



THE HABIBIE CENTER BOOKLET C

Pembangunan Energi Berkelanjutan



Zamroni Salim
Bawono Kumoro
Komaidi Notonegoro

Pembangunan Energi Berkelanjutan

The Habibie Center Booklet C

The Habibie Center

Kebijakan Subsidi BBM dan Pembangunan Energi Berkelanjutan

Project Supervisor:

Rahimah Abdulrahim
(Direktur Eksekutif, The Habibie Center)

Hadi Kuntjara
(Deputi Direktur Operasional, The Habibie Center)

Peneliti:

Zamroni Salim
Bawono Kumoro
Komaidi Notonegoro

Desain dan Publikasi:

M. I. Qeis dan Rahma

Foto :

Zamroni Salim

The Habibie Center mengucapkan terima kasih kepada Kementerian Pembangunan, Energi, dan Perubahan Iklim Kerajaan Denmark dan Global Subsidies Initiative untuk dukungan tulus mereka terhadap proyek ini. Seluruh pandangan di dalam publikasi ini merupakan pandangan The Habibie Center dan tidak mencerminkan pandangan Kementerian Pembangunan, Energi, dan Perubahan Iklim Kerajaan Denmark dan Global Subsidies Initiative.

The Habibie Center Building
Jl. Kemang Selatan No.98, Jakarta 12560, Indonesia
Telp: +62 21 7817211 Fax: +62 21 7817212
e-mail: thc@habibiecenter.or.id
www.habibiecenter.or.id

PEMBANGUNAN ENERGI BERKELANJUTAN

Stok Energi Nasional

Hingga saat ini pasokan energi Indonesia sangat tergantung engan migas. Dalam beberapa tahun terakhir porsi migas terhadap bauran energi nasional tidak kurang dari 70%. Porsi energi fosil, termasuk batubara, terhadap pasokan energi Indonesia mencapai lebih dari 90%. Perkembangan bauran energi nasional dalam beberapa tahun terakhir adalah sebagai berikut:

Tabel 1: Perkembangan Bauran Energi Nasional

Tahun	Minyak	Batubara	Gas	Tenaga Air	Panas Bumi	BBN
2000	59,64%	12,91%	22,66%	3,47%	1,32%	0,00%
2001	57,20%	15,43%	22,28%	3,80%	1,29%	0,00%
2002	56,62%	15,36%	23,61%	3,13%	1,28%	0,00%
2003	53,16%	19,20%	23,76%	2,67%	1,21%	0,00%
2004	57,08%	17,37%	21,49%	2,79%	1,27%	0,00%
2005	55,07%	19,37%	21,33%	3,02%	1,22%	0,00%
2006	51,29%	22,89%	21,86%	2,70%	1,24%	0,01%
2007	49,56%	27,01%	19,21%	2,98%	1,20%	0,02%
2008	48,81%	22,82%	23,99%	2,95%	1,36%	0,03%
2009	47,62%	23,22%	24,66%	2,82%	1,61%	0,08%
2010	47,08%	24,29%	23,30%	3,79%	1,42%	0,12%
2011	47,79%	27,01%	21,15%	2,53%	1,33%	0,19%
2012	47,60%	27,48%	20,67%	2,57%	1,32%	0,36%

Sumber: Handbook of Energi and Economic Statistic of Indonesia (2013)

Dalam konteks ketahanan energi, ketergantungan Indonesia terhadap pasokan migas dapat menjadi ancaman. Apalagi cadangan minyak dan gas Indonesia relatif tidak besar. Data menunjukkan pada tahun 2012 cadangan minyak Indonesia sebesar 3,70 miliar barel atau sekitar 0,20% terhadap total cadangan dunia. Dengan tingkat produksi sekitar 900 ribu barel per hari, jika tidak ditemukan cadangan baru, cadangan minyak Indonesia akan habis dalam kurun waktu 11 tahun mendatang.

Selama kurun 12 tahun terakhir (2000-2012) posisi cadangan minyak Indonesia cenderung menurun. Data menunjukkan cadangan minyak Indonesia turun dari 5,12 miliar barel pada tahun 2000 menjadi 3,70 miliar barel pada tahun 2012. Kemampuan produksi minyak Indonesia juga terus mengalami penurunan. Produksi minyak Indonesia menurun dari 1,41 juta barel per hari pada tahun 2000 menjadi 918 ribu barel per hari pada tahun 2012. Berikut adalah data posisi dan perkembangan cadangan dan produksi minyak Indonesia:

Tabel 2: Posisi Cadangan Minyak Indonesia

Negara	Peringkat Cadangan	Posisi 2012 (Millar Barel)	Porsi terhadap Cadangan Dunia	Rasio Cadangan Produksi (Tahun)
Venezuela	1	297,60	17,80%	234,14
Arab Saudi	2	265,90	15,90%	63
Iran	3	157,00	9,40%	88,4
Irak	4	150,00	9,00%	128,08
Kuwait	5	101,50	6,10%	110,88
UEA	6	97,80	5,90%	79,1
Rusia	7	87,20	5,20%	22,4
Libya	8	48,00	2,90%	86,9
Nigeria	9	37,20	2,20%	42,1
Kazakhstan	10	30,00	1,80%	47,4
Indonesia	28	3,70	0,20%	11,1

Sumber: BP Statistical Review 2013

Tabel 3: Perkembangan Cadangan dan Produksi Minyak Indonesia

Tahun	Cadangan Minyak Terbukti (Millar Barel)	Produksi Minyak (Ribu Barel/Hari)
2000	5,12	1.415
2002	4,72	1.252
2003	4,73	1.147
2004	4,30	1.096
2005	4,19	1.062
2006	4,39	1.006
2007	3,99	954
2008	3,75	977
2009	4,30	949
2010	4,23	945
2011	4,04	902
2012	3,70	918

