



Dukungan Penyediaan Bahan Baku untuk Pembangunan Industri Berbasis Migas

IGN Wiratmaja, Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Kementerian ESDM

Hotel Bidakara, 16 Februari 2016



AGENDA



I. CADANGAN & PRODUKSI MIGAS

II. NERACA GAS BUMI

III. KEBIJAKAN HARGA GAS BUMI

IV. RENCANA PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR GAS BUMI



Energy Philosophy



1. Availability



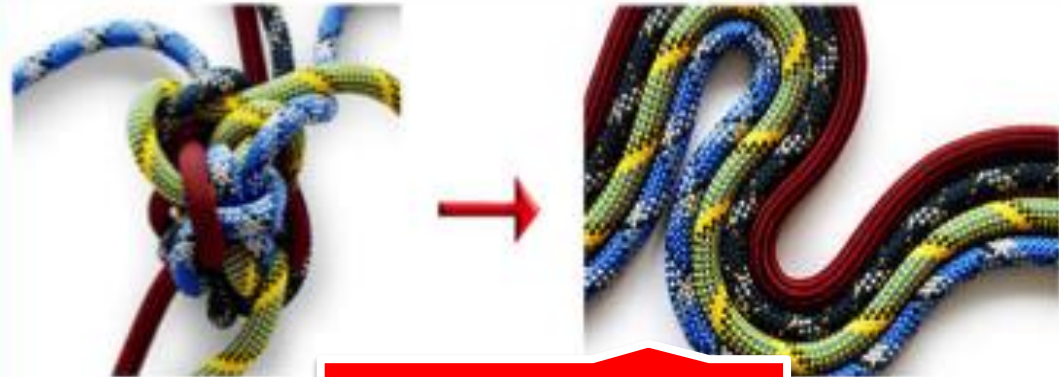
2. Accessibility



3. Affordability



4. Sustainability



5. Simplicity

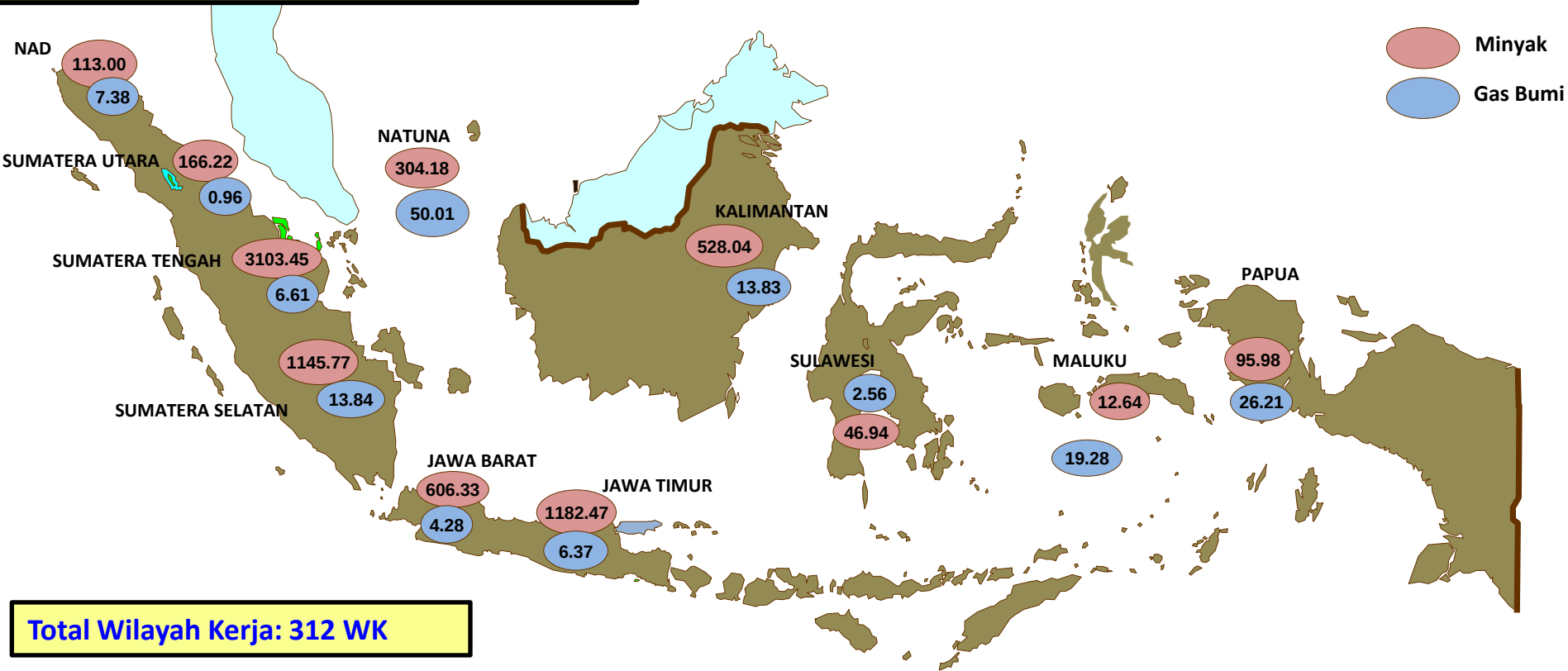
I. CADANGAN & PRODUKSI MIGAS



Kegiatan Usaha Hulu Migas di Indonesia

Peta Cadangan Migas

Status: 1 Januari 2015



OIL

Cadangan

Proven : 3,602.53 MMSTB
Potential : 3,702.49 MMSTB
Total : 7,305.02 MMSTB

Produksi: 786,000 BPD



GAS

Cadangan

Proven : 97.99 TSCF
Potential: 53.34 TSCF
Total : 151.33 TSCF

Produksi: 8,113 MMSCFD

Biaya Kegiatan Usaha Hulu Migas

Eksplorasi: 6 – 8 million USD
Average Discovery Size: 17.6 BOE/discovery

Produksi: 21 – 45 USD/BOE



Produksi Migas Per KKKS

NO	NAMA KKKS	RATA-RATA PRODUKSI TAHUNAN	
		MINYAK & KONDENSAT (BOPD)	GAS (MMSCFD)
1	BOB PT. BUMI SIAK PUSAKO - PERTAMINA HULU	12,694.18	0.00
2	BP BERAU LTD	5,916.02	1,333.63
3	CAMAR RESOURCES CANADA INC.	692.29	3.62
4	CHEVRON INDONESIA COMPANY	19,781.76	107.33
5	CHEVRON MAKASSAR LTD	4,818.08	19.29
6	CHEVRON RAPAK LTD.	0.00	0.00
7	CITIC SERAM ENERGY LTD	4,167.19	1.78
8	CNOOC	32,370.57	138.02
9	CONOCOPHILLIPS (GRISSIK) LTD.	7,911.47	1,104.74
10	CONOCOPHILLIPS (SOUTH JAMBI) LTD.	0.00	0.00
11	CONOCOPHILLIPS INDONESIA INC. LTD.	20,772.23	253.55
12	EMP GEBANG LTD.	0.00	0.00
13	ENERGI MEGA PERSADA BENTU LTD	0.00	46.07
14	ENERGI MEGA PERSADA MALACCA STRAIT S.A.	3,166.69	4.49
15	ENERGY EQUITY EPIC (SENGKANG) PTY. LTD.	0.38	45.06
16	HEXINDO GEMILANG JAYA	0.00	0.00
17	HUSKY CNOOC MADURA LTD.	0.00	0.00
18	JOB PERTAMINA - GOLDEN SPIKE INDONESIA LTD	373.64	0.17
19	JOB PERTAMINA - MEDCO TOMORI SULAWESI LTD	9,283.02	339.72
20	JOB PERTAMINA PETROCHINA EAST JAVA	4,215.99	4.71



Produksi Migas Per KKKS

NO	NAMA KKKS	RATA-RATA PRODUKSI TAHUNAN	
		MINYAK & KONDENSAT (BOPD)	GAS (MMSCFD)
21	JOB PERTAMINA PETROCHINA SALAWATI	3,061.33	9.59
22	JOB PERTAMINA TALISMAN (OGAN KOMERING)	2,251.07	7.60
23	JOB PERTAMINA TALISMAN JAMBI MERANG	4,265.81	84.48
24	JOB PERTAMINA MEDCO SIMENGGARIS	0.00	0.46
25	KALILA (KORINCI BARU) OPERATOR PTY. LTD.	0.00	0.00
26	KALREZ PETROLEUM (SERAM) LTD	401.43	0.00
27	KANGEAN ENERGI INDONESIA	68.40	202.04
28	LAPINDO BRANTAS INC	0.00	5.34
29	MANHATTAN KALIMANTAN INVESTMENT PTE.	0.00	0.00
30	MEDCO E&P BENGARA	0.00	0.00
31	MEDCO MALAKA	0.00	0.00
32	MOBIL CEPU LTD	133,594.45	41.88
33	MONTDOR OIL TUNGKAL LTD	1,574.46	0.93
34	MUBADALA PETROLEUM INDONESIA	38.13	64.44
35	PACIFIC OIL & GAS (KISARAN)	0.00	0.00
36	PERTAMINA HULU ENERGI ONWJ LTD	38,093.40	175.29
37	PERTAMINA HULU ENERGI SIAK	1,693.03	0.00
38	PERTAMINA HULU ENERGI WEST MADURA OFFSHORE	10,676.77	104.34
39	PERUSDA BENUA TAKA	0.00	1.00
40	PETROCHINA INTERNATIONAL BANGKO LTD	8.81	0.00



Produksi Migas Per KKKS

NO	NAMA KKKS	RATA-RATA PRODUKSI TAHUNAN	
		MINYAK & KONDENSAT (BOPD)	GAS (MMSCFD)
41	PETROGAS (BASIN) LIMITED	4,658.64	20.94
42	PETROCHINA INTERNATIONAL JABUNG LTD	13,699.83	251.21
43	PETRONAS CARIGALI (KETAPANG) LTD	15,122.60	10.17
44	PETRONAS CARIGALI (MURIAH) LTD	0.00	111.44
45	PETROSELAT	104.05	0.36
46	PERTAMINA HULU ENERGI KAMPAR	1,461.87	0.00
47	PHE NSO-NSB	1,279.34	112.47
48	PREMIER OIL INDONESIA	1,861.19	226.91
49	PT ODIRA ENERGY KARANG AGUNG	0.00	0.00
50	PT SUMATERA PERSADA ENERGI	405.57	0.00
51	PT. CHEVRON PACIFIC INDONESIA	266,772.78	25.07
52	PT. ENERGI MEGA PERSADA TONGA	0.13	0.00
53	PT. MANDIRI PANCA USAHA	0.00	0.00
54	PT. PERTAMINA EP	90,652.69	980.98
55	PT. SARANA PEMBANGUNAN RIAU LANGGAK	323.47	0.00
56	PT. SELERAYA MERANGIN DUA	1,179.00	0.16
57	PT. TROPIK ENERGI PANDAN	0.00	0.00
58	PT.MEDCO E&P INDONESIA	5,301.45	57.92
59	PT.MEDCO E&P LEMATANG	0.00	71.20
60	PT.MEDCO E&P RIMAU	10,351.16	4.85



