintah Indonesia.

Dividen

PT Pertamina (Persero) termasuk anak-anak perusahaan, membayar dividen kepada pemerintah sebesar Rp 7.257 Miliar pada tahun 2012 yang berasal dari laba tahun 2011 dan sebesar Rp 7.795 Miliar pada tahun 2013 yang berasal dari laba tahun 2012.

Jaminan pinjaman dari Pemerintah dan Jaminan Pertamina untuk pinjaman Perusahaan lain

PT Pertamina (Persero) tidak memiliki jaminan pinjaman dari pemerintah dan juga tidak memberikan jaminan bagi perusahaan lain.

Gambar 33 Alur Kas Penjualan Minyak Bumi Bagian Pemerintah dan Subsidi BBM

107

Hubungan keuangan lainnya antara PT Pertamina (Persero) dan Pemerintah

Proses distribusi bahan bakar minyak (BBM) bersubsidi

Pemerintah melalui BPH Migas memberikan mandat kepada Pertamina untuk mendistribusikan BBM bersubsidi. Dalam mandat tersebut ditentukan jumlah kuota BBM subsidi yang ditetapkan dalam APBN/APBN-P. Untuk subsidi final, setiap tahun BPK

mengaudit Pertamina terhadap penggantian biaya subsidi BBM. Kemudian berdasarkan laporan pemeriksaan BPK tersebut, Pemerintah memberikan penggantian biaya subsidi final BBM kepada Pertamina.

Nilai realisasi subsidi yang dibayarkan oleh PT Pertamina (Persero).

Berikut nilai realisasi subsidi berbasis kas menurut PT Pertamina (Persero).

Tabel 28 Realisasi Subsidi BBM dan LPG 3Kg

No.	Produk	2012		2013	
		Volume	Miliar Rupiah	Volume	Miliar Rupiah
1	Premium (juta kilo liter)	28,11	103.808	29,27	98.777
2	Minyak Tanah (juta kilo liter)	1,18	6.634	1,11	6.911
3	Solar (juta kilo liter)	15,46	65.017	15,88	69.876
4	LPG 3 kg (metric ton)	3.905.405	29.818	4.402.958	36.727
Total			205.277		212.291

Sumber: PT Pertamina (Persero)

Jumlah penggantian biaya subsidi yang diterima oleh PT Pertamina (Persero) dari Pemerintah Indonesia

Dalam laporan arus kas Pertamina tahun 2013, Pertamina menerima kas dari pemerintah terkait subsidi dan imbalan jasa pemasaran sejumlah USD 18,4 miliar (atau Rp 171,9 triliun) pada tahun 2012 dan USD 21,5 miliar (atau Rp 224,7 triliun) pada tahun 2013.

Peran Pertamina dalam penjualan minyak mentah/kondesat bagian Pemerintah

Sesuai dengan PTK BP Migas mengenai penjualan minyak mentah/kondesat bagian negara, BP Migas dapat melakukan penunjukan langsung minyak mentah atau kondesat yang akan diolah oleh kilang dalam negeri. PT Pertamina (Persero) mendapatkan penunjukan langsung sebagai penjual minyak mentah/kondesat bagian negara untuk kebutuhan pasokan kilang dalam negeri berdasarkan keputusan Kepala BP Migas Nomor: KEP-0131/BPO0000/2012/S2 tanggal 8 Oktober 2012.

Lifting minyak bumi bagian pemerintah yang cocok dengan spesifikasinya akan dikirim ke kilang yang dioperasikan oleh PT Pertamina (Persero).

Pinjaman Pemerintah ke Pemerintah (Government to Government) yang diteruskan kepada Pertamina

Pinjaman Proyek Pembangunan Depot Pengisian Pesawat Udara (DPPU) Ngurah Rai

Pada tanggal 7 Mei 2007, pemerintah meneruskan pinjaman sebesar ¥1.172.872.837 (nilai penuh) yang diperoleh dari *Overseas Economic Cooperation Fund* (OECD) Jepang kepada perusahaan untuk

proyek pembangunan DPPU Ngurah Rai sesuai dengan perjanjian pinjaman tanggal 29 November 1994. Pinjaman tersebut harus dilunasi dalam 36 kali cicilan semesteran mulai Mei 2007 sampai dengan November 2024, dan dikenakan suku bunga 3,1% per tahun.

Pinjaman Proyek Pembangunan Panas Bumi Lumut Balai

Pada tanggal 29 Maret 2011 telah ditandatangani *Loan Agreement IP-557* antara Pemerintah Indonesia diwakili oleh Direktur Jenderal Pengelolaan Utang Kementerian Keuangan dengan JICA, dengan Perusahaan bertindak sebagai *Executing Agency* dan PGE sebagai *Implementing Agency*, dengan total pinjaman sebesar ¥26.966.000.000 (nilai penuh) untuk jangka waktu penarikan pinjaman delapan tahun sejak dinyatakan efektif.

Pelunasan pokok pinjaman dilakukan setiap setengah tahunan, setiap tanggal 20 Maret dan 20 September, dimulai tanggal 20 Maret 2021 sampai Maret 2051.

Publik dapat mengakses mengakses hubungan keuangan lainnya antara pemerintah dan Pertamina melalui laporan keuangan Pertamina yang tersedia di laman PT Pertamina (Persero).

Anak Perusahaan

Berdasarkan laporan keuangan tahun 2012 dan 2013, PT Pertamina (Persero) memiliki 22 anak perusahaan dan 11 perusahaan asosiasi (lihat Lampiran 5). Berikut ini daftar 5 anak perusahaan dan 1 perusahaan operasi bersama yang bergerak dalam bidang usaha eksplorasi dan produksi minyak dan gas yang beroperasi di wilayah Indonesia.

Tabel 29 Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan Asosiasi PT Pertamina (Persero)

No	Nama Perusahaan	Persentase Saham (2012)	Persentase Saham (2013)	Bidang Usaha
1	PT Pertamina Hulu Energi	100%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
2	PT Pertamina EP	99,99%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
3	PT Pertamina EP Cepu	99,00%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
4	PT Pertamina East Natuna	100%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
5	PT Pertamina EP Cepu alas dara dan Kemuning	-	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
6	Natuna 2 B.V	-	50%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas

Sumber: Laporan Keuangan Audit PT Pertamina (Persero) tahun 2013

109

Wilayah kerja (WK) yang dimiliki oleh Pertamina di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

PT Pertamina (Persero) memiliki WK dari anak perusahaan seperti:

- PT Pertamina EP berupa Kontrak Bantuan Teknis (KBT)/*Technical Assistance Contracts* (TAC) sejumlah 26 WK,
- Kontrak Kerja Sama Operasi (KSO) - *Operation Cooperation (OC) Contract* 30 WK,
- Kontrak Unitisasi/ *Unitisation Agreement* 7 WK.

Sedangkan WK dari anak perusahaan PHE yaitu:

- *Indonesian Participation Arrangements (IP)* ada 6 WK
- Kontrak Kerjasama setelah berlakunya Undang-Undang Migas No. 22 Tahun 2001, tentang minyak dan gas bumi 13 WK

- Kontrak Kerjasama setelah berlakunya Undang-Undang Migas No. 22 Tahun 2001, tentang minyak dan gas bumi, Gas dan Metana Barubara/ *Coal Bed Methane* ada 14 WK
- *Joint Operating Body-Production Sharing Contracts (JOB-PSC)* ada 8 WK
- PT Pertamina (Persero) *Participating Interests (PPI)* 2 WK,
- Kepemilikan kontrak minyak dan gas di luar negeri 2 WK

Daftar WK PT Pertamina (Persero) terdapat pada Lampiran 6.

Perubahan kepemilikan wilayah kerja di wilayah Indonesia selama tahun 2012 dan 2013

Tabel 30 adalah daftar akuisisi yang dilakukan oleh Pertamina di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013 yang tersedia dalam Laporan Tahunan Pertamina tahun 2012 dan 2013.

Tabel 30 Daftar Perubahan Kepemilikan Pertamina atas Wilayah Kerja Migas di Indonesia pada Tahun 2012 -2013

No	Nama Blok	Penjual	Participating Interest (%)	Nilai (dalam ribuan USD)	Catatan
2012					
1	Onshore North West Java	Talisman Resources (North West Java) Limited	5,0295%	39.000	-
2	Blok Ambalat, Blok Bukat, Blok Nunukan	Anadarko Offshore Holding Company LLC	Blok Ambalat (33.75%), Blok Bukat (33.75%), Blok Nunukan (35%)	49.025	Akuisisi saham Anadarko Offshore Holding Company LLC atas 100% kepemilikan saham pada Anadarko Indonesia Nunukan, Anadarko Ambalat Ltd., dan Anadarko Bukat Ltd..
2013					
1	Blok Siak Sumatera Tengah	Ditunjuk Pemerintah yang berasal dari kontrak bagi hasil Chevron yang habis masa kontraknya	100%	Ditunjuk Pemerintah	Berdasarkan surat MESDM no 8818/13
2	Blok Sumatra Tenggara (South East Sumatera)	Fortuna Resources (Sunda) Ltd, Talisman Resources (Bahamas) Ltd dan Talisman UK (Southeast Sumatra) Ltd	7,483%	Tidak ada informasi	-
3	Blok Babar Selaru	Inpex Corporation	15%	Tidak ada informasi	-
4	Blok Kalyani Sumatera Selatan	Eurorich Group Ltd	15%	Tidak ada informasi	-
5	Natuna Sea Blok A	Hess (Luxembourg) Exploration and Production Holding S.A R.L.	23%	328.072	Pembelian merupakan pembelian group PHE Oil and Gas dan PTTEP Netherlands Holding Cooperatie U.A. melalui akuisisi 100% (masing-masing 50%) saham Natuna 2 B.V.

Sumber: Laporan Tahunan Pertamina tahun 2012 dan tahun 2013.

Tanggung Jawab Sosial PT Pertamina (Persero)

Pengeluaran tanggung jawab sosial yang dilakukan oleh perusahaan diantaranya adalah tanggung jawab sosial perusahaan dan PKBL, untuk lebih lengkap informasi tersebut ada dalam laman resmi PT Pertamina (Persero) (<http://www.pertamina.com/social-responsibility>)

7.3 PT Aneka Tambang (Persero) Tbk

PT Aneka Tambang (Persero) Tbk didirikan sebagai Badan Usaha Milik Negara pada tahun 1968 melalui merger beberapa perusahaan pertambangan nasional dan proyek yang memproduksi komoditas tunggal. Pada tahun 1997 melakukan penawaran saham terbuka 35% dari total saham di Bursa Efek Indonesia. Pada tahun 1999, PT Aneka Tambang (Persero) Tbk mencatatkan sahamnya di Australia dengan status *foreign exempt entity* dan pada tahun 2002 status ini ditingkatkan menjadi ASX Listing yang memiliki ketentuan lebih ketat.

PT Aneka Tambang (Persero) Tbk merupakan perusahaan pertambangan yang terdiversifikasi dan terintegrasi secara vertikal yang berorientasi ekspor. Melalui wilayah operasi yang tersebar di seluruh Indonesia yang kaya akan bahan mineral, kegiatan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk mencakup eksplorasi, penambangan, pengolahan serta pemasaran dari komoditas bijih nikel, feronikel, emas, perak, bauksit dan batubara. Mengingat luasnya lahan konsesi pertambangan dan besarnya jumlah cadangan dan sumber daya yang dimiliki, PT Aneka Tambang (Persero) Tbk membentuk beberapa usaha patungan dengan mitra internasional untuk dapat memanfaatkan cadangan yang ada menjadi tambang yang menghasilkan keuntungan.

Kepemilikan

Tabel 31 Daftar Pemegang Saham PT.Aneka Tambang (Persero) Tbk

Pemegang Saham	Porsi Kepemilikan (%)
Pemerintah Indonesia	65%
Publik	35%

Sumber: Annual Report PT ANTAM (persero) Tbk 2012-2013

Pemerintah memiliki modal saham pada PT Aneka Tambang (Persero) Tbk sebesar Rp 620 miliar di 2012 dan 2013. Pemerintah juga memiliki saham Dwiwarna di PT Aneka Tambang (Persero) Tbk, yang memberikan pemerintah hak veto dalam menunjuk dan memberhentikan anggota dewan direksi dan komisaris, dalam menerbitkan saham baru dan dalam melakukan merger atau likuidasi PT Aneka Tambang (Persero) Tbk.

Laba ditahan dan Dividen

Tabel 32 Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk

Dividen dan laba ditahan	2012	2013
Dividen dibayar kepada pemegang saham	867 miliar	449 miliar
Dividen dibayar kepada Pemerintah	564 miliar	292 miliar
Dividen dibayar kepada Pemegang saham lain	303 miliar	157 miliar
Laba ditahan dicadangkan	8,75 triliun	11,3 triliun
Laba ditahan tidak dicadangkan	3 triliun	462 miliar

Sumber: Annual Report PT ANTAM (persero) Tbk 2012-2013

Jaminan pinjaman dari Pemerintah dan Jaminan PT Aneka Tambang (Persero) untuk pinjaman Perusahaan lain

PT Aneka Tambang (Persero) Tbk tidak memiliki jaminan pinjaman dari pemerintah dan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk tidak memberikan jaminan bagi perusahaan lain.

Anak Perusahaan

Menurut laporan keuangan tahunan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk tahun 2013, perusahaan mempunyai sejumlah anak perusahaan yang bergerak di bidang industri ekstraktif di bawah ini:

Tabel 33 Daftar Anak Perusahaan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk yang Bergerak di Bidang Industri Ekstraktif

No	Tipe kepemilikan	Perusahaan	Percentase saham (2012)	Percentase saham (2013)	Bidang Usaha
1	Pemilikan langsung	Indonesia Coal Resources	99,98%	99,98%	Eksplorasi dan operator tambang batubara
2	Pemilikan langsung	PT Antam Resourcindo	99,98%	99,98%	Eksplorasi dan operator tambang
3	Pemilikan langsung	PT International Mineral Capital	99,00%	99,00%	Pertambangan Mineral
4	Pemilikan langsung	PT GAG Naikel Indonesia	100%	100%	Eksplorasi dan operator tambang
5	Pemilikan langsung	PT Citra Tobindo Sukses Perkasa	100%	100%	Eksplorasi dan operator tambang batubara
6	Asosiasi	PT Nusa Halmahera Minerals	25%	25%	Pertambangan emas

Sumber: Annual Report PT ANTAM (Persero) Tbk 2012-2013

Daftar lengkap anak perusahaan dan perusahaan asosiasi PT Aneka Tambang (Persero) Tbk terdapat pada Lampiran 5.

Wilayah pertambangan yang dimiliki oleh PT Antam di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

Konsesi pertambangan yang dimiliki oleh PT Aneka Tambang (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013 dapat dilihat pada Lampiran 6.

Perubahan kepemilikan (akuisisi dan divestasi) pada tahun 2012 dan 2013

Tabel 34 adalah daftar akuisisi yang dilakukan oleh PT Aneka Tambang (Persero) di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013 berdasarkan Laporan Tahunan PT Aneka Tambang (Persero) tahun 2012 dan tahun 2013.

Tabel 34 Perubahan Kepemilikan Wilayah Pertambangan PT Timah (Persero) Tbk di Indonesia

Nama Perusahaan	Transaksi	Kepemilikan Saham	Harga	Catatan
2012				
PT Nusa Halmahera Minerals (Beroperasi pada tambang Gosowong di Maluku Utara)	Penambahan Investasi	Bertambah sebesar 7,5%, sehingga kepemilikan Perusahaan naik menjadi sebesar 25%.	AS\$130.000.000 dan tambahan pembayaran sebesar AS\$30.000.000 (imbalan kontinjensi), apabila terdapat tambahan sumberdaya emas (terkira dan/atau terukur) sebesar 1 juta ons sampai dengan tanggal 31 Desember 2017	Pada 31 Desember 2013 PT Aneka Tambang mengakui imbalan kontinjensi sebesar AS\$15.000.000

Sumber: Annual Report PT ANTAM (persero) Tbk 2012-2013

Berdasarkan laporan keuangan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk pada tahun 2012 dan 2013 terdapat adanya resiko pengurangan IUP dan Kuasa Pertambangan sebagai implikasi dari penataan IUP oleh pemerintah. Publik dapat mendapatkan informasi yang lengkap mengenai resiko ini dalam laporan keuangan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk pada laman <http://www.antam.com>.

Tanggung Jawab Sosial PT Aneka Tambang (Persero)

PT Aneka Tambang (Persero) Tbk melaksanakan Program Kemitraan dan Bina Lingkungan (PKBL) yang bertujuan untuk membantu pemerintah dalam melaksanakan pembangunan yang lebih merata serta meningkatkan kesejahteraan masyarakat.

Realisasi PKBL PT Aneka Tambang (Persero) Tbk pada tahun 2012 dan tahun 2013 sebagai berikut:

Tabel 35 Realisasi PKBL PT Aneka Tambang (Persero) Tbk

Dalam Miliar Rupiah

Aktifitas	Tahun	
	2012	2013
Hubungan Masyarakat	0	0
Pelayanan Masyarakat	0	0
Pemberdayaan Masyarakat	120	81
Pembangunan Infrastruktur	7	39
Lingkungan	0	0
TOTAL	127	120

Sumber: Formulir ORT PT ANTAM (persero) Tbk
2012-2013

Informasi yang lebih lengkap tentang kegiatan tanggung jawab sosial PT Aneka Tambang (Persero) Tbk dapat diakses pada laman www.antam.com/CSRActivities

7.4 PT. Bukit Asam (Persero) Tbk

Sejarah pertambangan batubara PT. Bukit Asam (Persero) Tbk di Tanjung Enim dimulai sejak zaman kolonial Belanda tahun 1919 dengan menggunakan metode penambangan terbuka (*open pit mining*) di wilayah operasi pertama, yaitu di Tambang Air Laya. Selanjutnya mulai 1923 perusahaan beroperasi dengan metode penambangan bawah tanah (*underground mining*) hingga 1940, sedangkan produksi untuk kepentingan komersial dimulai pada 1938. Seiring dengan berakhirnya kekuasaan kolonial Belanda di Indonesia status tambang menjadi pertambangan nasional. Pada 1950, Pemerintah RI kemudian mengesahkan pembentukan Perusahaan Negara Tambang Arang Bukit Asam (PN TABA).

Pada tahun 1981, PN TABA kemudian berubah status menjadi Perseroan Terbatas dengan nama PT Tambang Batubara Bukit Asam (Persero) Tbk. Dalam rangka meningkatkan pengembangan industri batubara di Indonesia, pada 1990 pemerintah menetapkan penggabungan Perum Tambang Batubara dengan perusahaan. Sesuai dengan program pengembangan ketahanan energi nasional, pada 1993 pemerintah menugaskan Perseroan untuk mengembangkan usaha briket batubara. Pada 23 Desember 2002, Perseroan mencatatkan diri sebagai perusahaan publik di Bursa Efek Indonesia dengan kode "PTBA".

Kepemilikan saham

Tabel 36 Daftar Pemegang Saham PT. Bukit Asam (Persero) Tbk

Pemegang Saham	Porsi Kepemilikan (%)
Pemerintah Indonesia	65,02%
Publik domestik	16,18%
Publik asing	18,8%

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT. Bukit Asam (Persero) Tbk tahun 2012-2013

Sebagai pemegang saham, Pemerintah juga memiliki saham Dwiwarna, yang menyediakan hak veto kepada Perusahaan. Pemerintah memiliki modal saham sekitar Rp 750 miliar.

Laba ditahan dan dividen

Tabel 37 Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk

Dividen dan laba ditahan	2012 (Rupiah)	2013 (Rupiah)
Dividen dibayar kepada pemegang saham	1.613 Milyar	1.595 Milyar
Dividen dibayar kepada Pemerintah	1.049 Milyar	1.079 Milyar
Dividen dibayar kepada Pemegang saham lain	564 Milyar	516 Milyar
Laba ditahan dicadangkan	1,1 Triliun	1,3 Triliun
Laba ditahan tidak dicadangkan	-	-

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT. Bukit Asam (Persero) Tbk tahun 2012-2013

Jaminan pinjaman dari Pemerintah dan Jaminan PT Bukit Asam untuk pinjaman Perusahaan lain

Pada tahun 2012 dan 2013 PT. Bukit Asam (Persero) Tbk, tidak mempunyai jaminan pinjaman kepada pemerintah dan tidak menjaminkan perusahaan kepada perusahaan lain.

Anak Perusahaan

Berdasarkan laporan keuangan tahun 2013, rincian anak perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk terkait industri ekstraktif adalah sebagai berikut:

Tabel 38 Anak Perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk Terkait Industri Ekstraktif

No	Perusahaan	Persentase kepemilikan (2012)	Persentase kepemilikan (2013)	Bidang Usaha
1	PT Batubara Bukit Kendi	75%	75%	Penambangan batubara
2	PT Bukit Asam Metana Ombilin	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
3	PT Bukit Asam Metana enim	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
4	PT Bukit Asam Metana Peranap	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
5	PT Bukit Asam Banko	65%	65%	Penambangan batubara
6	PT International Prima Coal	51%	51%	Penambangan batubara

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT. Bukit Asam (Persero) Tbk tahun 2012-2013

Daftar lengkap anak perusahaan dan perusahaan asosiasi PT. Bukit Asam (Persero) Tbk terdapat pada Lampiran 5.

Wilayah pertambangan yang dimiliki oleh PT Bukit Asam di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

Konsesi pertambangan yang dimiliki oleh PT. Bukit Asam (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013 dapat dilihat pada Lampiran 6.

Perubahan kepemilikan (akuisisi dan divestasi) pada tahun 2012 dan 2013

Pada periode tahun 2012 dan 2013 tidak ada perubahan kepemilikan atas wilayah pertambangan yang dimiliki PT. Bukit Asam (Persero) Tbk.

Tanggung Jawab Sosial PT. Bukit Asam (Persero) Tbk

Program CSR Perusahaan terdiri dari PKBL terdiri dari Program Pengembangan Masyarakat dan Program Pembangunan Daerah.

