

INDUSTRI (HULU) MIGAS INDONESIA

Updates & Perkembangan Kondisi Ekonomi-Politik
yang Melingkupinya

Pri Agung Rakhmanto, Ph.D

Pengajar di Fakultas Teknologi Kebumian & Energi Universitas Trisakti

Pendiri ReforMiner Institute (www.reforminer.com)

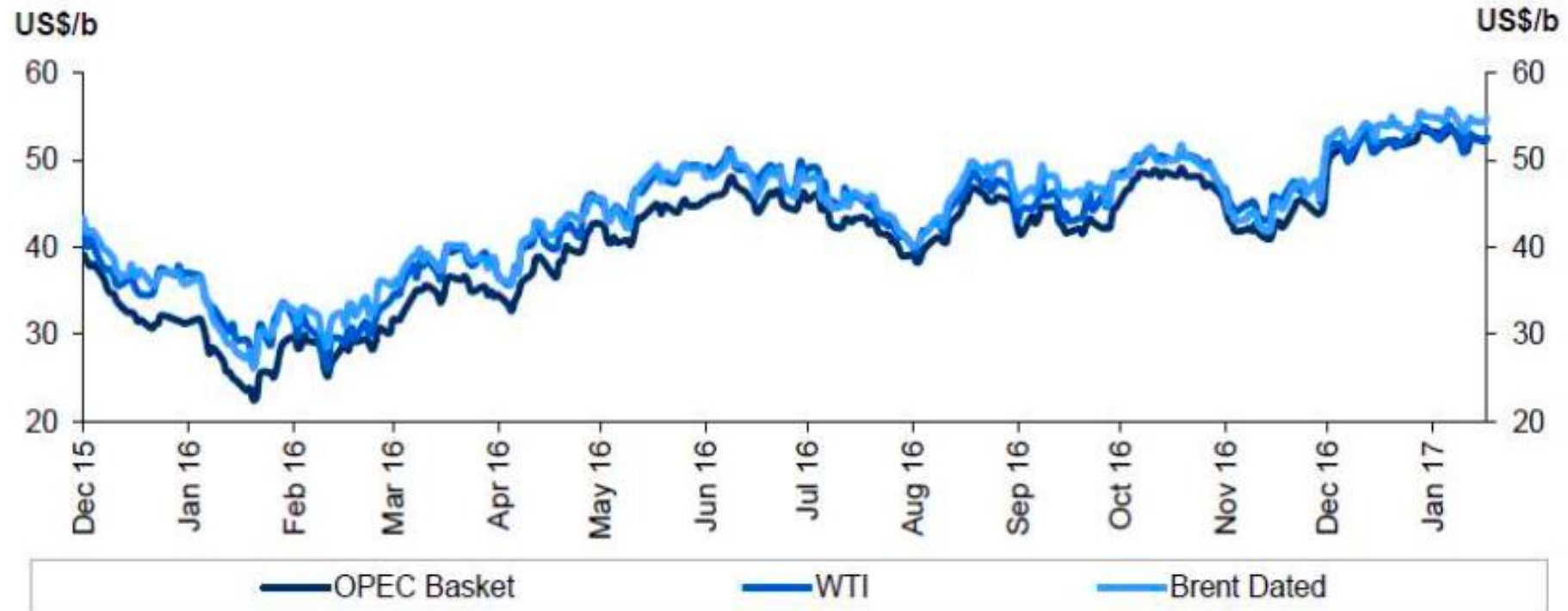
Jakarta, 16 Mei 2017

Outline

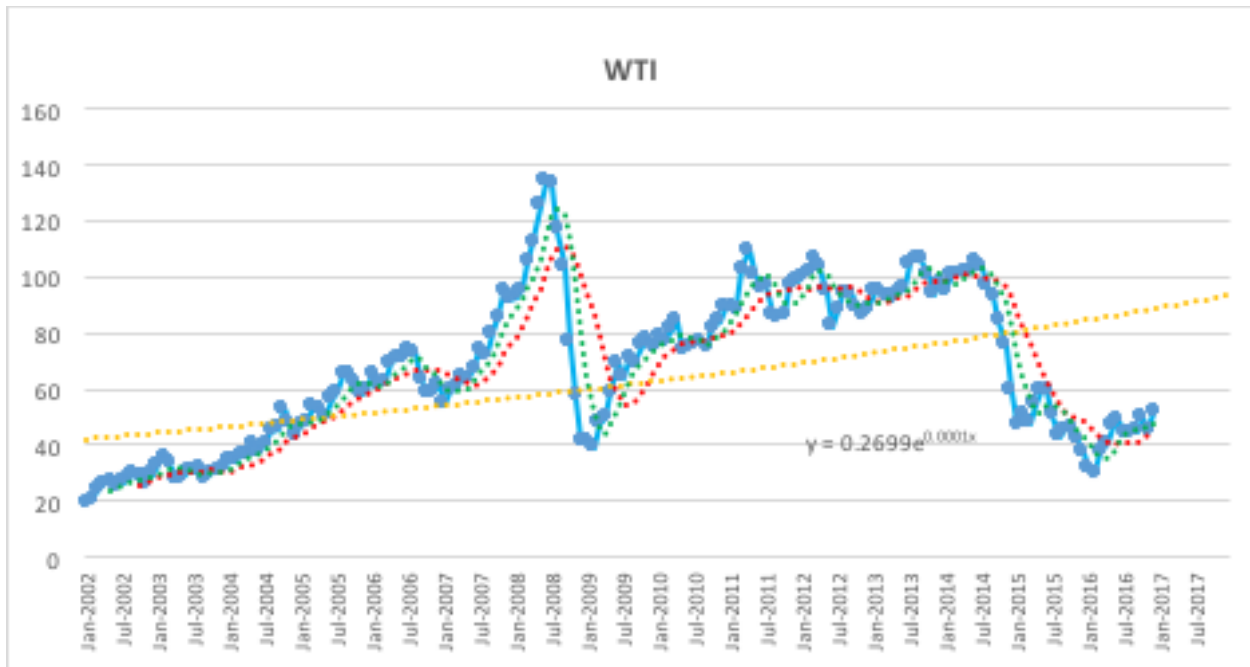
- Faktor Eksternal; harga minyak
- Hulu Migas Nasional;
 - Profil & Updates Perkembangan
 - Perubahan Lingkungan Bisnis; ekonomi-politik