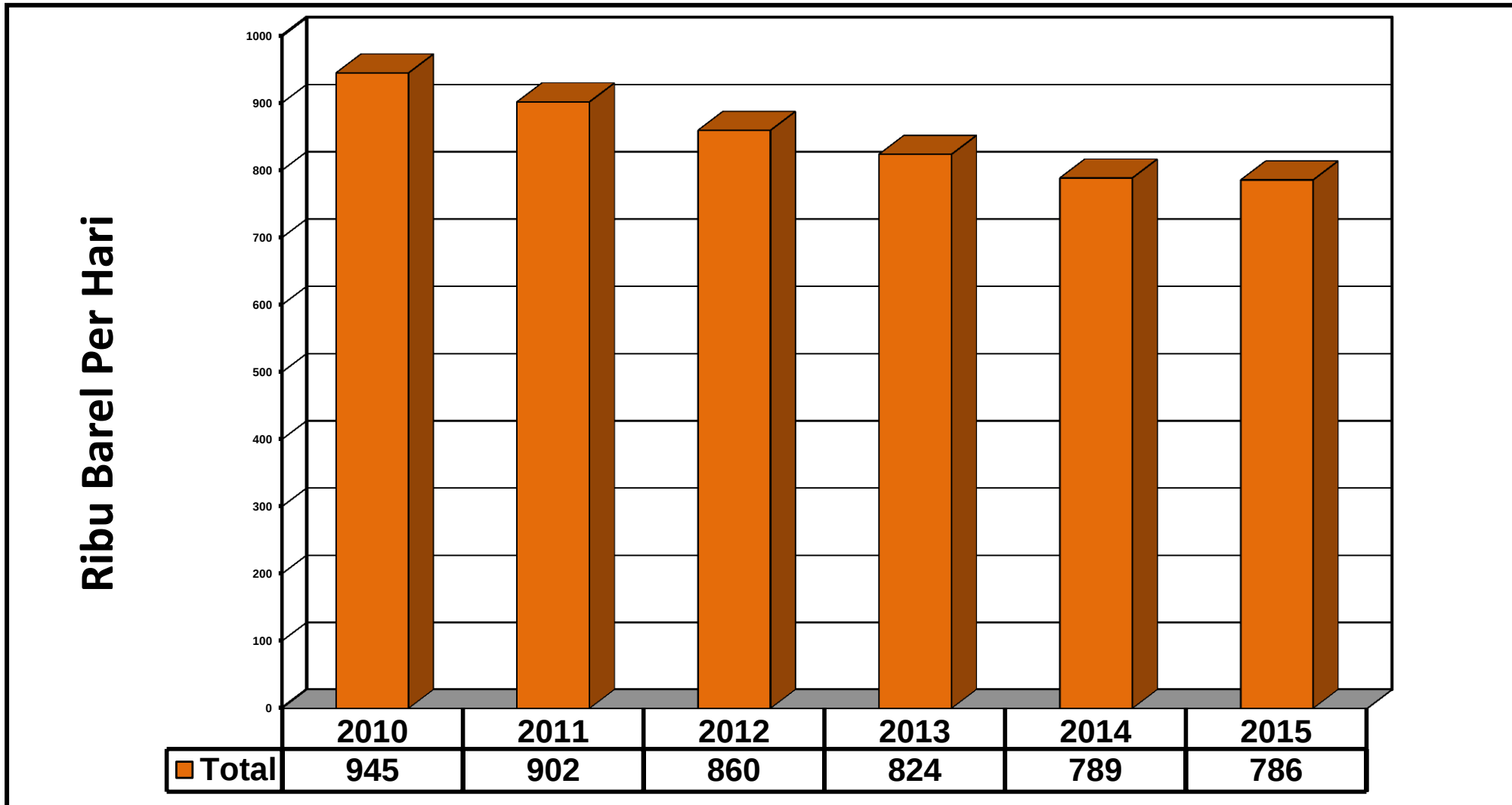
Produksi Migas Per KKKS

NO	NAMA KKKS	RATA-RATA PRODUKSI TAHUNAN	
		MINYAK & KONDENSAT (BOPD)	GAS (MMSCFD)
61	PT.MEDCO E&P TARAkan	1,890.40	0.99
62	SAKA INDONESIA PANGKAH LTD	4,895.67	42.55
63	SALAMANDER BANGKANAI ENERGY	0.00	0.00
64	SANTOS (MADURA OFFSHORE) PTY LTD	0.00	63.47
65	SANTOS (SAMPANG) PTY LTD	1,095.86	70.54
66	SELERAYA BELIDA	0.00	0.00
67	STAR ENERGY LTD	2,494.07	21.05
68	TATELY N.V.	836.78	0.75
69	TIARA BUMI PETROLEUM	89.16	0.07
70	TOTAL E&P INDONESIA	63,342.32	1,755.22
71	TRIANGLE (PASE)	0.00	0.00
72	VICO INDONESIA	15,689.57	262.74
TOTAL		825,398	8,191



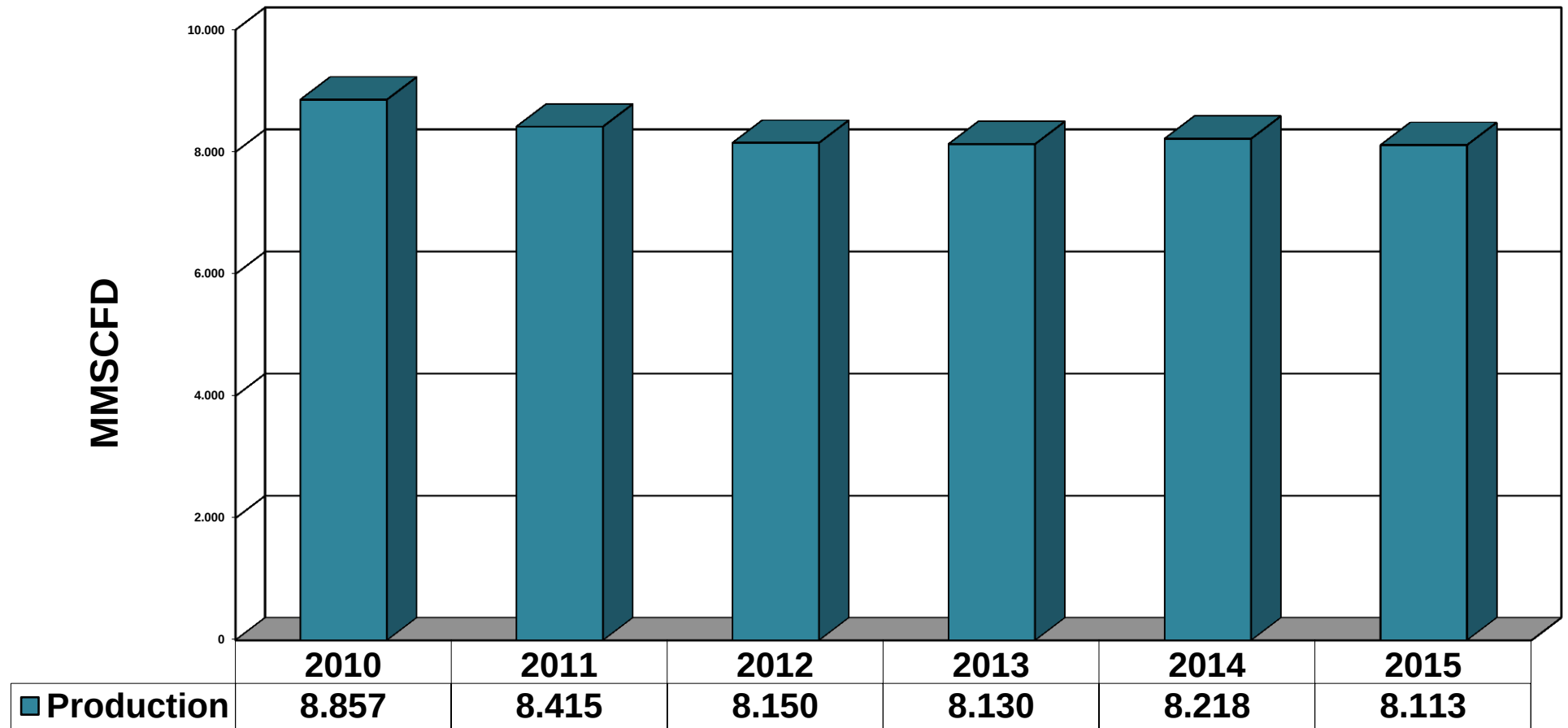
PRODUKSI MINYAK NASIONAL

2010 – 2015



PRODUKSI GAS BUMI NASIONAL

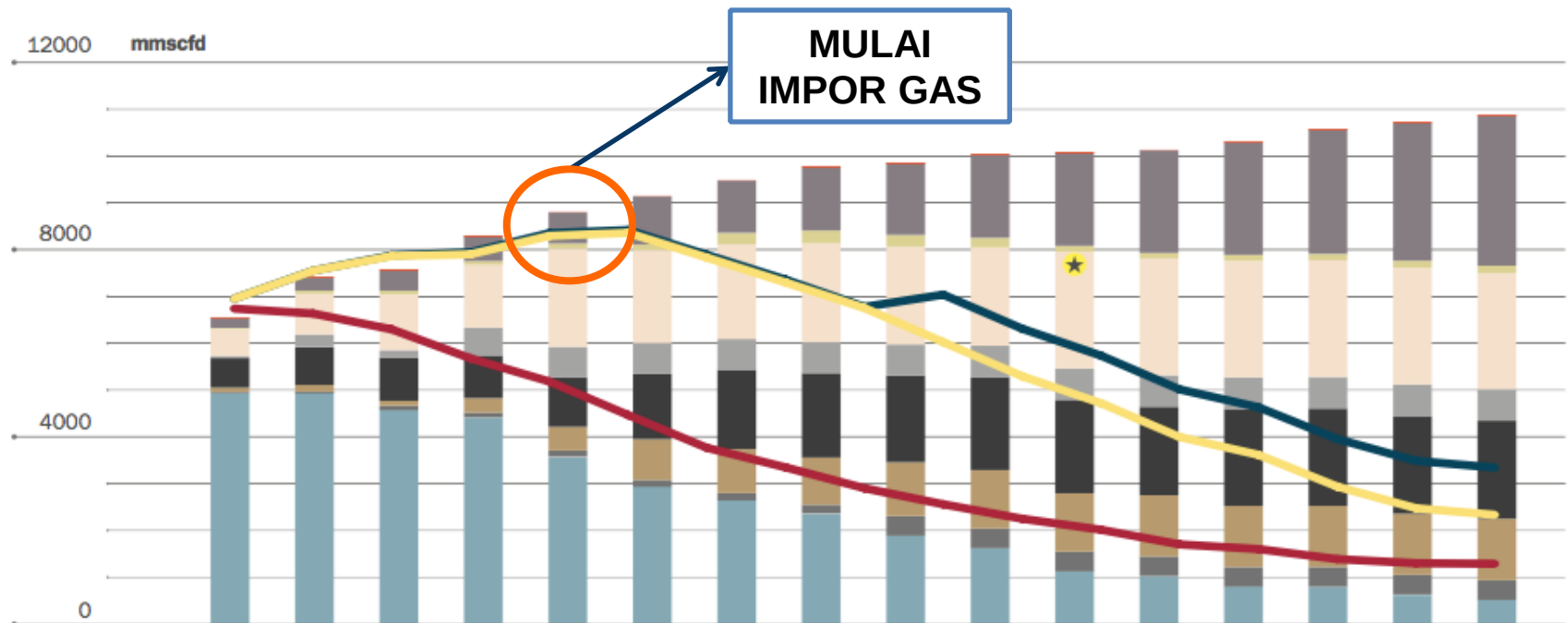
2010 – 2015



II. NERACA GAS BUMI



Neraca Gas Bumi 2015 - 2030



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
City Gas (Committed)	1	3	5	7	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	11
Potential Demand Industry	198	258	396	504	622	966	1049	1260	1443	1661	1855	2064	2260	2496	2762	3022
Transportation (Committed)	20	63	75	79	104	116	231	260	243	196	118	111	120	130	142	154
Industry (Committed)	541	819	1120	1263	1975	1870	1904	1988	1960	1977	2349	2350	2347	2348	2349	2329
Kelistrikan (Committed)	589	761	870	857	990	1309	1598	1698	1743	1871	1880	1780	1950	1958	1964	1974
Pupuk (Committed)	86	139	97	290	476	819	884	949	1083	1175	1175	1230	1230	1230	1230	1236
Lifting and Own Used (Committed)	27	27	90	98	128	139	150	176	396	396	396	396	396	396	396	397
Domestic (Contracted)	4640	4675	4321	4154	3349	2777	2492	2216	1786	1534	1071	962	761	753	583	489
Potential Supply	2	17	42	61	61	61	61	25	22	22	22	22	1022	1022	1017	1014
Project Supply	264.5	693.5	1428.5	1866.1	2127.3	2635.6	2586.5	3206.6	3199.7	2975.3	3699.9	3482.1	3082.1	2776.5	2488.4	2047.3
Existing Supply	6434	6508	6020	5431	4887	4327	3933	3486	3086	2719	2239	1891	1812	1344	1270	1202

★ Forecast DEN: Kebutuhan Gas tahun 2025 diperkirakan sebesar 20% dari Bauran Energi Nasional (7134 BOED), setara 8248 BBTUD

National Energy Agency Forecast: Gas demand in 2025 will make up to 20% of National Energy Mix (7,134 BOED), or 8,249 BBTUD