Realisasi Program CSR Perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk yang terintegrasi dalam Program Kemitraan dan Bina Lingkungan (PKBL) PT. Bukit Asam (Persero) Tbk tahun 2012 dan 2013 adalah:

Tabel 39 Realisasi Program CSR Perusahaan PT. Bukit Asam (Persero) Tbk

dalam Miliar Rupiah

Aktifitas	Tahun	
	2012	2013
Hubungan Masyarakat	0	0
Pelayanan Masyarakat	0	0
Pemberdayaan Masyarakat	87	26
Pembangunan Infrastruktur	39	44
Lingkungan	0	0
TOTAL	126	70

Sumber: Formulir ORT PT. Bukit Asam (Persero) Tbk tahun 2012-2013

Informasi yang lebih lengkap tentang kegiatan tanggung jawab sosial PT. Bukit Asam (Persero) dapat diakses pada laman <http://www.ptba.co.id/en/csr>

7.5 PT Timah (Persero) Tbk

PT Timah (Persero) Tbk didirikan pada tahun 1976 berkantor pusat di Pangkalpinang, Bangka dan telah menjadi perusahaan terbuka dan terdaftar di Bursa Efek Indonesia (BEI) sejak tahun 1995. PT Timah (Persero) Tbk merupakan produsen timah terbesar di Indonesia dan terintegrasi dalam operasi eksplorasi, pertambangan, pengolahan, pemurnian (*smelting*) dan pemasaran. Selain itu, PT Timah (Persero) Tbk merupakan eksportir terbesar timah di dunia yang berlokasi di Provinsi Bangka Belitung.

Wilayah izin usaha penambangan PT Timah (Persero) Tbk meliputi Provinsi Bangka Belitung dan Kepulauan Riau, dengan sejumlah operasi sekundernya berlokasi di Provinsi Kalimantan Selatan, Sulawesi Tenggara, Banten, dan DKI Jakarta.

Kepemilikan saham

Tabel 40 Daftar Pemegang Saham PT Timah (Persero) Tbk

Pemegang Saham	Porsi Kepemilikan (%)
Pemerintah Indonesia	65%
Publik	35%

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT Timah (Persero) Tbk tahun 2012 & 2013

Pemerintah memiliki saham Dwiwarna yang memungkinkan pemerintah untuk memiliki hak-hak istimewa dalam mengambil keputusan strategis. Saham yang dimiliki oleh pemerintah adalah sebesar 1,7 triliun pada 2012 yang kemudian nilainya meningkat menjadi Rp 1,9 triliun pada tahun 2013.

Laba ditahan dan dividen

Tabel 41 Pembayaran Dividen dan Laba Ditahan PT Timah (Persero) Tbk

Dividen dan laba ditahan	2012 (Rp)	2013 (Rp)
Dividen dibayar kepada pemegang saham	448,39 miliar	215,79 miliar
Dividen dibayar kepada Pemerintah	291,45 miliar	140,26 miliar
Dividen dibayar kepada Pemegang saham lain	156,94 miliar	75,53 miliar
Laba ditahan dicadangkan	3,74 triliun	3,95 triliun
Laba ditahan tidak dicadangkan	431,57 miliar	515,08 miliar

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT Timah (Persero) Tbk tahun 2012 & 2013

Jaminan pinjaman dari Pemerintah dan Jaminan PT Timah (Persero) untuk pinjaman Perusahaan lain

PT Timah (Persero) Tbk tidak mendapatkan jaminan pinjaman dari pemerintah dan PT Timah (Persero) Tbk tidak menjadi penjamin bagi perusahaan lain seperti tercantum dalam

laporan keuangan audited PT Timah (Persero) Tbk tahun 2013 yang telah diaudit.

Anak Perusahaan dan Assosiasi

Berdasarkan laporan keuangan tahun 2013, rincian anak perusahaan PT Timah (Persero) Tbk terkait industri ekstraktif adalah sebagai berikut:

Tabel 42 Anak Perusahaan PT Timah (Persero) Tbk Terkait Industri Ekstraktif

No	Perusahaan	Presentase Saham (2012)	Presentase Saham (2013)	Bidang Usaha
1	PT Tambang Timah	100%	100%	Pertambangan timah & mineral lainnya
2	PT Timah Investasi Mineral	99,9%	99,9%	Pertambangan mineral diluar timah & pemasaran batubara
3	PT Tanjung Alam Jaya	99,95%	99,95%	Pertambangan batubara
4	PT Kutaraja Tembaga Raya	100%	100%	Eksplorasi Mineral
5	PT Koba Tin	25%	25%	Pertambangan timah

Sumber: Laporan Keuangan Audited PT Timah (Persero) Tbk tahun 2012 & 2013

Daftar lengkap anak perusahaan dan perusahaan asosiasi PT Timah (Persero) Tbk terdapat pada Lampiran 6.

Wilayah pertambangan yang dimiliki oleh PT Timah di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

Konsesi pertambangan yang dimiliki oleh PT Timah (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013 dapat dilihat pada Lampiran 6.

Perubahan kepemilikan (akuisisi dan divestasi) pada tahun 2012 dan 2013

Pada periode tahun 2012 dan 2013 tidak ada perubahan kepemilikan atas wilayah pertambangan yang dimiliki PT. Timah (Persero) Tbk.

Tanggung Jawab Sosial PT Timah (Persero) Tbk

Salah satu wujud kepedulian PT Timah (Persero) Tbk terhadap lingkungan terutama di bidang sarana & prasarana, pendidikan, pelatihan, keagamaan dan olah raga serta program sosial lainnya yang dirangkum dalam satu Program Kemitraan dan Bina Lingkungan (PKBL) serta program Corporate Social Responsibility (CSR).

Realisasi PKBL PT Timah (Persero) Tbk tahun 2012 dan tahun 2013, yaitu:

Tabel 43 Realisasi PKBL PT Timah (Persero) Tbk dalam Miliar Rupiah

Aktifitas	Tahun	
	2012	2013
Hubungan Masyarakat	29	0
Pelayanan Masyarakat	1	0
Pemberdayaan Masyarakat	0	0
Pembangunan Infrastruktur	0	0
Lingkungan	0	0
TOTAL	30	0

Sumber: Formulir ORT PT Timah (Persero) Tbk tahun 2012 & 2013

Informasi yang lebih lengkap tentang kegiatan tanggung jawab sosial PT Timah (Persero) Tbk dapat diakses pada laman <http://www.timah.com/v3/ina/keberlanjutan/>

→ DAFTAR PUSTAKA

- BP. 2014. Statistical Review. <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/statistical-review-downloads.html>. 1 Mei 2015
- Badan Statistik Indonesia (BPS). 2014. *Statistik Pertambangan Non Minyak dan Gas Bumi 2010-2013*. Jakarta: BPS
- Badan Statistik Indonesia (BPS). 2014. *Statistik Pertambangan Minyak dan Gas Bumi 2009-2013*. Jakarta: BPS
- Badan Statistik Indonesia (BPS). 2013. *Analisa Komoditi Ekspor 2006-2012*. Jakarta : BPS
- Badan Statistik Indonesia (BPS).. 2014. *Statistik Indonesia 2014*. Jakarta: BPS
- Badan Statistik Indonesia (BPS). 2014. *Statistik Indonesia (Statistical Yearbook Indonesia) 2014*. Mei 2014. Jakarta: Katalog BPS
- Civil Society Coalition Against Mining Corruption. 2014. *Policy Brief: "Indonesia's Mining Sector; leaking revenues and clearing forests*
- CNN Indonesia. (2013). KPK Minta Menteri tertibkan Izin Usaha Lahan. Tersedia: <http://www.cnnindonesia.com/nasional/20141115003841-12-11650/kpk-minta-menteri-tertibkan-izin-usaha-lahan/>. [21 Juli 2015]
- Dewan Energy Nasional Republik Indonesia. 23 Desember 2014. *Outlook Energy Indonesia 2014*. Jakarta
- Devi B, Prayogo D. 2013. *Action Research report commissioned by the International Mining for Development Centre: IM4DC Action Research Report. March 2013*. Indonesia: Governance and Regulation; Community and Environmental Sustainability.
- Direktorat Jendral Mineral dan Batubara.. 2015. *Monitoring dan Evaluasi atas Hasil Koordinasi dan Supervisi Pertambangan Mineral dan Batubara Provinsi Maluku, Papua, dan Papua Barat*. 13 Mei 2015. Ambon: KESDM.
- Direktur Jendral Mineral dan Batubara. Bahan pada *Indonesia Mining Outlook 2015*. 2014. *Kebijakan Mineral dan Batubara*. 28 Januari 2014. Jakarta: KESDM.
- Directorate General of Mineral and Coal. *Indonesia Mineral and Coal Information 2013*. 2013. Jakarta: Ditjen Minerba
- Directorate General of Mineral and Coal. *Indonesia Mineral and Coal Information 2014*. 2014. Jakarta: Ditjen Minerba
- Direktorat Jendral Mineral dan Batubara. 2015. Harga Batubara Acuan (HBA) & Harga Patokan Batubara (HPB).
- EITI International Secretariat. 2015. The EITI Standard. <https://eiti.org/document/standard>. 4 Mei 2015
- Ernst & Young. 2015. Scoping Study on The Reconciliation of Oil, Gas, and Mining Financial Flows for the year of 2012-2013. <http://eiti.ekon.go.id/en/scoping-2012-2013/>. 1 Juni 2015
- Indonesia-Investments. Batubara. <http://www.indonesia-investments.com/id/bisnis/komoditas/batu-baru/item236>. 1 Mei 2015
- KAP Gideon Adi dan Rekan. 2014. *Laporan Rekonsiliasi EITI Indonesia Sektor Migas Tahun 2010-2011* oleh. Jakarta: EITI Indonesia.
- KAP Gideon Adi dan Rekan. 2014. *Laporan Rekonsiliasi EITI Indonesia Sektor Minerba Tahun 2010-2011* oleh. Jakarta: EITI Indonesia.
- Kementerian ESDM Republik Indonesia. 2015. *Rencana Kerja Kementerian ESDM 2015-2019*. Jakarta: Kementerian ESDM Republik Indonesia.
- Kementerian Koordinator Perekonomian Republik Indonesia. 2015. *Kontrak Penunjukan Independent Administrator, Appendix A:Term of Reference*.
- Kementerian Keuangan Republik Indonesia. 2013. *Laporan Keuangan Pemerintah Pusat Tahun 2012*. <http://www.kemenkeu.go.id/Page/laporan-keuangan-Pemerintah-pusat>. 17 April 2015
- Kementerian Keuangan Republik Indonesia. 2014. *Laporan Keuangan Pemerintah Pusat Tahun 2013*. <http://www.kemenkeu.go.id/Page/laporan-keuangan-Pemerintah-pusat>. 17 April 2015
- Kementerian ESDM. Rapat Kerja Kementerian Perindustrian Tahun 2014. *Arah Kebijakan Alokasi Sumberdaya Mineral & Batubara untuk Kebutuhan Bahan Baku Sebagai Substitusi Impor*.
- Konferensi Nasional Pencegahan Korupsi 2014. *Perbaikan Tata Kelola dan Transparasi untuk Mewujudkan Optimalisasi Penerimaan Negara Sektor ESDM*. 2 Desember 2014. Jakarta: KESDM.
- Kuo, Chin S. 2014. The Mineral Industry of Indonesia. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/country/2012/myb3-2012-id.pdf>. 20 Mei 2015
- SKK Migas, foto-foto kegiatan migas
- IMA (Indonesia Mining Association), foto-foto kegiatan minerba

- Komisi Pemberantasan Korupsi (KPK). (2013). *Korsup Minerba KPK Cabut 400 IUP*. Tersedia: <http://kpk.go.id/id/berita/berita-sub/2228-korsup-minerba-kpk-cabut-400-iup>. [27 Agustus 2015]
- Lubiantara, Benny. 2012. *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta: Grasindo.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. Maret 2013. *Laporan Akuntabilitas Kinerja Pemerintah (LAKIP) tahun 2012*. Jakarta
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. Maret 2014. *Laporan Akuntabilitas Kinerja Pemerintah (LAKIP) tahun 2014*. Jakarta
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. 2015. *Rencana Strategis Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral 2015-2019*. Jakarta
- Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia. 15 April 2015. *Presentation material: Indonesia's Effort In Maintaining Sustainable Mineral Development*. Geneva: Directorate General of Mineral and Coal.
- Menteri ESDM Paparkan Draf Revisi UU Migas. 10 April 2015. <http://www2.esdm.go.id/berita/migas/40-migas/7219-menteri-esdm-paparkan-draf-revisi-uu-migas.html?tmpl=component&print=1&page=1>. 10 Agustus 2015
- Musrenbang Rencana Kerja Pembangunan Daerah Prov. Kalimantan Timur. 2015. *Kebijakan Keuangan Daerah dan Transfer ke Daerah, Dana Desa, Dana Dekonsentrasi dan Tugas Pembantuan Tahun Anggaran 2016*. Jakarta: Kementerian Keuangan Republik Indonesia.
- Naresworo, Satyo. 2014. *Koordinasi dan Supervisi Pengelolaan Pertambangan Mineral dan Batubara di 12 Provinsi di Indonesia*. Warta Minerba Majalah Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara.
- Nasir, Abdul. 2013. *Sejarah Sistem Fiskal Migas Indonesia*. Jakarta: Grasindo
- Petromindo. 2015. Oil, Gas & Electricity Asia:Vol. 49.
- Petromindo. 2015. *Indonesian Coal Book 2014/2015*. Jakarta:Petromindo
- Petromindo. 2015. *Indonesia Minerals Book 2014/2015*. Jakarta:Petromindo
- Petromindo. 2015. *Indonesia Oil and Gas Book 2014/2015*. Jakarta:Petromindo
- PT Vale Indonesia Tbk. 2014. *UU Minerba: Mengejar Nilai Tambang*. April 2014. Internal Magazine: Halo Vale.
- PWC. 2014. *Oil and Gas in Indonesia – Tax & Investment Guide 2014*. Jakarta:PWC
- PWC. 2014. *Mining in Indonesia – Investment and Taxation Guide 2014 – 6th Edition*. Jakarta:PWC
- Rajah & Tan LLP. 2012. *New Divestment Requirement for the Indonesian Mining Industry. Client Update, April 2012*. Rajah & Tann LLP.
- Rourke, Kevin. 10 April 2015. *Reformasi Weekly Review*.
- SKK Migas. Laporan Tahunan 2012. http://www.skkMigas.go.id/wp-content/uploads/2013/06/SKK_Migas_Annual_Report_2013.pdf. 24 Mei 2015
- SKK Migas. Laporan Tahunan 2013. <http://www.skkMigas.go.id/wp-content/uploads/2013/06/FINAL-ENGLISH-ANNUAL-REPORT.pdf>. 24 Mei 2015
- Sujatmiko. 2015. *Indonesia's Effort in Maintaining Sustainable Mineral Development: Seventh Multi-year Expert Meeting on Commodities and Development*. 15-16 April 2015. Geneva: KESDM.
- USGS. 2014. Commodity Statistics and Information. <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/>. 20 Mei 2015
- Prihandayani E. 2014. *Indonesia Energy Policy: Ministry of Energy and Minerals Resources*. Agustus 2014. Indonesia: Bureau. Setiabudi BT. 2014. *Indonesia Coal Mining Policy: Regulation and Limiting Indonesian Production*. 12 November 2014. Tokyo: Jogmec. 27 hal.
- Pusdatin ESDM. 2013. *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2013*. November 2013. Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia, Cetakan ke-2.
- Pusdatin ESDM. 2014. *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2014*. November 2014. Jakarta: Ministry of Energy and Mineral Resources Republic of Indonesia.
- World Bank Group. 2015. *Doing Business 2015 going Beyound Efficiency: Comparing Business Regulations for Domestic Firms in 189 Economics*. 12th Edition. Washington DC: A World Bank Group Flagship Report.

→ DAFTAR KATA

Ajudikasi adalah proses penyelesaian perkara atau sengketa di pengadilan

Badan Usaha (BU) adalah perusahaan berbentuk badan hukum yang menjalankan jenis usaha bersifat tetap, terus-menerus dan didirikan dan berkedudukan di wilayah Indonesia

Badan Usaha Tetap (BUT) adalah badan usaha yang didirikan dan berbadan hukum di luar Indonesia yang melakukan kegiatan di wilayah Indonesia.

Barel (Barrel) adalah satuan ukur volume cairan yang biasa dipakai dalam perminyakan; satu barel kira-kira 159 liter

Barel minyak per hari (Barrel Oil per Day - bopd) adalah jumlah barel minyak per hari yang diproduksi oleh sumur, lapangan, atau perusahaan minyak

Cadangan (Reserve) adalah endapan mineral yang telah diketahui ukuran, bentuk, sebaran, kuantitas dan kualitasnya dan yang secara ekonomis, teknis, hukum, lingkungan dan sosial dapat ditambang pada saat perhitungan dilakukan.

Cadangan Terbukti adalah minyak dan gas bumi yang diperkirakan dapat diproduksi dari suatu reservoar yang ukurannya sudah ditentukan dan meyakinkan sehingga eksplorasi dapat dilakukan secara ekonomik.

Cadangan Terkira (Probable Reserve) adalah sumber daya mineral terunjuk dan sebagian sumberdaya mineral terukur yang tingkat keyakinan geologinya masih lebih rendah, yang berdasarkan studi kelayakan penambangan semua faktor yang terkait telah terpenuhi, sehingga penambangan dapat dilakukan secara ekonomik.

Cadangan Potensial adalah minyak dan gas bumi yang diperkirakan terdapat dalam suatu reservoar.

Earmarking dalam konteks pengelolaan keuangan publik berarti suatu kondisi dimana sumber pendapatan negara tertentu dialokasikan untuk kegiatan atau pelayanan publik tertentu

Eksplorasi adalah kegiatan yang bertujuan memperoleh informasi mengenai kondisi geologi untuk menemukan dan memperoleh perkiraan cadangan Minyak dan Gas Bumi di Wilayah Kerja yang ditentukan

Eksplorasi Rinci (Detailed Exploration) adalah tahap eksplorasi untuk mendeliniasi secara rinci dalam 3-dimensi terhadap endapan mineral yang telah diketahui dari pencontohan singkapan, paritan, lubang bor, shafts dan terowongan. Jarak pencontohan sedemikian rapat sehingga ukuran,

bentuk, sebaran, kuantitas dan kualitas dan ciri-ciri yang lain dari endapan mineral tersebut dapat ditentukan dengan tingkat ketelitian yang tinggi. Uji pengolahan dari pencontohan ruah (bulk sampling) mungkin di perlukan.

Eksplorasi adalah rangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menghasilkan Minyak dan Gas Bumi dari Wilayah Kerja yang ditentukan, yang terdiri atas pengeboran dan penyelesaian sumur, pembangunan sarana pengangkutan, penyimpanan, dan pengolahan untuk pemisahan dan pemurnian Minyak dan Gas Bumi di lapangan serta kegiatan lain yang mendukungnya

Energi Baru adalah energi yang berasal dari sumber energi baru

Energi Terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan.

Energi Final adalah energi yang langsung dapat dikonsumsi oleh pengguna akhir.

Energi Primer adalah energi yang diberikan oleh alam dan belum mengalami proses pengolahan lebih lanjut.

Gas Bumi (Natural Gas): Semua jenis hidrokarbon berupa gas yang dihasilkan dari sumur; mencakup gas tambang basah, gas kering, gas pipa selubung, gas residu setelah ekstraksi hidrokarbon cair dan gas basah, dan gas nonhidrokarbon yang tercampur di dalamnya secara alamiah.

Geodatabase merupakan sebuah database yang menyimpan, mengelola suatu data, informasi geografis dan data keruangan lainnya.

Georeferensi merupakan prosedur awal yang harus dilakukan pada data-data mentah, status tergeoreferensi mempunyai arti sudah berada pada posisi yang tepat di permukaan bumi, sesuai dengan sistem koordinat yang digunakan.

Hutan konservasi adalah kawasan hutan yang berfungsi untuk pengawetan keanekaragaman tumbuhan dan satwa serta ekosistemnya.

Hutan lindung adalah kawasan hutan yang mempunyai fungsi pokok sebagai perlindungan sistem penyanga kehidupan untuk mengatur tata air, mencegah banjir, mengendalikan erosi, mencegah intrusi air laut, dan memelihara kesuburan tanah.

Hutan produksi adalah kawasan hutan yang mempunyai fungsi pokok memproduksi hasil hutan.

Industri Ekstraktif adalah segala kegiatan yang mengambil sumber daya alam yang langsung dari perut bumi berupa mineral, batubara, minyak bumi dan gas bumi.

Informasi Publik adalah informasi yang dihasilkan, disimpan, dikelola, dikirim, dan/atau diterima oleh suatu badan publik yang berkaitan dengan penyelenggara dan penyelenggaraan negara dan/atau penyelenggara dan penyelenggaraan badan publik lainnya yang sesuai dengan Undang-Undang ini serta informasi lain yang berkaitan dengan kepentingan publik.

Komisi Informasi adalah lembaga mandiri yang berfungsi menjalankan UU 17/2008 dan peraturan pelaksanaannya, menetapkan petunjuk teknis standar layanan informasi publik dan menyelesaikan sengketa informasi publik melalui mediasi dan/atau ajudikasi nonlitigasi.

Komitmen pasti (Firm commitment) adalah rencana kerja/anggaran kontraktor sesuai dengan kontrak PSC untuk tiga tahun pertama masa eksplorasi

Kondensat (Condensate) adalah 1) Hidrokarbon yang pada tekanan dan suhu reservoir berupa gas tetapi 2) Produk cair yang keluar dari pengembunan, 3) Campuran hidrokarbon ringan yang dihasilkan sebagai produk cair pada unit daur ulang gas dengan cara ekspansi dan pendinginan menjadi cair sewaktu diproduksikan

Konsesi adalah pemberian hak, izin, atau tanah oleh pemerintah, perusahaan, individu, atau entitas legal lain.

Lifting adalah sejumlah minyak mentah dan/atau gas bumi yang dijual atau dibagi di titik penyerahan (*custody transfer point*).

LNG (Liquefied Natural Gas) adalah gas yang terdiri atas metana yang dicairkan pada suhu sangat rendah (-160°C) dan dipertahankan dalam keadaan cair untuk mempermudah transportasi dan penimbunan.

Minyak Bumi (Crude Oil) adalah Campuran berbagai hidrokarbon yang terdapat dalam fase cair dalam *reservoir* di bawah permukaan tanah dan yang tetap cair pada tekanan atmosfer setelah melalui fasilitas pemisah di atas permukaan

MTPA. Metric tonnes per annum, adalah satuan unit untuk mengukur produksi atau kapasitas LNG

Planned on Development (POD) adalah rencana pengembangan lapangan dalam suatu wilayah kerja yang wajib mendapatkan persetujuan dari Menteri ESDM berdasarkan pertimbangan SKK Migas setelah berkonsultasi dengan Pemerintah Daerah.

Program Legislasi Nasional (Prolegnas) adalah instrumen perencanaan program pembentukan

Undang-Undang secara berencana, terpadu dan sistematis oleh DPR dan Pemerintah

Quasi fiscal expenditures adalah biaya yang dikeluarkan oleh Perusahaan baik BUMN maupun swasta atas arahan Pemerintah yang pada umumnya biaya tersebut dikeluarkan lebih rendah dari harga pasar.