Sumber: BP Migas dan BP Statistical Review

Meskipun relatif lebih baik dibandingkan minyak, cadangan gas Indonesia juga tidak terlalu signifikan dibandingkan total cadangan gas dunia. Pada tahun 2012, cadangan gas Indonesia sebesar 103,30 Tscf atau 1,60% terhadap total cadangan gas dunia. Jika tidak ditemukan cadangan baru, dengan tingkat produksi saat ini cadangan gas dimiliki Indonesia akan

habis untuk 41 tahun mendatang. Perkiraan tersebut dapat lebih cepat jika pemerintah melaksanakan program konversi BBM kepada BBG. Posisi dan perkembangan cadangan gas Indonesia dalam beberapa tahun terakhir adalah sebagai berikut:

Tabel 4: Posisi Cadangan Gas Indonesia

Negara	Peringkat Cadangan	Posisi 2012 (Tscf)	Porsi terhadap Cadangan Dunia	Rasio Cadangan Produksi (Tahun)
Iran	1	1.187,70	18,00%	213,80
Rusia	2	1.162,50	17,60%	55,60
Qatar	3	885,10	13,43%	216,80
Turkmenistan	4	618,10	9,30%	189,50
Amerika Serikat	6	300,00	4,50%	12,50
Arab Saudi	5	290,80	4,40%	80,01
UEA	7	215,00	3,30%	119,10
Venezuela	8	196,40	3,00%	188,60
Nigeria	9	182,00	2,80%	155,20
Aljazair	10	159,10	2,40%	55,30
Indonesia	12	103,30	1,60%	41,20

Sumber: BP Statistical Review 2013

Tabel 5: Perkembangan Cadangan Gas Indonesia (Tscf)

Tahun	Terbukti	Potensial	Total
2004	97,81	90,53	188,34
2005	97,26	88,54	185,80
2006	94,00	93,10	187,10
2007	106,00	59,00	165,00
2008	112,50	57,60	170,10
2009	107,34	52,29	159,63
2010	108,40	48,74	157,14
2011	104,71	48,18	152,89
2012	103,35	47,35	150,70

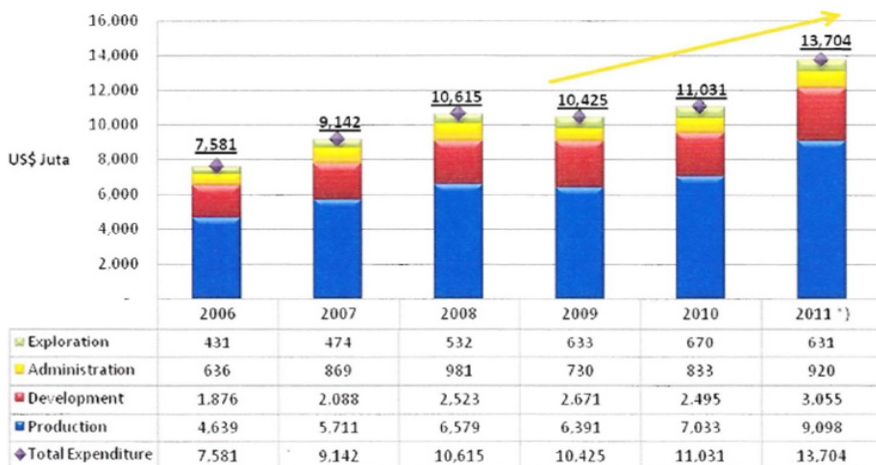
Sumber: Statistik Gas Bumi 2013

Berdasarkan sejumlah permasalahan ada kondisi industri minyak dan gas dalam beberapa tahun ke depan diproyeksikan semakin berat. Sejumlah kendala yang tidak kunjung diselesaikan menyebabkan minat investasi eksplorasi migas cukup rendah. Dari identifikasi sejumlah permasalahan yang saat ini dihadapi oleh sektor hulu migas antara lain: (1) Penerbitan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dimana tidak sejalan dengan substansi kontrak; (2) Penerbitan Peraturan Pemerintah Nomor 71 Tahun 2012 tentang Pengadaan Tanah bagi Pembangunan untuk Kepentingan Umum; (3) Undang-undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup; (4) Koordinasi lintas sektoral lemah; (5) Birokrasi dan perizinan

investasi panjang dan berbiaya tinggi, dan (6) Kepastian hukum dalam pengusahaan migas rendah.

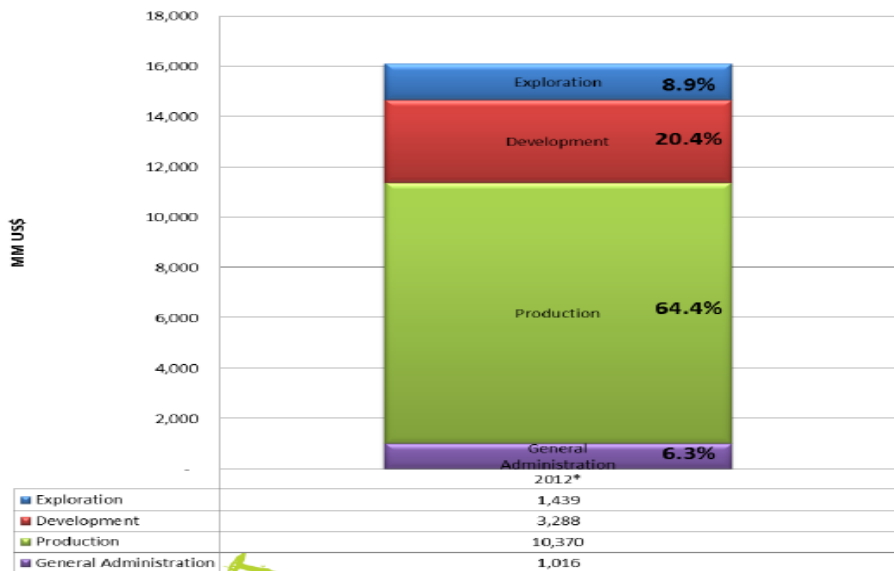
Rendahnya minat investasi eksplorasi hulu migas akan berdampak terhadap minimnya temuan cadangan migas baru. Hal itu tercermin dari data rasio produksi dan penemuan cadangan baru cuma mencapai kisaran 50%. Itu berarti pengusahaan yang dilakukan hanya menemukan setengah dari minyak yang telah diproduksi. Resiko investasi hulu migas yang tinggi menyebabkan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) lebih banyak mengalokasikan investasi hanya untuk sekedar membiayai produksi sumur-sumur sudah beroperasi. Perkembangan alokasi investasi hulu migas nasional dalam beberapa tahun terakhir adalah sebagai berikut:

Grafik 1: Perkembangan Alokasi Investasi Hulu Migas



Sumber: Rapat Dengar Pendapat Komisi VII DPR RI dan Kementerian ESDM Mei 2014 , Februari 2012

Grafik 2: Alokasi Investasi Hulu Migas Tahun 2012



*) Data sementara per 28 Januari 2013 (belum final)

Sumber: SKK Migas 2013

Kebijakan Pengembangan Energi Alternatif

Sejauh ini implementasi kebijakan energi terbarukan masih terbatas pada dokumen-dokumen kebijakan. Perencanaan kebijakan energi terbarukan sebenarnya sudah lama didokumentasikan dalam dokumen kebijakan energi nasional, tetapi hingga kini hasil dan implementasi dari dokumen-dokumen kebijakan tersebut masih minim. Kebijakan pengembangan energi terbarukan di Indonesia sebenarnya sudah lama dicanangkan. Pada kebijakan umum bidang energi tahun 1981, 1987, 1991, 1998 hingga

kebijakan energi nasional tahun 2003 kebijakan diversifikasi energi merupakan kebijakan utama di dalam dokumen-dokumen tersebut.

Dokumen terkait dengan kebijakan energi terbaru yang telah diterbitkan oleh pemerintah antara lain Undang-undang Nomor 27 Tahun 2003 tentang panas bumi, blueprint, dan *roadmap* pengembangan Bahan Bakar Nabati (BBN), konsep pengembangan desa mandiri energi berbasis BBN, pengembangan kawasan khusus BBN, Peraturan Menteri Keuangan Nomor 117/PMK06/2006 tentang kredit pengembangan energi nabati dan revitalisasi perkebunan, Peraturan Menteri ESDM Nomor 051 Tahun 2006 tentang prosedur dan tata cara izin usaha tata niaga BBN, Keputusan Dirjen Migas Nomor 13483K/24/DJM/2006 tentang standart dan mutu (spesifikasi) BBN jenis biodiesel sebagai bahan bakar lain yang dipasarkan di dalam negeri, SNI Biodiesel No 04-7182-2006, SNI Bioethanol No DT27-00010-2006, Peraturan Pemerintah RI No 8 tahun 2007 tentang investasi pemerintah (pembentukan badan layanan umum termasuk untuk BBN), 58 perjanjian dalam bentuk *joint agreement* pengembangan BBN, dan Peraturan Menteri ESDM No 32 tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan dan Tata Niaga BBN (biofuel) sebagai bahan bakar lain.

Penggunaan Energi Alternatif

Seperti disampaikan di bagaian terdahulu data bauran energi nasional menunjukkan penggunaan energi alternatif di

Indoensia relatif belum signifikan. Salah satu usaha pemerintah meningkatkan pemanfaatan energi alternatif adalah melalui sektor kelistrikan. Sejumlah usaha dilakukan agar produksi listrik tidak lagi tergantung pada penggunaan energi fosil. Sampai dengan tahun 2014 perkembangan penyediaan tenaga listrik yang menggunakan energi baru dan terbarukan adalah sebagai berikut:

Tabel 6: Penyediaan Tenaga Listrik Berbasis Energi Baru dan Terbarukan 2014

Jenis Energi	Kapasitas (MW)	Perkiraan Tambahan Kapasitas sampai Akhir 2014 (MW)	Kapasitas Kumulatif (MW)
Panas Bumi	1343.5	62	1405.5
Energi Air	7572.00	2.66	7574.7
Bioenergi	1716.5	55.5	1772
Energi Surya	42.78	1.78	44560
Energi Angin	1.33	-	1331
Hybrid	0.54	-	0.542
Total	10676.65	121.94	10798.63

Sumber: Rapat Dengar Pendapat Komisi VII DPR RI dan Kementerian ESDM Mei 2014

Panas Bumi

Berdasarkan data tersedia potensi sumber daya panas bumi Indonesia mencapai 28.170 MW atau setara dengan 40% potensi panas bumi dunia. Potensi panas bumi tersebut bahkan lebih besar dibandingkan dengan kapasitas pembangkit PT PLN (persero) pada tahun 2010 sebesar 26.895 MW. Meskipun

demikian, meski memiliki potensi yang besar, pengembangan panas bumi nasional masih relatif tertinggal dibandingkan pengembangan dan pengusahaan panas bumi di negara lain. Berikut ini adalah perbandingan potensi dan status pengembangan panas bumi di beberapa negara hingga periode tahun 2010:

Tabel 7: Potensi dan Pengembangan Panas Bumi di Beberapa Negara

No	Negara	Potensi (MW)	Kapasitas Terpasang 2010 (MW)	Rasio Kapasitas Terpasang terhadap Potensi (%)	Persentase terhadap Produksi Listrik Nasional (%)
1	Amerika Serikat	6.365	3.086	48,48	0,30
2	Filipina	2.600	1.904	73,23	27
3	Indonesia	28.170	1.197	4,25	3,70
4	Meksiko	8.000	958	11,98	3
5	Italia	8.952	843	9,42	2
6	Selandia Baru	3.600	628	17,44	10
7	Islandia	4.255	575	13,51	30
8	Jepang	1.928	536	27,80	0,10
9	El Salvador	2.210	204	9,23	14
10	Kenya	3.000	167	5,57	11,20

Sumber: Geothermal Energy Association (2010)

Rasio kapasitas terpasang PLTP Indonesia dibandingkan dengan potensi panas bumi yang ada, paling rendah jika dibandingkan dengan negara-negara yang lain. Sampai dengan tahun 2010,

kapasitas terpasang PLTP Indonesia baru sebesar 1.197 MW atau baru sekitar 4,25% terhadap total potensi sumber daya panas bumi nasional. Dari kapasitas terpasang PLTP tersebut terdistribusi atas 438,75 MW milik PT PLN (persero) dan 781,20 MW milik pengembang listrik swasta. Jika dibandingkan dengan pengembangan dan pengusahaan panas bumi di Filipina yang kapasitas terpasangnya telah mencapai sekitar 73,23% terhadap potensi panas bumi dimiliki. Jadi, pengembangan dan pengusahaan panas bumi Indonesia relatif tertinggal.

Berdasarkan indentifikasi kendala-kendala utama yang menghambat pengembangan panas bumi nasional antara lain: (1) Belum ada titik temu dan kesepakatan harga listrik panas bumi antara penjual (pengusaha) dan pembeli (PLN); (2) Izin penggunaan kawasan hutan masih bermasalah (sebagian wilayah kerja panas bumi berada di hutan konservasi, hutan lindung, dan taman nasional); (3) Masih terdapat masalah pada aspek pendanaan, seperti biaya eksplorasi masih tinggi dan belum ada skema alokasi risiko, biaya capex/kw masih tinggi, dan sampai tahun 2010 tidak ada jaminan pemerintah tentang pembelian listrik panas bumi. Yang ada hanya jaminan kelayakan usaha PLN (Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara, dan Gas); (4) Jaminan pemerintah tentang pembelian listrik panas bumi berupa Peraturan Pemerintah Nomor 2 Tahun 2011 belum dapat menjadi solusi permasalahan; (5) Kepastian potensi cadangan dan kualitas uap masih menjadi masalah terkait belum adanya eksplorasi

dan studi kelayakan; (6) Masih relatif terbatas kemampuan dan pengalaman sebagian calon pengembang, dan (7) Masih banyak izin yang dibutuhkan setelah izin usaha pertambangan terbit, seperti rekomendasi analisis dampak lingkungan (AMDAL) dari gubernur, izin penggunaan air tanah dan air permukaan, izin pinjam pakai lahan dari Kementerian Kehutanan, izin masuk kawasan hutan untuk kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, dan lain-lain.

Bisnis perusahaan dan pengembangan panas bumi nasional, memiliki prospek yang baik dalam beberapa tahun ke depan. Hal itu didasarkan atas konsumsi dan beban subsidi listrik yang cenderung meningkat setiap tahun. Berdasarkan data pada kurun waktu tahun 2002-2010 produksi listrik nasional mengalami peningkatan rata-rata sebesar 5,78% per tahun. Permintaan atau konsumsi listrik nasional sesungguhnya lebih besar dari pertumbuhan kemampuan produksi listrik tersebut. Akan tetapi, dengan kemampuan produksi masih terbatas tidak semua permintaan tenaga listrik dapat dipenuhi.

Program penyediaan listrik 10.000 MW tahap kedua sebagian besar diinstruksikan untuk menggunakan panas bumi. Dalam komposisi total porsi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) mencapai 48,74% terhadap total pembangkit listrik dalam proyek 10.000 MW tahap kedua. Sedangkan dari proyek 10.000 MW tahap 2 yang dikerjakan oleh *Independent Power Producers* (6.235 MW), porsi PLTP mencapai 72,65%. Ada pun daftar komposisi jenis pembangkit dalam proyek percepatan pembangunan pembangkit 10.000 MW tahap kedua sebagaimana diamanatkan oleh pemerintah dan proyek PLTP yang diusahakan beroperasi sampai dengan tahun 2015 adalah sebagai berikut:

**Tabel 8: Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
Tahap Kedua**

Jenis Pembangkit	Kepemilikan		
	PLN	IPP	Total
PLTA	1.269,00	484,00	1.753,00
PLTG	280,00	-	280,00
PLTGB	64,00	-	64,00
PLTP	340,00	4.530,00	4.870,00
PLTU	1.804,00	1.221,00	3.025,00
Jumlah	3.757,00	6.235,00	9.992,00
% PLTP	9,05%	72,65%	48,74%

Sumber: Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2011-2020 PT PLN (Persero)

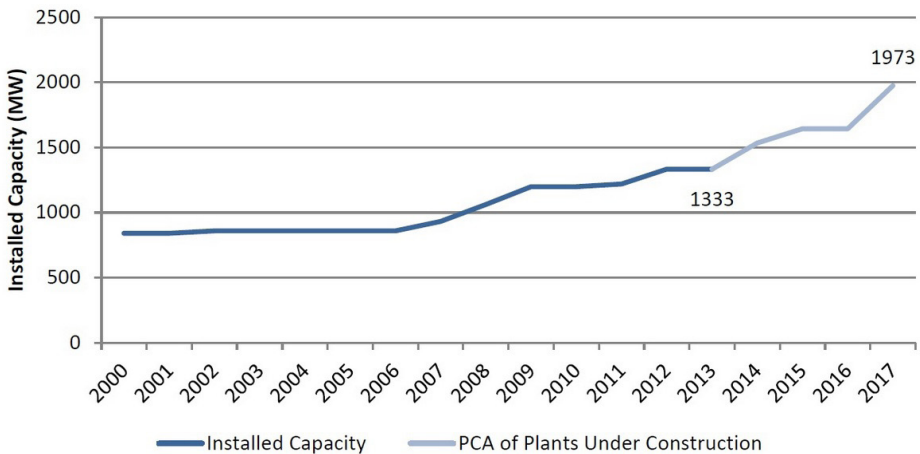
**Tabel 9: Daftar Proyek PLTP Diusahakan Beroperasi
sampai Tahun 2015**