Neraca LNG 2016

Std. Kargo

Mix Kargo

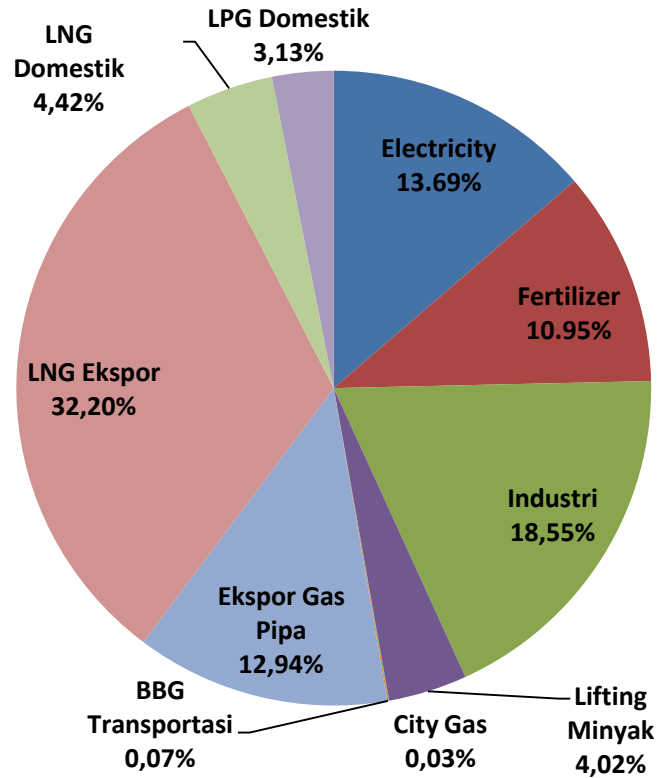
No.	Keterangan	Bontang	Tangguh
1	Rencana Produksi*	152.50	115.00
2	Komitmen yang terkontrak (Ekspor)	90.60	81.00
	1973 3rd AR	19.60	
	1981 3rd AR	19.80	
	Deferral MCGC	1.00	
	Badak VI	32.70	
	Badak V	17.50	
	Fujian		41.00
	Chubu		4.00
	Tohoku		2.00
	Kansai		4.00
	Posco		9.00
	SK E&S		8.00
	Kogas		8.00
	Sempra		5.00
3	Komitmen yang terkontrak (Domestik)	17.00	12.00
	PLN-Regasifikasi Arun		12.00
	Nusantara Regas	17.00	
4	Balance	44.90	22.00
5	Tambahan kepada Pembeli Domestik (Allocated)**	14.50	14.00
	PT Pertamina Niaga (Arun Regas)	1.00	
	PT Pertamina Niaga (FSRU NR)	1.00	
	PT Pertamina Niaga (Kaltim)	0.50	
	PLN (Benoa)***	1.00	
	PLN-Regasifikasi Arun		2.00
	Nusantara Regas - FSRU NR	5.00	3.00
	PGN LNG-FSRU Lampung		5.00
	Reservasi Tambahan kepada Pembeli Domestik (unallocated)		
	PLN (Benoa)	1.00	
	PLN-Regasifikasi Arun		1.00
	PLN - NR	1.00	
	PGN LNG-FSRU Lampung	4.00	3.00
6	Sisa Uncommitted Cargo	30.40	8.00
7	Usulan Alokasi Ekspor	20.00	8.00
	Kyushu Electric	3.00	
	Kansai Electric	3.00	
	CPC	1.00	
	Shell	8.20	
	TGPL	4.80	
	Interruptible Kogas		8.00
8	Final Balance (Uncommitted)	10.40	-

Keterangan:
Data per Februari '16

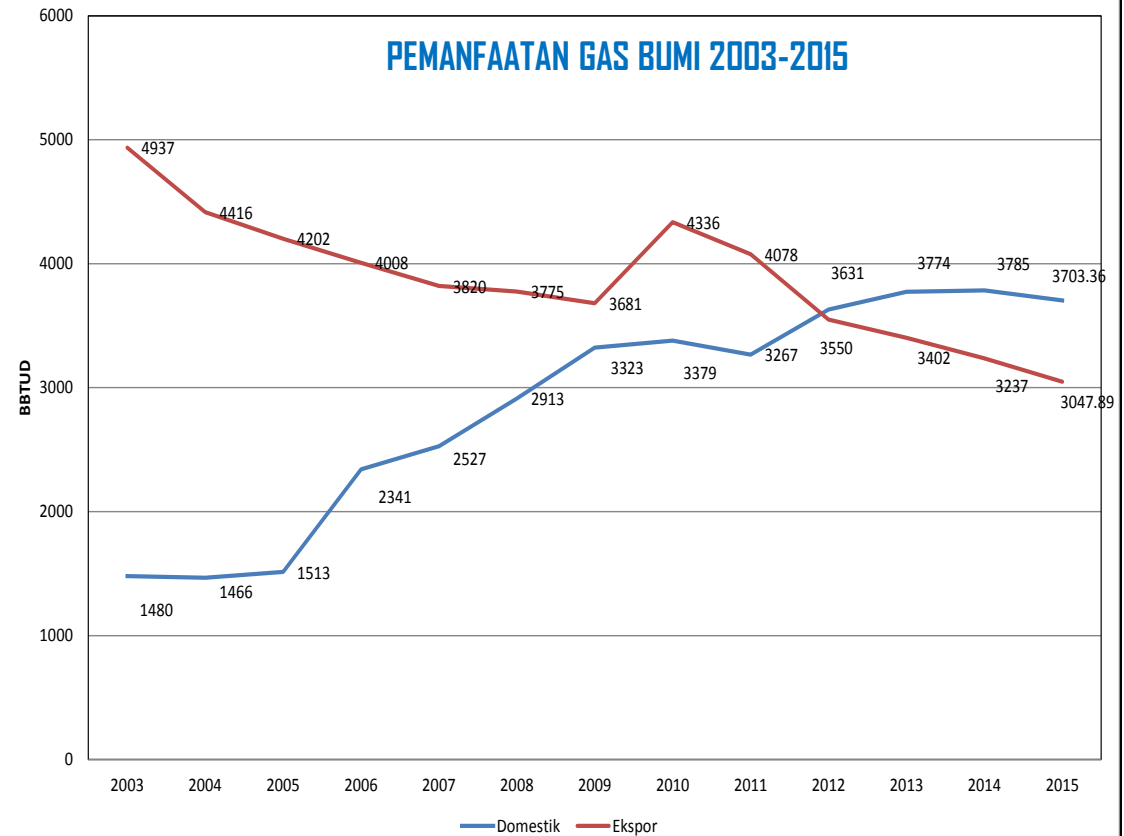
* Untuk data produksi & komitmen kontrak existing berdasarkan data per Des'15
 ** Asumsi alokasi mulai Feb '16 dan evenly distributed s.d. Des '16 dan sesuai surat Menteri ESDM No. 10513/12/MEM.M/2015 tanggal 29 Desember 2015
 *** Asumsi alokai PLN (Benoa) mulai Mar 2016

PENINGKATAN PASOKAN GAS UNTUK PEMENUHAN KEBUTUHAN DOMESTIK

Pemanfaatan Gas Bumi 2015



PEMANFAATAN GAS BUMI 2003-2015



Catatan:
Berdasarkan data realisasi s.d Oktober 2015

III. KEBIJAKAN HARGA GAS BUMI



Struktur Harga Gas

STRUKTUR HARGA JUAL GAS KE INDUSTRI

HARGA BELI GAS

Ditetapkan oleh Pemerintah

- Harga beli dari produsen gas bumi berdasarkan keekonomian gas hulu, ditetapkan Menteri dengan memperhatikan IRR Pengembangan Lapangan

BIAYA TRANSPORTASI

Ditetapkan oleh BPH

Biaya transportasi melalui pipa transmisi (*toll fee*) termasuk di dalamnya :

- iuran BPH Migas *)
- Pajak atas pembayaran jasa transportasi.
- Margin

BIAYA DISTRIBUSI

Akan dilakukan pengaturan untuk harga jual dan margin

- Biaya O & M, overhead dan Losses
- iuran BPH Migas *)
- Pajak-pajak sesuai peraturan perundangan yang berlaku
- Margin

TOLL FEE diperhitungkan sepanjang Technical life time

*) Digunakan untuk pembangunan infrastruktur di wilayah belum berkembang



Struktur Harga Gas

STRUKTUR HARGA JUAL LNG KE KONSUMEN

HARGA BELI LNG

Ditetapkan oleh
Pemerintah

- Harga beli dari produsen gas bumi sesuai dengan keekonomian pengembangan lapangan dan memperhatikan Harga LNG internasional (pasar Asia)

BIAYA REGASIFIKASI

Diatur Oleh Pemerintah

- Biaya regasifikasi dipengaruhi oleh:
- besaran investasi
- Biaya over head
- Tingkat margin yang wajar

BIAYA TRANSPORTASI

Ditetapkan oleh BPH

Biaya transportasi melalui pipa transmisi (*toll fee*) termasuk di dalamnya :

- iuran BPH Migas
- Pajak atas pembayaran biaya transportasi.
- Margin

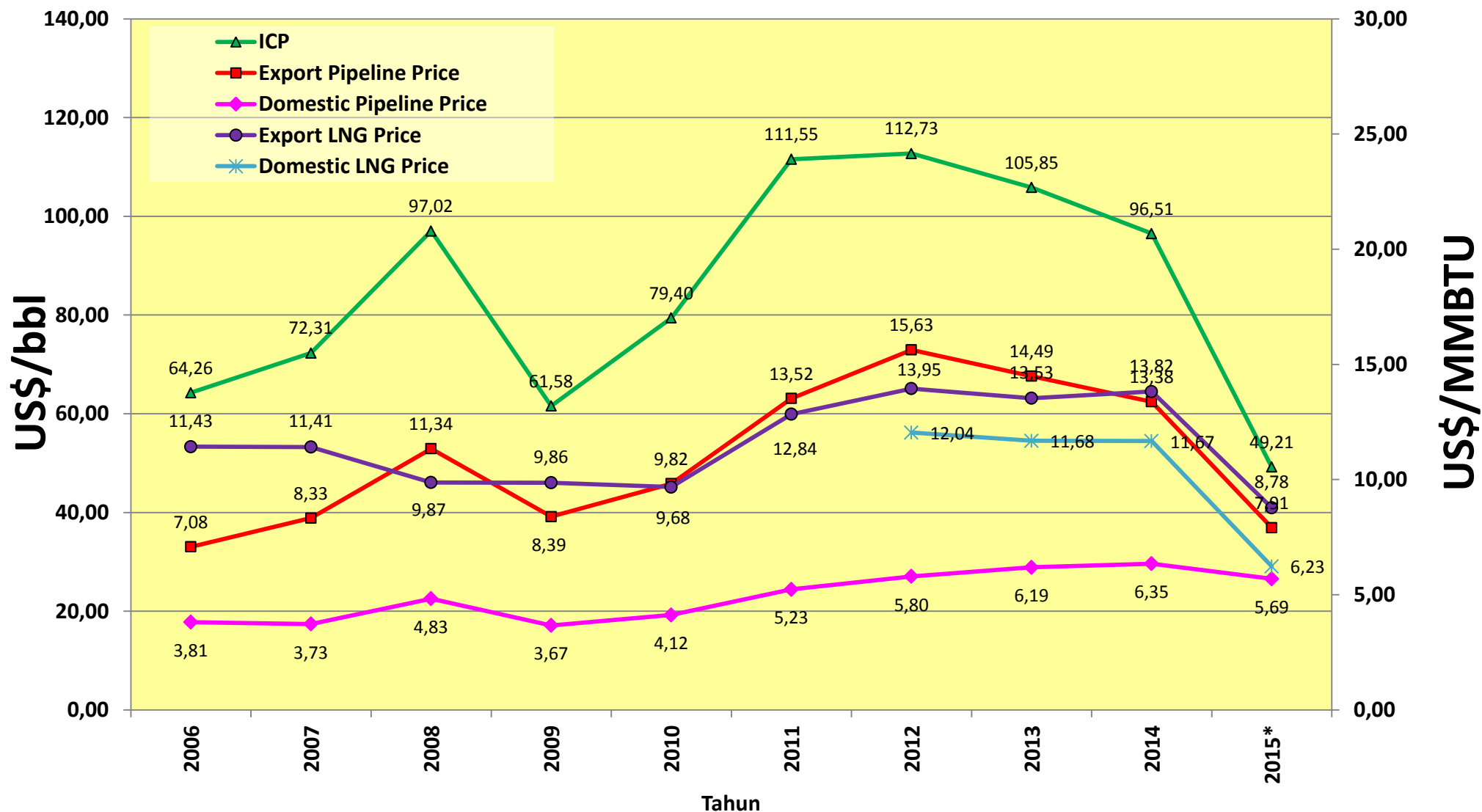
BIAYA DISTRIBUSI

Akan dilakukan pengaturan untuk harga jual dan margin

- Biaya O & M, overhead dan Losses
- iuran BPH Migas
- Pajak-pajak sesuai peraturan perundangan yang berlaku
- Margin