HARGA MINYAK DUNIA

Perkembangan Harga Minyak Dunia

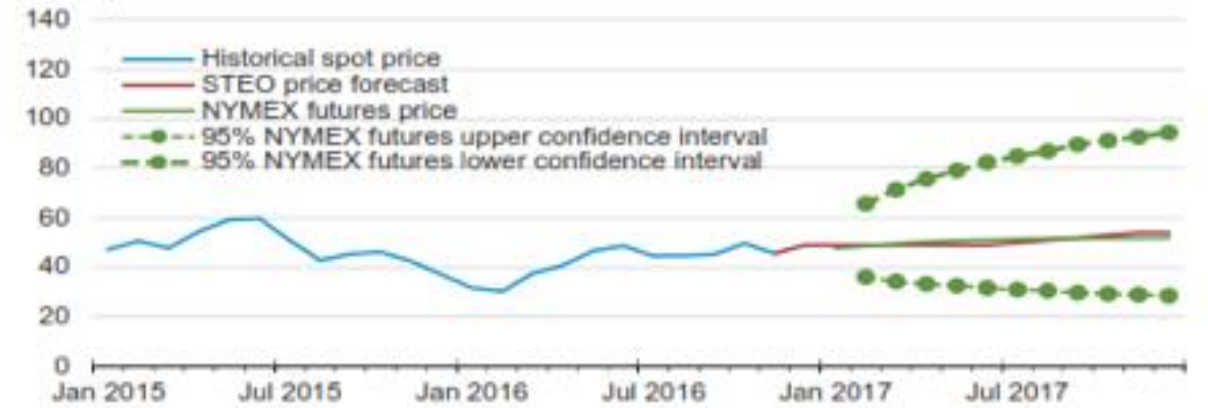


Sumber: OPEC



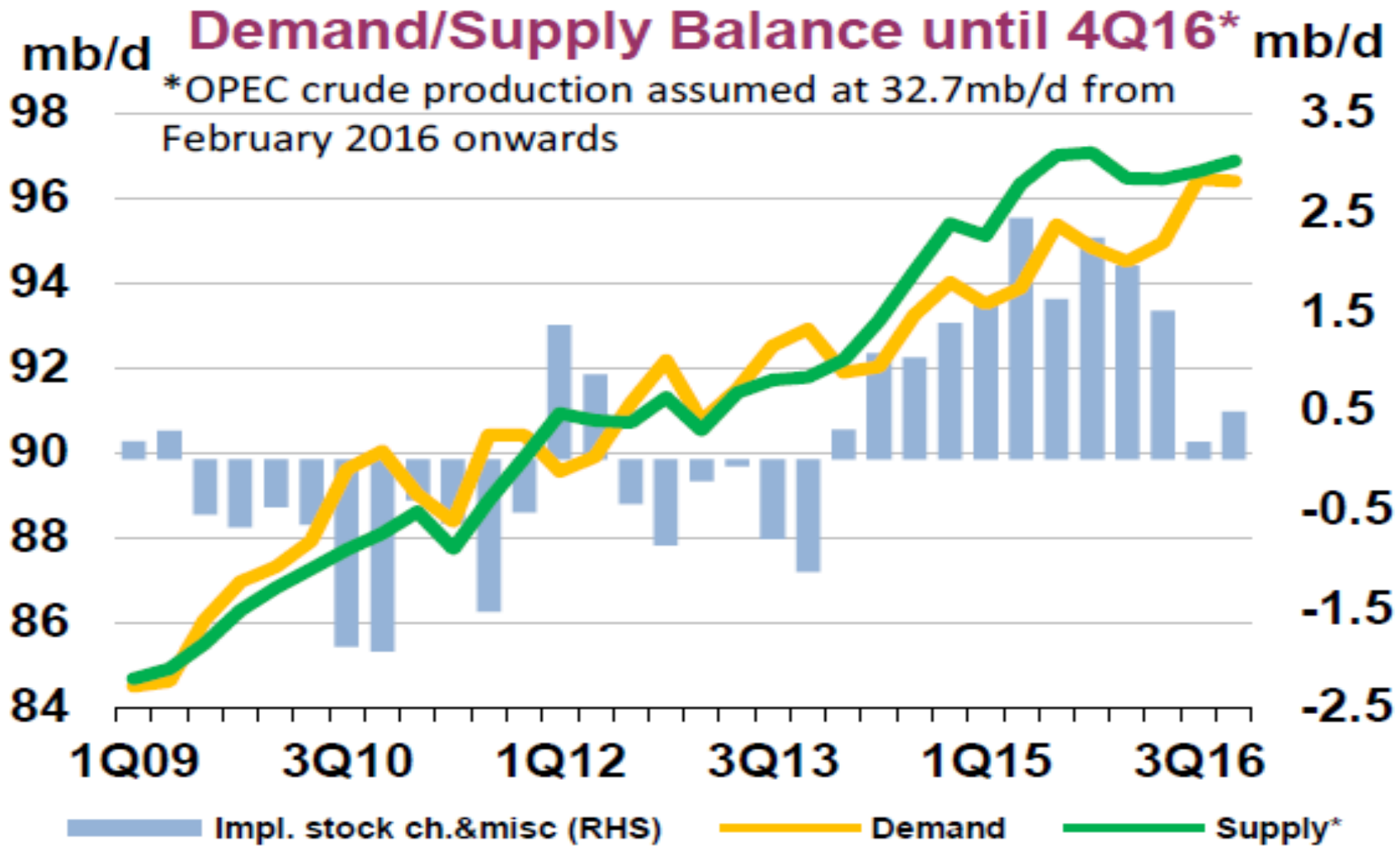
Sumber: simulasi ReforMiner Institute

West Texas intermediate (WTI) crude oil price
dollars per barrel



Note: Confidence interval derived from options market information for the 5 trading days ending Dec 1, 2016. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

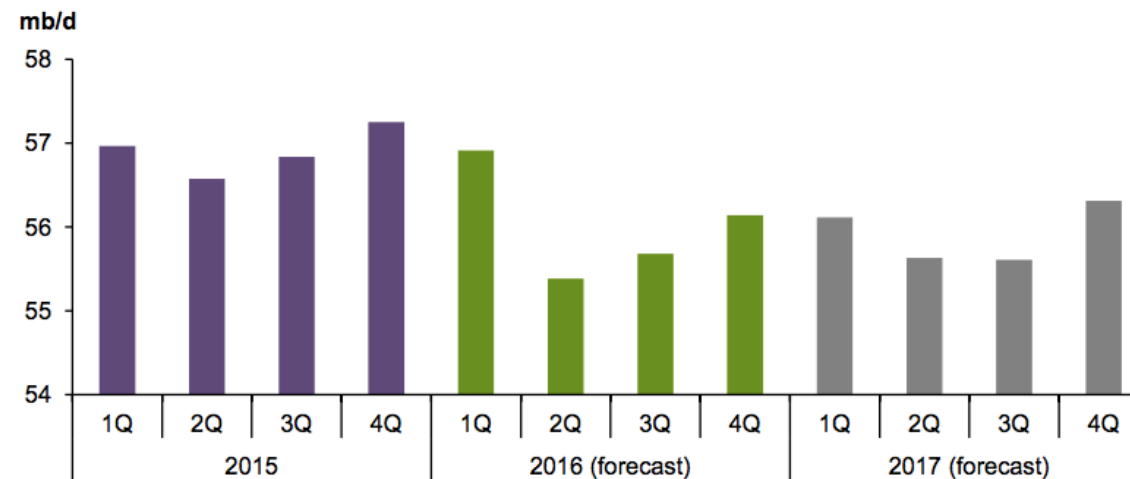
Source: Short-Term Energy Outlook, December 2016.



Sumber: IEA 2016

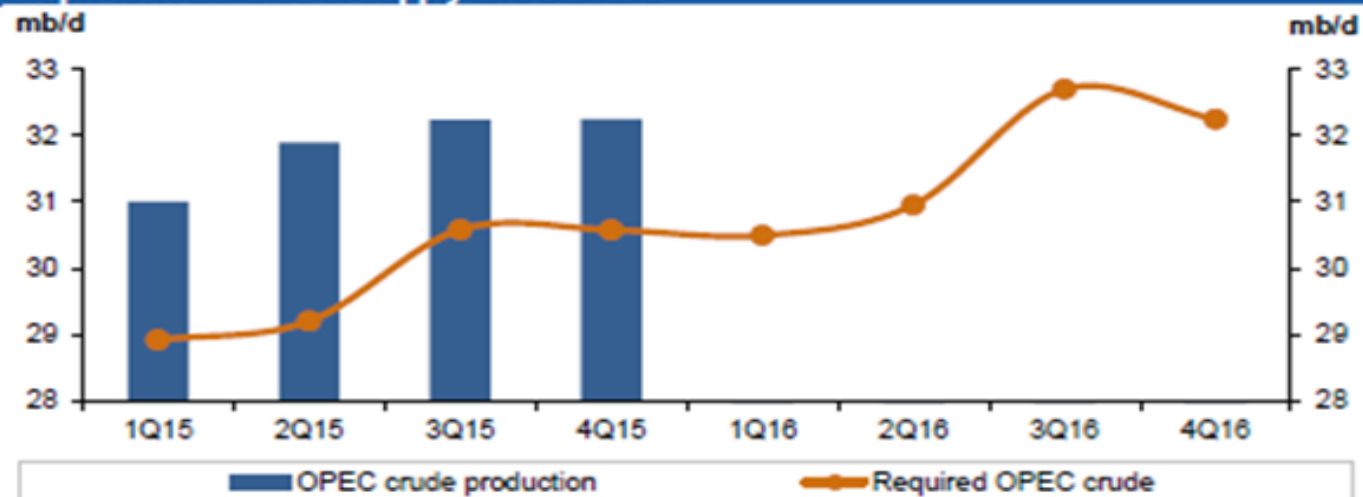
	2015	1Q16	2Q16	3Q16	4Q16	2016	Change 2016/15	
							Growth	%
Americas	21.01	20.99	19.98	20.28	20.38	20.41	-0.61	-2.89
of which US	13.99	13.80	13.48	13.31	13.39	13.50	-0.49	-3.51
Europe	3.76	3.90	3.68	3.59	3.72	3.72	-0.04	-0.96
Asia Pacific	0.46	0.44	0.43	0.46	0.44	0.44	-0.02	-4.27
Total OECD	25.23	25.33	24.09	24.32	24.54	24.57	-0.66	-2.63
Other Asia	2.70	2.73	2.66	2.70	2.73	2.71	0.01	0.28
Latin America	5.19	4.98	5.05	5.21	5.24	5.12	-0.07	-1.31
Middle East	1.27	1.27	1.25	1.23	1.23	1.24	-0.03	-2.42
Africa	2.14	2.11	2.07	2.10	2.12	2.10	-0.04	-1.67
Total DCs	11.30	11.09	11.03	11.25	11.32	11.17	-0.13	-1.12
FSU	13.69	13.95	13.83	13.59	13.72	13.77	0.08	0.57
of which Russia	10.85	11.07	11.03	10.88	10.95	10.98	0.14	1.25
Other Europe	0.14	0.13	0.13	0.15	0.15	0.14	0.00	1.63
China	4.37	4.23	4.11	4.19	4.23	4.19	-0.18	-4.15
Total "Other regions"	18.20	18.31	18.07	17.92	18.10	18.10	-0.10	-0.56
Total non-OPEC production	54.74	54.73	53.20	53.50	53.96	53.84	-0.89	-1.63
Processing gains	2.17	2.19	2.19	2.19	2.19	2.19	0.01	0.60
Total non-OPEC supply	56.91	56.91	55.38	55.68	56.14	56.03	-0.88	-1.54

Source: OPEC Secretariat.



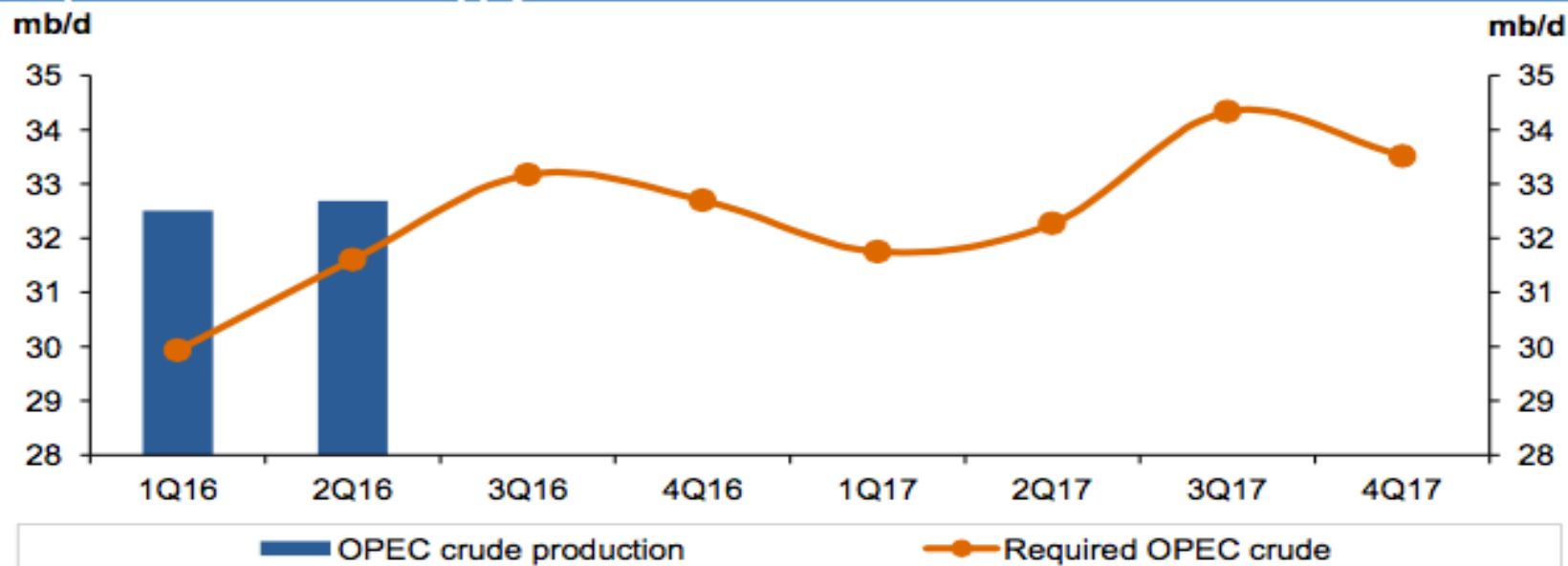
Source: OPEC Secretariat.