Reserves replacement ratio (RRR) adalah rasio yang dihitung dari penambahan cadangan terbukti dan dibandingkan dengan volume produksi minyak dan gas bumi pada tahun yang sama.

Saham Dwiwarna adalah saham yang dimiliki oleh pemegang saham istimewa (*golden share*) yang mempunyai hak lebih dibandingkan dengan pemegang saham lainnya. Hak lebih itu terutama dalam proses penunjukan direksi Perusahaan. Di dalam hukum pasar modal Indonesia, saham ini dimiliki oleh Pemerintah Indonesia dengan jumlah satu buah

Scoping study EY adalah laporan Ernst & Young dalam rangka membuat ruang lingkup pembahasan sebagai dasar pembuatan laporan EITI 2012 -2013

Studi bersama (Joint Study) adalah kegiatan yang dilakukan bersama antara BU atau BUT dengan Ditjen Migas dalam rangka penawaran langsung wilayah kerja dengan melakukan inventarisasi, pengolahan dan evaluasi Data untuk mengetahui potensi Minyak dan Gas Burni

Sumber Daya Mineral (Mineral Resource) adalah endapan mineral yang diharapkan dapat dimanfaatkan secara nyata. Sumber daya mineral dengan keyakinan geologi tertentu dapat berubah menjadi cadangan setelah dilakukan pengkajian kelayakan tambang dan memenuhi kriteria layak tambang.

Sumur eksplorasi (wildcat well) merupakan sumur yang dibor pertama kali untuk menentukan keterdapatannya minyak dan gas pada lokasi yang masih baru.

Wilayah Pertambangan Negara (WPN) adalah sebagian Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia yang dicadangkan untuk kepentingan strategis nasional setelah melalui proses Penyelidikan Umum dan/atau eksplorasi.

Wilayah Kerja adalah daerah tertentu di dalam Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia untuk pelaksanaan Eksplorasi dan Eksloitasi

Wilayah Terbuka adalah Sagian dari Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia yang belum ditetapkan sebagai Wilayah Kerja.

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

Lampiran 1: Daftar Penawaran Lelang Wilayah Kerja Dan Pemenang Lelang

Tahun 2012

No	Wilayah Kerja	Offshore/Onshore	Lokasi	Nama Pemenang Lelang
2012 - Konvensional Tahap I (Maret 2012 – September 2012)				
Penawaran Lelang				
1	East Sokang	Offshore	Natuna Timur	PT Equator Energy
2	West Pelikan	Offshore	Natuna Barat	Tidak ada pemenang
3	South Sampang	Onshore/Offshore	Jawa Timur	Tidak ada pemenang
4	Offshore SE Mangkalihat	Offshore	Kalimantan Timur	Tidak ada pemenang
5	East Aru	Offshore	Maluku	Tidak ada pemenang
Penawaran Langsung				
1	Bireun Sigli	Onshore	NAD	PT Aceh Energy*
2	Bohorok	Onshore	Sumatera Utara	Bukit Energy Bohorok Pte Ltd - NZOG Bohorok Pty Ltd - Surya Buana Lestarijaya Bohorok Inc
3	Mahato	Onshore	Riau dan Sumatera Utara	Texcal Mahato EP Ltd - Bukit Energy Central Sumatra (Mahato) Pte Ltd - Central Sumatra Energy Mahato Ltd
4	Bukit Batu	Onshore	Riau	PT Geo Bukit Batu
5	South Lirik	Onshore	Riau, Jambi, Sumatera Barat	Indrillco South Lirik Ltd - Texcal South Lirik Ltd - Central Sumatra Energy South Lirik Ltd
6	Bengkulu I - Mentawai	Offshore	Bengkulu	Total E&P Indonesia Mentawai B.V
7	Palangkaraya	Onshore	Kalimantan Tengah	Petcon Borneo Limited
8	Babai	Onshore	Kalimantan Tengah	KE Babai Tanjung Limited
9	Telen	Offshore	Selat Makasar	Total E&P Indonesia Telen B.V
10	East Sepinggan	Offshore	Selat Makasar	ENI East Sepinggan Limited
11	Aru	Offshore	Papua Barat	Niko Resources (Aru) Limited - Statoil Indonesia Aru AS
12	Udan Emas	Onshore	Papua Barat	Kris Energy (Udan Emas) B.V.
13	Marlin	Offshore	East Natuna	Belum diumumkan pemenangnya**
14	Tatihi	Offshore	Maluku	Tidak ada pemenang
2012 - Konvensional Tahap II				
Penawaran Lelang				
1	Bengara II	Onshore/Offshore	Kalimantan Timur	PT Baradinamika Citra Lestari
2	Seringapatam I	Offshore	NTT	PT Equator Energy
3	North East Sepanjang	Offshore	Jawa Timur	tidak ada pemenang ***
4	Seringapatam II	Offshore	NTT	tidak ada pemenang ***
5	West Asri	Offshore	Lampung	Tidak ada pemenang
6	Masalima	Offshore	Makasar Strait	Tidak ada pemenang
7	Wanapiri	Onshore/Offshore	Papua	Tidak ada pemenang

No	Wilayah Kerja	Offshore/Onshore	Lokasi	Nama Pemenang Lelang
Penawaran Langsung				
1	Merangin III	Onshore	Sumatera Selatan	Cooper Energy Merangin III Ltd.
2	Airsugihan	Onshore	Sumatera Selatan	PT Bintang Berlian Air Sugihan
3	Bima Sakti	Onshore	Lampung	PT Bima Sakti Energi Indonesia
4	West Tuna	Offshore	Natuna	Premier Oil West Tuna Ltd. ***
5	Offshore North X-Ray	Offshore	Laut Jawa	Conrad Petroleum (V) Ltd
6	Sanggau	Onshore	Kalimantan Barat	PT Bintang Berlian Sanggau
7	Mendawai	Onshore	Kalimantan Tengah	Challedon Services Ltd
8	Kahayan	Onshore	Kalimantan Tengah-Selatan	PT. Mandiri Mahesa Energi
9	West Bangkanai	Onshore	Kalimantan Tengah-Timur	Salamander Energy (West Bangkanai) Limited
10	North East Tanjung	Onshore	Kalimantan Timur	PT Anugrah Trimata Kaltim Energi
11	North East Bangkanai	Onshore	Kalimantan Timur	Salamander Energy (North East Bangkanai) Limited
12	Offshore Mangkalihat	Offshore	Kalimantan Timur	Samudra Energy Mangkalihat Limited - Caelus Energy Mangkalihat Pte.Ltd
13	Central Mahakam	Offshore	Kalimantan Timur	PT Percie Mahakam Petroleum
14	West Sebuku	Offshore	Makassar Strait	Konsorsium MP Indonesia (West Sebuku) Limited -Inpex West Sebuku Ltd
15	South Tanjung	Onshore	Kalimantan Tengah-Selatan	tidak ada pemenang***
16	West Misool	Offshore	Papua Barat	tidak ada pemenang
2012 - Non - Konvensional				
Penawaran Lelang				
1	GMB Air Ogan I		Sumatera Selatan	Tidak ada pemenang
2	GMB Air Ogan II		Sumatera Selatan	Tidak ada pemenang
3	GMB Melak Mendung II		Kalimantan Timur	Tidak ada pemenang
Penawaran Langsung				
1	GMB Bontang Bengalon		Kalimantan Timur	Dart Energy International PTE. Ltd.
2	GMB Belawa		Kalimantan Selatan	PT Belawa Energi Utama
3	GMB Sekayu II		Sumatera Selatan	Ephindo Sekayu 2 Inc. - Star Energy CBM (Sekayu) Ltd.
4	GMB Kuala Kapuas I		Kalimantan Selatan	CBM Asia Dev. Corp. - PT. Tranaco Utama
5	GMB Barito		Kalimantan Selatan	Tidak ada
6	MNK Sumbagut		Sumatera Utara	PT PHE MNK Sumbagut

Catatan:

*) Pada saat itu ada masalah internal dengan Pemerintah Aceh. Pasca terbitnya PP 23/2015 , akan dibahas kembali tindak lanjutnya

**) Masih ada dispute tumpang tindih tentang wilayah Marlin dengan area pengembangan lapangan East Natuna (ex Natuna D Alpha)

***) Peserta Lelang tidak memenuhi syarat

****) Dibatalkan, pemenang Lelang tidak bersedia menandatangan KKS / tidak sepakat draft KKS/ tidak menyerahkan jaminan pelaksanaan

Tahun 2013

No	Wilayah Kerja	Offshore/Onshore	Lokasi	Nama Pemenang Lelang
2013 - Konvensional				
Penawaran Lelang				
1	East Seringapatam	Offshore	NTT	tidak ada pemenang
2	East Abadi	Offshore	Maluku	tidak ada pemenang
Penawaran Langsung				
1	Palmerah Baru	Onshore	Sumatera Selatan & Jambi	Konsorsium Bukit Energy Palmerah Baru Pte.Ltd - NZOG Palmerah Baru Pty Ltd – PT Surya Selaras Sejahtera
2	Sakti	Offshore	Jawa Tengah & Jawa Timur	KrisEnergy (Sakti) B.V. - PT Golden Heaven Jaya
3	North East Madura VI	Offshore	Jawa Timur	Golden Code Commercial Ltd
4	Anugerah	Offshore	Jawa Timur	Husky Anugerah Limited
5	East Bontang	Onshore/Offshore	Kalimantan Timur	PT. Innovare Gas *
6	North Madura II	Offshore	Jawa Timur	tidak ada pemenang
7	North Adang	Offshore	Makassar Strait	tidak ada pemenang
8	South Sulawesi I	Offshore	Sulawesi Barat & Selatan	tidak ada pemenang
9	South Sulawesi II	Offshore	Sulawesi Selatan	tidak ada pemenang
10	South East Sulawesi I	Offshore	Sulawesi Tenggara & Tengah	tidak ada pemenang
11	South East Sulawesi II	Offshore	Sulawesi Tenggara	tidak ada pemenang
12	West Abadi	Offshore	Maluku	tidak ada pemenang
13	Yamdena	Offshore	Maluku	tidak ada pemenang
14	South Aru	Offshore	Maluku	tidak ada pemenang
15	Bird's Head	Offshore	Papua Barat	tidak ada pemenang
16	Merauke	Onshore	Papua	tidak ada pemenang **
2013 - Non Konvensional (Shale Gas)				
Penawaran Langsung				
1	Kisaran		Sumatera Utara	Pacific Oil & Gas (Kisaran) Ltd. - Bukit Energy Central Sumatera Pte. Ltd. - New Zealand Oil & Gas Ltd.
2	West Tanjung		Kalimantan Tengah	Tidak ada pemenang

Catatan:

*) Dibatalkan, Jaminan penawaran pemenang lelang tidak dapat dicairkan

**) Peserta lelang tidak memenuhi syarat

Sumber: Sub Dit Pengembangan WK Migas Konvensional, Direktorat Pembinaan Usaha Hulu Migas, Ditjen Migas

Lampiran 2: Rekapitulasi Persetujuan Pengalihan *Participating Interest* Wilayah Kerja Migas

Tahun 2012

No.	Tanggal	Wilayah Kerja	Operator	Komposisi Sebelum Pengalihan <i>Interest</i>	Komposisi Sesudah Pengalihan <i>Interest</i>
1	12-Jan-12	Rangkas	Lundin Rangkas BV	Lundin Rangkas BV 51% Camarvon Petroleum (Indonesia) Pty Ltd 25% Tap Energy (Rangkas) Pty Ltd 24%	Lundin Rangkas BV 67% Camarvon Petroleum (Indonesia) Pty Ltd 33%
2	12-Jan-12	Krueng Mahe	Eni Krueng Mane Limited	Eni Krueng Mane Limited 75% KG Krueng Mane Ltd 15% MC Krueng Mane Limited 10%	Eni Krueng Mane Limited 85% KG Krueng Mane Ltd 15%
3	21-Feb-12	GMB Indragiri Hulu	PT Samantaka Mineral Prima	PT Samantaka Mineral Utama 100%	PT Samantaka Mineral Utama 51% CBM Asia Hulu Ltd 49%
4	21-Feb-12	GMB Bentian Besar	PT Ridlatama Mining Utama	PT Ridlatama Mining Utama 100%	PT Ridlatama Mineral Utama 51% CBM Asia Hulu Ltd 49%
5	24-Apr-12	Kofiau	Niko Resources (Kofiau) Limited	Niko Resources (Kofiau) Limited 51% Black Gold Kofiau LLC 49%	Niko Resources (Kofiau) Limited 47,5% Black Gold Kofiau LLC 10% Hess (Indonesia – IV) Limited 42,5%
6	30-Apr-12	Blora	PT Sele Raya Energi	PT Sele Raya Energi 100%	PT Sele Raya Energi 75% Bumi Energy Blora Ltd 25%
7	24-May-12	South Madura	South Madura Exploration Company Ltd	PT Eksindo South Madura 10% South Madura Exploration Company Ltd 30% AED South Madura BV 60%	PT Eksindo South Madura 10% South Madura Exploration Company Ltd 90%
8	11-Jun-12	GMB Kutai II	Ephindo	Ephindo Kutai North Inc 92% PT Resources Alam Energi 8%	Ephindo Kutai North Inc 73,6% PT Resources Alam Energi 8% Total E&P Indonesia GMB Kutai II 18,4%
9	14-Jun-12	GMB Ogan Komering	PT Ogan Interior Gas	PT Ogan Interior Gas 100%	PT Ogan Interior Gas 90% Santos OIG Pty Ltd 10%
10	14-Jun-12	GMB Ogan Komering II	PT East Ogan Methane	PT East Ogan Methane 100%	PT East Ogan Methane 90% Santos OIG Pty Ltd 10%
11	31-Jul-12	GMB Barito Banjar II	(Banjar II CBM) Limited	PT Barito Basin Gas ExxonMobil Exploration and Production Indonesia 51% (Banjar II CBM) Limited 49%	PT Barito Basin Gas ExxonMobil Exploration and Production Indonesia 25% (Banjar II CBM) Limited 75%
12	31-Jul-12	GMB Barito Banjar I	(Banjar I CBM) Limited	PT Indobarambai Gas Methan ExxonMobil Exploration and Production Indonesia 51% (Banjar I CBM) Limited 49%	PT Indobarambai Gas Methan ExxonMobil and Production Indonesia 25% (Banjar I CBM) Limited 75%

Lampiran

No.	Tanggal	Wilayah Kerja	Operator	Komposisi Sebelum Pengalihan <i>Interest</i>	Komposisi Sesudah Pengalihan <i>Interest</i>
13	10-Aug-12	Boney Bay	Black Gold Ventures LLC	Marathon Indonesia (Bone Bay) Limited 55% Black Gold Ventures LLC 45%	Black Gold Ventures LLC 100%
14	10-Aug-12	Kumawa	Black Gold Kumawa LLC	Marathon Indonesia (Kumawa) Limited 35% Indonesia Kumawa Energy Limited 20% Black Gold Kumawa LLC 45%	Black Gold Kumawa LLC 100%
15	30-Aug-12	Lhokseumawe	Zaratex N.V	Zaratex N.V 100%	Zaratex N.V 70% Niko Resources (Overseas XXVII) Limited 30%
16	19-Oct-12	GMB Barito	PT Transasia Energy Resources	PT Transasia Energy Resources 100%	PT Transasia Energy Resources 51% ExxonMobil Exploration and Production Indonesia (Barito CBM) Limited 49%
17	19-Oct-12	South Block "A"	Renco Elang Energy Pte Ltd	Renco Elang Energy Pte Ltd 51% PT Prosys Oil & Gas International 49%	Renco Elang Energy Pte Ltd 51% PT Prosys Oil & Gas International 14% KRX Energy (SBA) Pte Ltd 35%
18	30-Nov-12	GMB Kapuas I	PT TransAsia CBM	BP Kapuas I Limited 45% PT TransAsia CBM 55%	PT TransAsia CBM 100%
19	30-Nov-12	GMB Kapuas II	PT Kapuas CBM Indonesia	BP Kapuas II Limited 45% PT Kapuas CBM Indonesia 55%	PT Kapuas CBM Indonesia 100%
20	30-Nov-12	GMB Kapuas III	PT Gas Methan Utama	BP Kapuas III Limited 45% PT Gas Methan Utama 55%	PT Gas Methan Utama 100%

Tahun 2013

No.	Tanggal	Wilayah Kerja	Operator	Komposisi Sebelum Pengalihan <i>Interest</i>	Komposisi Sesudah Pengalihan <i>Interest</i>
1	8-Jan-13	North Ganal	Statoil Indonesia North Ganal AS	Niko Resources (North Ganal) Ltd 31% North Ganal Energy Ltd 20% Statoil Indonesia North Ganal AS 19% ENI North Ganal Ltd 20% GDF Suez New Projects Indonesia BV 10%	Niko Resources (North Ganal) Ltd 18,5% North Ganal Energy Ltd 18,5% Statoil Indonesia North Ganal AS 26% ENI North Ganal Ltd 24% GDF Suez New Projects Indonesia BV 12,5%
2	30-Jan-13	South East Sangatta	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited 75% PT Kutai Timur Resources 25%	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited 75% Kutai Timur Resources (SE Sangatta) Limited 25%
3	18-Feb-13	Ketaapang	PC Ketapang II Ltd	PC Ketapang II Ltd 50% Petronas Carigali (Ketapang) Ltd 30% Sierra Oil Service Limited 20%	PC Ketapang II Ltd 50% Petronas Carigali (Ketapang) Ltd 30% PT Saka Ketapang Perdana 20%
4	18-Feb-13	Cendrawasih	Black Gold Cendrawasih LLC	ExxonMobil Exploration and Production Indonesia (Cendrawasih) Limited 49% Black Gold Cendrawasih LLC 51%	Black Gold Cendrawasih LLC 100%

Lampiran

No.	Tanggal	Wilayah Kerja	Operator	Komposisi Sebelum Pengalihan <i>Interest</i>	Komposisi Sesudah Pengalihan <i>Interest</i>
5	5-Mar-13	GMB Barito Tapin	ExxonMobil Exploration and Production	ExxonMobil Exploration and Production Indonesia (Tapin CBM) Limited	ExxonMobil Exploration and Production Indonesia (Tapin CBM) Limited 70% PT Trisakti Gas Methan 30%
6	18-Mar-13	Offshore North West Java (ONWJ)	PT Pertamina Hulu Energi ONWJ	PT Pertamina Hulu Energi ONWJ 53,2500% EMP ONWJ Ltd 36,7205% Risco Energy (Java) BV 5,0000% Talisman Resources (North West Java) Ltd 5,0295%	PT Pertamina Hulu Energi ONWJ 58,2795% EMP ONWJ Ltd 36,7025% Risco Energy (Java) BV 5,0000%
7	26-Apr-13	West Papua	Black Gold West Papua IV LLC	Niko Resources (West Papua IV) Ltd 21% Tately West Papua NV 20% Statoil Indonesia West Papua IV AS 29% Black Gold West Papua IV LLC 30%	Niko Resources (West Papua IV) Ltd 19,9% Tately West Papua NV 10,1% Statoil Indonesia West Papua IV AS 40% Black Gold West Papua IV LLC 30%
8	9-Apr-13	Budong-budong	Harvest Budong-Budong BV	Tately Budong-budong NV 35,1% PT Gema Terra 0,5% Harvest Budong-Budong BV 67,4%	Tately Budong-budong NV 28% PT Gema Terra 0,5% Harvest Budong-Budong BV 71,5%
9	12-Apr-13	Lhokseumawe	Zaratex NV	Zaratex NV 70% Niko Resources (Overseas XXVII) Limited 30%	Zaratex NV 100%
10	18-Apr-13	South Bengara II	Caelus Energy South Bengara II Pte Ltd	ACG (South Bengara II) Pte Ltd	ACG (South Bengara II) Pte Ltd 43% Caelus Energy South Bengara II Pte Ltd 57%
11	26-Apr-13	Tuna	Premier Oil Tuna BV	Premier Oil Tuna BV 65% Moeco Tuna E&P Co Ltd 20% GS Caltex Corporation 15%	Premier Oil Tuna BV 65% Moeco Tuna E&P Co Ltd 20% GS Energy Corporation 15%
12	26-Apr-13	Obi	Niko Resources (Obi) Limited	Niko Resources (Obi) Limited 51% Statoil Indonesia Obi AS 19% Zimorex NV 30%	Niko Resources (Obi) Limited 42% Statoil Indonesia Obi AS 40% Zimorex NV 18%
13	26-Apr-13	Southwest Bird's Head	Total E&P Indonesia West Papua	Total E&P Indonesia West Papua 100%	Total E&P Indonesia West Papua 90% PT Indika Multi Daya Energi 10%
14	20-May-13	South East Sangatta	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited 75% Kutai Timur Resources (SE Sangatta) Limited 25%	Salamander Energy (SE Sangatta) Limited 75% PT Kutai Timur Resources 25%
15	31-May-13	Bangkanai	Salamander Energy (SE Bangkanai) Limited	Salamander Energy (Bangkanai) Limited 69% Bangkanai Petroleum (L) Berhard 15% Salamander Energy (Central Kalimantan) Limited 11% Mitra Energia Bangkanai Limited 5%	Salamander Energy (Bangkanai) Limited 39% PT Saka Bangkanai Klemantan 30% Bangkanai Petroleu (L) Berhard 15% Salamander Energy (Central Klimantan) Limited 11% Mitra Energia Bangkanai Limited 5%
16	13-Jun-13	Cendrawasih	Black Gold Cendrawasih LLC	Black Gold Cendrawasih LLC 100%	Black Gold Cendrawasih LLC 70% Repsol Exploration Cendrawasih I BV 30%
17	7-Jun-13	Masela	Impex Masela Ltd	Impex Masela Ltd 60%	Impex Maseia Ltd 65%