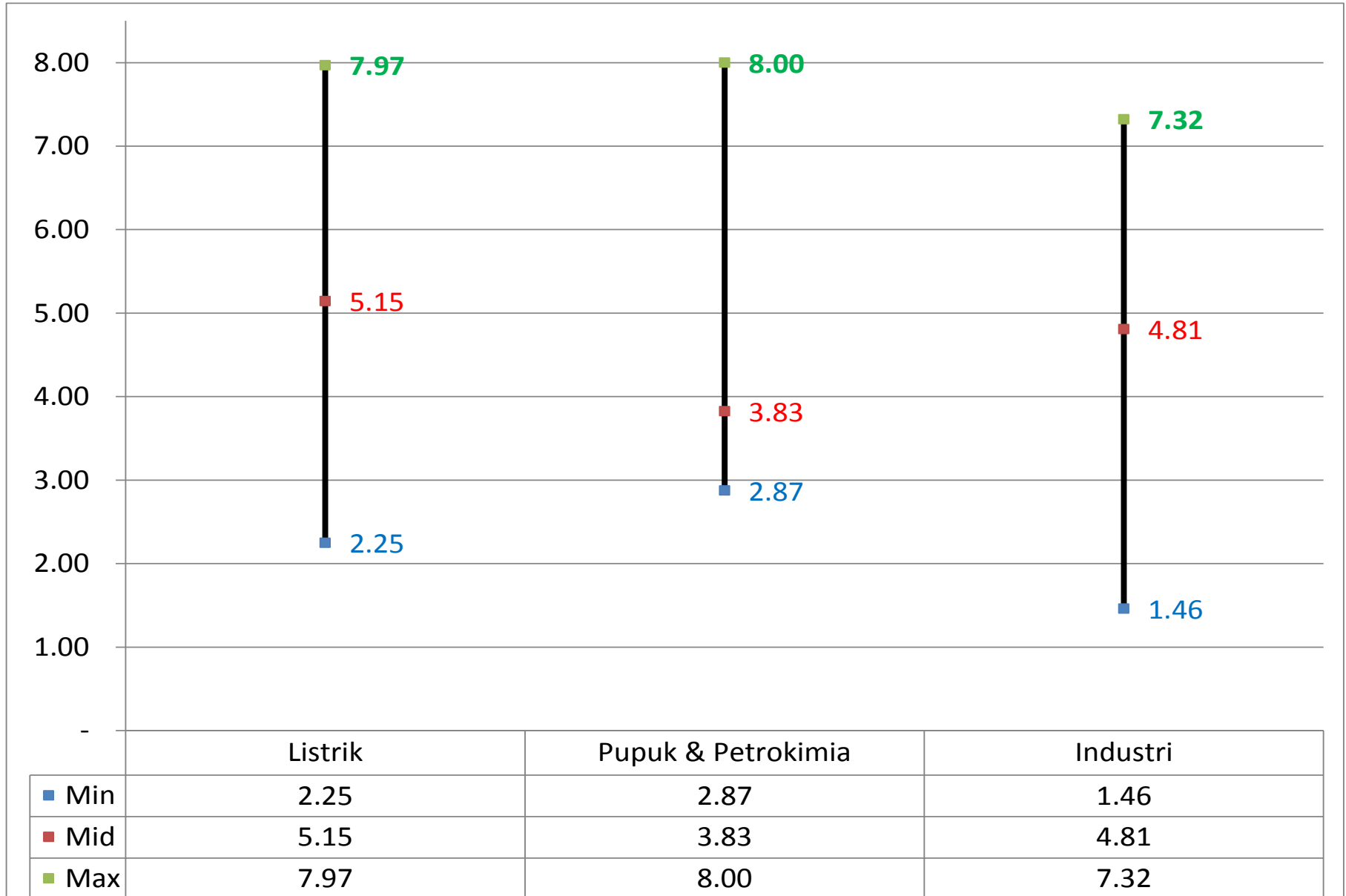


HARGA GAS BUMI 2006 - 2015



*Status s.d. November
2015

HARGA GAS BUMI



HARGA GAS BUMI

(Status: per Q3 2015)

	Listrik		Pupuk/Petrokimia		Industri	
Minimum	2,25	- Kontraktor: Petrochina Jabung - Pembeli: PT. Tanjung Jabung Power	2,87	- Kontraktor: Vico Indonesia, Inpex Corporation (Attaka), Chevron Indonesia Co, Total E&P Indonesia, Chevron Indonesia Co. Makassar, JOA Total Tengah - Pembeli: KFP I Extension, KFP II Extension	1,46	- Kontraktor: JOB PPEJ Tuban - Pembeli: PT. Gasuma Corp East Java
Maximum	7,97	- Kontraktor: Medco Lematang - Pembeli: PLN Lematang	8,00	- Kontraktor: JOA Total Tengah - Pembeli: PIM T	7,32	- Kontraktor: Medco Indonesia - Pembeli: PGN SCS



KEBIJAKAN PENETAPAN HARGA GAS BUMI (Stimulus Paket Ekonomi III)

1. Pemenuhan kebutuhan gas dalam negeri:
 - a. Optimalisasi alokasi gas dalam negeri
 - b. Pembangunan infrastruktur dengan pembangunan ruas-ruas jaringan gas yang belum tersambung , serta
 - c. Pembangunan sistem pasokan gas ke wilayah - wilayah pengembangan yang memerlukan gas.
2. Kebijakan ekonomi Pemerintah paket III melalui penurunan harga gas bumi untuk industri yang berlaku mulai 1 Januari 2016 **(Kebijakan Jangka Pendek)**

Penyusunan Perpres Penetapan Harga Gas Bumi :

- a. Menteri menetapkan harga gas bumi tertentu apabila harga gas bumi sesuai keekonomian lapangan tidak dapat memenuhi keekonomian industri pengguna Gas Bumi dan harga Gas Bumi lebih tinggi dari US\$ 6/MMBTU.
 - b. Mekanisme penurunan harga dilakukan melalui pengurangan penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang berasal dari penjualan gas bumi.
 - c. Penurunan harga juga akan dilakukan dengan penataan biaya gas di sisi hilir melalui penetapan tarif penyaluran Gas Bumi yang meliputi pencairan (*liquefaction*), pemampatan (kompresi), pengangkutan melalui pipa transmisi dan distribusi, pengangkutan *liquefied natural gas* dan pengangkutan *compressed natural gas*, penyimpanan (*storage*), regasifikasi, dan/atau niaga serta margin yang wajar.
3. Reformulasi harga gas: Pengaturan dan pengawasan harga gas yang didasarkan pada nilai keekonomian berkeadilan secara terintegrasi mulai dari hulu sampai dengan pengguna akhir, melalui Pengaturan Tata Kelola Gas Bumi **(Kebijakan Jangka Panjang)**.

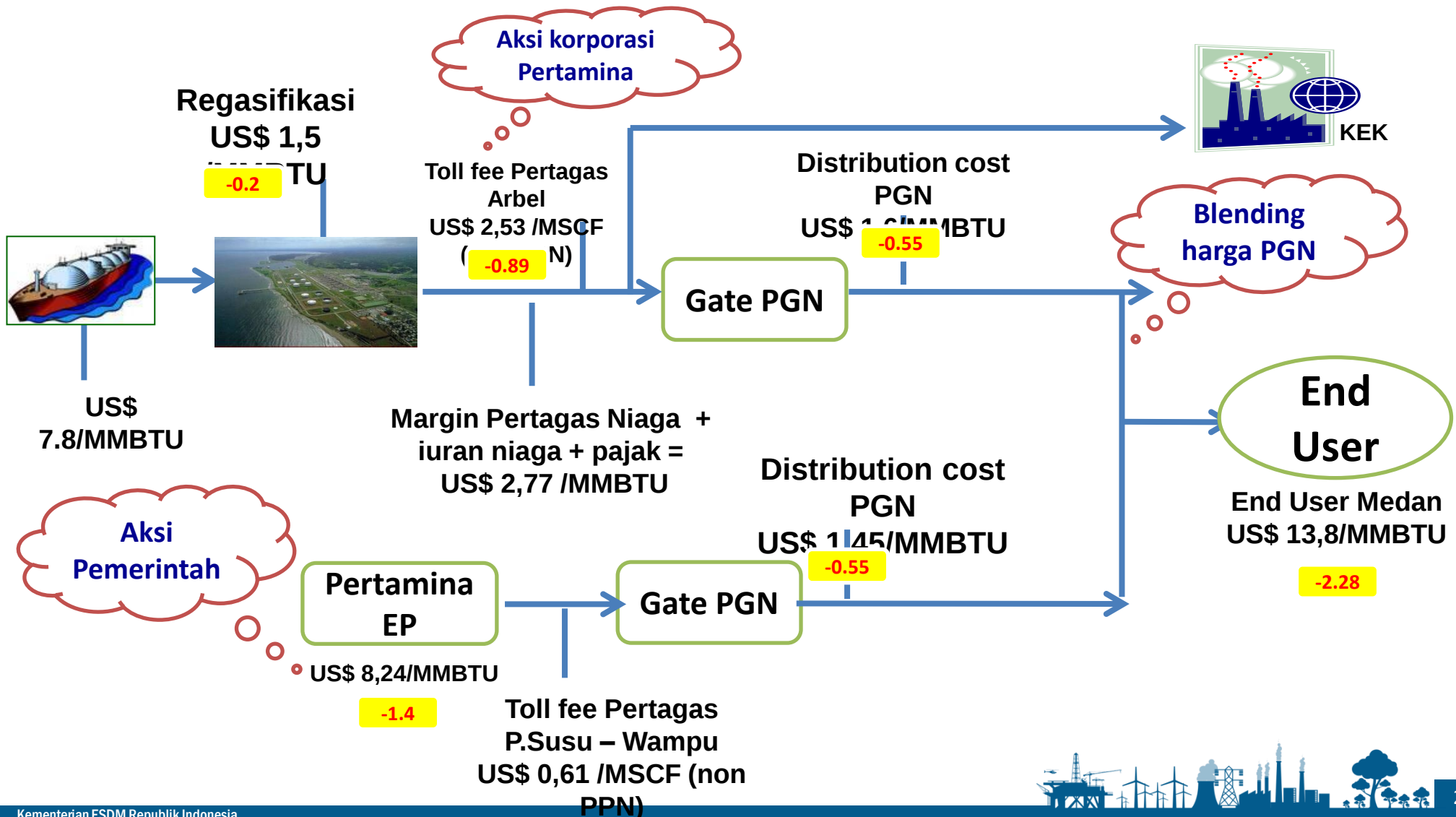


USULAN PENURUNAN HARGA GAS BUMI

No	Kontraktor Kontrak Kerja Sama	Pembeli	Harga Lama	Usulan Harga
			(USD / M M B T U)	(USD / M M B T U)
Wilayah Jawa a Bagian Barat				
1	PT Pertamina EP	PT Indo Raya Kimia	6.95	6.00
2	PT Pertamina EP	PT Krakatau Steel	6.95	6.00
3	PT Pertamina EP	PT Pupuk Kujang	6.48	6.00
Wilayah Jawa a Tengah				
1	PT Pertamina EP	PT Tossa Sakti*	8.22	6.93
Wilayah Jawa a Timur				
1	Kangean Energy Indonesia Ltd	PT Petrokimia Gresik	6.28	6.00
Wilayah Sumatera Selatan				
1	PT Pertamina EP	PT Pupuk Sriwidjaja	6.31	6.00
2	PT Pertamina EP	PT Pupuk Sriwidjaja	6.55	6.00
Wilayah Sumatera Utara				
1	PT Pertamina EP	PGN*	8.24	6.83
2	Pertamina EP (Sumur Benggala-1)	PGN*	8.24	6.83
3	PHE NSB	PIM	7.25	6.00
4	PHE NSO	PIM	7.25	6.64
Wilayah Jawa a Bagian Barat				
5	PT Pertamina EP	PT Energasindo Heksa Karya (Bitung)	6.75	6.00
6	PT Pertamina EP	PT Energasindo Heksa Karya (Tegal Gede)	6.75	6.00
7	PT Pertamina EP	PT Energasindo Heksa Karya (Cilegon)	6.75	6.00
10	PT Pertamina EP	PT Sadikun Niagamas Raya (Cikarang)	6.95	6.00



CONTOH KASUS: UPAYA PEMERINTAH DALAM PENURUNAN HARGA GAS KE INDUSTRI DI SUMATERA UTARA



Usulan Formula Harga Gas Jangka Panjang

Harga Gas Bumi dari setiap kontrak, mengacu pada formula berikut:

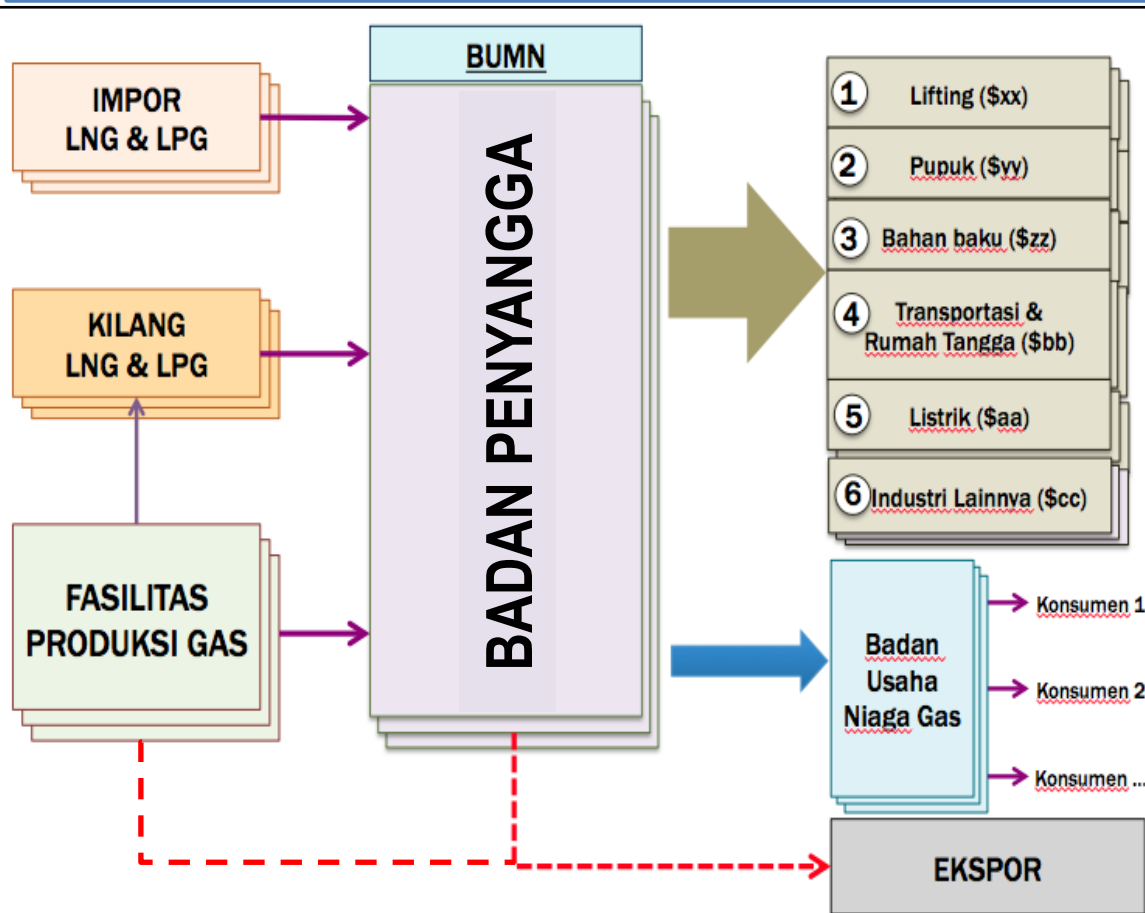
$$IGP = HG_0 \times (a + b)^t + c \text{ Harga Minyak} + d \text{ Harga Produk}$$

- HG_0 = Harga Dasar Gas pada tahun 0 (di POD)
- a = Konstanta Harga Dasar
- b = Faktor ekskalasi untuk penyesuaian inflasi (pertumbuhan ekonomi dan peningkatan harga minyak) serta penyeimbang atas penurunan laju produksi
- c = Slope harga gas terhadap harga minyak
- d = Slope harga gas terhadap harga produk yang dihasilkan



Badan Penyangga Gas Bumi

Pemerintah menunjuk BUMN sebagai Badan Usaha Penyangga Gas Bumi Nasional pada Wilayah Tertentu (Badan Penyangga).



Tugas Badan Usaha Penyangga Gas Bumi Nasional

- ☐ Pengaman cadangan Gas Bumi Nasional
- ☐ Membeli Gas Bumi dari dalam negeri
- ☐ Membeli LNG dari dalam negeri & Impor
- ☐ Membangun Infrastruktur Gas Bumi
- ☐ Menjual Gas Bumi di dalam negeri (kepada konsumen & Badan Usaha Niaga)
- ☐ Melakukan agregasi harga Gas Bumi pada wilayah usahanya

BU/BUMD/Swasta/Koperasi dapat menjadi Badan Usaha Niaga dengan membeli gas dari Agregator untuk Kawasan / Estate tertentu dengan Izin Usaha dari Pemerintah.

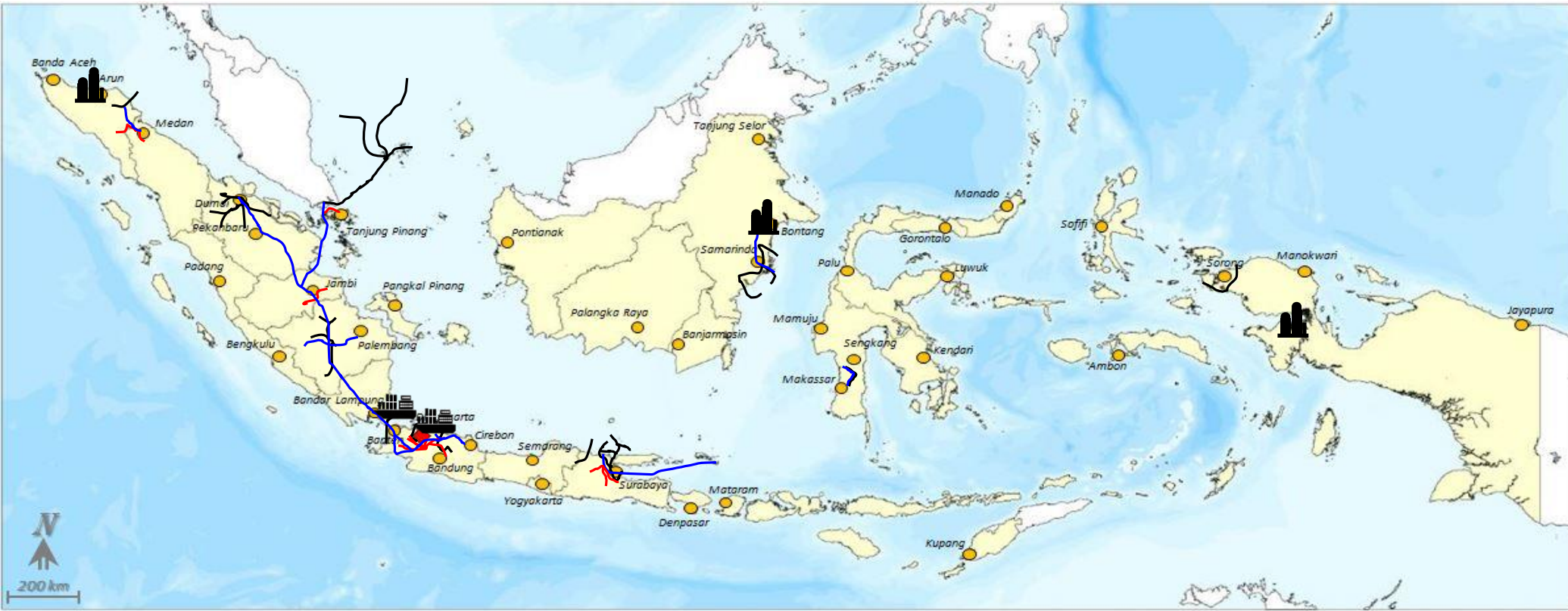


III. KEBIJAKAN INFRASTRUKTUR GAS BUMI



EXISTING GAS INFRASTRUCTURE

Pipeline, Liquefaction, Regasification and Proposed Virtual Pipeline Power Plant—Central and Eastern Indonesia



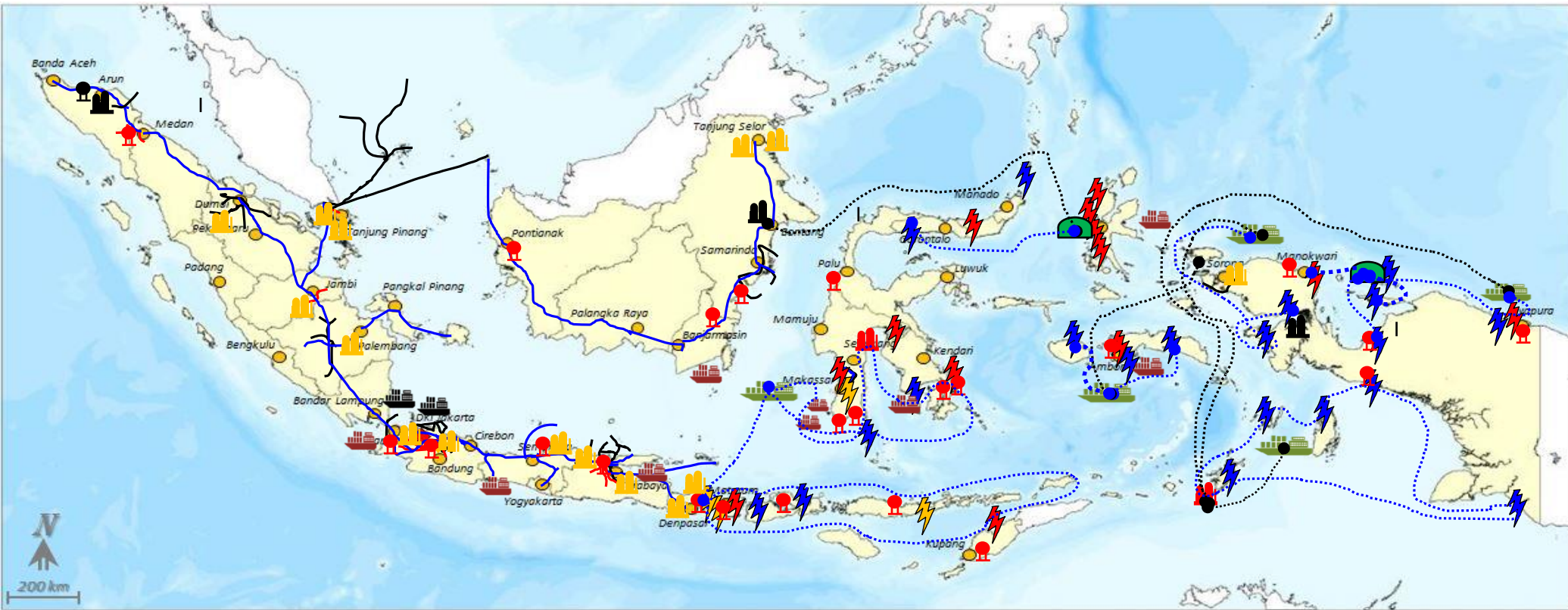
Legend

- | | | | |
|---|--------------------------------------|---|--------------------|
| | Existing Dedicated Upstream Pipeline |  | Existing LNG Plant |
| | Existing Transmission Pipeline |  | Existing FSRU |
| | Existing Distribution Pipeline | | |

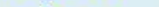
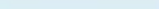
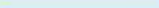
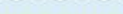


FUTURE GAS INFRASTRUCTURE CONCEPT (2030)

Pipeline, Liquefaction, Regasification and Proposed Virtual Pipeline Power Plant—Central and Eastern Indonesia



Legend

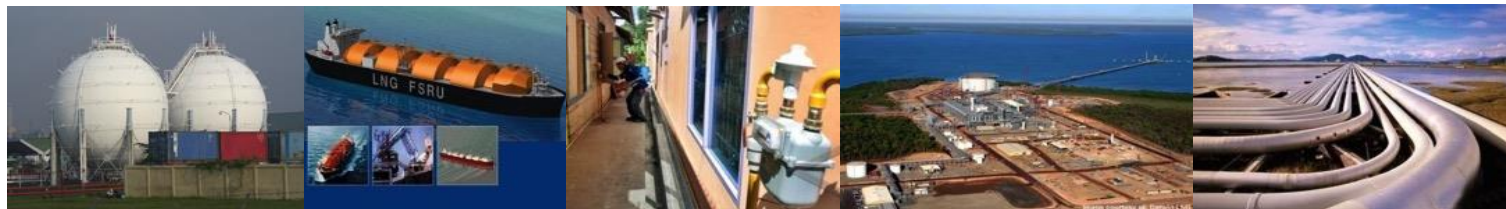
- | | | | |
|---|--|---|---|
|  | Existing Dedicated Upstream Pipeline |  | Mobile Power Plant (MPP) Plan |
|  | Existing Transmission Pipeline |  | Pembangkit Listrik Tenaga Gas – Uap (PLTGU) Plan |
|  | Virtual Pipeline from Supply |  | Pembangkit Listrik Tenaga Minyak – Gas (PLTMG) Plan |
|  | Virtual Pipeline to final distribution |  | Secondary Hub/LNG Storage Tank |
|  | Virtual Pipeline (Plan) |  | Planning LNG Plant |
|  | Primary Hub |  | Planning Mini LNG Plant |
|  | Primary Hub (Plan) |  | Existing Land-based Regasification |
|  | Plan FSRU |  | Planning Land-based Regasification |
|  | Existing FSRU | | |

**Total Investment Needed:
24.3 Billion USD**

GAS INFRASTRUCTURE ROADMAP 2015 – 2030 ^{*)}

No.	URAIAN		Existing	Period I						Period II	Period III
				2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 – 2025	2026 – 2030
1	Pipeline [KM]	Open Access	3,665	4,165.7	6,153	6,153	6,215	6,776	7,390	9,604	12,580
		Upstream Dedicated	4,110	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123
		Downstream Dedicated	4,213.54	4,337	9,177	9,211	9,431	11,546	11,546	13,480	13,584
		Own Use	46	66	66	66	66	66	66	66	66
2	Liquefaction [UNIT]	Large Plant	2	4	4	5	5	5	5	6	6
		Mini Plant	0	0	3	5	7	7	9	10	12
3	Regasification [UNIT]	FSRU	2	2	2	5	9	10	11	11	12
		Land based	1	3	17	24	46	62	64	66	68
4	CNG Application [UNIT]	Inland	14	42	68	72	72	106	108	108	161
		Marine	2	2	4	6	9	12	15	20	30
5	GAS FUELING STATIONS [UNITS]	CNG	55	104	136	163	189	210	289	800	1,300
		LNG	0	0	0	0	0	2	4	7	12
		LGV	27	27	27	77	80	100	120	200	400
6	Distribution Network Area [AREA]		0	4	8	12	16	20	25	75	150
7	City Gas [CONNECTION]		184K	213K	326K	608K	924 million	1.308 million	1.5 million	3 million	5 million
8	LPG Plant [MTPA]		4,594	4,640	4,754	4,754	4,755	4,755	4,755	6	7
9	LPG Storage [MT]		486K	490K	500K	510K	492K	530K	540K	620,000	800,000