Graph 10.1: Balance of supply and demand



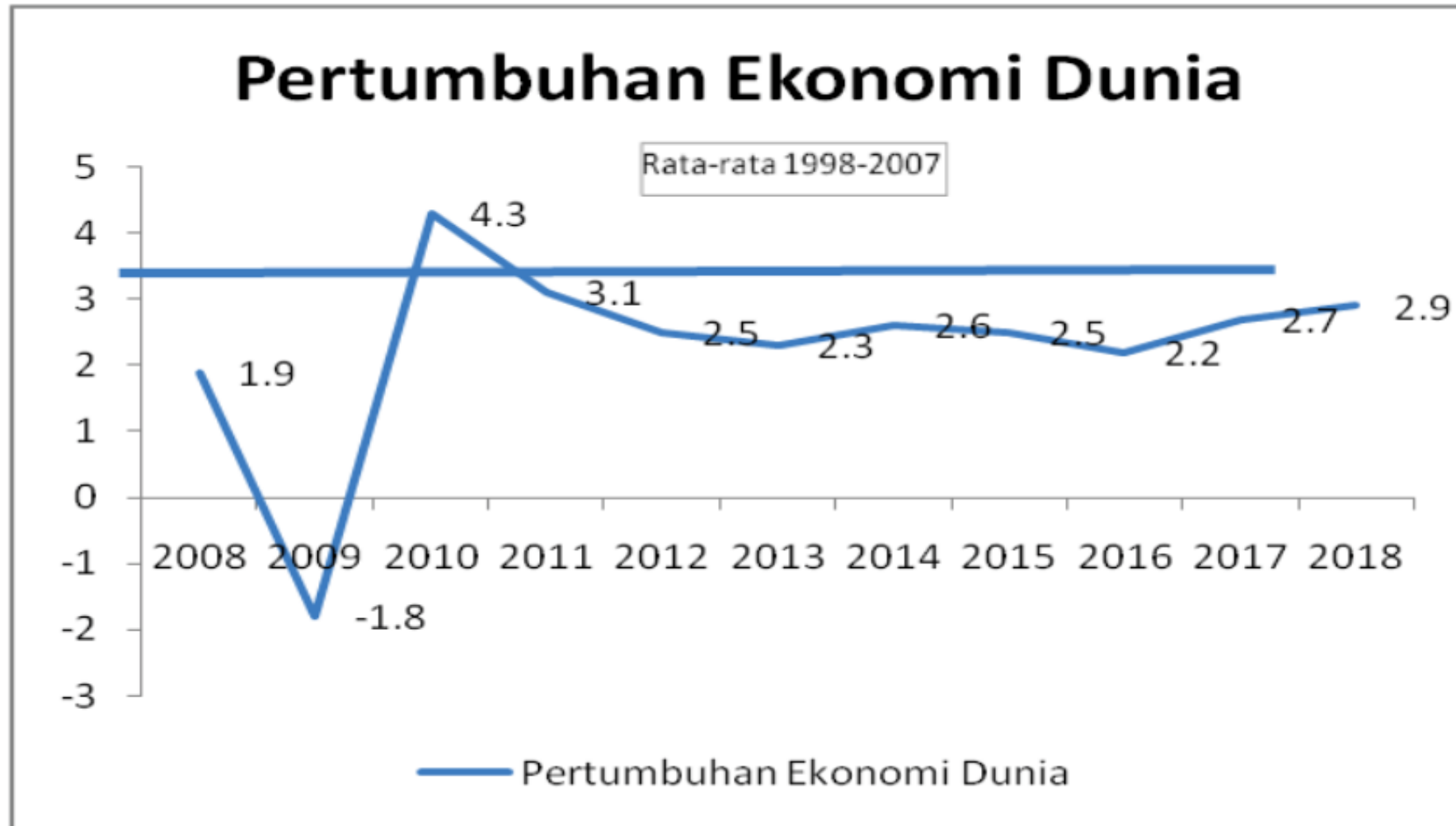
Source: OPEC Secretariat.

Graph 10.1: Balance of supply and demand



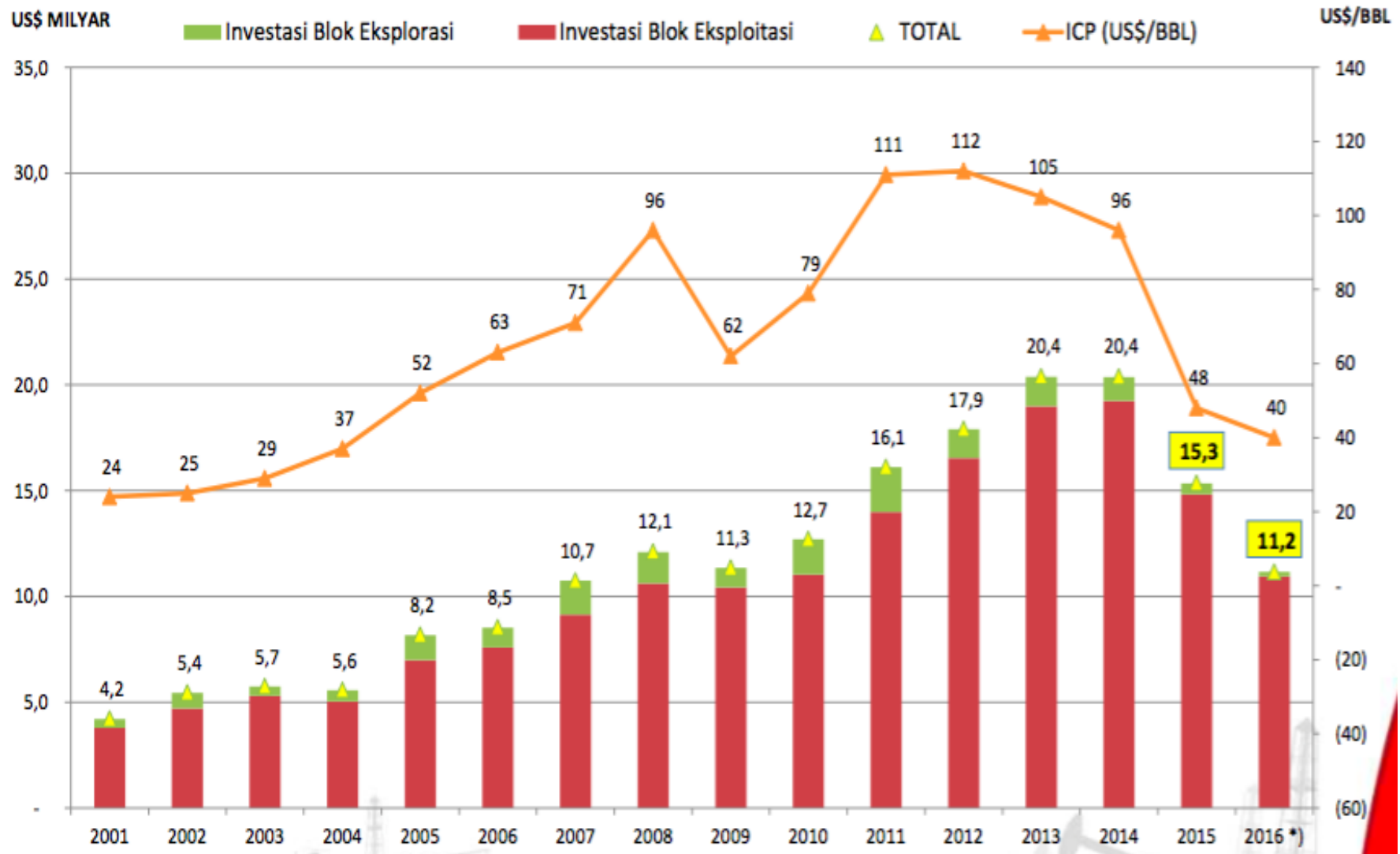
Source: OPEC Secretariat.

Perkembangan dan Prediksi Pertumbuhan Ekonomi Dunia



Sumber: United Nations, UN/DESA, diolah

HULU MIGAS NASIONAL



Sumber: SKK Migas 2017

No.	Jenis Energi	Sumber Daya	Cadangan	Produksi	Umur*
1	Minyak Bumi	151 Miliar barel	3,6 Miliar barel	288 Juta barel	12 tahun
2	Gas Bumi	487 TCF	98,0 TCF	3,0 TSCF	33 tahun
3	Batubara	120,5 Miliar ton	32,4 Miliar ton	393 Juta ton	82 tahun
4	CBM	453 TSCF	-	-	-
5	Shale Gas	574 TSCF	-	-	-

Catatan:

*) asumsi apabila tidak ada temuan cadangan baru

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional

Tabel 23. Cadangan Gas Bumi Nasional

Satuan: Billion cubic feet (BCF)