Lampiran

No.	Tanggal	Wilayah Kerja	Operator	Komposisi Sebelum Pengalihan <i>Interest</i>	Komposisi Sesudah Pengalihan <i>Interest</i>
				PT EMP Energi Indonesia 10% Shell Upstream Overseas (I) Limited 30%	Shell Upstream Overseas (I) Limited 35%
18	27-Jun-13	Halmahera-Kofiau	Niko Resources (Halmahera – Kofiau) Limited	Black Gold Halmahera Kofiau LLC 30% Niko Resources (Halmahera-Kofiau) Limited 21% Tately Halmahera NV 20% Statoil Indonesia Halmahera-Kofiau AS 29%	Black Gold Halmahera-Kofiau LLC 30% Niko Resources (Halmahera-Kofiau) Limited 50% Tately Halmahera NV 20%
19	22-Jul-13	Bengara I	PT Medco E&P Bengara	PT Medco E&P Bengara 58,33% Salamander Energy (Bengara) Limited 41,67%	PT Medco E&P Bengara 100%
20	22-Jul-13	Bangkanai	Salamander Energy (Bangkanai) Limited	Salamander Energy (Bangkanai) Limited 39% PT Saka Bangkanai Klemantan 30% Bangkanai Petroleum (L) Berhard 15% Salamander Energy (Central Kalimantan) Limited 11% Mitra Energia Bangkanai Limited 5%	Salamander Energy (Bangkanai) Limited 54% PT Saka Bangkanai Klemantan 30% Salamander Energy (Central Kalimantan) Limited 11% Mitra Energia Bangkanai Limited 5%
21	22-Jul-13	Simenggaris	PT Medco E&P Simenggaris	PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris 37,5% PT Medco E&P Simenggaris 41,5% Salamander Energy (Simenggaris) Limited 21%	PT Pertamina Hulu Energi Simenggaris 37,5% PT Medco E&P Simenggaris 62,5%
22	24-Jul-13	GMB Sekayu	PT Medco CBM Sekayu	South Sumatera Energy Inc 50% PT Medco CBM Sekayu 50%	South Sumatera Energy Inc 28,5% Ephindo Sekayu CBM Inc 21,5% PT Medco CBM Sekayu 50%
23	12-Aug-13	Bangko	Petrochina Internationall Bangko Ltd	Petrochina International Bangko Ltd 75% SK innovation Co Ltd 25%	Petrochina Internattional Bangko Ltd 100%
24	23-Aug-13	West Madura Offshore	Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (WMO)	Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (WMO) 80% Kodeco Energy Co Ltd 20%	Pertamina Hulu Energi West Madura Offshore (WMO) 80% Kodeco Energy Co Ltd 10% PT Mandiri Madura Barat 10%
25	2-Sep-13	Palangkaraya	Petcon Borneo Limited	Petcon Borneo Limited 100%	Petcon Borneo Limited 51% ConocoPhillips 49%
26	6-Sep-13	Gurita	Lundin Gurita BV	Lundin Gurita BV 100%	Lundin Gurita BV 90% Nido Petroleum Indonesia (Gurita) Pty Ltd 10%
27	6-Sep-13	Cakalang	Lundin Cakalang BV	Lundin Cakalang BV 100%	Lundin Cakalang BV 90% Nido Petroleum Indonesia (Cakalang) Pty Ltd 10%
28	10-Sep-13	Baronang	Lundin Baronang BV	Lundin Baronang BV 100%	Lundin Cakalang BV 90% Nido Petroleum Indonesia (Baronang) Pty Ltd 10%
29	9-Okt-13	Kerapu	PearOil (Tachylyte) Limited	PearOil (Tachylyte) Limited 100%	PearOil (Tachylyte) Limited 70% Japex West Natuna Limited 30%
30	17-Okt-13	Northwest Natuna	AWE (Northwest Natuna) Pte Ltd	AWE (Northwest Natuna) Pte Ltd 100%	AWE (Northwest Natuna) Pte Ltd 50% Santos Netherlands BV 50%

Lampiran 3: Ketentuan – Ketentuan Pokok dalam Kontrak yang Berlaku di Industri Ekstraktif

Kontrak bagi hasil minyak dan gas bumi

Dapat dilihat di laman Sekretariat EITI Indonesia (<http://eiti.ekon.go.id/draft-kontrak-psc/>)

Kontrak karya dan PKP2B untuk pertambangan Minerba

No	Ketentuan Umum	Catatan
1	Definisi	Mengatur tentang batasan/pengertian atas istilah-istilah dalam kontrak
2	Penunjukan dan tanggung jawab Perusahaan	Menjelaskan bahwa Pemerintah sebagai pemilik SDA dan Perusahaan hanya sebagai pihak yang ditunjuk. Perusahaan harus melaporkan rencana kerja secara detail dan mempertanggungjawabkan RKAB kepada Pemerintah.
3	Modus operasi	Mengatur mengenai bentuk perusahaan, tempat kedudukan, dan aktivitas lainnya, termasuk melakukan subkontrak kegiatan penambangan kepada Perusahaan lain selama tidak melanggar pasal-pasal.
4	Wilayah kontrak karya	Mengatur wilayah pertambangan suatu Perusahaan, termasuk boleh melepas sebagian lahannya kepada Perusahaan lain.
5	Periode penyelidikan umum	Mengatur tahapan penyelidikan umum atas wilayah pertambangan yang disetujui
6	Periode eksplorasi	Mengatur tahapan pekerjaan eksplorasi dan kewajiban-kewajiban Perusahaan di tahap ini
7	Laporan dan deposito jaminan	Mengatur mengenai kewajiban Perusahaan kepada Pemerintah (melaporkan kegiatan dan menyetor jaminan)
8	Periode studi kelayakan	Mengatur tahapan pekerjaan studi kelayakan dan kewajiban-kewajiban Perusahaan di tahap ini
9	Periode konstruksi	Mengatur tentang kapan dimulainya konstruksi oleh Perusahaan
10	Periode operasi	Mengatur mengenai hal-hal yang berkaitan dengan periode operasi dan kewajiban mengolah hasil tambang di dalam negeri (jika sudah memiliki smelter)
11	Pemasaran	Mengatur hak Perusahaan sehingga dapat memasarkan hasil tambang secara langsung, dalam negeri maupun ekspor, dengan harga wajar. Jika harga tidak wajar, Pemerintah berhak mengevaluasi.
12	Fasilitas impor dan re-ekspor	Mengatur ketentuan pembolehan impor alat-alat pertambangan selama tidak diproduksi di dalam negeri dan keringanan bea masuk dan PPN impor.
13	Pajak-pajak dan lain-lain kewajiban keuangan Perusahaan	Mengatur tentang pajak dan bukan pajak yang menjadi kewajiban Perusahaan termasuk tarif, cara penghitungan, dan ketentuan UU mana yang berlaku pada kontrak tersebut
14	Pelaporan, inspeksi, dan rencana kerja	Mengatur kewajiban Perusahaan untuk memberikan laporan (keuangan), kewajiban dokumentasi, dan hak Pemerintah untuk melakukan inspeksi atas laporan-laporan tersebut
15	Pertukaran alat pembayaran	Mengatur tentang alat pembayaran yang diperkenankan dan mekanismenya
16	Hak-hak khusus Pemerintah	Mengatur hak-hak Pemerintah atas wilayah pertambangan
17	Kesempatan kerja dan pelatihan bagi WNI	Mengatur ketentuan penggunaan tenaga kerja Indonesia, tenaga kerja asing, serta <i>transfer knowledge</i>
18	Promosi kepentingan nasional	Mengatur kewajiban mendahulukan kepentingan dalam negeri atas hasil tambang yang dihasilkan
19	Kerjasama daerah dalam pengadaan prasarana tambahan	Mengatur tentang koordinasi dengan pemda untuk pembangunan di daerah
20	Pengelolaan dan pelindungan lingkungan	Mengatur kewajiban memelihara lingkungan hidup di wilayah tambang dan tentang keselamatan kerja
21	Pengembangan kegiatan usaha setempat	Mengatur kewajiban Perusahaan untuk mengembangkan kegiatan usaha dan Perusahaan setempat
22	Ketentuan-ketentuan kemudahan	Mengatur hak yang diberikan kepada Perusahaan untuk memudahkan kegiatan konstruksi
23	Keadaan memaksa	Menjelaskan apa yang dimaksud keadaan memaksa dan implikasinya terhadap perjanjian
24	Kelalaian	Menjelaskan apa yang dimaksud kelalaian dan implikasinya terhadap perjanjian
25	Penyelesaian sengketa	Mengatur proses penyelesaian jika terjadi sengketa
26	Pengakhiran	Mengatur hak dan kewajiban tiap-tiap pihak pada tiap-tiap tahapan jika terjadi

No	Ketentuan Umum	Catatan
		penghentian perjanjian
27	Kerjasama para pihak	Mengatur kerjasama yang baik antara Pemerintah dan Perusahaan
28	Ketentuan para pihak	Mengatur kerjasama yang baik antara Pemerintah dan Perusahaan
29	Pengalihan hak	Pengalihan hak dengan pengalihan saham Perusahaan harus dengan persetujuan Menteri
30	Pembentukan	Mengatur pembentukan yang cukup atas usaha pertambangan oleh Perusahaan
31	Jangka waktu	Mengatur tanggal efektif berlakunya kontrak termasuk perpanjangannya
32	Pilihan hukum	Kontrak tunduk pada hukum yang berlaku di Indonesia

Ketentuan Umum dalam Izin Usaha Pertambangan (IUP)

IUP Eksplorasi wajib memuat ketentuan sekurang-kurangnya tentang:

- a. nama perusahaan;
- b. lokasi dan luas wilayah;
- c. rencana umum tata ruang;
- d. jaminan kesungguhan;
- e. modal investasi;
- f. perpanjangan waktu tahap kegiatan;
- g. hak dan kewajiban pemegang IUP;
- h. jangka waktu berlakunya tahap kegiatan;
- i. jenis usaha yang diberikan;
- j. rencana pengembangan dan pemberdayaan masyarakat di sekitar wilayah pertambangan;
- k. perpajakan;
- l. penyelesaian perselisihan;
- m. iuran tetap dan iuran eksplorasi; dan
- n. amdal.

IUP Operasi Produksi wajib memuat ketentuan sekurang-kurangnya tentang:

- a. nama perusahaan;
- b. luas wilayah;
- c. lokasi penambangan;
- d. lokasi pengolahan dan pemurnian;
- e. pengangkutan dan penjualan;
- f. modal investasi;
- g. jangka waktu berlakunya IUP;
- h. jangka waktu tahap kegiatan;
- i. penyelesaian masalah pertanahan;
- j. lingkungan hidup termasuk reklamasi dan pascatambang perpanjangan waktu tahap kegiatan;
- k. dana jaminan reklamasi dan pascatambang;
- l. perpanjangan IUP;
- m. hak dan kewajiban pemegang IUP;
- n. rencana pengembangan dan pernberdayaan masyarakat di sekitar wilayah pertambangan
- o. perpajakan;
- p. penerimaan negara bukan pajak yang terdiri atas iuran tetap dan iuran produksi;
- q. penyelesaian perselisihan;
- r. keselamatan dan kesehatan kerja;
- s. konservasi mineral atau batubara;
- t. pemanfaatan barang, jasa, dan teknologi dalam negeri;
- u. penerapan kaidah keekonomian dan keteknikan pertambangan yang baik;
- v. pengembangan tenaga kerja Indonesia;
- w. pengelolaan data mineral atau batubara; dan
- x. penguasaan, pengembangan, dan penerapan teknologi pertambangan mineral atau batubara.

Sumber: UU 4/2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara

Lampiran 4: Jumlah Kuantitas Ekspor Komoditas Mineral dan Batubara

Lampiran 4.1: Jumlah Kuantitas Ekspor Batubara

Dalam Juta Ton

No	Company	2012	2013
	BUMN		
1	Bukit Asam (Persero), PT	5.35	6.18
	PERUSAHAAN (KONTRAK)	200.62	225.32
1	Adaro Indonesia, PT	34.74	42.34
2	Antang Gunung Meratus, PT	0.00	1.44
3	Arutmin Indonesia, PT	24.96	15.47
4	Asmin Bara Bronang	0.00	0.05
5	Asmin Koalindo Tuhup, PT	2.42	2.51
6	Bahari Cakrawala Sebuku, PT	0.48	0.00
7	Baturona Adimulya, PT	0.00	0.11
8	Berau Coal, PT	15.76	19.79
9	Bharindo Ekatama	0.00	0.99
10	Borneo Indobara, PT	3.34	3.26
11	Firman Ketaun Perkasa, PT	2.38	1.99
12	Gunung Bayan Pratamacoal, PT	1.00	1.06
13	Indexim Coalindo	0.00	0.51
14	Indominco, PT	12.76	16.41
15	Insani Baraperkasa, PT	3.37	4.04
16	Jorong Barutama Greston, PT	0.84	0.68
17	Kadya Caraka Mulia, PT	0.00	0.06
18	Kalimantan Energi Lestari, PT	0.00	2.03
19	Kaltim Prima Coal, PT	35.52	45.28
20	Kartika Selabumi Mining, PT	0.05	0.00
21	Kideco Jaya Agung, PT	25.87	26.88
22	Lanna Harita Indonesia, PT	2.49	3.29
23	Mahakam Sumber Jaya, PT	10.01	10.34
24	Mandiri intiperkasa, PT	3.17	3.44
25	Marunda Grahamineral, PT	1.12	0.91
26	Multi Harapan Utama, PT	0.94	0.24
27	Perkasa Inakakerta, PT	2.01	2.14
28	Pesona Khtulistiwa Nusantara, PT	0.99	4.15
29	Riau Bara Harum, PT	0.30	0.22
30	Santan Batubara, PT	2.20	2.08
31	Singlurus Pratama, PT	1.50	2.89
32	Tambang Damai	0.00	0.95
33	Tanito Harum, PT	1.99	0.10
34	Tanjung Alam Jaya, PT	0.00	0.19
35	Teguh Sinar Abadi, PT	1.13	0.70
36	Trubaindo Coal Mining, PT	5.43	5.81
37	Wahana Baratma Mining, PT	3.86	2.99

No	Company	2012	2013
	IZIN USAHA PERTAMBANGAN	98.08	124.86
1	South Kalimantan	37.87	38.33
2	Central Kalimantan	8.50	4.55
3	East Kalimantan	37.69	70.71
4	Riau	0.06	0.37
5	South Sumatra	4.33	0.79
6	West Sumatra	0.00	0.01
7	Bengkulu	3.63	4.21
8	Jambi	6.00	5.89
	Sub Total	304,05	356,35

Sumber: Indonesia Mineral and Coal Information 2014 Book, Directorate General of Mineral and Coal

Lampiran 4.2: Jumlah Kuantitas Eskpor Mineral Utama

No	Perusahaan/Komoditas	Satuan	2012	2013
BUMN				
1	Aneka Tambang Tbk, PT			
	Nickel ore	wmt	7.861.367,00	9.754.160,00
	Ferro nickel	ton Ni	17.337,00	15.422,00
	Gold	Kg	6.972,00	8.345,00
	Silver	Kg	27.147,00	18.841,00
	Bauxite	ton	227.620,00	475.686,00
2	Timah Tbk, PT			
	Tin Metal	ton	29.512,00	14.775,24
KONTRAK KARYA				
3	Freeport Indonesia, PT			
	Copper concentrate	dmt	1.606.045,00	1.166.243,00
	- Copper	ton	332.891,00	242.218,00
	- Gold	Kg	27.878,07	20.497,00
	- Silver	Kg	81.929,74	58.319,00
4	Koba Tin, PT			
	Tin metal	ton	1.882,00	140.188,00
5	Vale Indonesia Tbk. (International Nickel Indonesia Tbk, PT)			
	Nickel + Cobalt in matte	ton	71.379,00	77.293,61
6	Karimum Granit, PT			
	Granite	mt	585.123,00	1.189.601,00
7	Indo Muro Kencana, PT			
	Gold	Kg	837,68	653,10
	Silver	Kg	20.561,28	14.298,80
8	Newmont Nusa Tenggara, PT			
	Copper concentrate	dmt	321.194,00	249.698,50
	- Copper	ton	77.337,49	58.731,83
	- Gold	Kg	2.186,58	1.193,84
	- Silver	Kg	13.390,06	8.072,90
9	Nusa Halmahera Mineral, PT			
	Gold	Kg	12.914,93	9.237,74
	Silver	Kg	9.279,98	11.974,85
10	Galuh Cempaka, PT			
	Diamond	crt	n/a	n/a
	Gold	Kg	n/a	n/a
11	Avocet Bolaang Mongondow, PT			
	(J Resources, PT)			
	Gold	Kg	1.389,88	974,98
	Silver	Kg	684,94	504,95
12	Ensbury Kalteng Mining, PT			
	Gold	Kg	83,64	29,35
	Silver	Kg	31,62	16,19
13	Natarang Mining, PT			
	Gold	Kg	740,86	82,20
	Silver	Kg	13.180,87	1.052,67
14	Meares Soputan Mining, PT			
	Gold	Kg	2.291,89	2.401,88

No	Perusahaan/Komoditas	Satuan	2012	2013
	Silver	Kg	2.709,28	4.071,84
15	Tambang Tondano Nusajaya, PT			
	Gold	Kg	1.621,49	2.054,98
	Silver	Kg	3.469,01	2.871,13
16	Agincourt Resources, PT			
	Gold	Kg	n/a	8.720,28
	Silver	Kg	n/a	45.538,01
17	Kasongan Bumi Kencana, PT			
	Gold	Kg	n/a	1.043,89
	Silver	Kg	n/a	21.500,00
IUP				
18	East Java			
	Copper	ton	121.310,00	n/a
	Iron	ton	4.973,48	249.472,04
	Manganese	ton	1.448,16	n/a
19	West Java			
	Iron	ton	194.022,84	804.374,47
	Nickel Ore	ton	200,00	n/a
	Copper	ton	1.671.210,00	25,73
	Lead	ton	3.760,97	n/a
	Zinc	ton	298.059,00	n/a
	Zircon	ton	294,00	n/a
20	Central Java			
	Iron	ton	395.737,09	21.957.813,85
	Copper	ton	192.680,00	n/a
21	Banten			
	Iron	ton	53.690,42	163.014,36
	Lead	ton	176,00	n/a
22	NAD			
	Iron	ton	343.496,18	326.480,57
	Copper	ton	n/a	17.582,61
23	North Sumatera			
	Lead	ton	44,95	n/a
24	West Sumatera			
	Iron	ton	14.630,02	312.787,43
	Copper	ton	6.209.980,00	n/a
	Lead	ton	174,95	n/a
25	Riau			
	Bauxite	ton	1.984.998,73	5.599.091,73
	Iron	ton	25.280,12	6.766.821,75
26	Riau Island			
	Tin Metal	ton	n/a	n/a
	Bauxite	ton	14.684.641,59	14.400.534,44
	Copper	ton	48.000,00	n/a
	Iron	ton	48.001,00	40.905,42
27	Bangka & Belitung Island			
	Iron	ton	65.821,53	n/a
	Zircon	ton	300,00	n/a
28	Lampung			
	Iron	ton	20.022,52	29.051,65

No	Perusahaan/Komoditas	Satuan	2012	2013
29	West Nusa Tenggara			
	Manganese	ton	110,00	n/a
	Iron	ton	111,00	1.350,00
	Copper	ton	112,00	163.441,02
30	East Nusa Tenggara			
	Manganese	ton	10.759,24	3.398,25
31	Papua			
	Nickel Ore	ton	516.420,00	393.830,00
	Copper	ton	n/a	941.208,08
32	Central Kalimantan			
	Zircon	ton	71.478,84	n/a
	Iron	Mt	585.560,33	3.295.884,94
	Bauxite	ton	480.053,62	14.461.110,57
	Ilmenite	ton	4.177,00	n/a
	Nickel Ore	ton	n/a	253,74
33	South Kalimantan			
	Iron	ton	4.007.911,37	11.724.745,44
	Nickel Ore	ton	601.913,30	41.500,00
	Zircon	ton	766,40	n/a
34	East Kalimantan			
	Nickel Ore	ton	242.558,00	161.184,00
	Manganese	ton	13.019,00	n/a
	Zircon	ton	360,00	n/a
	Iron	ton	n/a	14.001,00
35	Riau Island			
	Bauxite	Mt	14.684.641,59	14.400.534,44
	Copper	ton	48.000,00	n/a
	Iron	ton	n/a	40.905,42
36	West Kalimantan			
	Bauxite	Mt	13.052.001,98	16.838.684,79
	Zircon	ton	18.179,44	n/a
	Manganese	ton	4.816,66	n/a
	Ilmenite	ton	838,00	n/a
	Iron	ton	285.331,75	216.315,59
37	Southeast Sulawesi			
	Nickel Ore	ton	19.662.721,07	18.292.646,00
	Iron	ton	62.300,00	n/a
	Chromium	ton	15.610,56	n/a
38	South Sulawesi			
	Nickel Ore	ton	320.533,00	n/a
39	Central Sulawesi			
	Nickel Ore	ton	7.233.320,82	6.172.733,00
	Iron	ton	n/a	55.000,00
40	Gorontalo			
	Manganese	ton	325,00	n/a
41	North Sulawesi			
	Iron	ton	21.111,33	17.483,63
	Nickel Ore	ton	360.770,00	20.702.567,10
42	North Maluku			

No	Perusahaan/Komoditas	Satuan	2012	2013
	Nickel Ore	ton	10.794.293,00	6.243.860,09
43	Maluku			
	Nickel Ore	ton	624.487,00	3.072.536,72

Sumber: Indonesia Mineral and Coal Information 2014 Book, Directorate General of Mineral and Coal

Lampiran 5: Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan Asosiasi BUMN

1. Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan Asosiasi - PT Pertamina (Persero)

No	Nama Perusahaan	Persentase Saham (2012)	Persentase Saham (2013)	Bidang Usaha
1	PT Pertamina Hulu Energi	100%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
2	PT Pertamina EP	99.99%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
3	PT Pertamina EP Cepu	99.00%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
4	Pertamina EP Libya Limited	100%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
5	PT Pertamina East Natuna	100%	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
6	PT Pertamina EP Cepu alas dara dan Kemuning	-	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
7	PT Pertamina Internasional Eksplorasi dan Produksi	-	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
8	ConocoPhilips Algeria Limited	-	100%	Eksplorasi dan produksi minyak dan gas
9	PT Pertamina Geothermal Energy	100%	100%	Eksplorasi dan produksi panas bumi
10	PT Pertamina Gas	100%	100%	Niaga minyak dan gas bumi, transportasi gas, pemrosesan, distribusi dan penyimpanan minyak dan gas
11	PT Pertamina Drilling Services Indonesia	100%	100%	Jasa pengeboran minyak dan gas
12	Pertamina energy trading Limited, Hong Kong	100%	100%	Perdagangan minyak mentah dan hasil olahan
13	PT Pertamina Patra Niaga	100%	100%	Jasa perdagangan dan aktifitas industri
14	PT Pertamina Retail	100%	100%	Penjualan retail SPBU
15	PT Pertamina Lubricants	-	100%	Pengolahan dan pemasaran pelumas
16	PT Pertamina Trans Kontinental	100%	100%	Perkapalan
17	PT Tugu Pratama Indonesia	65%	65%	Jasa asuransi
18	PT Pelita Air Service	100%	100%	Jasa pengangkutan udara
19	PT Pertamina Dana Ventura	100%	100%	Manajemen portofolio investasi
20	PT Pertamina Training & Consulting	100%	100%	Jasa pengembangan sumber daya manusia
21	PT Patra Jasa	100%	100%	Sewa perkantoran, perumahan dan hotel
22	PT Pertamina Bina Medika	100%	100%	Jasa kesehatan dan pengoperasian rumah sakit
23	Pacific Petroleum & Trading Co, Ltd	50%	50%	Jasa pemasaran
24	Korea Indonesia Petroleum Co. Ltd	45%	45%	Jasa pemasaran
25	PT Elnusa Tbk	41.10%	41,1%	Pengolahan dan penjualan hasil olahan minyak dan gas, jasa kontruksi dan perminyakan, teknologi informasi dan telekomunikasi