**) cumulative total*





Terima Kasih

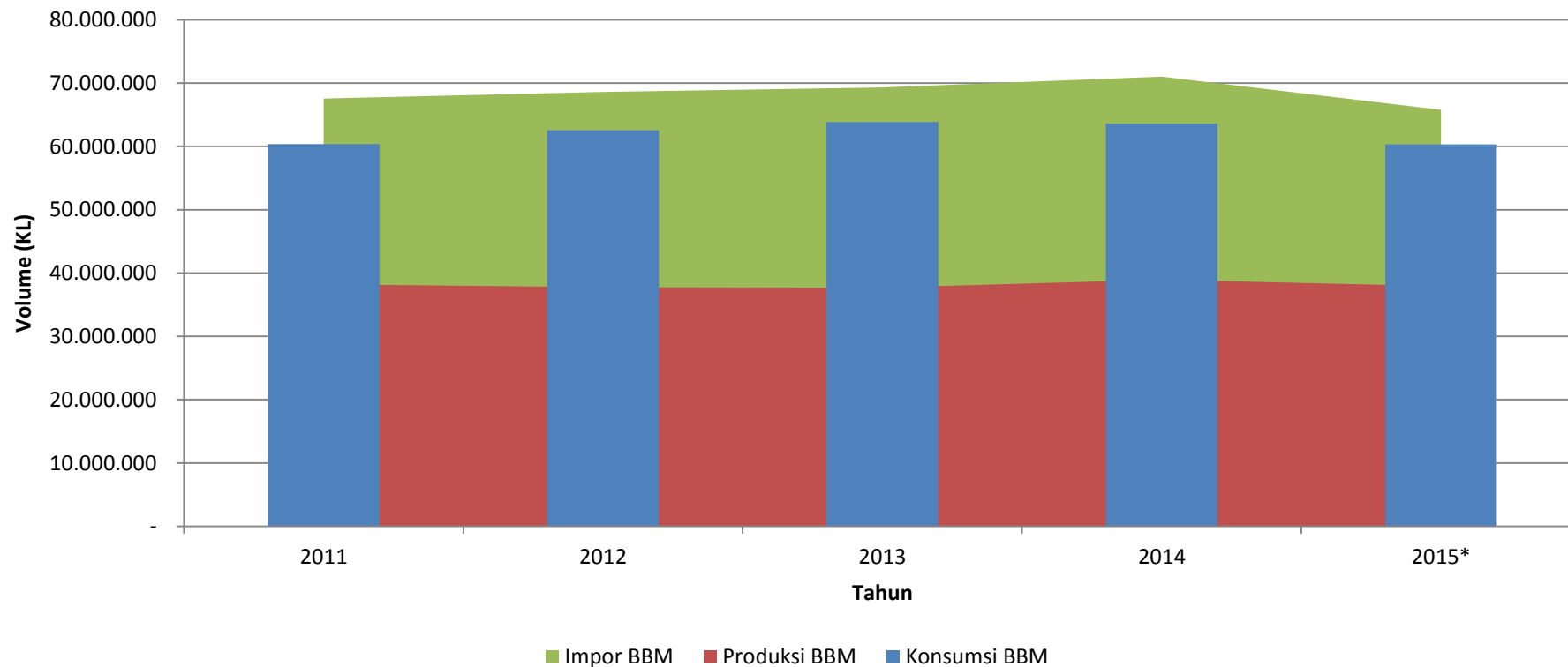
www.migas.esdm.go.id

Lampiran



Volume Produksi & Konsumsi BBM

Produksi Vs Konsumsi BBM Indonesia



Tahun	2011	2012	2013	2014	2015*
Penjualan BBM (KL)	60,381,564	62,546,988	63,860,204	63,598,040	60,320,430
Impor BBM (KL)	29,333,166	30,849,979	31,629,547	32,079,786	27,858,945
Produksi (KL)	38,231,601	37,759,611	37,693,887	38,950,478	37,931,019
	67,564,767	68,609,590	69,323,434	71,030,265	65,789,964

KEBIJAKAN HARGA GAS BUMI

➤ Landasan Hukum:

- PP 36 Tahun 2004 jo. PP 55 Tahun 2010, Pemerintah menetapkan dan /mengatur harga minyak dan gas bumi
- Permen ESDM 37 Tahun 2015, Menteri ESDM menetapkan alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi serta harga gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri dan/atau ekspor.

➤ Penetapan harga Gas Bumi dilaksanakan dengan mempertimbangkan:

- a. Keekonomian Lapangan;
- b. harga Gas Bumi di dalam negeri dan internasional;
- c. Pemanfaatan Gas Bumi di dalam negeri.

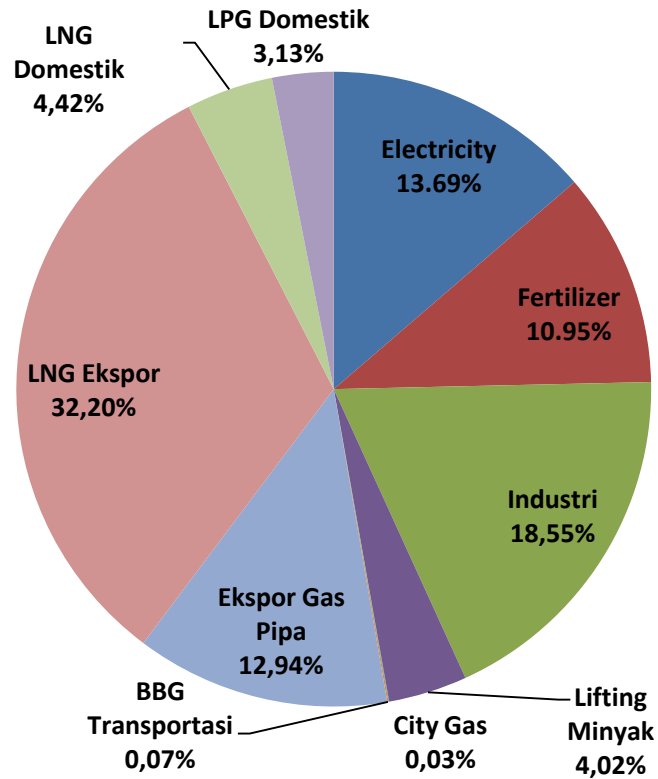
➤ Penetapan harga Gas Bumi untuk kebutuhan dalam negeri wajib mempertimbangkan :

1. kemampuan daya beli konsumen dalam negeri; dan
2. dukungan terhadap program Pemerintah untuk penyediaan Gas Bumi bagi transportasi dan rumah tangga dan pelanggan kecil.

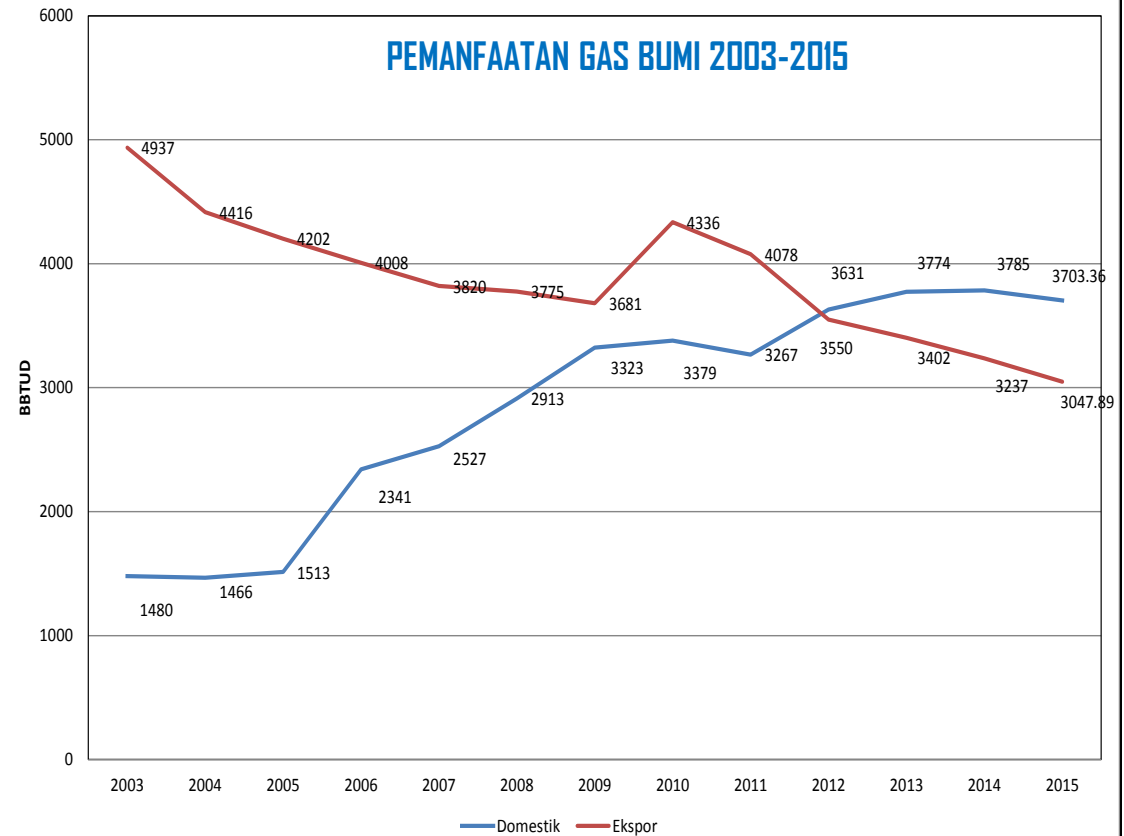


PENINGKATAN PASOKAN GAS UNTUK PEMENUHAN KEBUTUHAN DOMESTIK

Pemanfaatan Gas Bumi 2015



PEMANFAATAN GAS BUMI 2003-2015



Catatan:
Berdasarkan data realisasi s.d Oktober 2015

TAHAPAN PENYELESAIAN IMPLEMENTASI PENETAPAN HARGA GAS BUMI

1. Tahap I:

Telah diidentifikasi industri yang akan mendapatkan insentif penurunan harga gas yang langsung dari hulu dan melalui trader yang telah teridentifikasi secara langsung yaitu Industri di Sumut, PT Pelangi Losarang/Chang Jui Fang, PT Indo Raya Kimia, PT Krakatau Steel, PT Tossa Shakti, PT Pupuk Kujang, PT Petrokimia Gresik, PT Pusri, PT PIM.

2. Tahap II:

Untuk tahap 2 adalah industri yang menerima dari PGN, Pertamina (Niaga), EHK, Sadikun, Rabbana, daftar pengguna dalam proses konfirmasi akhir (target akhir Januari 2016).

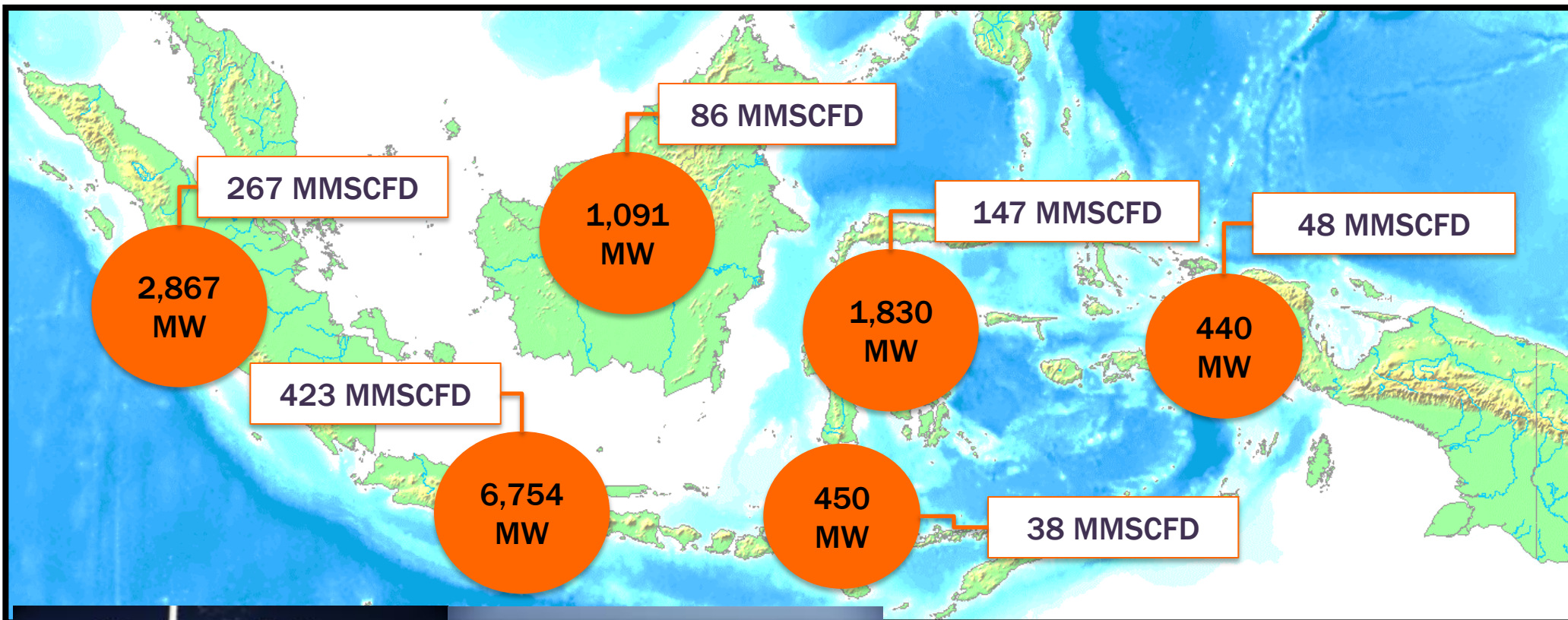
3. Tahap III :

Untuk tahap 3 (akhir) Ditjen Migas akan mengirimkan surat untuk seluruh Badan Usaha Niaga agar menyampaikan daftar pembeli dari sektor-sektor penerima insentif penurunan harga gas bumi. Batas akhir penyampaian data paling lambat pada minggu kedua Februari 2016.