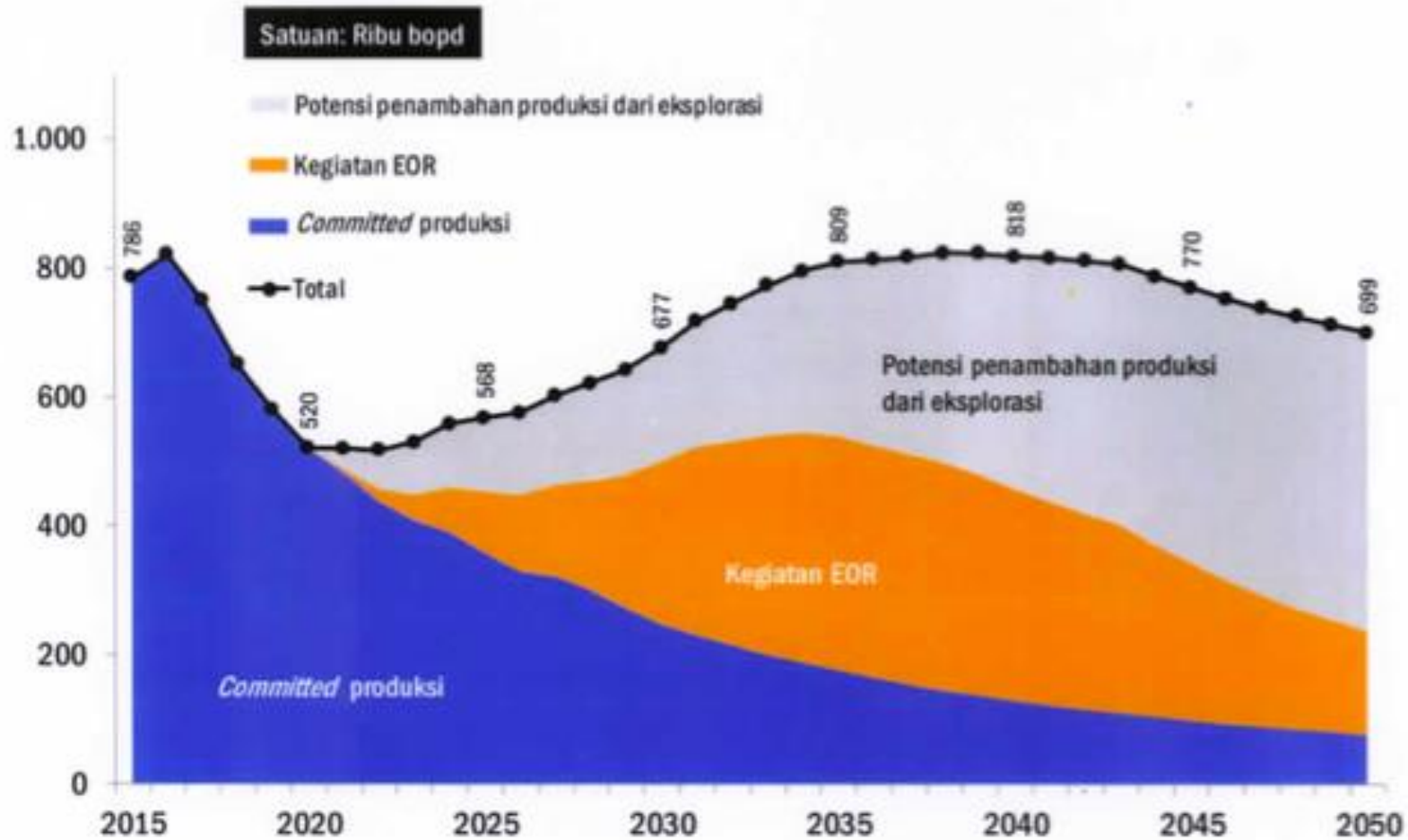
No.	Wilayah/Provinsi	Cadangan			
		Proven	Probable	Possible	Total
1	Kepulauan Riau	47.399,1	1.100,6	1.508,3	50.008,0
2	Papua-Papua Barat	16.627,4	4.377,0	5.201,7	26.206,1
3	Sumatera Selatan	8.659,8	2.191,0	2.735,1	13.585,9
4	Timor-Maluku	6.236,9	5.077,0	7.970,2	19.284,0
5	Kalimantan Timur	5.880,6	2.894,4	2.938,9	11.713,9
6	Jawa Timur	2.983,7	1.138,2	1.256,0	5.377,9
7	Jawa Barat	2.976,7	347,3	834,6	4.158,6
8	Sulawesi Tengah	1.729,3	233,2	67,8	2.030,3
9	Aceh	1.420,8	4.720,4	1.375,0	7.516,3
10	Jambi	1.137,4	1.323,4	3.057,0	5.517,8
11	Kalimantan Selatan	988,1	327,9	377,1	1.693,1
12	Jawa Tengah	512,3	110,0	374,3	996,5
13	Sumatera Utara	447,5	503,1	4,9	955,5
14	Sulawesi Selatan	392,7	120,1	21,2	534,0
15	Riau	290,0	325,1	478,6	1.093,8
16	Lampung	207,2	39,6	-	246,9
17	DKI Jakarta	63,1	14,1	46,5	123,7
18	Kalimantan Tengah	30,0	228,0	28,0	286,0
19	Bangka Belitung	3,2	-	-	3,2
Total		97.985,9	25.070,3	28.275,2	151.331,4

Tabel 16. Cadangan Minyak Bumi Nasional per Provinsi

Satuan: Juta barel

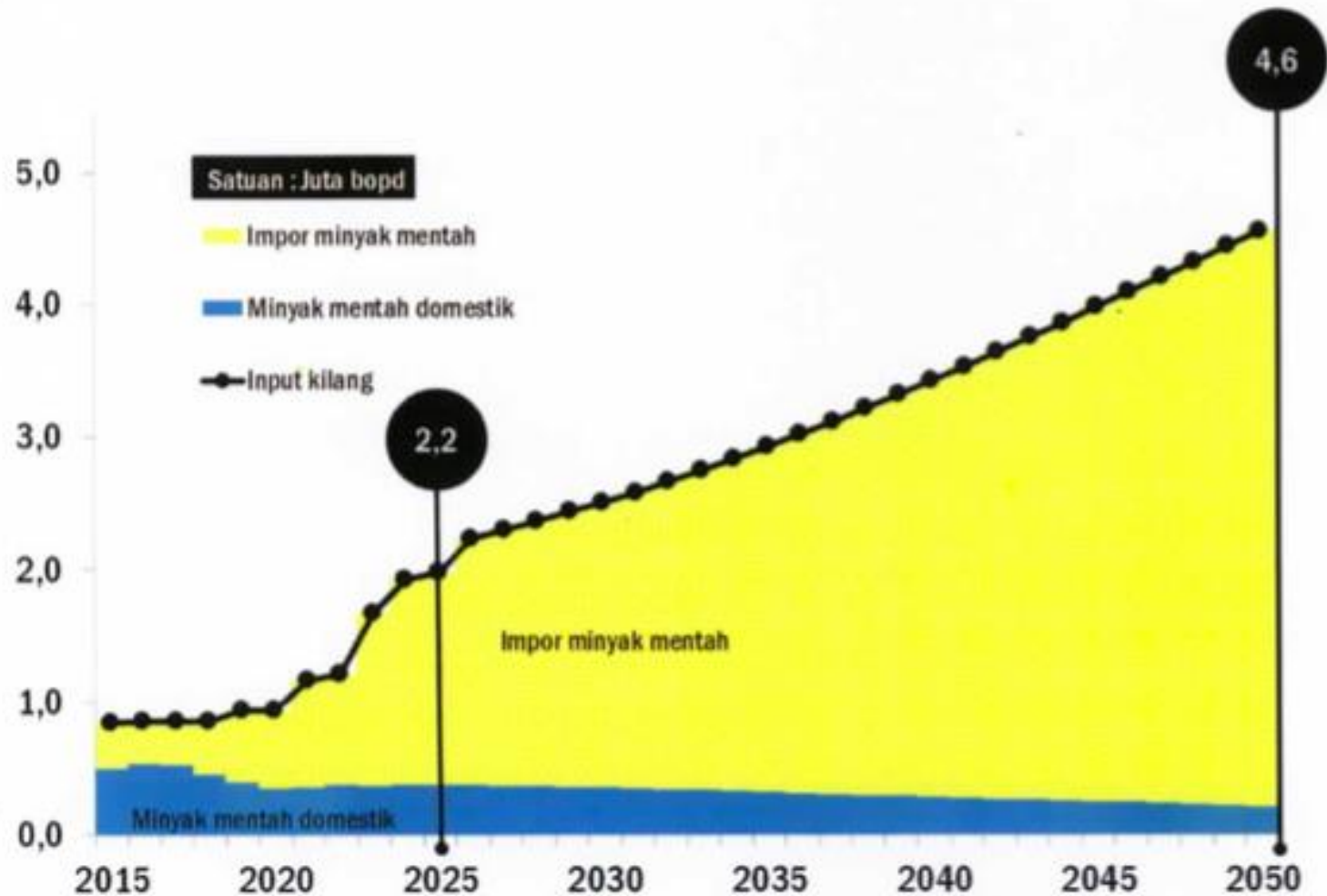
No.	Wilayah/Provinsi	Cadangan			
		Proven	Probable	Possible	Total
1	Riau	1.190,9	997,0	687,3	2.875,2
2	Sumatera Selatan	660,2	181,8	249,9	1.091,9
3	Jawa Tengah	415,4	209,5	293,4	918,3
4	Jawa Barat	378,9	109,5	97,8	586,2
5	Kalimantan Timur	265,1	145,1	53,4	463,6
6	Jawa Timur	135,6	65,6	62,9	264,1
7	Kepulauan Riau	96,7	66,1	141,4	304,2
8	Papua-Papua Barat	87,5	8,0	0,5	96,0
9	Jambi	79,7	66,1	82,5	228,3
10	Aceh	78,8	23,8	12,5	115,0
11	Sumatera Utara	66,4	70,6	29,2	166,2
12	Lampung	51,0	0,2	-	51,2
13	Kalimantan Selatan	35,4	5,8	21,3	62,4
14	Sulawesi Tengah	30,2	2,5	1,0	33,7
15	DKI Jakarta	10,6	1,4	8,1	20,1
16	Sulawesi Selatan	10,5	2,7	-	13,2
17	Maluku	6,9	2,8	2,9	12,6
18	Bangka Belitung	2,7	-	-	2,7
19	Kalimantan Tengah	0,0005	0,0034	0,0004	0,0043
20	Timor-Maluku	-	-	-	-
Total		3.602,5	1.958,3	1.744,2	7.305,0