No	Nama Perusahaan	Persentase Saham (2012)	Persentase Saham (2013)	Bidang Usaha
26	PT Donggi Senoro LNG	29%	29%	Pengolahan LNG
27	PT Tugu Reasuransi Indonesia	25%	25%	Reasuransi
28	PT Asuransi Samsung Tugu	19.50%	19,5%	Asuransi
29	PT Nusantara Regas	60%	60%	Regasifikasi LNG
30	PT Patra SK	35%	35%	Pengolahan LBO
31	PT Perta-Samtan Gas	66%	66%	Pengolahan LNG
32	PT Perta Daya Gas	65%	65%	Regasifikasi LNG
33	Natuna 2 B.V	-	50%	Eksplorasi dan Produksi

2. Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan Asosiasi - PT Aneka Tambang (Persero) Tbk

No	Tipe kepemilikan	Perusahaan	Percentase saham		Bidang Usaha
			2012	2013	
1	Pemilikan langsung	Asia Pasific Nickel Pty., Ltd	100%	100%	Perusahaan investasi
2	Pemilikan langsung	Indonesia Coal Resources	99,98%	99,98%	Eksplorasi dan operator tambang batubara
3	Pemilikan langsung	PT Aneka Tambang Resourcindo	99,98%	99,98%	Eksplorasi dan operator tambang
4	Pemilikan langsung	PT Mega Citra Utama	99,50%	99,50%	Pembangunan, perdagangan, perindustrian, pertanian dan pertambangan
5	Pemilikan langsung	PT Abuki Jaya Stainless Indonesia	99,50%	99,50%	Pengolahan stainless steel
6	Pemilikan langsung	PT Borneo Edo International	99,50%	99,50%	Pembangunan, perdagangan, perindustrian, pertanian, dan pertambangan
7	Pemilikan langsung	PT dwimitra Enggang Khatulistiwa	99,50%	99,50%	Eksplorasi dan operator tambang
8	Pemilikan langsung	PT Cibaliung Sumberdaya	99,15%	99,15%	Eksplorasi, konstruksi dan pengembangan tambang, penambangan, produksi, pengolahan dan pemurnian, pengangkutan dan penjualan di industri emas
9	Pemilikan langsung	PT International Mineral Capital	99,00%	99,00%	Pertambangan mineral
10	Pemilikan langsung	PT GAG Naikel Indonesia	100%	100%	Eksplorasi dan operator tambang
11	Pemilikan langsung	PT Citra Tobindo Sukses Perkasa	100%	100%	Eksplorasi dan operator tambang batubara
12	Pemilikan langsung	PT Feni Haltim	100%	100%	Perdagangan, pembangunan dan jasa
13	Pemilikan langsung	PT Borneo Edo International	100%	100%	Perkebunan, perindustrian, pengangkutan darat, jasa, pertambangan dan percetakan
14	Pemilikan langsung	PT Gunung Kendaik	100%	100%	Pembangunan, perdagangan, perindustrian, pertanian, pengangkutan darat, jasa, pertambangan dan percetakan
15	Pemilikan langsung	PT Nusa Karya Arindo	100%	100%	Jasa pertambangan mineral dan batubara
16	Pemilikan langsung	PT Sumber Daya Arindo	100%	100%	Jasa pertambangan mineral dan batubara
17	Associates	PT Meratus Jaya Iron and Steel	34%	34%	pengolahan bijih besi
18	Associates	PT Menara Antam Sejahtera	25%	25%	jasa konstruksi bangunan perkantoran
19	Associates	PT Nusa Halmahera Minerals	25%	25%	Pertambangan emas
20	Pengendalian Bersama Entitas	PT Indonesia Chemical Alumina	80%	80%	Pengolahan bauksit

3. Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan asosiasi - Bukit Asam (Persero) Tbk

No	Perusahaan	Persentase kepemilikan		Bidang Usaha
		(2012)	(2013)	
1	PT Batubara Bukit Kendi	75%	75%	Penambangan batubara
2	PT Bukit Pembangkit Innovative	59,75%	59,75%	Pembangkit listrik tenaga uap
3	PT Bukit Asam Prima	99,99%	99,99%	Perdagangan batubara
4	PT Bukit Asam Metana Ombilin	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
5	PT Bukit Asam Metana enim	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
6	PT Bukit Asam Metana Peranap	99,99%	99,99%	Penambangan gas metana
7	PT Bukit Asam Banko	65%	65%	Penambangan batubara
8	PT Bukit Asam Transpacific Railway	10%	10%	Angkutan batubara
9	PT International Prima Coal	51%	51%	Penambangan batubara
10	PT Huadian Bukit Asam Power	45%	45%	Pembangkit listrik tenaga uap

4. Daftar Anak Perusahaan dan Perusahaan asosiasi – PT Timah (Persero) Tbk

No	Relasi	Perusahaan	Presentase Saham		Bidang Usaha
			(2012)	(2013)	
1	Anak Perusahaan	Indomental Corporation	100%	100%	Agen pemasaran untuk wilayah Amerika
2	Anak Perusahaan	PT Timah Industri	100%	100%	Industri kimia
3	Anak Perusahaan	PT Tambang Timah	100%	100%	Pertambangan timah & mineral lainnya
4	Anak Perusahaan	PT Timah Investasi Mineral	99,9%	99,9%	Pertambangan mineral diluar timah & pemasaran batubara
5	Anak Perusahaan	Great Force Trading Limited	-	100%	Perdagangan
6	Anak Perusahaan	PT Tanjung Alam Jaya	99,95%	99,95%	Pertambangan batubara
7	Anak Perusahaan	PT Kutaraja Tembaga Raya	100%	100%	Eksplorasi mineral
8	Anak Perusahaan	Indometal London Limited	100%	100%	Agen pemasaran untuk wilayah Eropa
9	Anak Perusahaan	PT Timah Eksplomin	100%	100%	Jasa konsultasi & penelitian pertambangan
10	Anak Perusahaan	PT Dok & Perkapalan Air Kantung	100%	100%	Jasa perbengkelan, galangan kapal & transportasi
11	Asosiasi Perusahaan	PT Truba Bara Bunyu Enim	10%	10%	Perjanjian pembelian batubara
12	Asosiasi Perusahaan	PT Koba Tin	25%	25%	Pertambangan timah
13	Asosiasi Perusahaan	PT Asuransi Jiwa Tugu Mandiri	29,5%	29,5%	Asuransi kesehatan

Lampiran 6: Daftar Wilayah Kerja dan Wilayah Pertambangan yang dimiliki BUMN pada tahun 2012 – 2013

1. Wilayah Kerja PT Pertamina (Persero) di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

Wilayah Kerja Pertamina EP

Perjanjian kerjasama dengan pihak-pihak dalam melakukan aktivitas minyak dan gas - PT Pertamina EP-Kontrak Bantuan Teknis (KBT)/*Technical Assistance Contracts* (TAC).

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	Produksi/ Production
1	PT Medco E&P Sembakung	Sembakung	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	22/12/1993	01/05/1994	21/12/2013	Minyak/Oil
2	Korea Development (Poleng) Co. Ltd.	Poleng	Jawa Timur/ East Java	22/12/1993	1/5/1998	21/12/2013	Minyak dan gas/ Oil and gas
3	PT Babat Kukui Energi	Babat, Kukui	Jambi	12/7/1994	12/11/2003	11/7/2014	Minyak/Oil
4	PT Binawahana Petrindo Meruap	Meruap	Jambi	12/7/1994	30/8/2000	11/7/2014	Minyak/Oil
5	PT Patrindo Persada Maju	Mogoi, Wasian	Papua	12/7/1994	22/9/2000	11/7/2014	Minyak/Oil
6	PT Radiant Energi Sukatani	Sukatani	Jawa Barat/ West Java	16/6/1995	18/11/1999	15/6/2015	Minyak/Oil
7	PT Pelangi Haurgeulis Resources	Haurgeulis	Jawa Barat/ West Java	17/11/1995	26/6/2003	16/11/2015	Gas/Gas
8	PT Radiant Ramok Senabing	Ramok Senabing	Sumatera Selatan/ South Sumatera	9/1/1995	23/9/2003	8/1/2015	Minyak/Oil
9	Intermega Sabaku Pte Ltd.	Sabaku, Salawati - A, D	Papua	9/1/1995	01/12/1995	8/1/2015	Minyak/Oil
10	Intermega Salawati Pte Ltd.	Salawati – C, E, N dan F	Papua	9/1/1995	01/10/1995	8/1/2015	Minyak/Oil
11	PT Sembrani Persada Oil (SEMCO)	Semberah	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	17/11/1995	28/11/2004	16/11/2015	Minyak dan gas/ Oil and gas
12	Salamander Energy (North Sumatera) Ltd.	Glagah, Kambuna	Sumatera Utara /North Sumatera	17/12/1996	17/9/2009	16/12/2016	Minyak dan gas/ Oil and gas
13	Goldwater TMT Ltd.	Tanjung Miring Timur	Sumatera Selatan /South Sumatera	17/12/1996	23/10/2000	16/12/2016	Minyak/Oil
14	Pilona Petro Tanjung Lontar Ltd.	Tanjung Lontar	Sumatera Selatan /South Sumatera	7/10/1996	27/3/1998	6/10/2016	Minyak/Oil
15	PT Akar Golindo	Tuba Obi Timur	Jambi	15/5/1997	11/10/2011	14/5/2017	Minyak/Oil
16	PT Insani Mitrasani Gelam	Sungai Gelam - A, B, D	Jambi	15/5/1997	13/10/2004	14/5/2017	Minyak dan gas/ Oil and gas
17	Blue Sky Langsa Ltd.	Langsa	Aceh	15/5/1997	28/11/2001	14/5/2017	Minyak/Oil
18	PT Putra Kencana Diski Petroleum	Diski	Aceh	16/11/1998	13/02/2002	15/11/2018	Minyak/Oil
19	IBN Oil Holdico Ltd.	Linda -A, C,	Papua	16/11/1998	4/9/2000	15/11/2018	Minyak/Oil

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date ofCommencement of Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	Produksi/ Production
		G, Sele				-	
20	PT Indama Putera Kayapratama	Kaya	Sumatera Selatan/South Sumatera	22/5/2000	19/03/2012	21/5/2020	Minyak/Oil
21	Ellipse Energy Jatirarangon Wahana Ltd.	Jatirarangon	Jawa Barat/West Java	22/5/2000	06/1/2004	21/5/2020	Minyak dan gas/ Oil and gas
22	PT Binatek Reka Kruh	Kruh	Sumatera Selatan/ South Sumatera	22/5/2000	6/2/2003	21/5/2020	Minyak/Oil
23	PT Eksindo Telaga Said Darat	Telaga Said	Aceh	7/8/2002	16/02/2006	6/8/2022	Minyak/Oil
24	PT Pertalahan Arnebatara Natuna	Udang Natuna	Kepulauan Riau/ Riau Archipelago	7/8/2002	28/11/2005	6/8/2022	Minyak/Oil
25	PT Indo Jaya Sukaraja (Easco Sukaraja)	Sukaraja, Pendopo	Sumatera Selatan/ South Sumatera	7/8/2002	19/6/2008	6/8/2022	Minyak/Oil
26	PT Prakarsa Betung Meruo Senami	Meruo Senami	Jambi	14/8/2002	15/02/2012	13/8/2022	Minyak/Oil

Perjanjian kerjasama dengan pihak-pihak dalam melakukan aktivitas minyak dan gas - PT Pertamina EP - Kontrak Kerja Sama Operasi (KSO) - *Operation Cooperation (OC) Contract*.

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date ofCommencement of Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	Produksi/ Production
1	PT Indelberg Indonesia Perkasa	Suci	Jawa Timur/ East Java	25/04/2007	-	24/04/2027	-
2	PT Kendal Oil and Gas	Kendal	Jawa Tengah/ Central Java	25/04/2007	-	24/04/2027	-
3	PT Kamundan Energy	Kamundan	Papua	25/04/2007	-	24/04/2027	-
4	PT Formasi Sumatera Energy	Tanjung Tiga Timur	Sumatera Selatan/ South Sumatera	25/04/2007	25/04/2007	24/04/2022	Minyak/Oil
5	GEO Minergy Sungai Lilin Ltd.	Sungai Lilin	Sumatera Selatan/ South Sumatera	25/04/2007	25/04/2007	24/04/2022	Minyak/Oil
6	Patina Group Ltd.	Bangkudulis	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	25/04/2007	01/1/2011	24/04/2022	Minyak/Oil
7	Pacific Oil & Gas (Perlak) Ltd	Perlak	Sumatera Utara/ North Sumatera	25/04/2007	Juli/July 2011	24/04/2022	Minyak/Oil
8	Indrilloco Hulu Energy Ltd.	Uno Dos Rayu	Sumatera Selatan/ South Sumatera	19/12/2007	-	18/12/2007	Minyak/Oil
9	PT Benakat Barat Petroleum	Benakat Barat	Sumatera Selatan/ South Sumatera	16/03/2009	16/3/2009	15/03/2024	Minyak/Oil
10	PT Petroenergi Utama Wiriagar	Wiriagar	Papua Barat/ West Papua	02/09/2009	02/09/2009	01/09/2024	Minyak/Oil
11	PT Santika Pendopo Energy	Talang Akar	Sumatera Selatan/ South Sumatera	05/06/2010	05/07/2010	04/06/2025	Minyak/Oil
12	Cooper Energy Sukananti Ltd.	Tangai Sukananti	Sumatera Selatan/ South Sumatera	26/07/2010	26/07/2010	25/07/2025	Minyak/Oil

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	Produksi/ Production
13	PD Migas Bekasi	Jatinegara	Jawa Barat/ West Java	17/02/2011	17/02/2011	16/02/2026	Gas
14	Samudra Energy Tanjung Lontar Timur Limited	Tanjung Lontar Timur	Sumatera Selatan/ South Sumatera	17/02/2011	-	16/02/2031	-
15	Prisma Kampung Minyak Ltd	Kampung Minyak	Sumatera Selatan/ South Sumatera	15/07/2011	15/07/2012	14/07/2026	Minyak/Oil
16	Ramba Energy West Jambi Limited	Jambi Barat	Jambi	13/06/2011	-	12/06/2031	-
17	PT Techwin Benakat Timur	Benakat Timur	Sumatera Selatan/ South Sumatera	01/05/2012	01/05/2012	30/04/2027	Minyak/Oil
18	PT Petroenim Betun Selo	Muara Enim	Sumatera Selatan/ South Sumatera	28/06/2012	28/06/2012	27/06/2027	Minyak/Oil
19	PT Tawun Gegunung Energi	Tawun Gegunung	Jawa Timur/ East Java	28/06/2012	28/06/2012	27/06/2027	Minyak/Oil
20	Foster Trembes Petroleum Ltd	Trembes Sendang	Jawa Timur/ East Java	28/06/2012	28/06/2012	27/06/2027	Minyak/Oil
21	PT Axis Sambidoyong Energi	Sambidoyong	Jawa Barat/ West Java	26/07/2012	26/07/2012	25/07/2027	Minyak/Oil
22	PT IEV Pabuaran	Pabuaran	Jawa Barat/ West Java	03/08/2012	03/08/2012	02/08/2027	Gas
23	PT Klasofo Energy Resources	Klamono Selatan	Papua	22/11/2012	-	21/11/2032	-
24	PT Energi Jambi Indonesia	Jambi Barat	Jambi	23/11/2012	-	22/11/2032	-
25	PT QEI Loyak Talang Gula	Loyak Talang Gula	Sumatera Selatan/ South Sumatera	28/12/2012	01/01/2013	27/12/2027	Minyak/Oil
26	Gegunung Kampung Minyak Ltd.	Sungai Taham Batu	Sumatera Selatan/ South Sumatera	15/02/2013	01/07/2013	14/02/2028	Minyak/Oil
27	Indospec Energy Limau Ltd.	Keras Suban Jeriji Limau	Sumatera Selatan/ South Sumatera	01/03/2013	01/03/2013	28/02/2033	Minyak/Oil
28	Energi Tanjung Tiga	Pandan- Petanan-Tapus	Sumatera Selatan/ South Sumatera	05/07/2013	05/07/2013	04/07/2028	Minyak/Oil
29	PT. Geo Cepu Indonesia	Kawengan, Ledok, Nglobo dan Semanggi	Jawa Timur/ East Java	01/12/2013	01/12/2013	30/11/2033	Minyak/Oil
30	PT Banyubang Blora Energi	Banyubang	Jawa Timur/ East Java	20/12/2013	20/12/2013	19/12/2033	Minyak/Oil

Perjanjian kerjasama dengan pihak-pihak dalam melakukan aktivitas minyak dan gas, PT Pertamina EP - Kontrak Unitisasi/ *Unitisation Agreement*.

No	Para Pihak/ Parties	Operator	Lapangan/ Field	Lokasi/ Location	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Produksi/ Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	PT Pertamina EP
1	PEP, CNEES & BVI (O.K.).	Talisman Ogan Komering Ltd.	Air Serdang	Air Serdang, Sumatera Selatan/South Sumatra	22-Jul-91	22-Jul-91	16-Sep-35	Minyak/Oil: 21.96% dan/and Gas: 19.93%

No	Para Pihak/ Parties	Operator	Lapangan/ Field	Lokasi/ Location	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Produksi/ Production	Tanggal Akhir Kontrak/ Date of End of Contract	PT Pertamina EP
2	PEP, PCI, Pearl Oil, Lundin Intl. & PHE Salawati Basin	Petrochina International (Bermuda) Ltd	Wakamuk	Sorong, Papua	13-Nov-06	13-Nov-06	16-Sep-35	Minyak/Oil dan/and Gas: 50%
3	PHE, PHE East Java, PHE TUBAN & Petrochina East Java Intl.	JOB Pertamina-Petrochina East Java	Sukowati	Tuban, Jawa Timur/East Java	2-Jul-04	2-Jul-04	16-Sep-35	Minyak/Oil dan/and Gas: 80%
4	PEP, ConocoPhilips (Grissik) Ltd. , Talisman, PHE	ConocoPhilips (Grissik) Ltd.	Suban	Suban, Jambi	11-Mar-13	Juni 2011	23-Jan-23	Minyak/Oil dan/and Gas: 10%
5	PEP, Medco EP Rimau	PT Pertamina EP	Tanjung Laban	Tanjung Laban, Sumatera Selatan/South Sumatra	18-Jun-87	2005	16-Sep-35	Minyak/Oil dan/and Gas: 74.99 %
6	PEP, PHE ONWJ	Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java Ltd.	MB Unit	Jawa Barat/West Java	23-Dec-85	23-Dec-85	16-Sep-35	Minyak/Oil dan/and Gas: 47.4%
7	PEP, PEPC,MCL, AMPOLEX, SPHC,PJUC, BHP,ADS	PT Pertamina EP Cepu *	Tiung Biru	Jambaran, Jawa Timur/East Java	14-Sep-12	-	16-Sep-35	Gas: 8.06%

Perjanjian kerjasama PHE dengan pihak-pihak lain, *Indonesian Participation Arrangements (IP)/ Indonesian Participation Arrangements (IP)*

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi / Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Percentase Partisipasi/ Percentage of Participation	Produksi/ Production	Periode Kontrak/ Contract Period
1	ConocoPhillips (Grissik) Ltd. Talisman (Corridor) Ltd.	Blok Corridor/Corridor Block	Sumatera Selatan/South Sumatra	20/12/2003	1/8/1987	19/12/2023	10%	Minyak dan gas bumi/Oil and gas	20 tahun/years
2	Star Energy (Kakap) Ltd. Singapore Petroleum Co. Ltd. Premier Oil Kakap BV	Blok Kakap/ Kakap Block	Kepulauan Natuna/ Natuna Archipelago	22/3/2005	1/1/1987	21/3/2028	10%	Minyak dan gas bumi/Oil and gas	23 tahun/ years
3	Petrochina International Kepala Burung Ltd. RH Petrogas Pearl Oil Ltd.	Blok Kepala Burung/ KepalaBurung Block	Papua	15/10/2000	7/10/1996	14/10/2020	10%	Minyak dan gas bumi/Oil and gas	20 tahun/ years
4	Petrochina International	Blok Jabung/ Jabung	Jambi	27/2/1993	13/9/1996	26/2/2023	14.28% *	Minyak dan gas	30 tahun/ years

	Jabung Ltd. Petronas Carigali Sdn. Bhd.	Block						bumi/Oil and gas	
5	Chevron Makassar Ltd.	Blok Makassar Strait/Makas sar Strait Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	26/1/1990	1/7/2000	25/1/2020	10%	Minyak dan gas bumi/Oil and gas	30 tahun/ years
6	Total E&P Indonesia Inpex Co.	Blok Tengah/ Tengah Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	5/10/1988	27/11/200 7	4/10/2018	5%**	Minyak dan gas bumi/Oil and gas	30 tahun/ years

Perjanjian kerjasama PHE dengan pihak-pihak lain, Kontrak Kerjasama setelah berlakunya Undang-undang Migas No. 22 Tahun 2001, tentang minyak dan gas bumi.