No	Nama Pembangkit	Lokasi	Kapasitas (MW)	Developer
1	Ulumbu 1,2,3, dan 4	NTT	4 x 2,5	PLN-Total Project
2	Tulehu 1 dan 2	Maluku	2 x 10	PLN-Total Project
3	Ulumbu 5 dan 6	NTT	2 x 2,5	PLN-Total Project
4	Lahendong 4	Sulut	1 x 20	PLN (Hulu) - PHE (Hilir)
5	Ulubelu 1 dan 2	Lampung	2 x 55	PLN (Hulu) - PHE (Hilir)
6	Hululais 1 dan 2	Sumsel	2 x 55	PLN (Hulu) - PHE (Hilir)
7	Sungai Penuh 1 dan 2	Jambi	2 x 55	PLN (Hulu) - PHE (Hilir)
8	Lumut Balai 1 dan 2	Sumsel	2 x 55	PGE
9	Ulubelu 3	Lampung	1 x 55	PGE
10	Lahendong 5 dan 6	Sulut	2 x 20	PGE
11	Karaha Bodas 1	Jabar	1 x 30	PGE
12	Kamojang 5	Jabar	1 x 60	PGE
13	Sarulla 1	Sumut	1 x 110	Kons. Medco
14	Dieng 2	Jateng	1 x 55	Geodipa En
15	Patuha 1	Jabar	1 x 60	Geodipa En
16	Wayang Windu 3	Jabar	1 x 120	Star Energy
17	Tangkuban Perahu 2	Jabar	1 x 30	WSS
Jumlah			1025	

Sumber: Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2011-2020 PT PLN (Persero)

Dalam perkembangan saat ini kurang lebih 4.100 MW proyek tengah dalam proses pengembangan dan 860 MW dalam tahap konstruksi fisik. Indonesia menduduki ranking ke dua di dunia untuk kategori jumlah proyek dalam pengembangan dengan 57 proyek dalam bermacam tahap. Meskipun belum akan ada pembangkit baru siap beroperasi tahun ini, tapi apabila seluruh pembangkit bisa diselesaikan tepat waktu Indonesia dapat memiliki hampir 2 GW kapasitas terpasang pada tahun 2018.

Grafik 3: Kapasitas Terpasang (MW) Pembangkit Listrik Panas Bumi di Indonesia

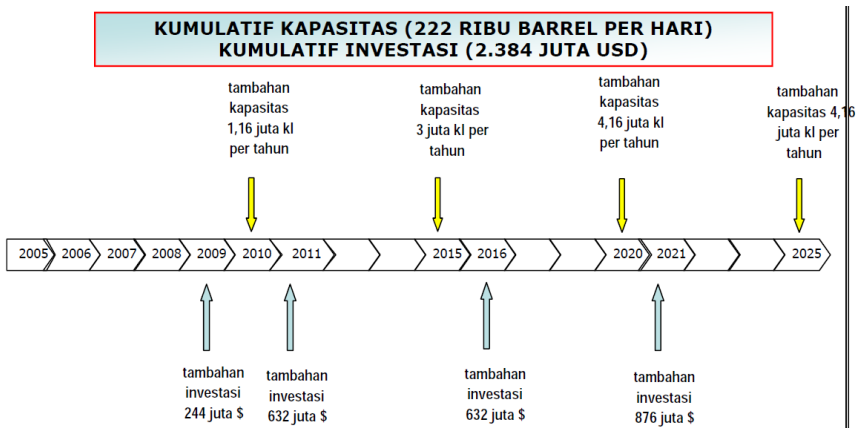


Sumber: Geothermal Energy Association (2013)

Bahan Bakar Nabati (BBN)

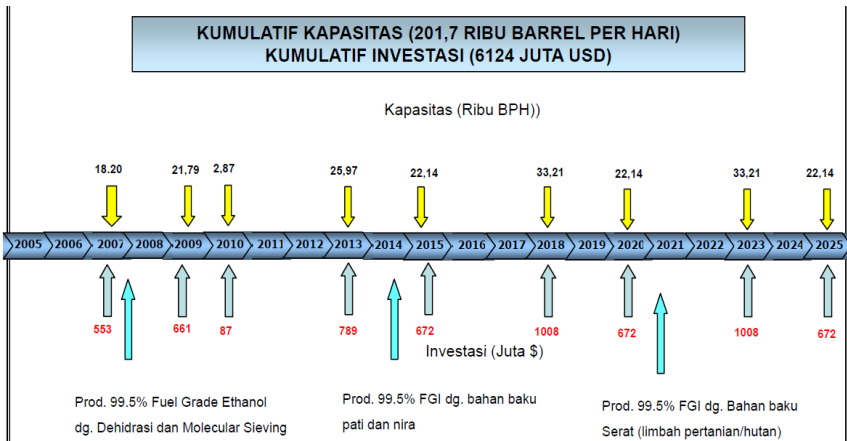
Pengembangan biofuel di Indonesia yang mulai diwacanakan sejak tahun 2005 hingga saat ini dapat dikatakan belum menunjukkan hasil optimal. Penggunaan biodiesel dan bioetanol pada tahun 2011 berdasarkan roadmap pemanfaatan biofuel nasional masing-masing ditargetkan telah mencapai 15% dan 10% terhadap konsumsi solar dan premium, masih di bawah target. Konsumsi biodiesel dan bioetanol pada 2011 masih di bawah 2% terhadap konsumsi solar dan premium. Pentahapan pengembangan biodiesel dan bioethanol yang direncanakan pemerintah dan tertuang dalam Blueprint Perencanaan Energi Nasional (PEN) tahun 2006-2025 adalah sebagai berikut:

Grafik 4: Milestone Biodiesel Indonesia



Sumber: Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006 dan Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025

Grafik 5: Milestone Bioethanol Indonesia



Sumber: Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006 dan Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025

Untuk mengakomodasi ketentuan yang tertuang dalam Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional dan target capaian ditetapkan dalam Blueprint Perencanaan Energi Nasional tahun 2006-2025 tersebut diterbitkan beberapa regulasi yang menjadi aturan pelaksana. Salah satu regulasi itu adalah Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2008 tentang Penyediaan, Pemanfaatan dan Tata Niaga Bahan Bakar Nabati sebagai Bahan Bakar Lain.

Berdasarkan amanat penggunaan bahan bakar nabati sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2008, penggunaan bioethanol pada tahun 2010 harus telah di atas 3% dari konsumsi BBM nasional. Penggunaan bioethanol untuk transportasi (PSO), transportasi (non-PSO), dan industri pada

tahun 2010 masing-masing diamanatkan telah mencapai 3%, 7%, dan 7% terhadap konsumsi BBM di sektor tersebut. Sedangkan penggunaan *biodiesel* untuk transportasi (PSO), transportasi (non-PSO), industri dan komersial serta pembangkit listrik pada periode sama masing-masing diamanatkan telah mencapai 2,5%, 3%, 5%, dan 1% terhadap konsumsi BBM di sektor tersebut.

Namun, data menunjukkan realisasi konsumsi biofuel masih jauh di bawah target sebagaimana ditetapkan. Porsi konsumsi biofuel, baik terhadap total konsumsi energi maupun konsumsi BBM nasional masih jauh lebih rendah dari target ditetapkan dalam Blueprint Perencanaan Energi Nasional tahun 2006-2025 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2008. Berikut adalah perkembangan konsumsi energi final nasional dan konsumsi biofuel dalam beberapa tahun terakhir:

Tabel 10: Perkembangan Konsumsi Energi dan Konsumsi Biofuel Indonesia

Periode	Konsumsi Energi Indonesia (Ribuan Barel)	Konsumsi Biofuel Indonesia (Ribuan Barel)	Porsi Biofuel (%)
2006	880.153	69	0,01
2007	916.720	294	0,03
2008	906.846	307	0,03
2009	950.077	787	0,08
2010	1.081.428	1.382	0,13
2011	1.178.757*	2.257	0,19

Sumber: Rapat Dengar Pendapat Kementerian ESDM dan PT Pertamina (Persero)

*data proyeksi dengan asumsi pertumbuhan konsumsi energi sekitar 1,5 kali pertumbuhan ekonomi

Sementara itu, jika dibandingkan terhadap konsumsi BBM pemanfaatan biofuel pada periode tahun 2006-2011 masih di bawah 1% terhadap total konsumsi BBM. Berikut adalah perkembangan konsumsi BBM dan konsumsi biofuel nasional dalam beberapa tahun terakhir:

Tabel 11: Perkembangan Konsumsi BBM dan Konsumsi Biofuel Indonesia

Periode	Konsumsi BBM Indonesia (KL)	Konsumsi Biofuel Indonesia (KL)	Porsi Konsumsi Biofuel (%)
2006	60.221.657	10.934	0,02
2007	61.664.198	46.671	0,08
2008	63.792.494	48.760	0,08
2009	63.565.907	125.203	0,20
2010	66.841.312	219.693	0,33
2011	61.040.000	358.820	0,59

Sumber: Rapat Dengar Pendapat Kementerian ESDM dan PT Pertamina (Persero)

Sampai dengan saat ini hampir 100% serapan konsumsi biofuel dilakukan oleh sektor transportasi. Berikut adalah perkembangan penyerapan biofuel oleh pasar domestik dan penyerapan biofuel oleh sektor transportasi:

**Tabel 12: Perkembangan Konsumsi
Biopremium dan Biosolar**

Periode	Konsumsi Nasional (KL)		Konsumsi Sektor Transportasi (KL)	
	Biopremium	Biosolar	Biopremium	Biosolar
2006	1.624	217.048	1.624	217.048
2007	55.970	877.457	55.970	877.457
2008	44.016	931.179	44.016	931.179
2009	105.816	2.398.234	105.816	2.398.234
2010	0	4.393.861	0	4.393.861
2011	0		0	7.176.405

Sumber: Rapat Dengar Pendapat Kementerian ESDM dan PT Pertamina (Persero)

Aspek Ekonomi

Di Indonesia ada cukup banyak jenis tanaman dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku BBN. Berdasarkan penelitian Badan Pengkajian dan Pengembangan Teknologi (BPPT) paling tidak terdapat lebih dari 60 jenis tanaman yang dapat dimanfaatkan untuk dijadikan sebagai bahan baku BBN. Walaupun demikian, cuma beberapa jenis tanaman yang dikembangkan di negara kita untuk kepentingan tersebut, seperti tebu, sawit, jarak pagar, dan ubi kayu atau singkong.