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional



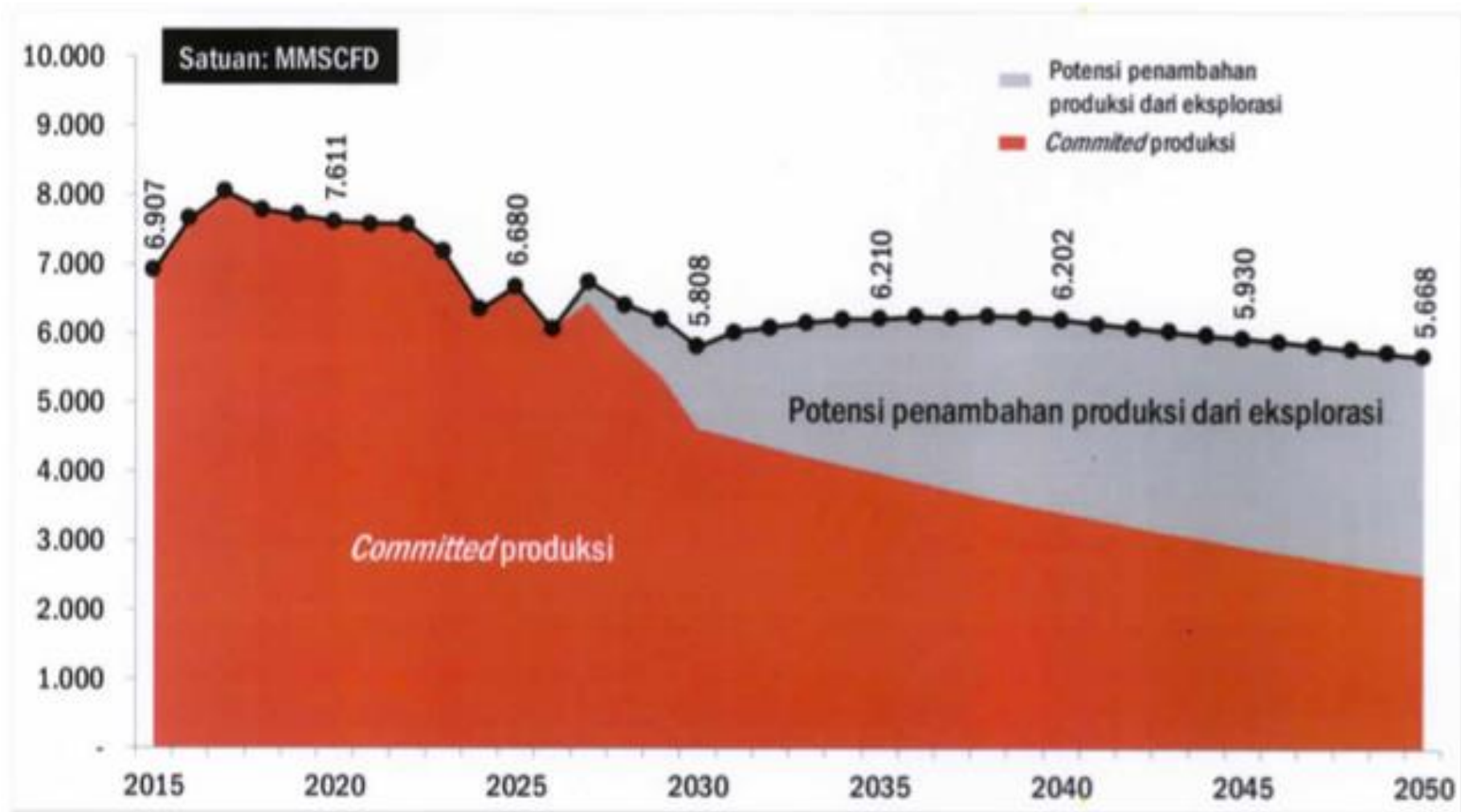
Gambar 14. Profil Produksi Minyak Bumi Tahun 2015–2050

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional



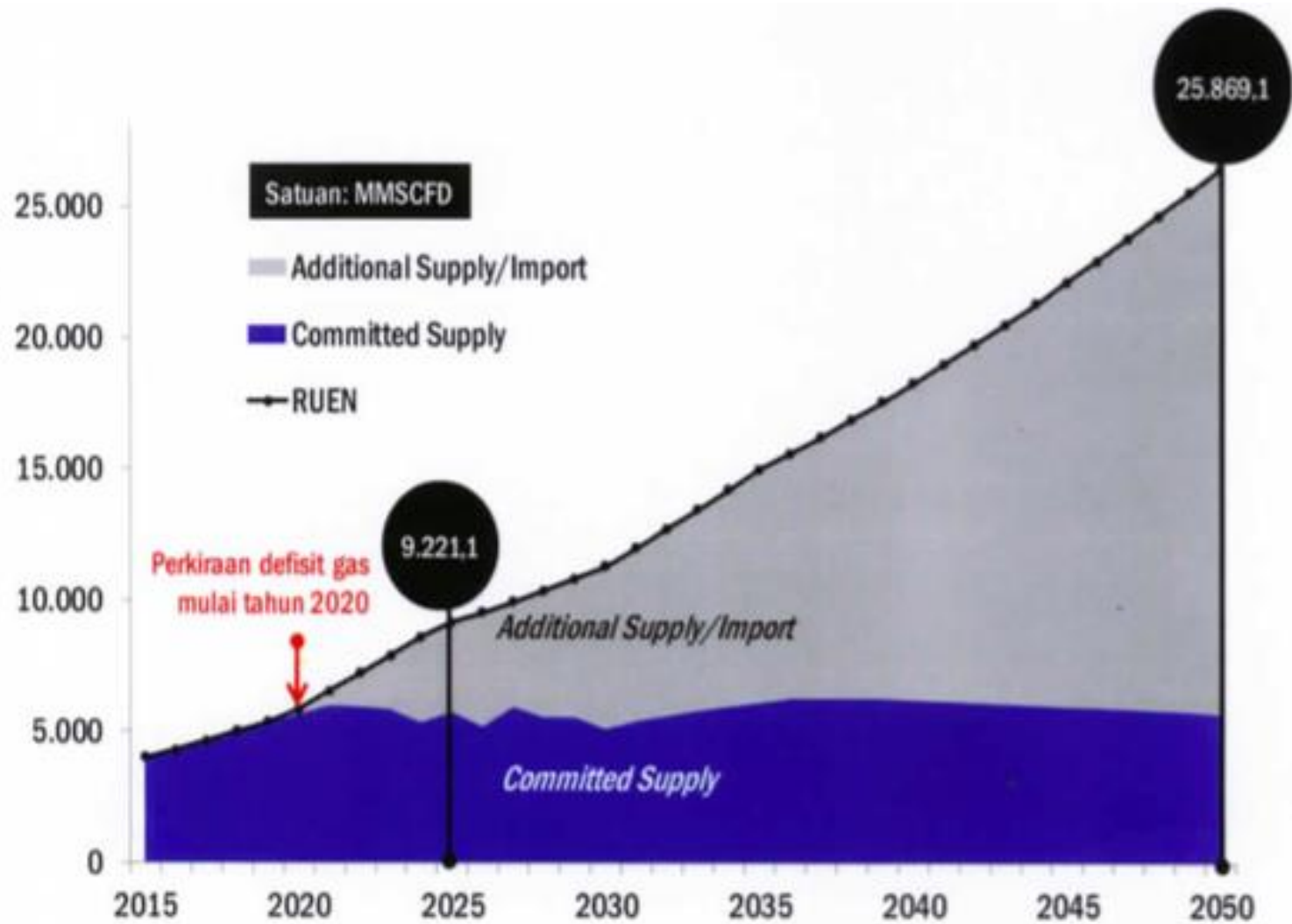
Gambar 13. Pasokan Minyak Mentah Domestik dan Impor Minyak Mentah untuk Kilang Minyak Tahun 2015–2050

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional



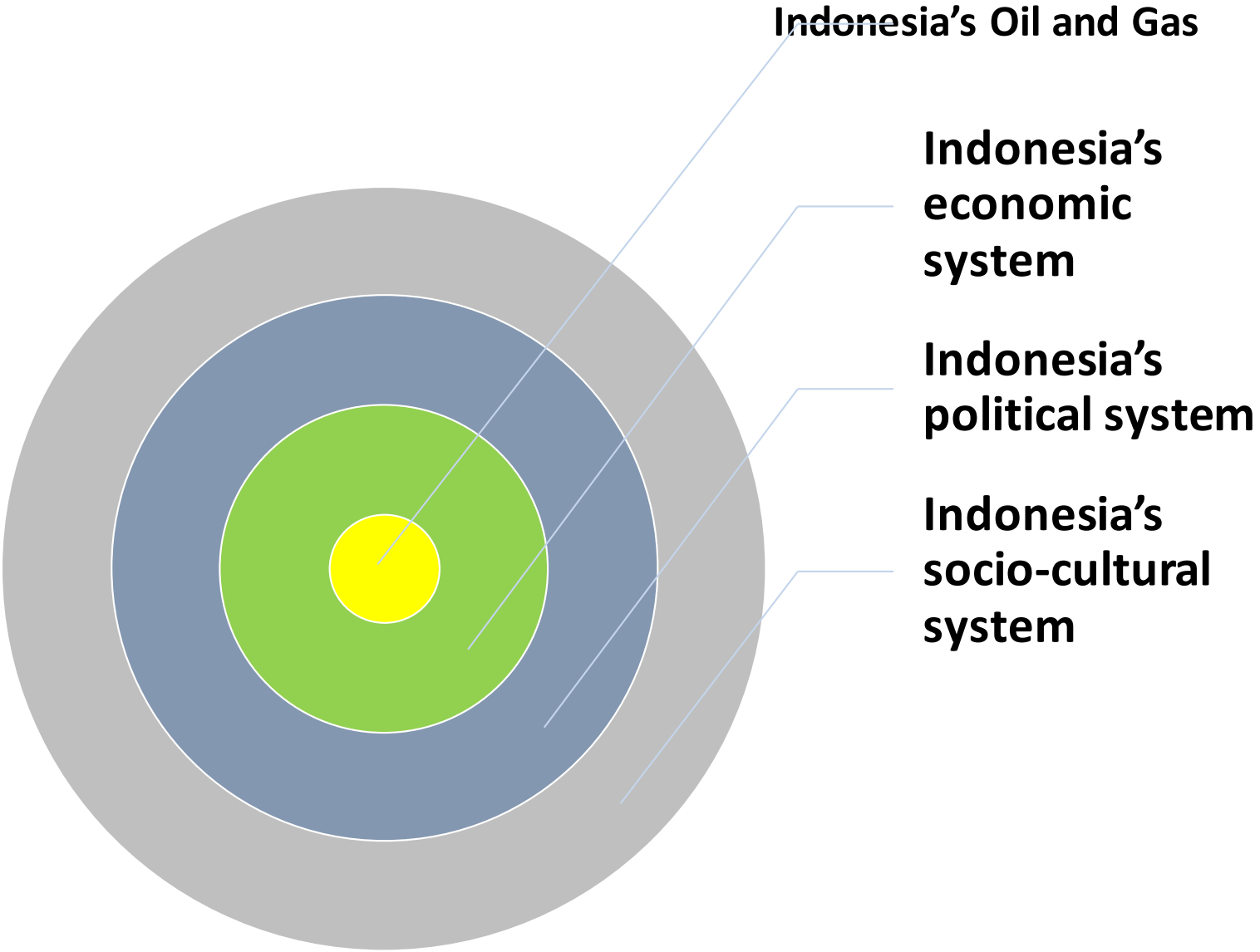
Gambar 16. Profil Produksi Gas Bumi Tahun 2015–2050