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah / Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Persenta se Partisipa si/ Percetag e of Participa tion	Produk si/ Product ion	Periode Kontrak/ Contract Period
1	PT Bumi Siak Pusako	Block Coastal Plain Pekanbaru/ Coastal Plain Pekanbaru Block	Riau	6/8/2002	6/8/2002	5/8/2022	50%	Minyak/ Oil	20 tahun/ years
2	Stat Oil Indonesia Karama AS	Blok Karama/ Karama Block	Selat Makasar/ Makassar Strait	21/3/2007	-	20/3/2037	49%	-	30 tahun/ years
3	Petrochina International Java Ltd. PT PHE Tuban East Java	Block Tuban/ Tuban Block	Jawa Timur/ East Java	29/2/1988	12/2/1997	28/2/2018	25%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
4	Kodeco Energy Co. Ltd.	Blok West Madura/ West Madura Block*	Jawa Timur/ East Java	7/5/2011	27/9/1984	6/5/2031	80%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	20 tahun/ years
5	CNOOC SES Ltd. Korea National Oil Corporation Talisman Resources Ltd. Talisman UK Ltd. Orchard Energy Ltd. Fortune Resources Ltd.	Blok Offshore South East Sumatera/ Offshore South East Sumatera Block	Sumatera Tenggara / South East Sumatera	6/9/1998	1975	5/9/2018	13.07%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	20 tahun/ years
6	Energi Mega Persada ONWJ Ltd. Risco Energy ONWJ Ltd.	Blok Offshore North West Java/ Offshore North West Java Block*	Jawa Barat/ West Java	19/1/1997	27/8/1971	18/1/2017	58.2795% **	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	20 tahun/ years
7	Petronas Carigali Sdn. Bhd. Petrovietnam	Blok Randu- gunting/ Randu- gunting Block*	Jawa Tengah & Jawa Timur/ Central & East Java	9/8/2007	-	8/8/2037	40%	-	30 tahun/ years

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah / Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Persentase Partisipasi/ Percentage of Participa- tion	Produksi/ Product ion	Periode Kontrak/ Contract Period
8	Konsorsium Murphy (Murphy Oil Corporation, Inpex Corporation and PTTEP Ltd.)	Blok Semai II Offshore/ Semai II Offshore Block	Papua Barat/ West Papua	13/11/2008	-	12/11/2038	15%	-	30 tahun/ years
9	Petronas Carigali Sdn. Berhad	Blok West Glagah Kambuna/ West Glagah Kambuna Block	Sumatera Utara/ North Sumatera	30/11/2009	-	29/11/2039	40%	-	30 tahun/ years
10	Medco E&P Nunukan Videocon Indonesia Nunukan Bprl Ventures Indonesia BV	Blok Nunukan/ Nunukan Block*	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	12/12/2004	-	11/12/2034	35%***	-	30 tahun/ years
11	ENI Ambalat Ltd.	Blok Ambalat/ Ambalat Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	27/9/1999	-	26/9/2029	33.75%***	-	30 tahun/ years
12	ENI Bukat Ltd.	Blok Bukat/ Bukat Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	24/2/1998	-	23/2/2028	33.75%***	-	30 tahun/ years
13	Premier Oil Natuna Sea Ltd. Kufpec Indonesia (Natuna) BV Natuna 1 BV (Petronas Carigali Indonesia Operation)	Blok A (Natuna Sea) / A Block (Natuna Sea)	Natuna Sea	15/1/1999, PSC extension 16/10/2009	-	14/1/2019, PSC extension 15/10/2029	23%****	-	20 tahun/ years

* Entitas Anak PHE adalah

operator atas Blok-Blok ini

** Efektif 2 Mei 2013, PHE ONWJ mengakuisisi tambahan 5,0295% *participating interest* di Blok ONWJ yang dimiliki Talisman

Resources ONWJ Ltd

*** Efektif 15 Februari 2013, PHE mengakuisisi participating interest yang dimiliki Anadarko

Offshore Holding Company LLC

**** Entitas Anak Perusahaan (PHE Oil and Gas) ini memiliki 50% saham di

Natuna 2 BV

Perjanjian kerjasama PHE dengan pihak-pihak lain, Kontrak Kerjasama setelah berlakunya Undang-undang Migas No. 22 Tahun 2001, tentang minyak dan gas bumi, Gas dan Metana Batubara/ *Coal Bed Methane*.

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Persentase Partisipasi/ Percetage of Participation	Produksi/ Production	Periode Kontrak/ Contract Period
1	Sangatta West CBM, Inc	Blok Sangatta I/ Sangatta I Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	13/11/2008	12/11/2038	52%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
2	PT Visi Multi Artha	Blok Sangatta II/ Sangatta II Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	5/5/2009	4/5/2039	40%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
3	Arrow Tanjung Enim Pty.,Ltd. PT Bukit Asam Metana Enim	Blok Tanjung Enim/ Tanjung Enim Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	4/8/2009	3/8/2039	77.5%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
4	PT Trisula CBM Energy	Blok Muara Enim/ Muara Enim Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	30/11/2009	29/11/2039	60%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
5	Konsorsium KP SGH Batubara (PT Indo Gas Methan)	Blok Muara Enim I/ Muara Enim I Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	3/12/2010	2/12/2040	65%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
6	Tidak ada/None	Blok Tanjung II/ Tanjung II Block	Kalimantan Selatan/ South Kalimantan	3/12/2010	2/12/2040	100%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
7	Indo CBM Sumbagsel2 Pte. Ltd. PT Metana Enim Energi	Blok Muara Enim II/ Muara Enim II Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	1/4/2011	31/3/2041	40%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
8	BP Eksploration Ltd	Blok Tanjung IV/ Tanjung IV Block	Kalimantan Tengah/ Central Kalimantan	1/4/2011	31/3/2041	56%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
9	PT Baturaja Metana Indonesia	Blok Muara Enim III/ Muara Enim III Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	1/4/2011	31/3/2041	73%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
10	PT Suban Energi	Blok Suban I/ Suban I Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	1/8/2011	31/7/2041	58%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years
11	PT Suban Methan Gas	Blok Suban II/ Suban II Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	1/8/2011	31/7/2041	50%	Gas Metana Batubara/ <i>Coal Bed Methane</i>	30 tahun/ years

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Persentase Partisipasi/ Percentage of Participation	Produksi/ Production	Periode Kontrak/ Contract Period
12	PT Petrobara Sentosa	Blok Air Benakat I/ Air Benakat I Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	18/4/2012	17/4/2042	79.5%	Gas Metana Batubara/ Coal Bed Methane	30 tahun/ years
13	PT Prima Gas Sejahtera	Blok Air Benakat II/ Air Benakat II Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	18/4/2012	17/4/2042	69.7%	Gas Metana Batubara/ Coal Bed Methane	30 tahun/ years
14	PT Unigas Geosinkinal Makmur	Blok Air Benakat III/ Air Benakat III Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	18/4/2012	17/4/2042	73.5%	Gas Metana Batubara/ Coal Bed Methane	30 tahun/ years

Perjanjian kerjasama PHE dengan pihak-pihak lain, *Joint Operating Body-Production Sharing Contracts* (JOB-PSC)

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Persentase Partisipasi/ Percentage of Participation	Produksi/ Production	Periode Kontrak/ Contract Period
1	Golden Spike Indonesia Ltd.	Blok Raja dan Pendopo/ Raja and Pendopo Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	6/7/1989	21/11/1992	5/7/2019	50%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
2	Petrochina Kepala Burung Ltd. RHP Salawati Island B.V Petrogas (Island) Ltd.	Blok Salawati/ Salawati Block	Papua	23/4/1990	21/1/1993	22/4/2020	50%	Minyak/ Oil	30 tahun/ years
3	Petrochina International Java Ltd. PT PHE Tuban	Blok Tuban/ Tuban Block	Jawa Timur/ East Java	29/2/1988	12/2/1997	29/2/2018	50%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
4	EMP Gerbang	Blok Gebang/ Block Gebong	Sumatera Utara/ North Sumatera	29/11/1985	29/10/1992	28/11/2015	50%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
5	Talisman (Ogan Komering) Ltd.	Blok Ogan Komering/ Ogan Komering Block	Sumatera Selatan/ South Sumatera	29/2/1988	11/7/1991	28/2/2018	50%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
6	Talisman Jambi Merang Pacific Oil and Gas Ltd.	Blok Jambi Merang/ Jambi Merang Block	Jambi	10/2/1989	-	9/2/2019	50%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Working Area	Wilayah/ Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	Percentase Partisipasi/ Perce ntage of Partic ipatio n	Produksi/ Production	Periode Kontrak/ Contr act Perio d
7	PT Medco E&P Tomori Sulawesi Mitsubishi Corporation	Blok Senoro Toili/ <i>Senoro Toili Block</i>	Sulawesi Tengah/ <i>Central Sulawesi</i>	4/12/1997	Agustus/ <i>August</i> 2006	30/11/2027	50%	Minyak/ <i>Oil</i>	30 tahun/ <i>years</i>
8	Medco Simenggaris Pty., Ltd. Salamander Energy Ltd.	Blok Simenggaris/ <i>Simenggaris Block</i>	Kalimantan Timur/ <i>East Kalimantan</i>	24/2/1998	-	23/2/2028	37.5%	-	30 tahun/ <i>years</i>

Perjanjian kerjasama PHE dengan pihak-pihak lain, *Pertamina Participating Interests (PPI)*

No	Mitra Usaha/ Partner	Wilayah Kerja/ Workin g Area	Wilayah / Area	Tanggal Efektif Kontrak/ Effective Date of Contract	Tanggal Mulai Produksi/ Date of Commencement of Production	Tanggal Jatuh Tempo Kontrak/ Expiry Date of Contract	% Parti sipasi	Produksi/ Production	Periode Kontrak / Contract Period
1	Conoco Phillips (South Jambi) Ltd. Petrochina International Jambi B Ltd.	Block B/ B Block	Jambi Selatan/ South Jambi	26/1/1990	26/9/2000	25/1/2020	25%	Minyak dan gas bumi/ Oil and gas	30 tahun/ years
2	Total E&P Indonesia Inpex Tengah Ltd.	Blok Tengah/ Tengah Block	Kalimantan Timur/ East Kalimantan	5/10/1988	1/6/1990	4/10/2018	50%	Gas Bumi/ gas	30 tahun/ years

2. Konsesi Pertambangan PT Aneka Tambang (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

No	KK/IUP	Wilayah	2012		2013		Komoditas
			Status	Kepemilikan (%)	Status	Kepemilikan (%)	
1	261.K/30/DJB/2011 tanggal 16-2-2011	DKI Jakarta	OP	100%	OP	100%	Emas
2	541/103-BPPT/2010	Banten	OE	100%	OE	100%	Emas
3	541.2/005/kpts/ESDM/2010 (98PP0138)	Jawa Barat	OP	100%	OP	100%	Emas
4	540/Kep.633-SDAP/2011	Jawa Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
5	540/Kep.279-SDAP/2010	Jawa Barat	OP	100%	OP	100%	Emas
6	540/Kep.255-SDAP/2011	Jawa Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
7	545.21/006/2010	Jawa Tengah	OE	100%	OE	100%	Emas
8	545/175/2010	Jawa Tengah	OE	100%	OE	100%	Emas
9	540/KPTS-65/VI/2011	Sulawesi Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
10	213 Tahun 2010	Sulawesi Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
11	214 Tahun 2010	Sulawesi Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
12	541.2/005/kpts/ESDM/2010 (98PP0138)	Jawa Barat	OP	100%	OP	100%	Emas
13	540/Kep.633-SDAP/2011	Jawa Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
14	540/Kep.279-SDAP/2010	Jawa Barat	OP	100%	OP	100%	Emas
15	540/Kep.255-SDAP/2011	Jawa Barat	OE	100%	OE	100%	Emas
16	545.21/006/2010	Jawa Tengah	OE	100%	OE	100%	Emas
17	545/175/2010	Jawa Tengah	OE	100%	OE	100%	Emas
18	241 Tahun 2011	Sumatera Utara	OE	100%	OE	100%	Emas
19	50 Tahun 2011	Sumatera Utara	OE	100%	OE	100%	Emas
20	224 Tahun 2011 (KWB0.09-008)	Bengkulu	OE	100%	OE	100%	Emas
21	225 Tahun 2011 (KWB0.09-009)	Bengkulu	OE	100%	OE	100%	Emas
22	226 Tahun 2011 (KWB0.09-010)	Bengkulu	OE	100%	OE	100%	Emas
23	243 Tahun 2011 (KWB0.09-011)	Bengkulu	OE	100%	OE	100%	Emas
24	506 Tahun 2010	NTB	OE	100%	OE	100%	Emas
25	540/2892/SET TAHUN 2010	Papua	OE	100%	OE	100%	Emas
26	540/2876/SET TAHUN 2010	Papua	OE	100%	OE	100%	Emas
27	540/2883/SET TAHUN 2010	Papua	OE	100%	OE	100%	Emas
28	540/2884/SET TAHUN 2010	Papua	OE	100%	OE	100%	Emas
29	540/403/V/2011 (KW01-AT-DAIRI08)	Sumatera Utara	OE	100%	OE	100%	Emas
30	540/335/TAMBEN/2009	Sumatera Utara	OE	100%	OE	100%	Emas
31	188.45/540-170/2011 (97PPO443)	Maluku Utara	OP	100%	OP	100%	Nikel
32	158 Tahun 2010 (KW 10 APR OP 005)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
33	15 Tahun 2010 (KW 99 STP 057.a)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
34	198 Tahun 2010 (WSPM 016)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
35	199 Tahun 2010 (WSPM 017)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
36	200 Tahun 2010 (KW.WSPM.015)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel

No	KK/IUP	Wilayah	2012		2013		Komoditas
			Status	Kepemilikan (%)	Status	Kepemilikan (%)	
37	201 Tahun 2010 (WSWD 003)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
38	202 Tahun 2010 (KW.WSPM.014)	Sulawesi Tenggara	OP	100%	OP	100%	Nikel
39	02 Tahun 2010 KW 98PPO183	Kalimantan Barat	OP	100%	OP	100%	Bauksit
40	221 Tahun 2009	Kalimantan Barat	OP	100%	OP	100%	Bauksit
41	163 Tahun 2010	Kalimantan Barat	OE	100%	OE	100%	Bauksit
42	544.2/284/HK-2009	Kalimantan Barat	OE	100%	OE	100%	Bauksit
43	547 Tahun 2011	Kalimantan Barat	OE	100%	OE	100%	Zirkon
44	545/241/HK-2011	Kalimantan Barat	OE	100%	OE	100%	Zirkon
45	545/50/HK-2011	Kalimantan Barat	OE	100%	OE	100%	Zirkon
46	188.45/287/427.12/2010 (KW 67316)	Jawa Timur	OP	100%	OP	100%	Timbal
47	178/ESDM/2010	Jambi	OE	100%	OE	100%	Batubara
48	137/ESDM/2010	Jambi	OE	100%	OE	100%	Batubara
49	138/ESDM/2010	Jambi	OE	100%	OE	100%	Batubara
50	188.45/540.A-III/2011	Maluku Utara	OE	100%	OE	100%	Gamping
51	503.8/8931-BPPT/2010	Jawa Barat	OP	100%	OP	100%	Bentonit

3. Konsesi Pertambangan PT Bukit Asam (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

No	KK/IUP	Provinsi	2012		2013		Komoditas
			Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	
1.	751/KPTS/DISPERTAMBEN/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara
2.	05.87./PERINDAGKOP/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara
3.	390/KPTS/TAMBEN/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara
4.	391/KPTS/TAMBEN/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara
5.	389/KPTS/TAMBEN/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara
6.	No.09/IUP/545-02/IV/2010	RIAU	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara Gas Metana
7.	304/KPTS/DISTAMBEN/2010	SUMSEL	Operasi Produksi	100%	Operasi Produksi	100%	Batubara

4. Konsesi pertambangan yang dimiliki oleh PT Timah (Persero) Tbk di wilayah Indonesia pada tahun 2012 dan 2013

I. PT Timah (Persero) Tbk

No.	NO. SK IUP	Wilayah	2012		2013		Komoditas
			Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	
1	188.45/449/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
2	188.45/450/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
3	188.45/451/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
4	188.45/452/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
5	188.45/453/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
6	188.45/454/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
7	188.45/455/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
8	188.45/456/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
9	188.45/457/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
10	188.45/420/Tamben/2011	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
11	188.45/459/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
12	188.45/460/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
13	188.45/461/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
14	188.45/462/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
15	188.45/463/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
16	188.45/464/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
17	188.45/465/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
18	188.45/466/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
19	188.45/467/Tamben/2010	Kab. Bangka	OP	100%	OP	100	Timah dmp
20	188.45/067/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
21	188.45/068/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
22	188.45/069/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
23	188.45/070/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
24	188.45/071/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
25	188.45/072/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
26	188.45/073/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
27	188.45/074/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
28	188.45/075/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
29	188.45/076/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
30	188.45/077/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
31	188.45/078/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
32	188.45/079/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
33	188.45/080/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
34	188.45/081/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
35	188.45/082/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
36	188.45/083/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
37	188.45/084/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
38	188.45/085/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
39	188.45/086/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
40	188.45/087/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
41	188.45/088/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
42	188.45/089/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
43	188.45/090/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
44	188.45/091/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
45	188.45/092/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
46	188.45/093/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
47	188.45/094/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
48	188.45/095/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp

No.	NO. SK IUP	Wilayah	2012		2013		Komoditas
			Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	
49	188.45/096/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
50	188.45/097/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
51	188.45/098/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
52	188.45/099/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
53	188.45/100/2.03.02/2010	Kab. Bangka Barat	OP	100%	OP	100	Timah dmp
54	188.45/214/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
55	188.45/215/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
56	188.45/216/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
57	188.45/346/DPE/2012	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
58	188.45/218/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
59	188.45/219/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
60	188.45/220/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
61	188.45/221/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
62	188.45/222/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
63	188.45/224/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
64	188.45/225/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
65	188.45/347/DPE/2012	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
66	188.45/172/DPE/2013	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
67	188.45/227/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
68	188.45/228/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
69	188.45/229/DPE/2010	Kab. Bangka Selatan	OP	100%	OP	100	Timah dmp
70	188.45/002/IUP-OP/DPE/2012	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
71	541.16/051/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
72	541.16/052/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
73	541.16/3652/DPE/2011	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
74	541.16/054/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
75	188.45/001/IUP-OP/DPE/2012	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
76	541.16/056/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
77	541.16/3656/DPE/2011	Kab. Bangka Tengah	OP	100%	OP	100	Timah dmp
78	104/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
79	105/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
80	106/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
81	107/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
82	108/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
83	109/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
84	110/IUP-OP/DPE/2010	Kab. Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
85	503/019/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Hematite
86	503/020/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Hematite
87	503/004/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
88	503/005/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp

No.	NO. SK IUP	Wilayah	2012		2013		Komoditas
			Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	
89	503/006/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
90	503/007/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
91	503/008/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
92	503/009/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
93	503/010/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
94	503/011/OP-L/BPPT/2011	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Timah dmp
95	503/090/OP-L/BPPT/2010	Kab. Belitung Timur	OP	100%	OP	100	Hematite
96	188.44/390/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
97	188.44/389/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
98	188.44/388/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
99	188.44/391/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
100	188.44/393/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
101	188.44/394/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
102	188.44/386/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
103	188.44/387/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
104	188.44/385/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
105	188.44/384/DPE/2010	Prov. Kep. Bangka Belitung	OP	100%	OP	100	Timah dmp
106	No. 114 Tahun 2011	Kab. Karimun	OP	100%	OP	100	Timah dmp
107	No. 115 Tahun 2011	Kab. Karimun	OP	100%	OP	100	Timah dmp
108	2928K/30/MEM/2011	Lintas Prov. Kep. Riau dan Riau	OP	100%	OP	100	Timah dmp

II. PT TAMBANG TIMAH

No.	NO. SK IUP	WILAYAH	2012		2013		Komoditas
			Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	Status Operasi (OE/OP)	Kepemilikan (%)	
1	No. 116 Tahun 2011	Kab. Karimun	OP	100%	OP	100	Timah dmp
2	No. 117 Tahun 2011	Kab. Karimun	OP	100%	OP	100	Timah dmp
3	No. 709 Tahun 2012	Prov. Kep. Riau	OP	100%	OP	100	Timah dmp
4	No. 367 Tahun 2011	Prov. Kep. Riau	OP	100%	OP	100	Timah dmp

Lampiran 7: Sumber Daya dan Cadangan Mineral Metalik Pilihan dan Batubara

Lampiran 7.1: Sumber Daya dan Cadangan Mineral Metalik Berdasarkan Komoditas

Komoditas	Juta Ton			
	Total sumber daya*		Total cadangan**	
	Bijih	Logam	Bijih	Logam
Merkuri	32	0	-	-
Lead	401	11	6	0
Tembaga	17.518	106	3.134	28
Seng	625	7	6	1
Timah	449	2	801	0
Besi Primer	712	402	66	40
Besi Laterit	1.880	685	424	101
Pasir Besi	2.117	425	174	25
Kobal	1.482	1.630	490	0
Kromit Primer	32	0	0	-
Kromit Plaser	6	2	4	3
Mangan	16	6	4	3
Nikel	3.565	52	1.168	22
Titan Laterit	741	3	-	-
Titan Plaser	71	7	1	0
Molibdenum	706	0	-	-
Emas primer	7.692	0	3.231	0
Emas Plaser	1.455	0	17	0
Perak	13.775	1	3.259	2
Platinum	115	0	0	0
Bauksit	1.294	626	583	238
Monasit	1.569	0	-	-

Sumber: 2014 Indonesia Mineral and Coal Information, Ditjen Minerba, Kementerian ESDM

* Sumber daya terdiri dari inferred (tereka), indicated (tertunjuk), measured (terukur);

**cadangan terdiri dari: probable (terkira) dan proved (terbukti)

Lampiran 7.2: Sumber Daya dan Cadangan Batubara

Berdasarkan Nilai Kalori

Kualitas/ Quality		Sumber daya (Juta Ton)	Cadangan		
Kelas/Class	Nilai Kalori/ Clorific Value (cal/gr)		Terkira/Probable	Terbukti/Proven	Total
Low	<5.100	30.570	5.720	3.760	9.481
Medium	5.100 – 6.100	78.454	16.152	3.981	20.133
High	6.100- 7.100	9.558	497	990	1.488
Very High	>7.100	1.943	92	164	256
TOTAL		120.525	22.462	8.895	31.357