Potensi keuntungan ekonomi yang diperoleh dari pengusahaan BBN cukup besar. Untuk memproduksi bioethanol yang digunakan mensubstitusi produk premium dapat menggunakan tanaman tebu dan ubi kayu yang telah banyak dibudidayakan oleh para petani kita. Untuk memproduksi 1 liter bioethanol dibutuhkan 4 kg tebu sebagai bahan baku. Itu berarti jika konsumsi premium nasional tahun 2008 dimana mencapai 19.415.681 KL dikonversi dengan bioethanol membutuhkan 77,66 juta ton tebu. Dengan produktivitas perkebunan tebu nasional sebesar enam ton per hektar, maka untuk memenuhi kebutuhan tersebut dibutuhkan perkebunan tebu seluas 12,94 juta hektar. Jika kebutuhan per hektar perkebunan tebu minimal memperkerjakan lima orang tenaga kerja, maka program konversi premium dengan bioethanol dari bahan baku tebu dapat menyerap tidak kurang 64,71 juta tenaga kerja untuk di perkebunan saja atau sebesar 58% dari total angkatan kerja pada tahun 2008 dimana telah mencapai 110 juta jiwa.

Kemudian jika produksi bioethanol menggunakan bahan baku ubi kayu membutuhkan lebih banyak bahan baku. Untuk memproduksi satu liter bioethanol membutuhkan 6,5 kg ubi kayu sebagai bahan baku. Itu berarti jika konsumsi premium nasional sebesar 19,41 juta KL dikonversi dengan bioethanol dari singkong membutuhkan 126,20 juta ton ubi kayu untuk keperluan tersebut. Dengan tingkat produktivitas ubi kayu nasional 18 ton per hektar untuk memproduksi bahan baku tersebut dibutuhkan 7,01 juta hektar lahan. Jika kebutuhan minimal untuk per hektar kebun ubi kayu adalah lima orang tenaga kerja, maka program konversi premium dengan bioethanol dari ubi kayu akan menyerap tenaga kerja

sebesar 35 juta jiwa atau sebesar 31,89% dari total angkatan kerja nasional pada tahun 2008.

Berdasarkan data di Amerika Serikat dan Brasil untuk membuat kilang bioethanol dengan kapasitas 100 KL/hari membutuhkan biaya investasi sebesar Rp 250 miliar. Artinya, jika realisasi subsidi premium tahun 2008 dimana mencapai Rp 41,95 triliun dialokasikan untuk membangun kilang bioethanol, maka paling sedikit kita akan memiliki 167 kilang bioethanol dengan kapasitas 100 KL/hari. Dengan jumlah kilang 167 dan kapasitas 100 KL/hari, maka bioethanol yang mampu diproduksi adalah 6 juta KL per tahun atau mampu mensubstitusi 32% kebutuhan premium nasional pada tahun 2008.

Mengingat pengadaan BBM nasional sebagian masih dipenuhi dari impor, substitusi penggunaan premium dengan bioethanol akan menghemat devisa cukup besar. Dengan mengalokasikan dana subsidi premium untuk membangun kilang bioethanol, kita akan mampu memproduksi bioethanol 6 juta KL per tahun. Dengan harga BBM Rp 4.500 per liter kita akan menghemat devisa sebesar Rp 27,42 trilion dari penggunaan bioethanol sebagai substitusi penggunaan premium.

Secara umum penggunaan dan pengadaan BBN akan memberikan berbagai keuntungan untuk menjaga ketahanan energi dan ekonomi nasional di masa depan. Penanganan BBN oleh pemerintah dengan serius dan tegas akan mampu memenuhi permintaan energi dalam jumlah yang cukup dan waktu yang tepat. Sementara itu, dengan produksi BBN negara akan diuntungkan

dari adanya penyerapan tenaga kerja, kepemilikan aset kilang nasional, peningkatan kesejahteraan petani, dan potensi penghematan devisa cukup besar.

Coal Bed Methane (CBM)

Indonesia memiliki sumberdaya *coal bed methane* (CBM) potensial. Cadangan CBM Indonesia diperkirakan sekitar 450 TCF, besarnya dua kali lipat cadangan terbukti (*proven*) maupun terduga (*probable*) gas alam. Walaupun sampai saat ini belum ada proyek CBM di Indonesia beroperasi, tetapi beberapa perusahaan telah memperoleh kontrak *production sharing* untuk melakukan eksplorasi CBM, seperti Medco Energy, Ephindo, dan Pertamina. Di samping itu, beberapa proyek CBM potensial sedang berada pada tahap evaluasi bersama atau pengajuan kontrak.

Sejak pertengahan tahun 2000 pemerintah Indonesia mempersiapkan peraturan perundang-undangan sebagai dasar hukum bagi pengembangan CBM. Aturan-aturan ini sebagian besar didasarkan pada aturan-aturan sektor migas yang telah berlaku. Peraturan Menteri ESDM Nomor 36 Tahun 2008 tentang Pengusahaan Gas Metana Batubara merupakan aturan dasar yang mengatur bisnis CBM di Indonesia. Salah satu isu kunci dalam pengembangan CBM adalah pengelolaan hak-hak tumpang tindih apabila dalam kawasan yang sama terdapat cadangan atau operasi tambang batubara, migas, dan CBM. Sebelum berlaku Peraturan Menteri ESDM Nomor 36 Tahun 2008, kontraktor migas dan batubara diberikan hak sama (hak bersama) untuk mengajukan permohonan kontrak CBM apabila wilayah operasi

mereka tumpang tindih. Akan tetapi, kini prioritas diberikan kepada kontraktor migas.

Namun, dalam peraturan yang baru tersebut terdapat provisi untuk periode transisi. Itu berarti permohonan kontrak yang telah diajukan sebelum pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 36 Tahun 2008 secara umum akan diproses sebagaimana prosedur berlaku sebelumnya. Pada wilayah terbuka tidak ada hak preferensi yang diberikan dan di wilayah di mana cuma beroperasi kontraktor migas atau batubara, kontraktor telah memegang konsesi memperoleh prioritas.