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional



Gambar 17. Kebutuhan dan Rencana Pasokan Gas Bumi Tahun 2015–2050

Sumber: Lampiran I Perpres 22/2017 Rencana Umum Energi Nasional

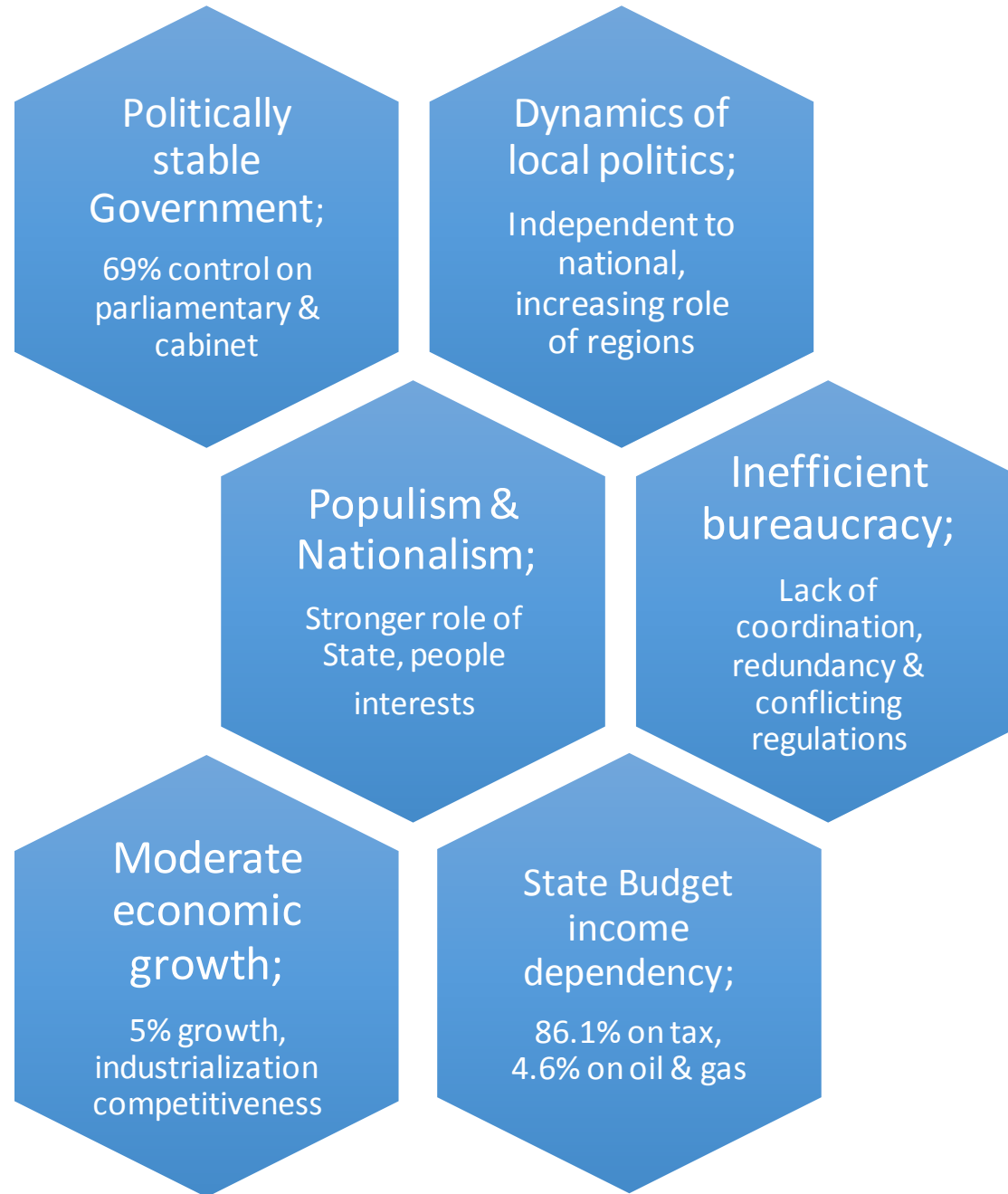


Kondisi Pelita III (1976-1984)

- Porsi penerimaan hulu migas 56-63 % terhadap penerimaan APBN.
- Produksi minyak 1,3 - 1,6 Juta Barel/hari.
- Konsumsi minyak 350 - 470 Ribu Barel/hari.
- Kontribusi sektor ekstraktif terhadap PDB sekitar 40-55 %.
- Kontrol pemerintah pusat sangat kuat.

Kondisi Sekarang (2014-2016)

- Porsi penerimaan hulu migas 3-5 % penerimaan APBN.
- Produksi minyak 825-890 Ribu Barel/hari.
- Konsumsi minyak 1,62 - 1,67 Juta Barel/hari.
- Kontribusi sektor ekstraktif terhadap PDB sekitar 20 - 24 %.
- Keterlibatan masyarakat dan pemerintah daerah semakin menguat.





Upstream
oil & gas

Sufficient logistics
for politically stable
government; big
projects

Slow & timely
decision making
process; inter-
sectoral
intervention,
regulation
uncertainties

(Upstream) oil & gas
is not priority; tax
revenues
intensification

Lower national
energy prices (gas
price); downstream
prioritized

Empowerment of
State-Owned Co.;
new governance of
oil & gas; back to
Law 8/1971

Policies
accommodating
local/regions
demands;
Participating
Interest 10%

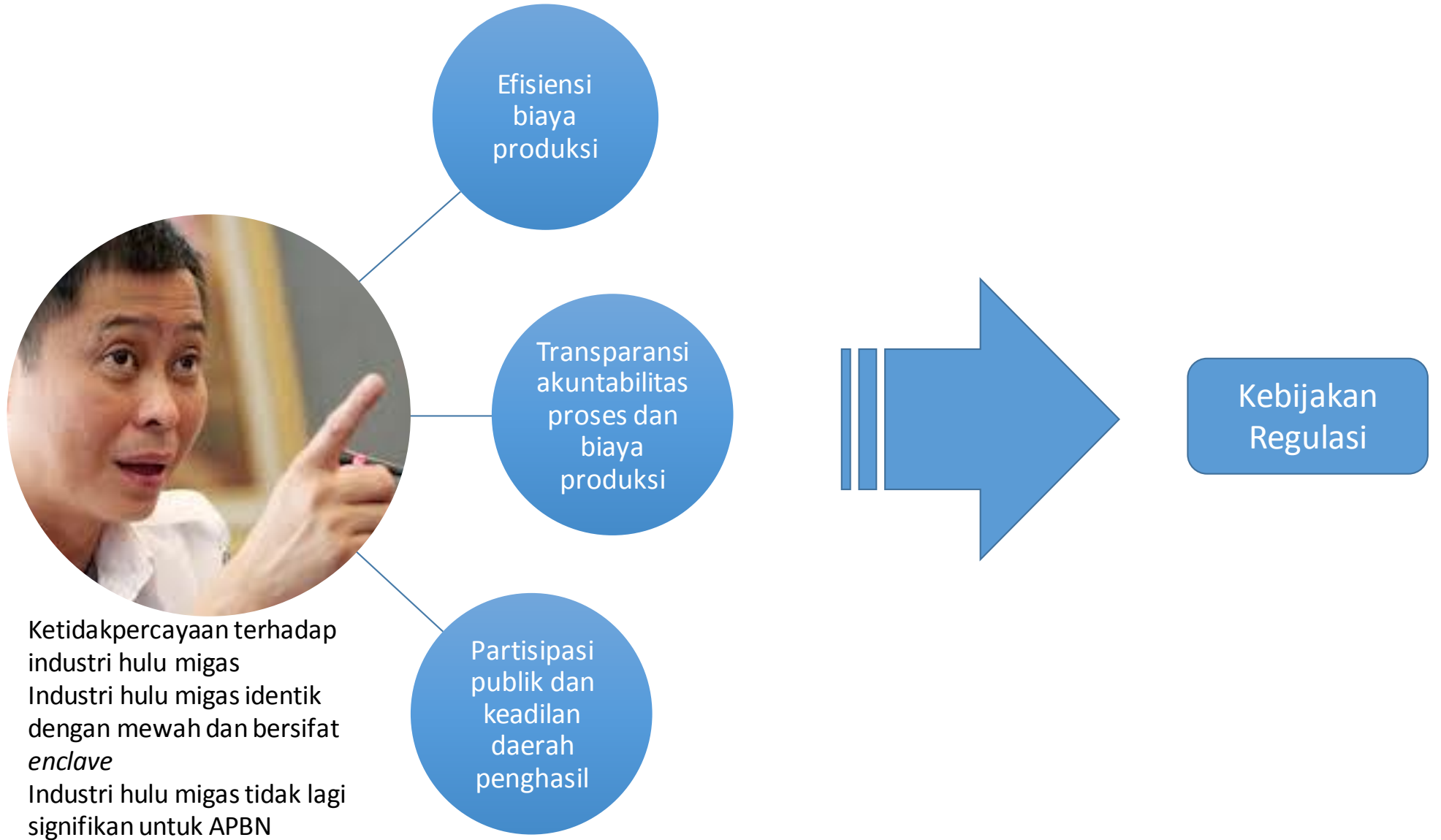
**Alokasi Pagu Anggaran
Ditjen Migas 2017
(Rp. 3,15 triliun)**

**Belanja Reguler
(Rp 430,35 milyar)**

- Direktorat Pembinaan Program Rp 43,89 milyar.
- Direktorat Pembinaan Usaha Hilir Rp 70,73 milyar.
- Direktorat Pembinaan Usaha Hulu Rp 32,03 milyar.
- Direktorat Teknik dan Lingkungan Rp 28,14 milyar.
- Sekretaris Direktorat Jenderal Rp 255,92 triliun.