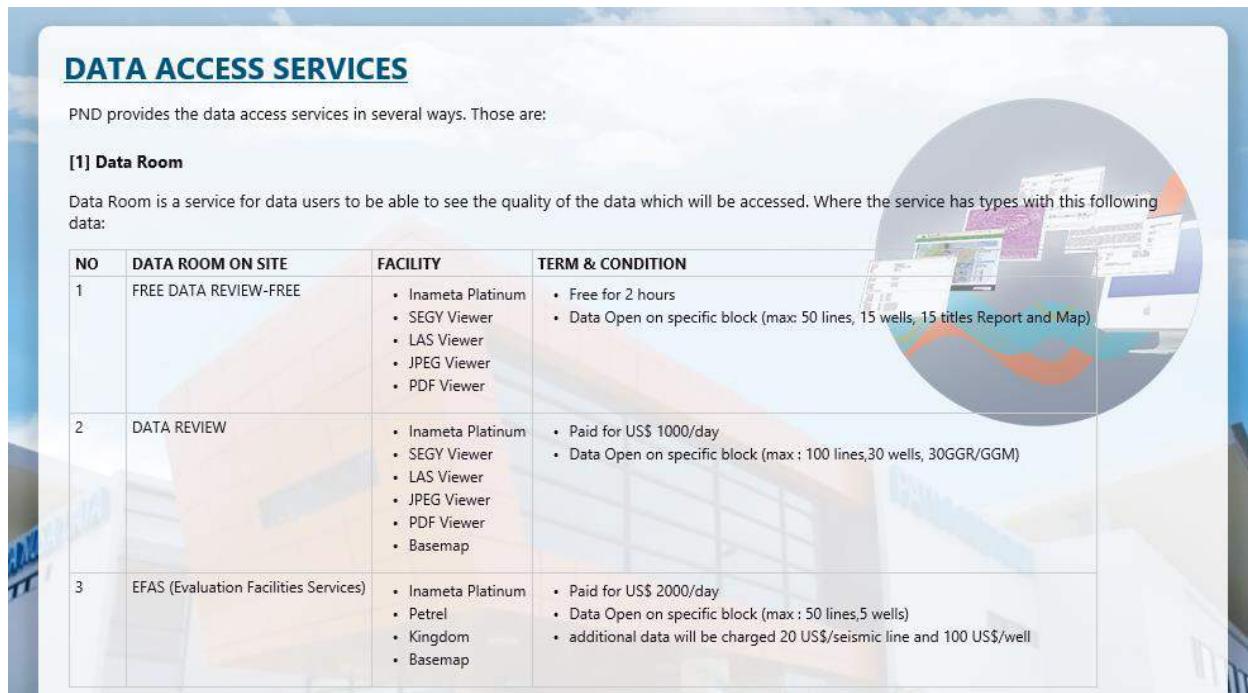
Berdasarkan Provinsi

Provinsi/Province		Sumber daya (Juta Ton)	Cadangan		
			Terkira/Probable	Terbukti/Proven	Total
Nangroe Aceh Darussalam	Sumatera	451			
North Sumatera		27			
Riau		1.802	54	635	689
West Sumatera		795		158	158
Jambi		2.223	175	149	324
Bengkulu		192		19	19
South Sumatera		50.301	9.964	2.140	12.104
Lampung		108			0
Banten		19			0
Central Java	Java	1			0
East Java		0			0
West Kalimantan		491			0
Central Kalimantan		3.756	242	317	559
South Kalimantan	Kalimantan	12.587	1.105	2.383	3.448
East Kalimantan		47.402	10.921	3.094	14.015
South Sulawesi		231			0
Central Sulawesi		2			0
North Maluku	Maluku	7			0
West Papua	Papua	126			0
Papua		3			0
TOTAL INDONESIA		120.525	22.462	8.895	31.357

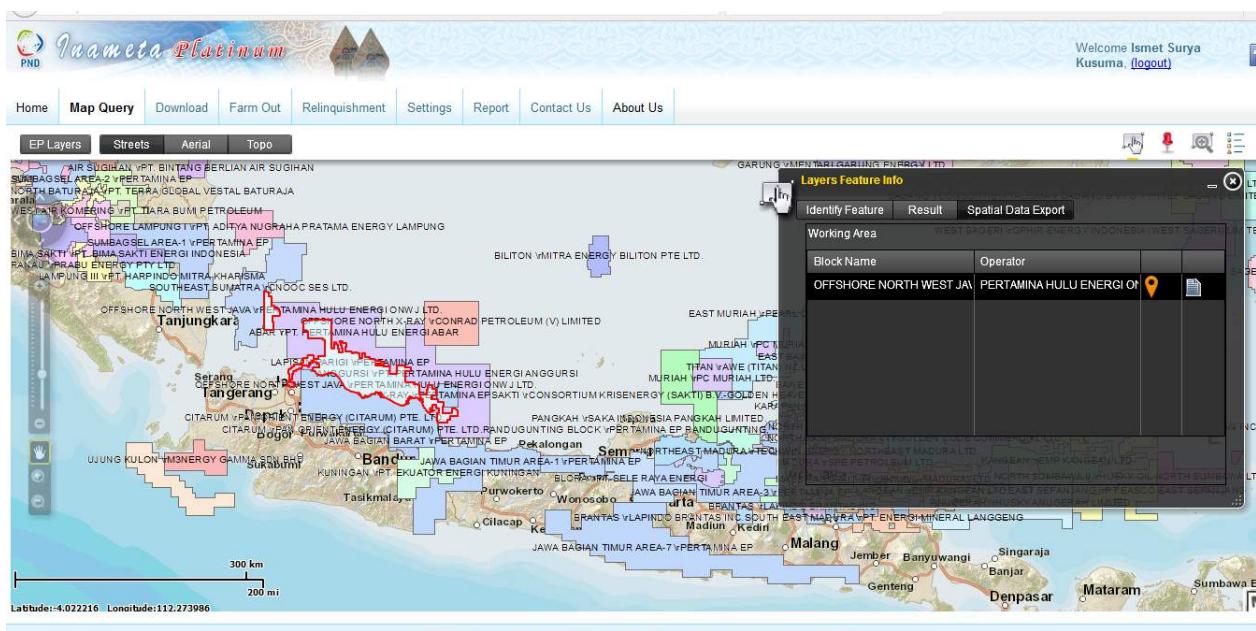
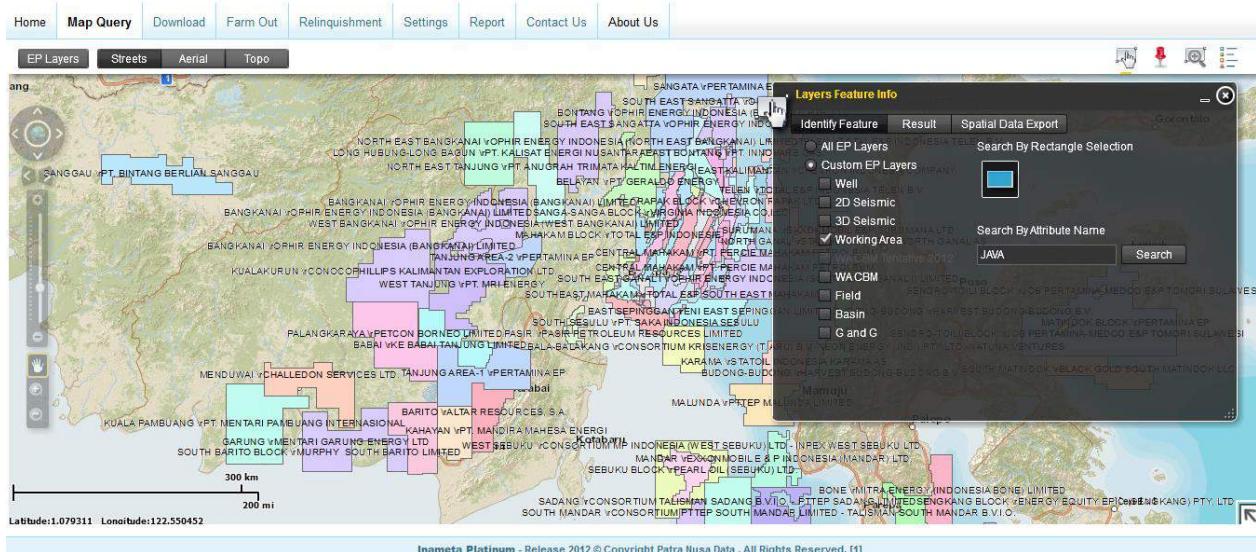
LAMPIRAN 8 : INFORMASI YANG TERDAPAT DALAM SISTEM INFORMASI GEOGRAFIS KEMENTERIAN ESDM

Pertambangan Migas : Sistem Informasi Inameta

Biaya untuk mengakses data room Inameta



DATA ACCESS SERVICES			
NO	DATA ROOM ON SITE	FACILITY	TERM & CONDITION
1	FREE DATA REVIEW-FREE	<ul style="list-style-type: none">Inameta PlatinumSEGY ViewerLAS ViewerJPEG ViewerPDF Viewer	<ul style="list-style-type: none">Free for 2 hoursData Open on specific block (max: 50 lines, 15 wells, 15 titles Report and Map)
2	DATA REVIEW	<ul style="list-style-type: none">Inameta PlatinumSEGY ViewerLAS ViewerJPEG ViewerPDF ViewerBasemap	<ul style="list-style-type: none">Paid for US\$ 1000/dayData Open on specific block (max : 100 lines, 30 wells, 30GGR/GGM)
3	EFAS (Evaluation Facilities Services)	<ul style="list-style-type: none">Inameta PlatinumPetrelKingdomBasemap	<ul style="list-style-type: none">Paid for US\$ 2000/dayData Open on specific block (max : 50 lines, 5 wells)additional data will be charged 20 US\$/seismic line and 100 US\$/well



WORKING AREA

Contract Area

Contract Type : PSC-EXTENSION
Operator : PERTAMINA HULU ENERGI ONWJ LTD.
Basin : NORTH WEST JAVA
Status : PRODUCTION

Overview

The Offshore Northwest Java PSC, located in the offshore of Northwest Java, is operated by Pertamina Hulu Energi ONWJ, Ltd. which holds 46% of the interest. The remaining is held by CNOOC ONWJ, Ltd. (36.72%), Inpex Java, Ltd. (7.25%), Talisman Resources (North West Java) (5.03%), and Salamander Energy (Java) B.V. (5%). PSC was awarded on August 18th, 1966 and after underwent extension, it is scheduled to be terminated on January 18th, 2017. In 1991, 18,445 km² seismic was drilled, Psi FSN-1 (Oil), Psi SC-3 (G/C), Psi MKN-1 (O/G), Psi SC-2 (G/C), Psi LN-1 (O/G), Psi JJ-4 (Oil), Psi L-13 (O/G). In 1997, 468 km² of 3D and 34 km² of 2D were acquired. The APN West 3D (Nov. 2001) and APN East 3D (Dec. 2001) were completed in 2001. In 2005, drilled KKNA-4 well (TD at 6434' MD), KLB-13 well (TD at 4731' MD), and BNA-9 well (TD at 4650' MD), with the average production on April 2005 reached 24.1 MBOD and 238 BBTUD. Furthermore, the average production on June 2005 18.9 MBOD and 177 BBTUD, and on September 2005 27.1 MBOD and 309 BBTUD. A year later, the average production hit the number of 22.4 MBOD and 240.1 BBTUD. Moreover, the average production on October 2008 was 23.9 MBOD and 261.7 BBTUD.

Area

Original Acreage : 27677 km²
Present Acreage : 8279.29 km²

Date

Contract Date : 23-APR-1990
Activated Date : 19-JAN-1997
Expired Date : 18-JAN-2017
Terminated Date :

Relinquishment & Schedule

Plan

18-JAN-2000	Rel 1	: N/A
18-JAN-2003	Rel 2	: N/A
18-JAN-2006	Rel 3	: N/A

Actual

02-AUG-2000	Rel 1	: 4155.51 km ² (15.0140%)
17-FEB-2004	Rel 2	: 2766.48 km ² (9.9950%)
28-NOV-2008	Rel 3	: 2772.64 km ² (10.02%)

Production Split

Crude Oil

Contractor	: 28.8462%
Government	: 71.1538%

Natural Gas

Government	: 42.3077%
Contractor	: 57.6923%

Bonuses

PRODUCTION BONUS

US\$ 1,000,000:	500,000 MMSCF
US\$ 3,000,000:	900 MMBOE

SIGNATURE BONUS

US\$ 10,000,000:	
------------------	--

Work Commitment

1YEAR: US\$ 60,000,000	COMMITMENT EKSPLORASI DEVELOPMENT & SEC. REC 01-01-90 S/D 31-12-93
4YEAR: US\$ 40,000,000	COMMITMENT EKSPLORASI DEVELOPMENT & SEC. REC 01-01-94 S/D 31-12-97

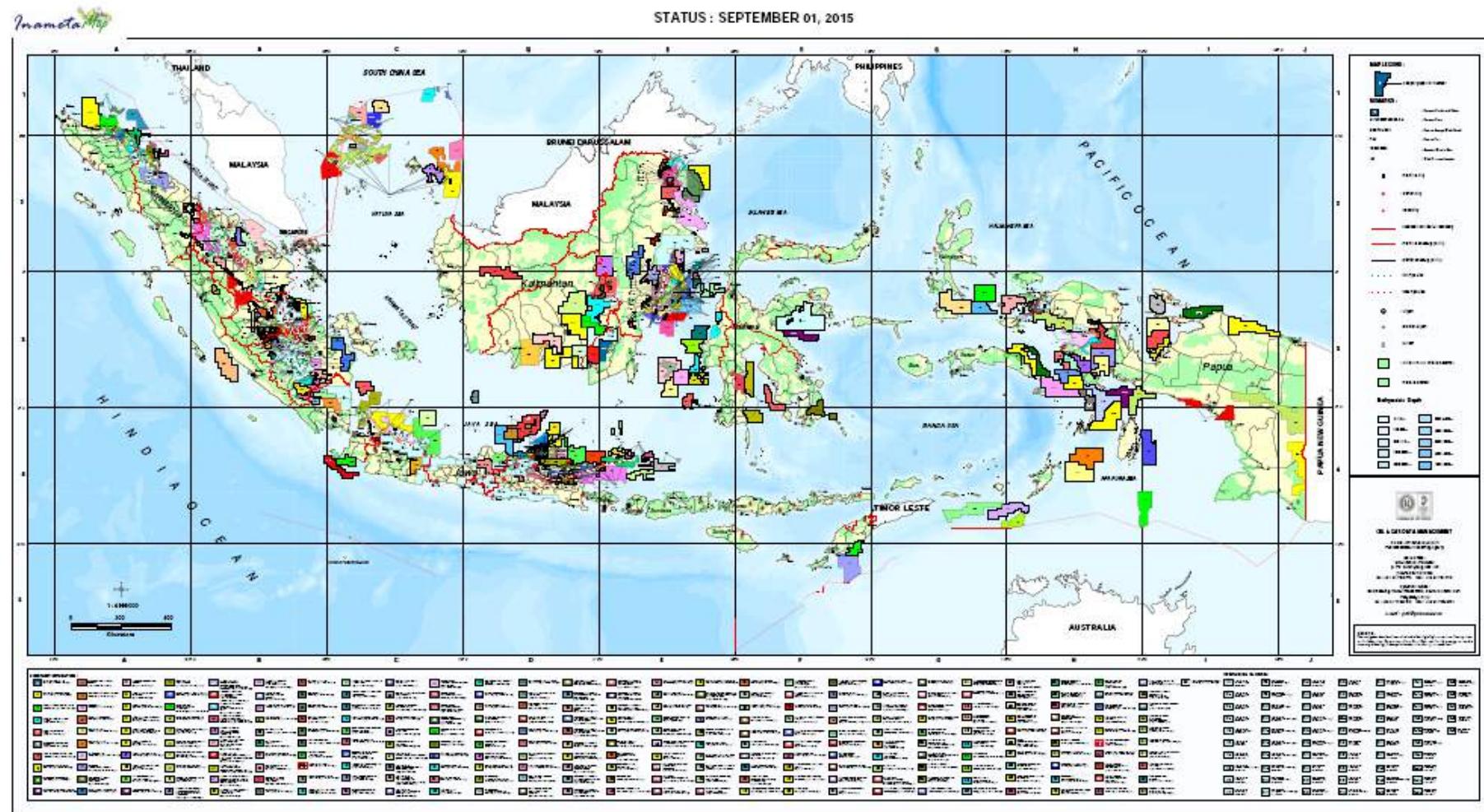
Participant Interest

RISCO ENERGY (JAVA) BV.:	5 %
EMP ONWJ LTD.:	36.7205 %
PERTAMINA HULU ENERGI ONWJ LTD.:	58.2795 %

Interest Changes Date

GJ	106° 37' 37.37" E	05° 10' 18.05" S
GK	106° 37' 37.00" E	05° 11' 54.34" S
GL	106° 39' 15.93" E	05° 11' 54.75" S
GM	106° 39' 15.97" E	05° 12' 27.88" S
GN	106° 40' 52.02" E	05° 12' 28.23" S
GO	106° 40' 51.72" E	05° 14' 04.04" S
GP	106° 41' 12.68" E	05° 14' 04.15" S
GQ	106° 41' 11.98" E	05° 17' 20.23" S
GR	106° 35' 59.69" E	05° 17' 19.04" S
GS	106° 35' 58.68" E	05° 21' 40.91" S
GT	106° 37' 00.55" E	05° 21' 41.15" S
GU	106° 37' 00.00" E	05° 27' 00.00" S
GV	106° 30' 00.00" E	05° 26' 59.99" S

INDONESIA PETROLEUM CONTRACT AREA MAP

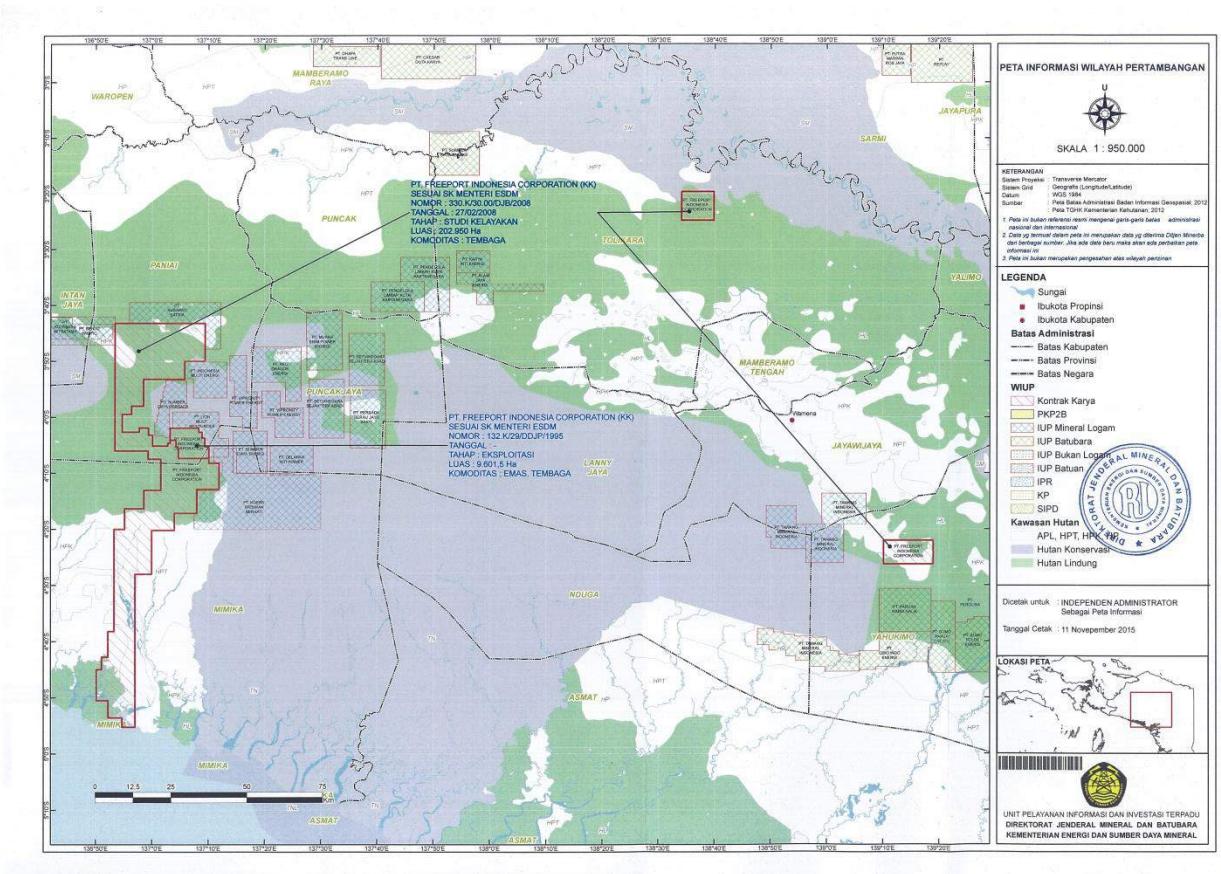


Resolusi peta yang lebih jelas dapat diakses di <http://eiti.ekon.go.id/peta-area-kontrak-migas/>

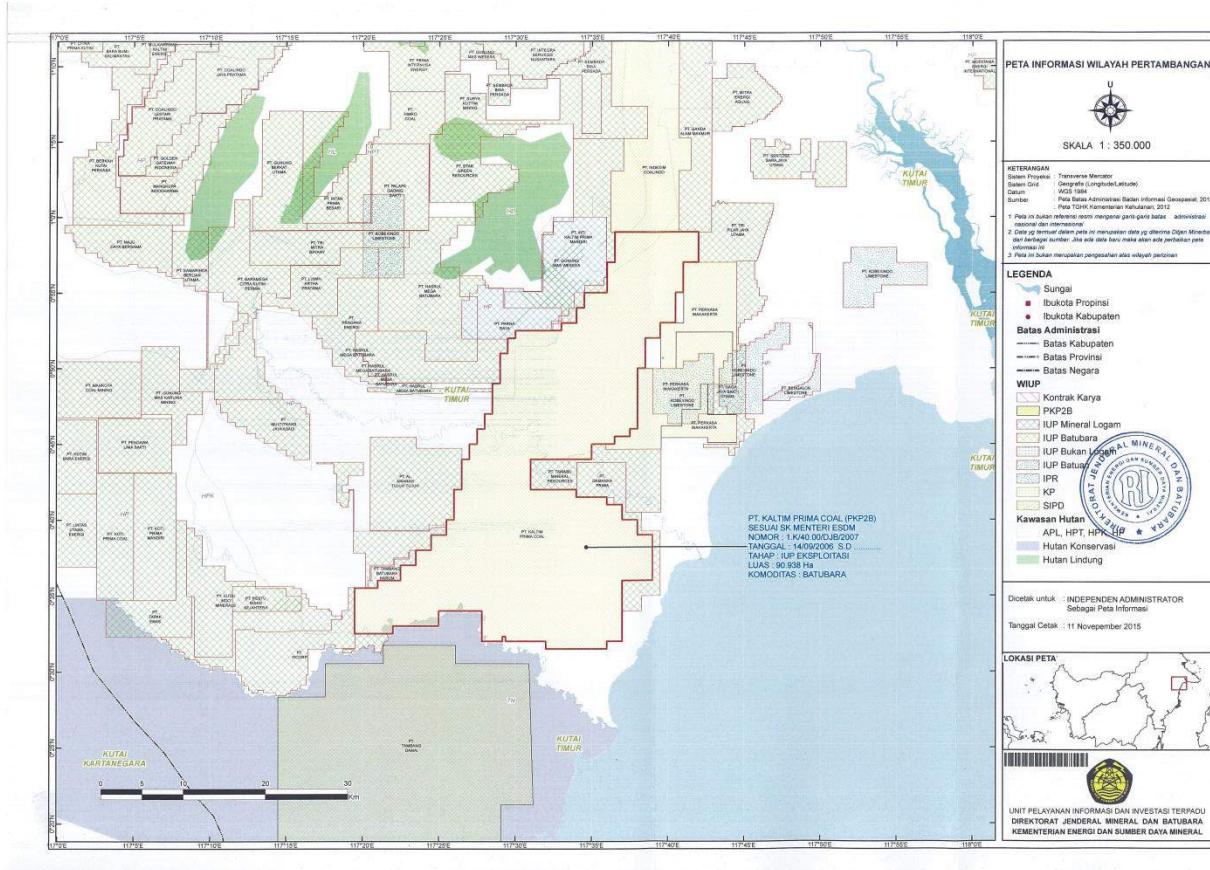
Pertambangan Minerba: Jasa Pelayanan Pencetakan Peta Informasi Wilayah Izin Usaha Pertambangan /Kontrak