35.000 MW ELECTRICITY PROJECT

→ Opportunity as an Anchor Buyer

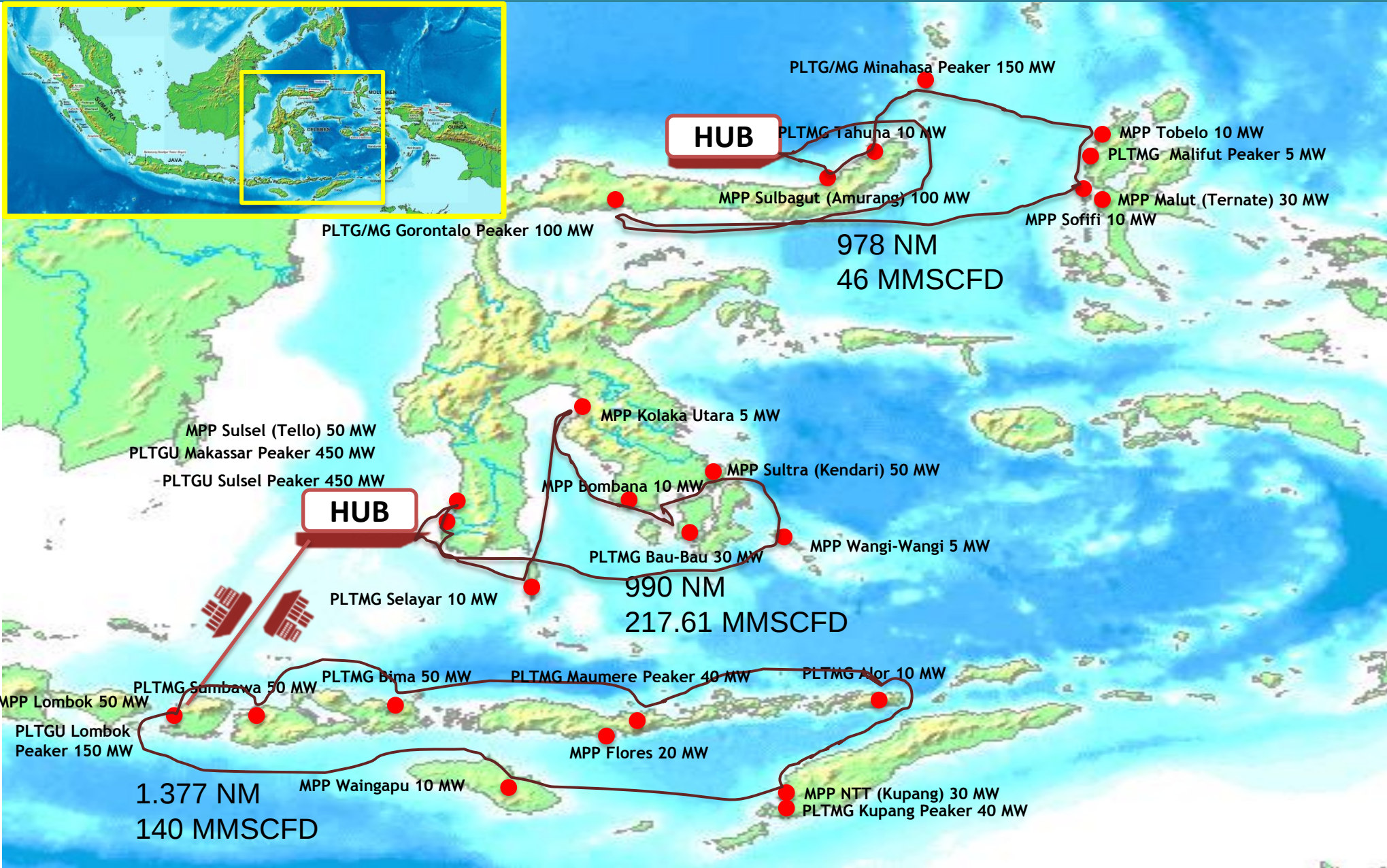


**TOTAL GAS NEEDED:
1,100 MMSCFD**

TOTAL POWER: 13,432 MW



VIRTUAL PIPELINE FOR GAS POWER PLANT IN CENTRAL PART OF INDONESIA



DREAM



± 5,000 km

OUR
FUTURE



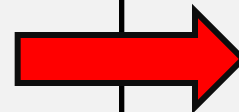
SHIFTING PARADIGM

FROM

TO



Energy as Commodity

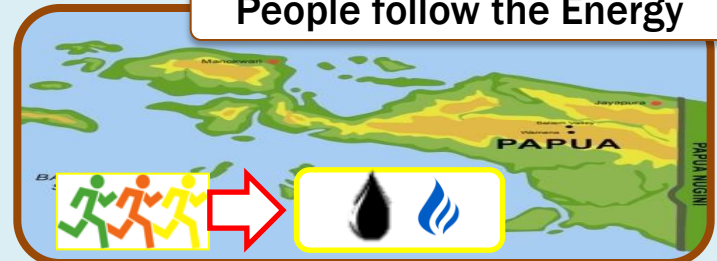


Energy as the Driver for
Economic Growth

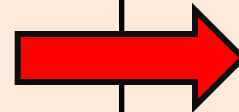
Energy follows the People



People follow the Energy



Pollution



Clean Energy

Infrastruktur Gas Bumi Existing

OPEN ACCESS PIPELINE	4,165 KM	MINI LNG PLANT	0 Unit	SPBG	55 Units
DEDICATED (UPSTREAM) PIPELIN	4,123 KM	FSRU	2 Units	JARINGAN GAS BUMI UNTUK RUMAH TANGGA	184,000
DEDICATED (DOWNSTREAM) PIPELINE	4,337 KM	LAND BASED REGAS	1 Unit	KILANG LPG (MTPA)	4,594.8
OWN USE PIPELINE	66 KM	MARINE CNG	2 Units	PENYIMPANAN LPG (INLAND)	205,812 MT
LNG PLANT	2 Units				



GAS INFRASTRUCTURE ROADMAP 2015 – 2025

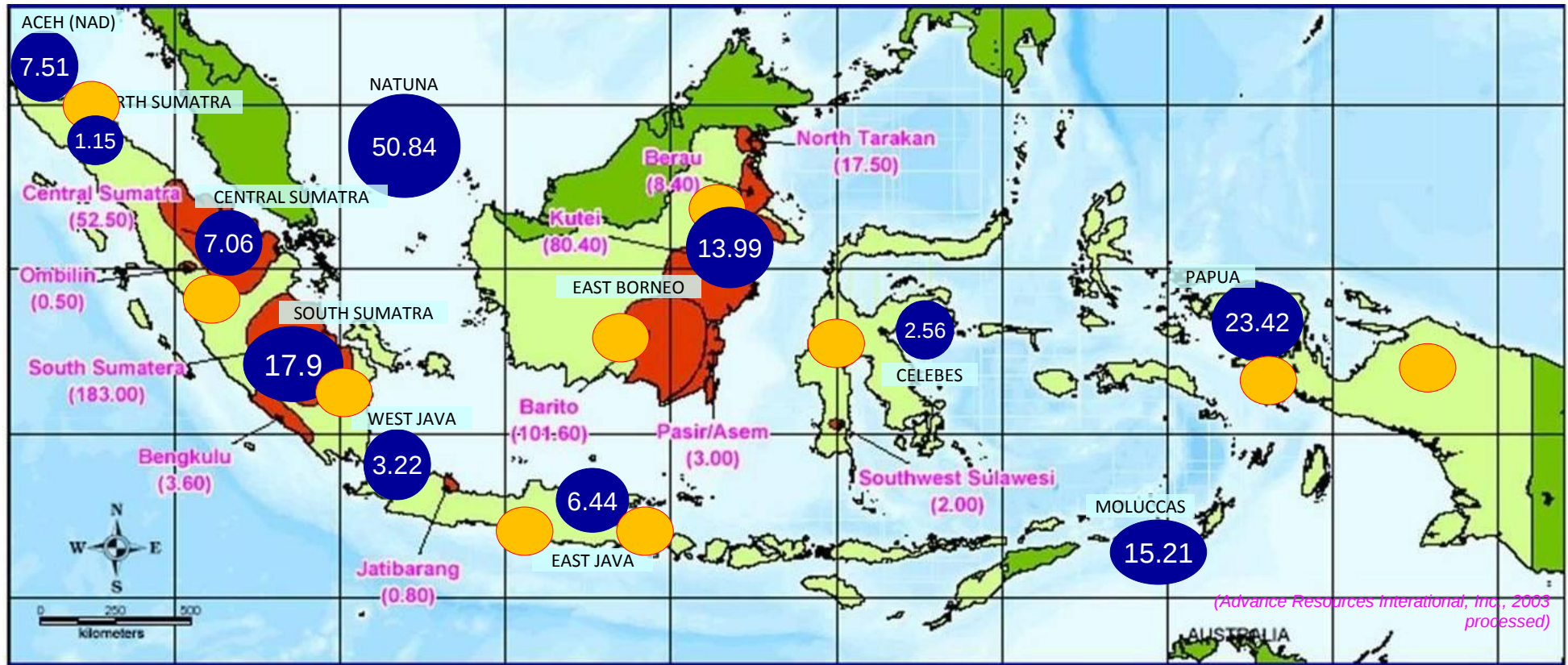


INVESTMENT REQUIRED

Pipeline USD 8.5 billion	Liq. & Regas. USD 8 billion	LPG USD 1 billion
Gas Station USD 400 million	City Gas USD 2.5 billion	TOTAL USD 20 billion

	Lapangan Gas		Mini LNG Plant
	Demand		FSRU
	Pipa Transmisi		Landbase Regasifikasi
	Pipa Hulu		Power Plant
	Pipa Hilir		SPBG
	LNG Plant		Wilayah Jaringan

Cadangan Gas Indonesia



GAS RESERVE (as of January 1st 2014)

PROVEN = 100.26 TSCF
 POTENTIAL = 49.04 TSCF
 TOTAL = 149.30 TSCF



CBM RESOURCES = 453.30 TCF

Total CBM Basins = 11*

Contracts signed up to Oct 2015: 54
 CBM PSCs



SHALE GAS POTENTIAL = 574 TCF

Total Shale Gas Basin = 14**

Contracts signed up to Oct 2015: 5
 shale gas PSCs

Source:

* Advance Resources International, Inc., 2003

** Geology Agency MEMR Indonesia, 2010

Kementerian ESDM Republik Indonesia

1st Unconventional Oil & Gas PSC was signed on May 2013

Infrastruktur Gas Bumi (*Existing*)

OPEN ACCESS PIPELINE	4,165 KM	MINI LNG PLANT	0 Unit	CNG FUELING STATIONS (FOR TRANSPORTATION)	55 Units
DEDICATED (UPSTREAM) PIPELIN	4,123 KM	FSRU	2 Units	HOUSEHOLDS CONNECTED WITH CITY GAS	184,000
DEDICATED (DOWNSTREAM) PIPELINE	4,337 KM	LAND BASED REGAS	1 Unit	LPG PLANT (MTPA)	4,594.8
OWN USE PIPELINE	66 KM	MARINE CNG	2 Units	LPG STORAGE (INLAND)	205,812 MT
LNG PLANT	2 Units				