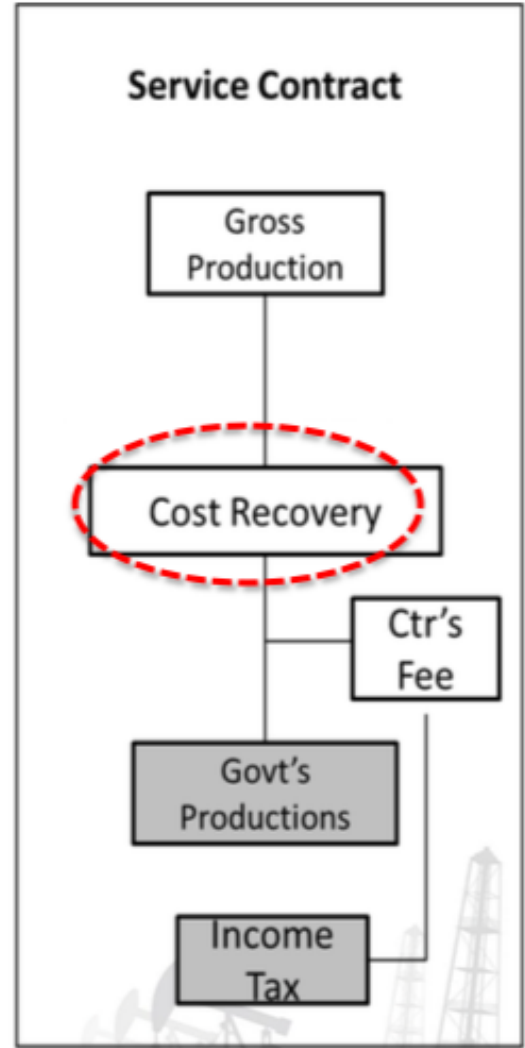
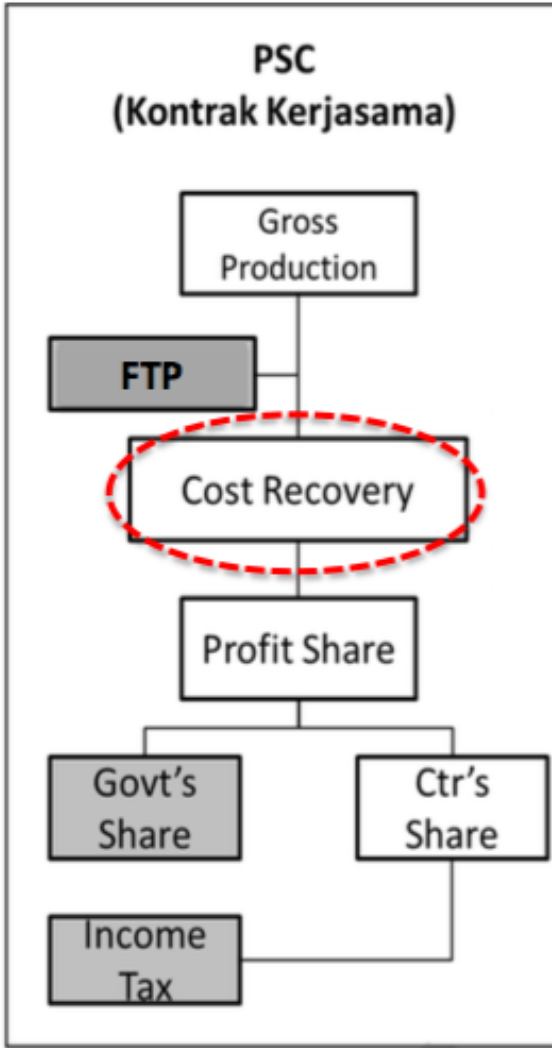
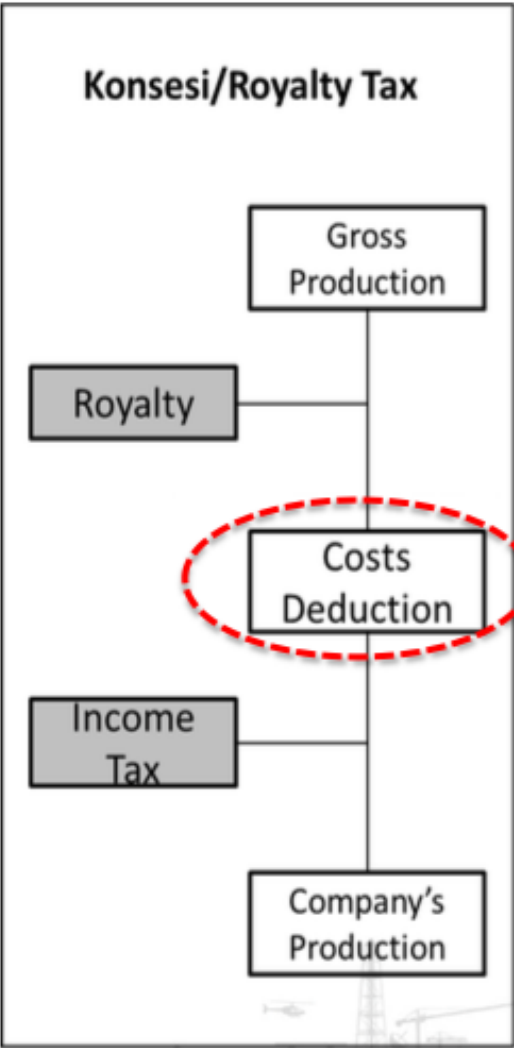
**Belanja Infrastruktur
(Rp 2,71 triliun)**

- Pembangunan jargas untuk rumah tangga Rp 963,46 milyar.
- Pembangunan infrastruktur BBG untuk transportasi Rp 260,56 milyar.
- Konversi BBM ke BBG untuk nelayan Rp 137 milyar.
- Pembangunan terminal LNG-LCNG dan LNG Station (Multiyears 2017-2019) Rp 546,06 milyar.
- Konstruksi tangki penyimpanan BBM (Multiyears 2016-2018) Rp 136,27 milyar.
- Konstruksi tangki penyimpanan LPG (Multiyears 2016-2018) Rp 527,60 milyar.
- Konversi minyak tanah ke LPG Tabung 3 Kg Rp 147 milyar.

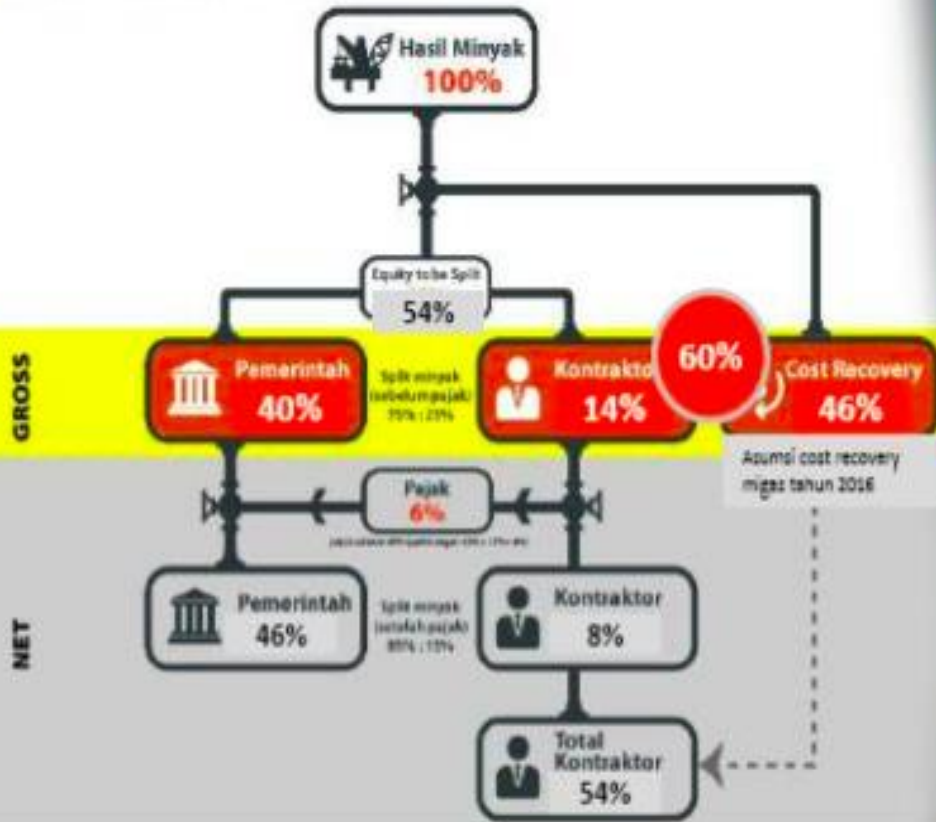


Perkembangan Regulasi & Kebijakan

- (1) Peraturan Menteri ESDM No Tahun 2016 tentang Percepatan Pemberlakuan BBM Satu Harga
- (2) Peraturan Menteri ESDM No. 40 Tahun 2016 tentang Penurunan Harga Gas
- (3) Peraturan Menteri ESDM No. 37 Tahun 2016 tentang Penawaran *Participating Interest* 10% pada Wilayah Kerja Migas
- (4) Peraturan Menteri ESDM No. 08 Tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split*
- (5) Peraturan Menteri ESDM No.11/2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Listrik
- (6) Peraturan Menteri ESDM No. 12 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik
- (7) Peraturan Menteri ESDM No. 26/2017 tentang Mekanisme Pengembalian Biaya Investasi pada Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi



Skema Cost Recovery



Skema Gross Split





The import of gas (LNG) may be performed once the domestic price of LNG exceeds 11.5 % ICP/MMBTU *free on board* and so long as the price of imported LNG is at the highest 11.5 % ICP/MMBTU at the buyer's regasification terminal (*landed price*).