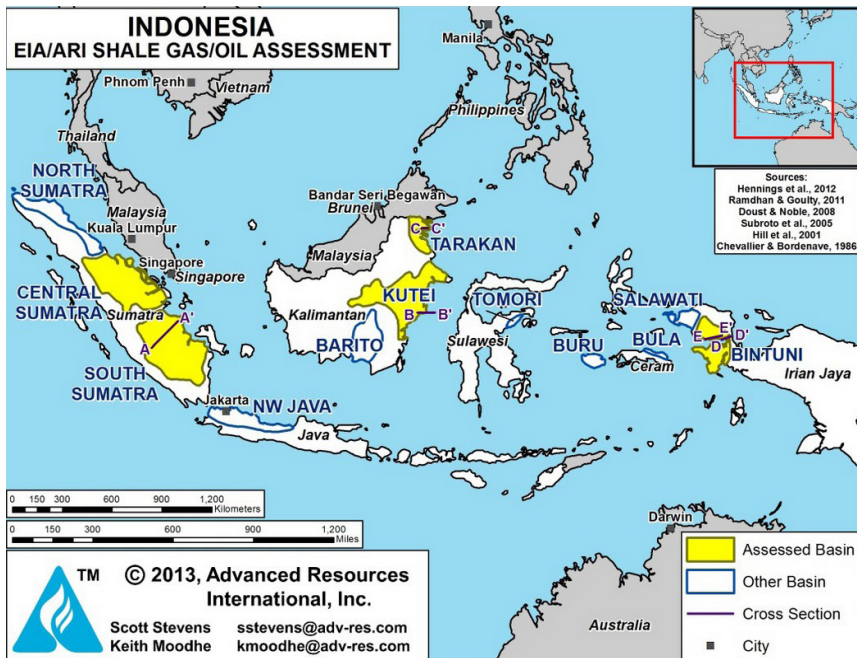
Seperti telah disebutkan di atas, secara struktur aturan-aturan kontrak CBM di Indonesia sangat mirip, termasuk dalam aspek komersial, dengan kontrak perusahaan migas dimana terdapat hak preferensi bagi pemerintah untuk mengambil 10% produksi sebelum *cost recovery*, kewajiban memenuhi kebutuhan domestik (*domestic market obligation*) sebesar 25% dari bagian produksi kontraktor, dan hak pemerintah untuk mengambil keikutsertaan 10% (*participating interest*). Pemerintah saat ini juga tengah mempertimbangkan untuk memberikan insentif fiskal lain untuk menggalakkan CBM dengan cara membebaskan pajak impor alat dan bahan produksi.

Shale Gas

Indonesia diperkirakan memiliki cadangan *shale gas* sebesar 574 Tscf di Sumatera, Kalimantan, Papua, dan Jawa. Berdasarkan studi *Energy Information Administration* tahun 2013, Indonesia

diperkirakan memiliki sekitar 46 Tscf TRR *shale gas* dari sekitar 303 Tscf *riskd shale gas in place* dengan cadangan berada di Sumatera Tengah, Kutai, dan Bintuni. Dikabarkan beberapa perusahaan telah melaporkan evaluasi tahap awal potensi *shale gas* di Sumatera, tapi sampai saat ini belum ada kontrak pengusahaan *shale gas* dikeluarkan maupun laporan mengenai kegiatan pemboran terkait *shale gas*. Beberapa perusahaan migas –Bukit Energy Inc., AWE Limited, dan New Zealand Oil and Gas– dikabarkan telah melakukan evaluasi potensi cadangan *shale gas* terhadap area seluas 5,000 km² di cekungan Sumatera Tengah.

Gambar 1: Peta Potensi *Shale gas* di Indonesia



Sumber: EIA/ARI (2013)

Pada Mei 2013, Pertamina memperoleh hak pengelolaan proyek *shale gas* pertama di Indonesia. Blok Sumbagut di Sumatera Utara diperkirakan memiliki cadangan *shale gas* sebesar 18.56 Tscf. Pertamina berencana menyediakan dana sebesar USD 7,8 miliar untuk kepentingan eksplorasi blok tersebut. Pemerintah Indonesia juga berharap dapat menarik investor asing, terutama dari Amerika Serikat, untuk menanamkan modal dalam proyek-proyek *shale gas* di Indonesia.

Namun ada beberapa kendala yang mungkin menjadi hambatan dalam menarik minat investor, seperti infrastruktur kurang memadai dan aturan yang kompleks. Dari segi finansial pemerintah belum menyediakan insentif atau skema pembiayaan yang mendorong pengembangan *shale gas*.

Infrastruktur kurang memadai menjadi hambatan utama pengembangan energi gas di Indonesia, tidak terbatas *shale gas*. Saat ini panjang total panjang jaringan pipa gas yang dikuasai oleh Pertamina dan Perusahaan Gas Negara (PGN) sekitar 5.000 km (3.100 mil). Sebagai perbandingan, panjang total jaringan pipa gas di Amerika Serikat lebih dari 4 juta km (2,5 juta mil). Biaya pemboran satu sumur *shale gas* di Indonesia diperkirakan mencapai sekitar USD 8 juta, sementara di Amerika Utara biaya rata-rata pemboran berkisar pada USD 2 juta sampai USD 3 juta per sumur. Dengan kondisi seperti itu, meskipun Indonesia memiliki potensi besar, diperlukan waktu lama sebelum *shale gas* benar-benar dapat berkembang.

The Habibie Center
Jl. Kemang Selatan No. 98, Jakarta 12560, Indonesia
Telp: +62 21 7817211 Fax: +62 21 7817212
e-mail: thc@habibiecenter.or.id
www.habibiecenter.or.id