Kategori Infrastruktur Gas Bumi

Pipeline

- Open Access
- Dedicated (Upstream & Downstream)
- Own Use

Liquefaction

- Large Plant
- Mini Plant

Gas Transportation

- Large Carrier LNG
- Medium Carrier LNG
- Small Carrier LNG
- Marine CNG

Regasification

- FSRU
- Land Based

CNG Application

- Land
- Marine

Hub System

City Gas

Gas Fueling Stations

- CNG
- LNG
- LGV

LPG

- Refinery
- Storage



Roadmap Pipa Gas Bumi 2015 – 2030



DESCRIPTION		Period I						Period II					Period III				
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PIPELINE [KM]	Open Access	4,165	6,153	6,153	6,215	6,776	7,390	9,604					12,580				
	Dedicated (Upstream)	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123	4,123					4,123				
	Dedicated (Downstream)	4,337	9,177	9,211	9,431	11,546	11,546	13,480					13,584				
	Own Use	66	66	66	66	66	66	66					66				

List of Gas Pipeline Projects (2015 – 2019)

No	Projects	Category	Length (km)	Operating Year
1	Porong - Grati	Open Access	56	2015
2	Belawan - KIM	Open Access	18.5	2015
3	KIM - KEK	Open Access	138	2015
4	M. Karang – M. Tawar - T.Gede	Open Access	70	2015
5	Gresik - Semarang	Open Access	268	2016
6	Mundu – Sunyaragi Pipeline	Open Access	16	2017
7	Cilamaya – Citarik Pipeline	Open Access	21	2018
8	Kalimantan – Jawa Tengah	Open Access	1200	2019
9	Muara Bekasi – Semarang	Open Access	520	2019
10	Dumai – KEK – Sei Mangke	Open Access	530	2019
11	Bojonegara – Muara Karang Pipeline	Open Access	174	2019
12	Mundu – Cilamaya Pipeline	Open Access	111	2019
13	Semarang – Cirebon Pipeline	Open Access	255	2019
14	Bulu Gas	Open Access	58	2019
15	Duri – Dumai	Open Access	133	2016
16	WNTS – Pemping (Premier)	Dedicated (Upstream)	10	2017

Dedicated (Downstream)

No	Projects	Length (km)	Operating Year
1	Pemping - PLN Batam	15	2015
2	West Java Area Distribution	91	2015
3	West Java Distribution (Bekasi & Jakarta)	22	2015
4	West Java Distribution (Cilegon & Jakarta)	10	2015
5	West Java Area Distribution	425	2015
6	East Java Area Distribution	46	2015
7	East Java Distribution (Pasuruan)	2	2015
8	East Java Area Distribution	230	2015
9	Medan – Batam Distribution	10	2015
10	Medan – Batam Area Distribution	65	2015
11	Sidoarjo Distribution	30	2015

Dedicated (Downstream)

No	Projects	Length (km)	Operating Year
12	Mojokerto Distribution	27	2015
13	Duri – Dumai Distribution	77	2016
14	Duri – Dumai Distribution	19	2016
15	Duri – Dumai Distribution	33	2016
16	Duri – Dumai Distribution	4	2016
17	Semarang Distribution	40	2016
18	Gresik Distribution (Phase 1a Gresik Lamongan Tuban)	11	2016
19	West Java Area Distribution	329	2016
20	West Java Distribution (Bekasi)	16	2016
21	West Java Area Distribution (Jakarta & Bekasi)	20	2016
22	West Java Area Distribution	5	2016
23	Medan - Batam Area Distribution	3	2016
24	Tanjung Batu, Kaltim (PLN)	30	2016
25	Central Java Distribution	72	2016
26	East Java Distribution (Pasuruan-Malang)	40	2017
27	Kediri Distribution	42	2017
28	Jombang Distribution	39	2017
29	Semarang Distribution (Phase 2)	35	2017
30	Karawang Distribution	40	2017
31	Subang Distribution	20	2017
32	Sukabumi Distribution	65	2017
33	Bali Distribution	15	2017
34	Looping Pipeline Gresik – PKG	4,65	2017
35	West Java Distribution Pipeline	30	2017
36	Grissik – Pusri Pipeline	172	2018
37	Tulung Agung Pipeline	39	2018
38	Nganjuk Pipeline	25	2018
39	Lamongan – Tuban Distribution	120	2018
40	Tangerang – Jakarta Distribution	70	2018
41	Tangerang – Bogor Distribution	90	2018
42	Pekanbaru Distribution	61	2018

TOTAL: 6,393.5 km

RENCANA PEMANFAATAN LNG



**LNG-Fueled
Ship**



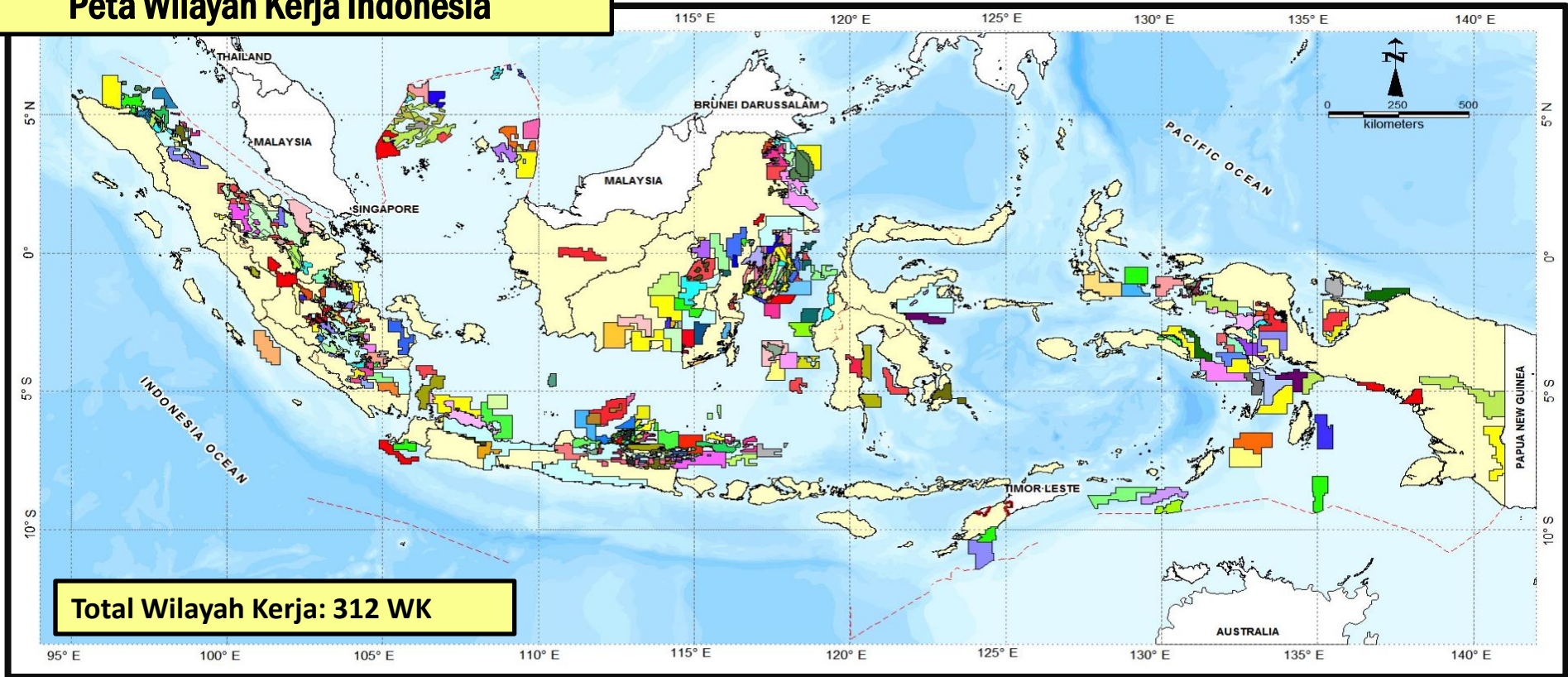
**LNG For Truck
& Mining
Operations**



**LNG-Fueled
Locomotive**

Kegiatan Usaha Hulu Migas di Indonesia

Peta Wilayah Kerja Indonesia



OIL

Cadangan

Proven : 3,602.53 MMSTB
Potential : 3,702.49 MMSTB
Total : 7,305.02 MMSTB

Produksi: 786,000 BPD



GAS

Cadangan

Proven : 97.99 TSCF
Potential: 53.34 TSCF
Total : 151.33 TSCF

Produksi: 8,113 MMSCFD

Biaya Kegiatan Usaha Hulu Migas

Eksplorasi: 6 – 8 million USD
Average Discovery Size: 17.6 BOE/discovery

Produksi: 21 – 45 USD/BOE



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (1/7)

Tahun 2015 – 2018

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
1	Gebang JOB	EnMegPersada	11	40,83	-	2015
2	North West Java Sea PC	Pertamina	75.330	315,50	41.168,46	2017
3	Mahakam Block	Total E&P Indonesie	111.500	3.233,30	78.786,84	2017
4	Lematang Block	PT Medco E&P Lematang	36	123,38	398,61	2017
5	Tuban	JOB Pertamina – Petrochina East Java	27.884	20,60	5.257,10	2018
6	Ogan Komering	JOB Pertamina – Talisman (Ogan Komering)	3.191	18,80	2.746,48	2018

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (2/7)

Tahun 2018

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
7	Sanga Sanga Block	VICO	13.232	448,96	16.733,23	2018
8	South East Sumatra	CNOOC SES LTD	33.799	214,14	34.199,67	2018
9	B Block	ExxonMobil Oil Indonesia Inc	3.343	104	2.408,81	2018
10	NSO/NSO Extension	ExxonMobil Oil Indonesia Inc	272	92		2018

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (3/7)

Tahun 2018 – 2019

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
11	Tengah Block	Total E&P Indonesia	1.000	38,10	Tercatat bersama produksi Blok Mahakam	2018
12	East Kalimantan	Chevron Indonesia Company	63.580	2.317,87	19.180,35	2018
13	Pendopo & Raja	JOB – Pertamina Golden Spike Energy Indonesia	13.927	7,19	628,58	2019
14	Bula	Kalrez Petroleum (Seram) LTD	2.168	-	413,44	2019
15	Seram Non Bula	CITIC Seram Energy Limited	6.170	-	2.758,78	2019
16	Jambi Merang	Talisman	18.998	590,70	5.362,47	2019

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (4/7)

Tahun 2020

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
17	South Jambi Blok B	ConocoPhillips (South Jambi) LTD	38	578,20	-	2020
18	Brantas	Lapindo	230	37,05	20,22	2020
19	Salawati Kepala Burung	JOB Pertamina – Petrochina Salawati	3.915	12,63	1.393,21	2020
20	Malacca Strait	EMP Malacca Strait S. A.	12.624	37,19	4.498,51	2020

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (5/7)

Tahun 2020 – 2022

No	Blok	Operator	<i>Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)</i>	<i>Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)</i>	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
22	Makassar Strait	Chevron Makassar Ltd	1.860	23,35	3.342,07	2020
23	On Shore Salawati Basin	PetroChina International Bermuda	28.112	59,96	4.993,19	2020
24	Bentu Segat	Kalila (Bentu) LTD	-	119,40	270,48	2021
25	Rokan	PT Chevron Pacific Indonesia	1.174.262	77,13	283.767,19	2021
26	Selat Panjang	Petroselat Ltd	4.385	52,73	474,30	2021
	Muriah	Petronas Carigali (Muriah) Ltd				2021
27	Tarakan Block East Kalimantan	PT Medco E&P Tarakan	2.367,33	16,24	1.813,73	2022

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025 (6/7)

Tahun 2022 – 2023

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB) *)	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
28	Coastal Plains and Pekanbaru	Pertamina	61.512	-	13.098,46	2022
29	Muturi	BP Muturi Holdings BV	-	3.965,20	Belum berproduksi.	2022
30	Tungkal Block	MontD'Or	809	6,72	858,03	2022
21	Sengkang Block	Energy Equity Epic (Sengkang) PTY, LTD	-	387,51	232,89	2022
31	Corridor	ConocoPhillips (Grissik) Ltd	35.858	4.785,94	13.774,46	2023
32	Rimau	Medco E&P Indonesia	30.540	22,71	11.491,36	2023

*) Status per 1 Januari 2014

**) Data rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015
Kementerian ESDM Republik Indonesia



Daftar Wilayah Kerja yang Akan Berakhir Kontrak Kerja Samanya dari Tahun 2015 s.d. 2025

Tahun 2023 – 2025

No	Blok	Operator	Oil Remaining Reserves (P1) (MSTB))	Gas Remaning Reserves (P1) (BSCF) *)	Produksi (MBOED) **)	Tanggal Berakhir
33	Wiriagar Block	BP Wiriagar Ltd	-	1.035,70	Belum berproduksi.	2023
34	Jabung	Petrochina International Jabung Ltd	29.371	342,43	15.898,71	2023
35	Bangko Block	Petrochina International Bangko Ltd	9.610	26,21	8,62	2025

*) Status per 1 Januari 2014

**) Rata-rata produksi tahun 2015 status dengan 25 Mei 2015



TABEL WK, lokasi & Produksi