Should the price of LNG to be imported exceed 11.5 % ICP/MMBTU in *landed price*, PLN and Power Provider Business Entity (BUPTL) may purchase pipeline gas at a higher price than 11.5 % ICP/MMBTU or purchase LNG domestically at a higher price than 11.5 % ICP/MMBTU *free on board*.

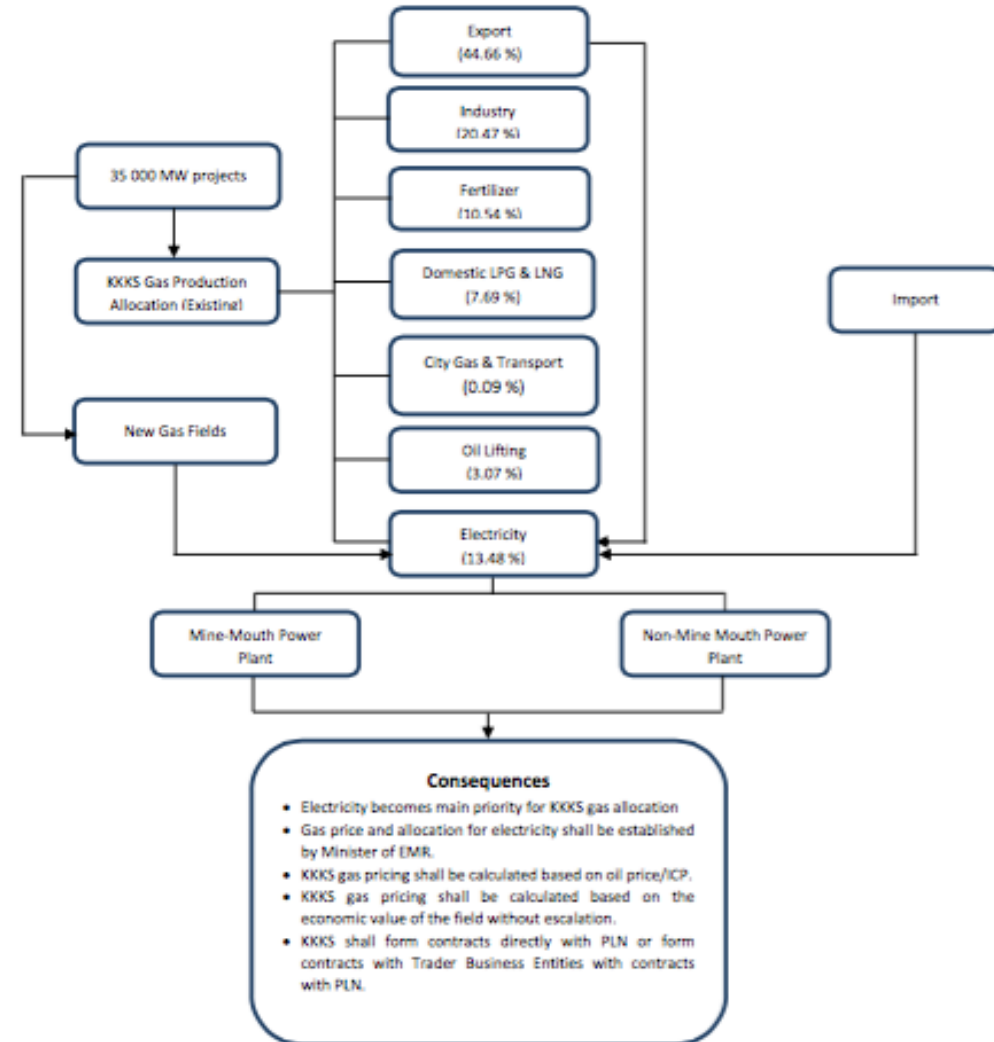
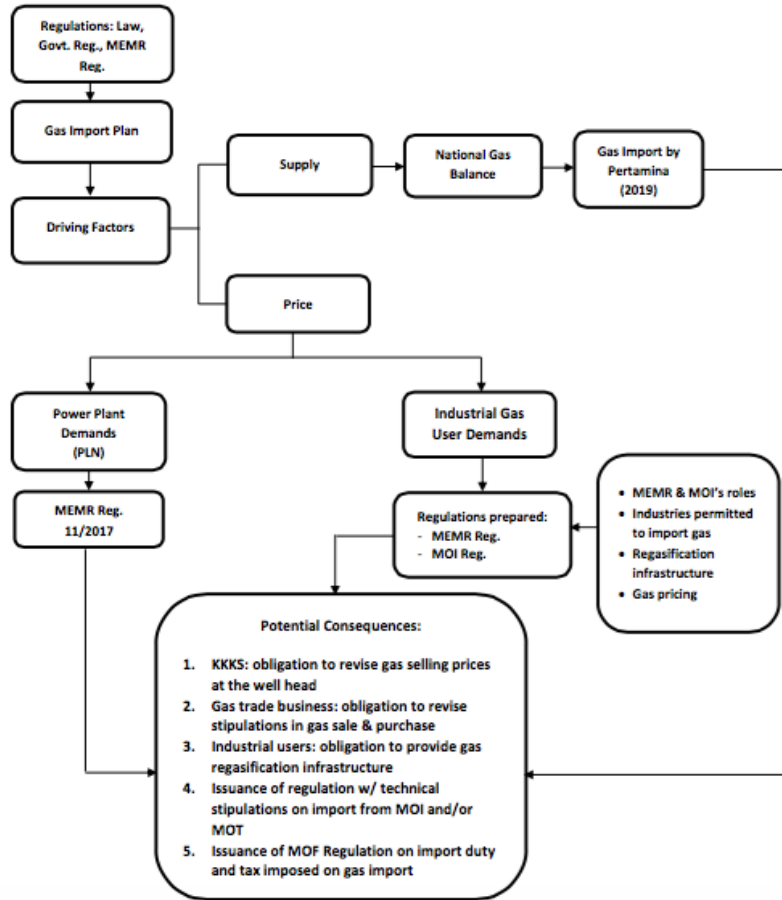
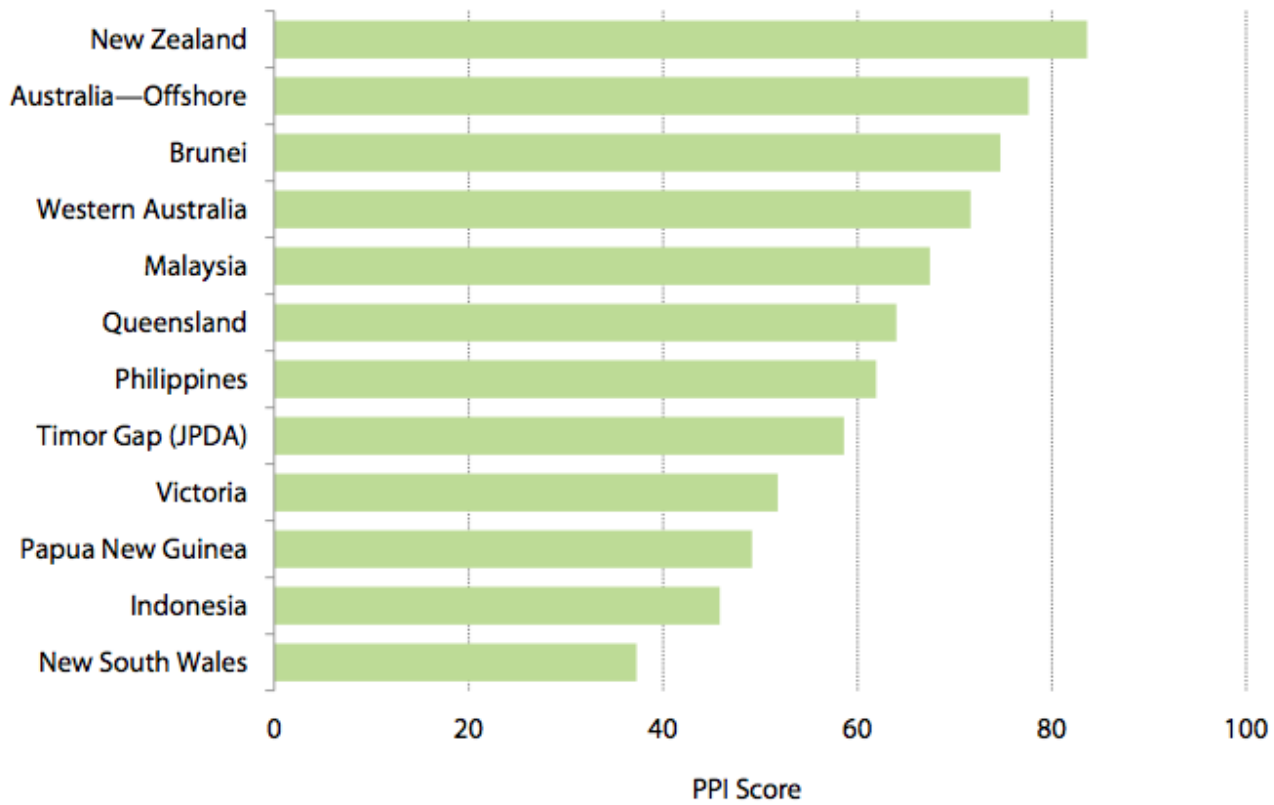


Figure 7: Policy Perception Index—Oceania



TERIMA KASIH