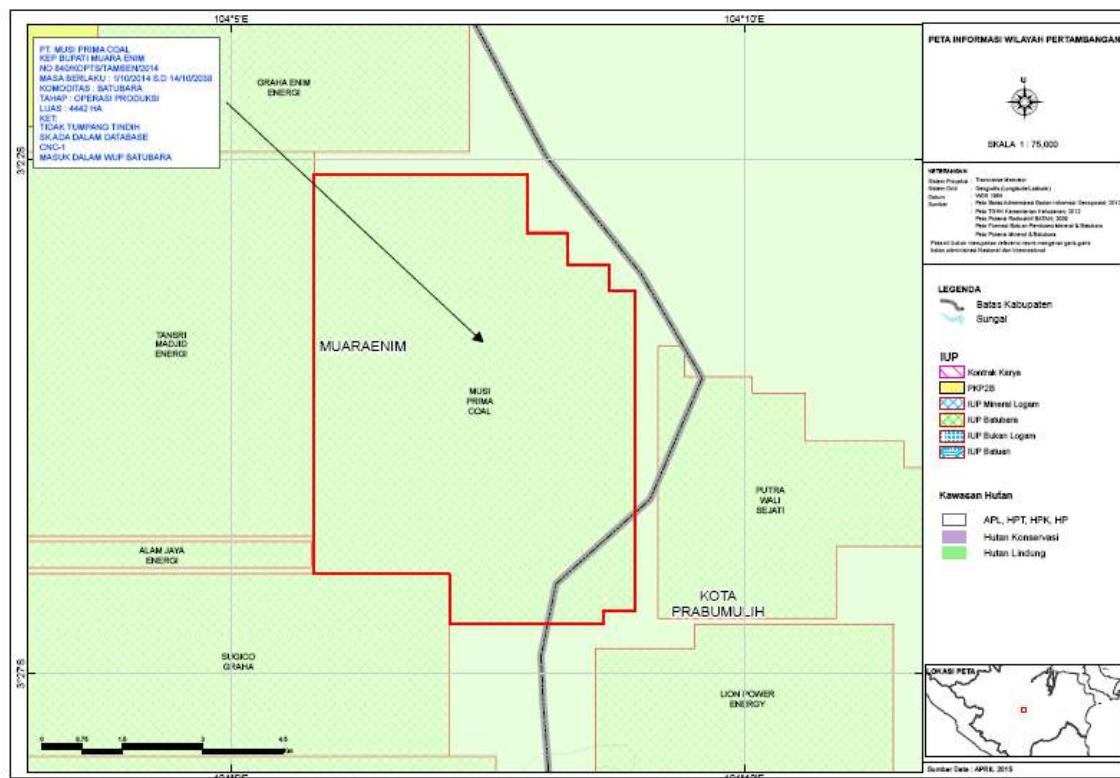
Contoh Peta Berdasarkan Kabupaten

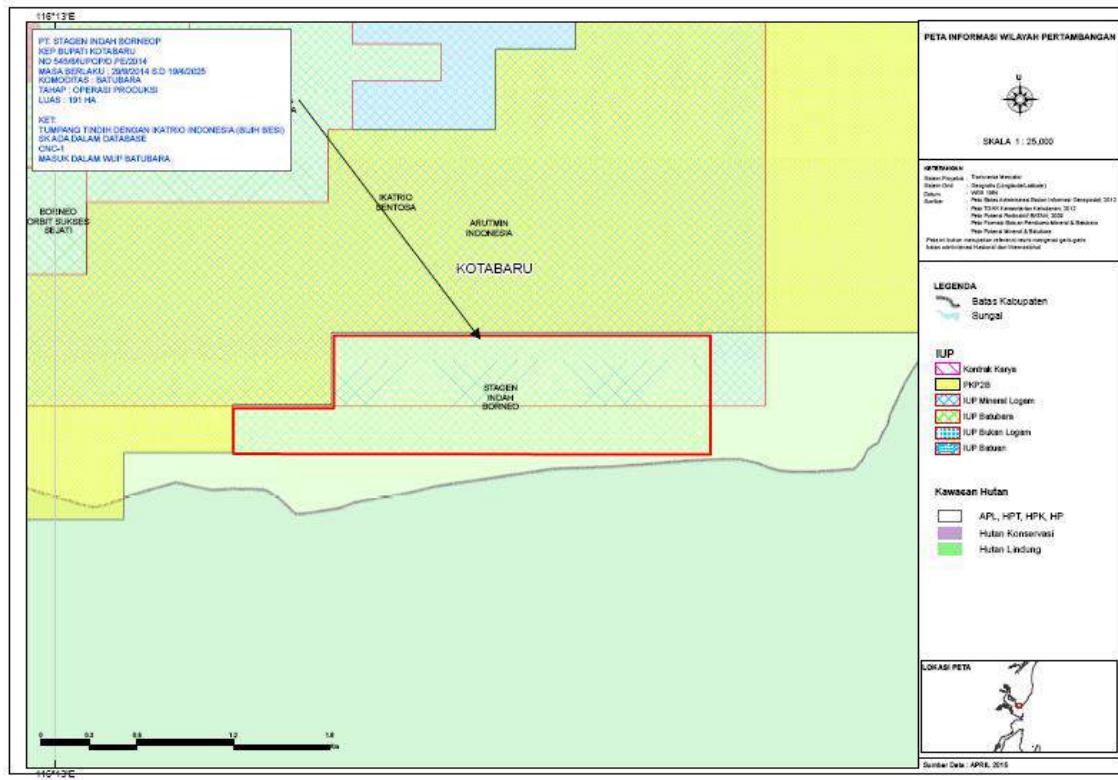
Kabupaten Mimika



Kabupaten Kertanegara







KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA
DIREKTORAT JENDERAL MINERAL DAN BATUBARA
 JALAN PROF. DR. SUPOMO, SH. NO. 10 JAKARTA 12870

FORMULIR PEMESANAN PETA INFORMASI WILAYAH PERTAMBANGAN
INFORMATION MAP OF MINING AREA REQUESTING FORM

1. **Nama Lengkap** :
2. **Jabatan/Pekerjaan** :
3. **Perusahaan** :
4. **Alamat Lengkap** :
5. **Telepon/Faksimile** :
6. **Email** :

Jenis Informasi / Peta yang di inginkan

Type of Requested Information / Map

A. Penelusuran Peta

Search of Map

- **Lama Penelusuran (per 15 menit)** :
- Duration (per 15 minute)

B. Peta Informasi Wilayah Pertambangan

Information Map of Mining Area

- **Lokasi (Pulau/Provinsi/Kabupaten)** :
- Location (Island / Province / Regency)
- **Media Penyimpanan**

Save as

1. **Compact Disc (CD)**

2. **Cetak Peta (hard copy)**

Print Out

- **Ukuran Peta (A0, A1, A3)** :

Size of Map

- **Jumlah Peta** :

Number of Copies

- **Penelusuran** :

Search

- **Keperluan untuk** :

Used for

(Informasi / Pertimbangan Teknis)

(Information / technical considerations)

C. Peta Dokumen Resmi/Lampiran Surat Keputusan (Ukuran A4, 3 Lembar, tarif Rp. 2.000.000,- sesuai PP 9/2012)

Authentic Map Documents / Decree Enclosure (A4 Size, 3 Copies, Rp. 2.000.000,- according to PP 9/2012)

- **Kode wilayah/ DU/ KW** :

Area Code / DU / KW

- **Tahapan Kegiatan** :

Stage of Activity

Eksplorasi
 Exploration

Operasi Produksi
 Production

Diisi oleh petugas/Fill in by Officer

No Pendaftaran :

Registration Number

Kode Transaksi :

Transaction code

Tanggal Permohonan :

Date of Application

Pemohon

Applicant

Tanggal Peta Diambil :

Date of Submitting Map

Petugas :

Officer

Catatan :

Note

Pertambangan Minerba: Minerba One Map Indonesia

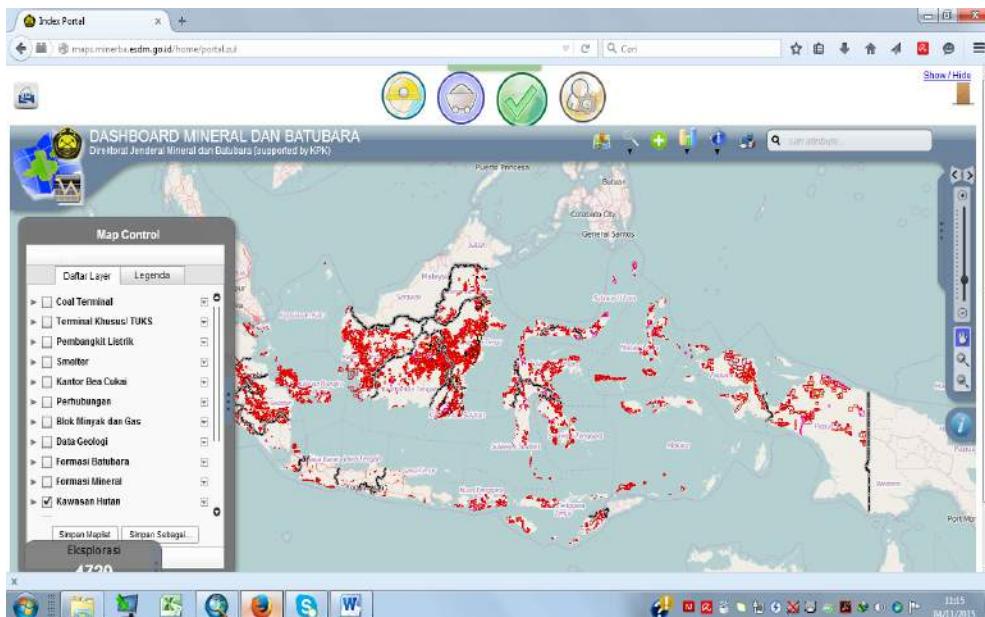
Untuk kebutuhan pemenuhan Standar EITI, informasi yang tersedia di MOMI antara lain adalah sebagai berikut:

- Pejabat Berwenang
- Nama Propinsi
- Nama Kabupaten
- Nama Pulau
- Lokasi Tambang
- Lokasi Propinsi
- Lokasi Kabupaten
- Nama Perusahaan
- Jenis Badan Usaha
- Alamat Perusahaan
- Nama Direktur Utama
- No. Telp.
- No. SK
- Tanggal Berlaku SK
- Tanggal Berakhir SK
- Tahapan Kegiatan
- Jenis Izin
- Luas Wilayah (Ha)
- Luas pada Sistem (Ha)
- No. SK Pertek
- Tanggal Pertek
- No. SK IPPKA
- Tanggal SK IPPKA
- Status C & C
- Generasi Kontrak
- Komoditi
- No. SingleID
- NPWP
- Status

User dapat mengakses MOMI di alamat <http://maps.minerba.esdm.go.id>, dan *login* menggunakan *username* dan *password* yang telah diberikan oleh Minerba.

Langkah-langkah yang dilakukan:

Langkah 1:



Tampilan
Dashboard
Mineral dan
Batubara

Langkah 2:

- Ketik perusahaan yang diinginkan (contoh : Gunungbayan Pratamacoal)

- Pilih Area Pertambangan/ Kabupaten

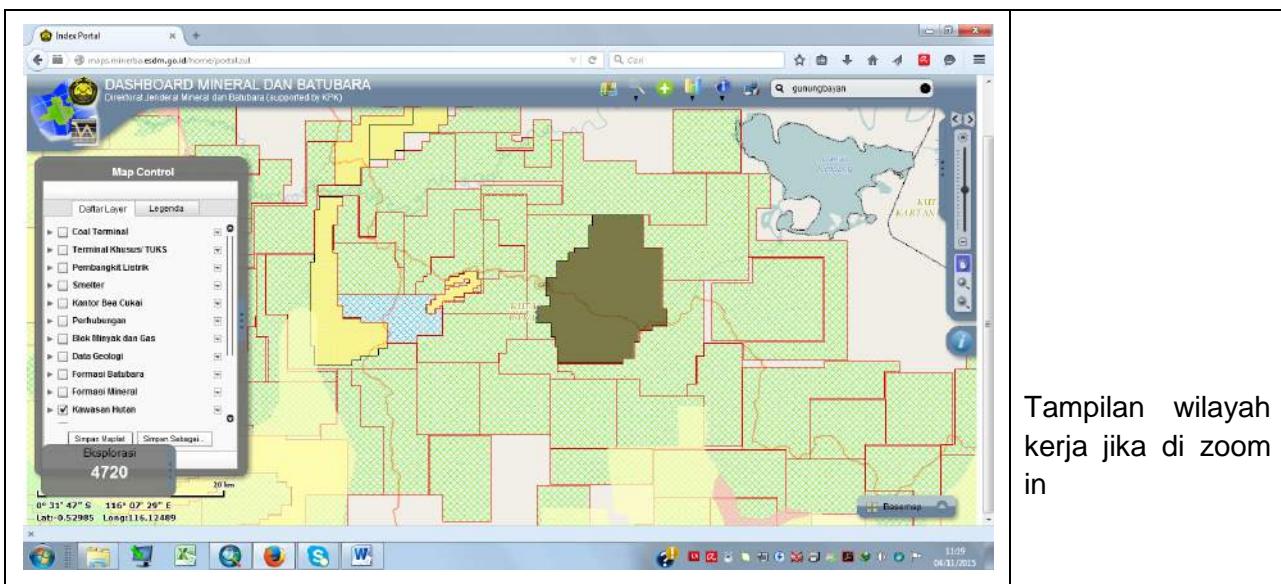
- Klik Kawasan Hutan

Langkah 3:

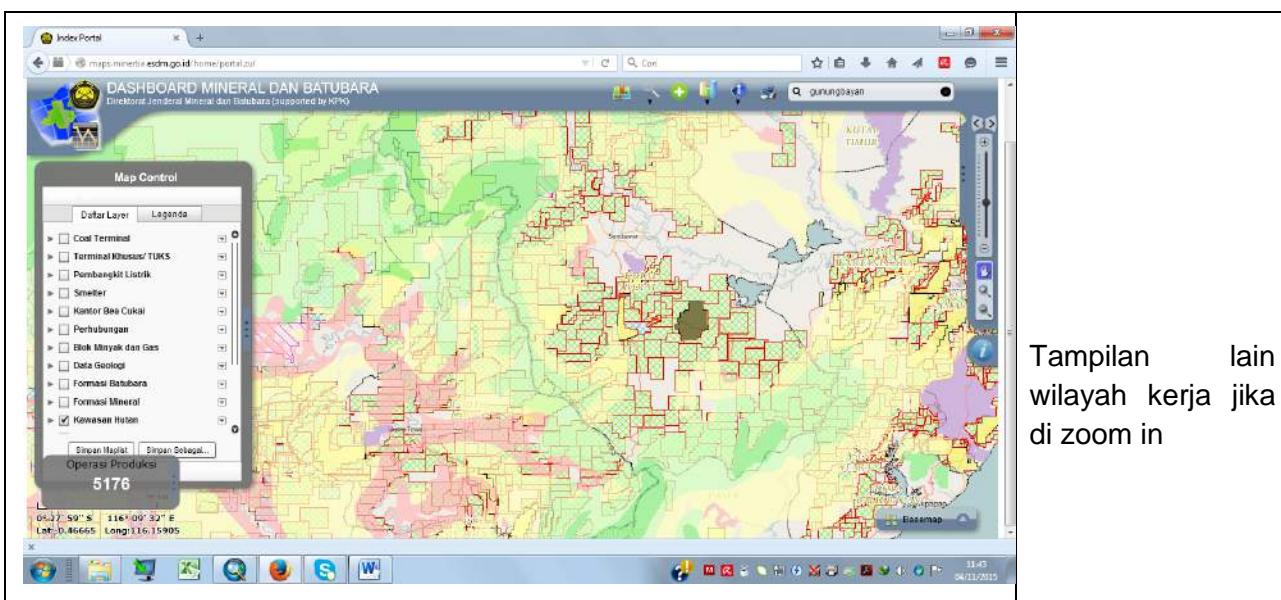
- Tampilan peta wilayah

- Tampilan informasi

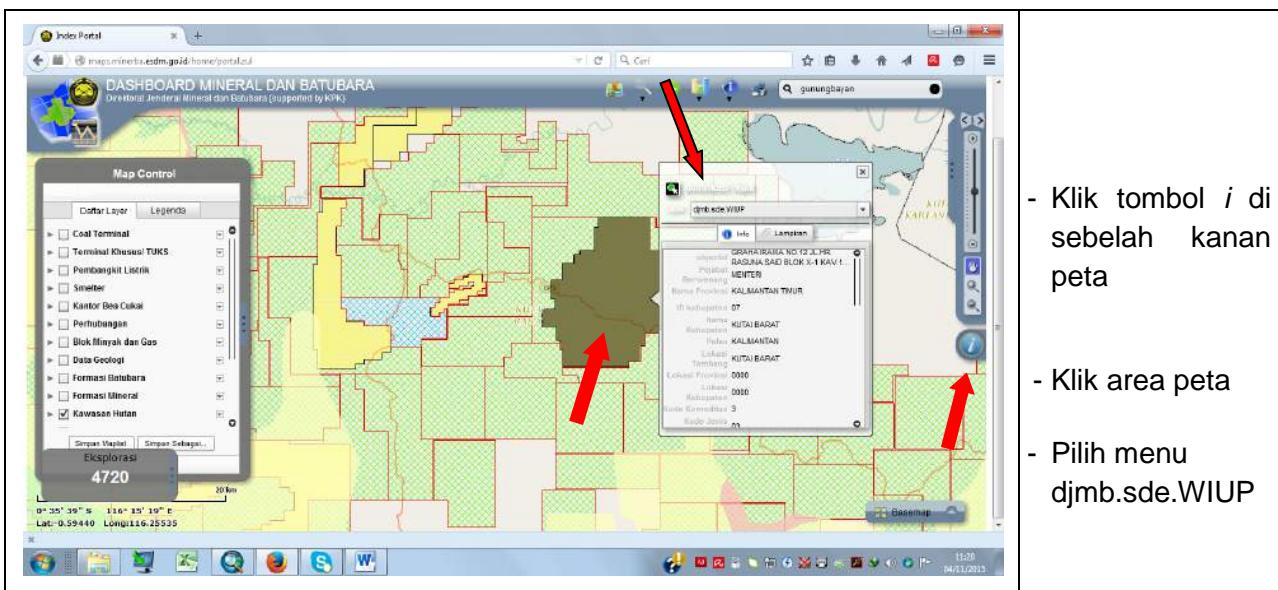
Langkah 4:



Langkah 5:

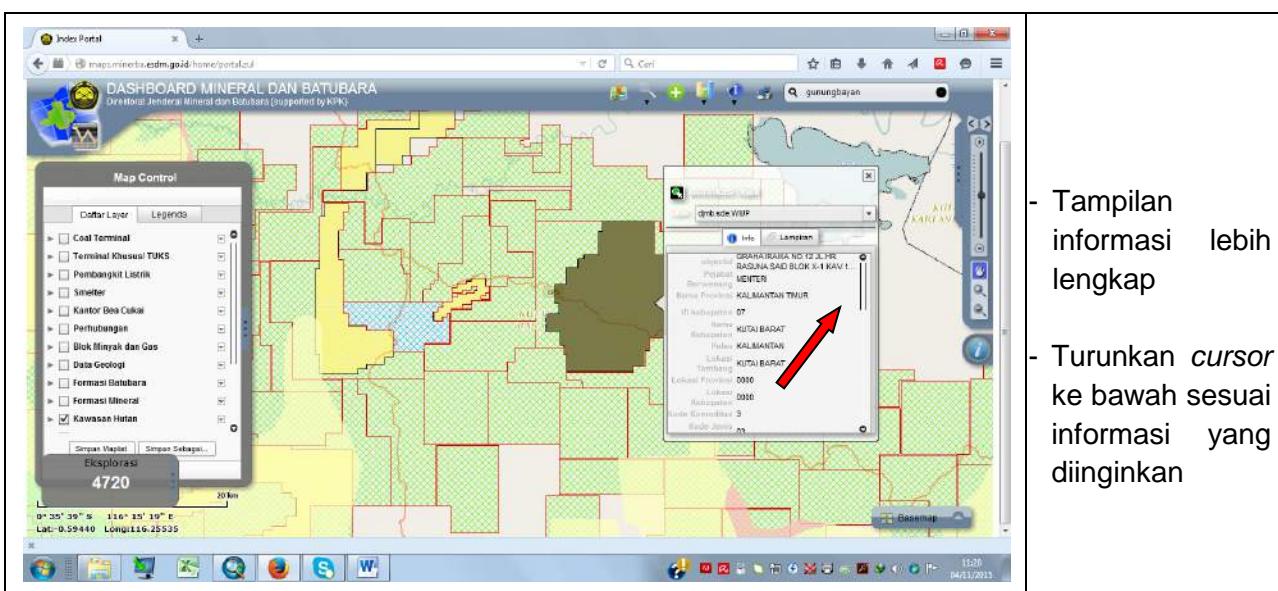


Cara lain → Langkah 6:



- Klik tombol *i* di sebelah kanan peta
- Klik area peta
- Pilih menu djmb.sde.WIUP

Langkah 7:



- Tampilan informasi lebih lengkap
- Turunkan *cursor* ke bawah sesuai informasi yang diinginkan

LAPORAN EITI 2012 -2013 **LAPORAN KONTEKSTUAL**

Sekretariat EITI Indonesia

Gedung Kementerian BUMN, Lt.18
Jl.Medan Merdeka Selatan No.13, Jakarta
10110 - Indonesia
Telp: +62 21 3483 2642
Fax: +62 21 3483 2645
email: sekretariat@eiti.ekon.go.id