

# Kebutuhan Investasi Energi di Indonesia

Studi Kasus: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)



Disusun oleh:  
Institute for Essential Services Reform (IESR)  
Indonesian Institute for Energy Economics (IIEE)

# Kebutuhan Investasi Energi di Indonesia

## Studi Kasus: Rencana Umum Energi Nasional

### **Institute for Essential Services Reform (IESR)**

Jalan Tebet Barat Dalam VIII No. 20B Jakarta Selatan 12810

T: +62 21 2232 3069 | F: +62 21 8317 073

[www.iesr.or.id](http://www.iesr.or.id) | [iesr@iesr.or.id](mailto:iesr@iesr.or.id)

### **Indonesian Institute for Energy Economics (IIEE)**

Jl. Ciomas V No. 8

Jakarta Selatan 12180

T: +62 21 7395 519 | F: +62 21 2932 9407

[www.iiee.or.id](http://www.iiee.or.id) | [iiee@cbn.net.id](mailto:iiee@cbn.net.id)

### **Penulis**

Julius Christian Adiatma dan Pamela Simamora (IESR)

Putu Indy Gardian, Rio Pradana Manggala Putra,

Friga Siera Ragina, dan Natalia Siahaan (IIEE)

### **Penyunting**

Fabby Tumiwa dan Jannata Giwangkara (IESR)

Hakimul Batih (IIEE)

### **Laporan harap dikutip sebagai**

IESR & IIEE (2019). Kebutuhan Investasi Energi di Indonesia - Studi Kasus: Rencana Umum Energi Nasional. Jakarta: Institute for Essential Services Reform (IESR) & Indonesian Institute for Energy Economics (IIEE).

### **Publikasi**

September 2019



# Executive Summary

The General National Energy Plan (RUEN) is a government planning document that reviews current energy conditions and expectations (targets) in 2025 (medium term) and 2050 (long term). As it is known, RUEN has been prepared to achieve the National Energy Policy (KEN) target by national energy management strategies on *primary* energy supply, energy transformation, and final energy needs. The Study of Energy Investment Needs in Indonesia where RUEN, as a case study, aims to calculate the needs of investment to achieve the targets contained in the RUEN. This information is a reference for the preparation of the state budget and the regional budget as well as guidelines for the community (including the private sector) to participate in the implementation of national development in the energy sector. It is also a way to determine whether the existing investment needs to be funded through National Budget, Public-Private

Partnership (PPP), or investment jointly by all stakeholders. Creating a conducive investment climate will be very important if it is necessary to engage the private sector in it.

Based on the results of data identification, the trend of the realization of investment of several energy subsectors, such as oil and gas, renewable energy and electricity, throughout the period 2010-2017 tends to be below the target. The coal subsector shows the opposite wherein the same time frame shows the level of achievement that exceeds the target. The relatively conducive investment climate and increasing demand for export volumes also support these conditions.

Through a series of estimation methodologies, the investment value of the oil, gas and coal sectors has been calculated according to the projections of RUEN activities. The calculation results are presented in the data tabulation below.

**Table 1. Investment Projection of Fossil Fuel Sector Development (excluding electricity sector)**

No.	Investment Item	Investment Projection (constant price) 2018)		Remarks
		Until 2025	Until 2050	
1	Exploration and exploitation of Oil Work Area	USD 4.7 billion	USD 101 billion	
2	Exploration and exploitation of Natural Gas Work Area	USD 44 billion		until. 2050
3	Enhanced oil recovery (EOR)	USD 2.7 billion	USD 80 billion	
4	Oil Refinery	scenario 1: USD 111.9 billion		until. 2050
		scenario 2: USD 281.1 billion		until. 2050
5	Distribution Network of Gas	USD 13.7 billion		until. 2050
6	Development of Gas Station	USD 1.8 billion	USD 8.1 billion	
7	Downstream Infrastructure Development of LNG	USD 8.7 billion		Only until 2020
8	Coal Sector Investment	USD 7.96 billion	USD 41.2 billion	
<b>Total</b>		<b>USD 20.9 billion</b>	<b>USD 410–580 billion</b>	

According to RUEN, based on the calculation and analysis of the potential of the investment sector. Below are the following considerations:

- To meet the RUEN target in the fossil energy sector, it is projected that Indonesia needs an investment of more than USD 500 billion by 2050. If the upstream oil and gas sector investment needs fail to be met, the government will potential has to spend more than USD 400 billion by 2050. However, if investment is met, this expenditure can be avoided while receiving an increase in GDP of more than USD 200 billion by 2050.
- Given the importance of meeting fossil energy needs, the creation of an attractive investment climate in the fossil energy sector is an important record for the government

Furthermore, the results of the approach to calculating the investment needs of electricity infrastructure in Indonesia are tabulated as follows.

The results of data analysis produce several important notes such as:

- The importance of investing in the renewable energy sub-sector as soon as possible to pursue a *learning curve* that impacts on lower technological and non-technological costs in the future.
- To achieve the RUEN 2025 target, the needed average electricity sector investment will be at 24 billion US \$ per year. Currently, the amount of direct contribution from State Budget to the electricity sector investment is considered very small, at US\$ 0.12 billion per year.

**Table 2. Investment Projection of Electricity Sector Development**

Infrastructure	Energy Type	Capacity Target 2025 (GW)	Capacity Target (billion USD)	Capacity Target 2050 (GW)	Capacity Target 2050 (billion USD)
Renewable Energy Power Plant	Solar	6.5	5.4	45	28.7
	Wind	1.8	2.8	28	38.3
	Geothermal	7.2	19.2	17.5	52.9
	Biomassa	5.5	6.7	26	1.0
	Mini Hydro	3	8.1	7	20.6
	Hydro	18	28.3	38	72.4
	Others	3.1	2.2	3.1	12.6
	Total	45.2	72.5	167.6	255.9
Fossil Fuel Power Plant	Oil	0	0	0	0
	Gas	36	17.2	113.8	76.7
	Coal	54.3	41.3	161	207.5
	Total	90.4	58.6	275.4	284.2
Network	Transmission	1.958 (kms)	22.9		
	Distribution	50.524 (kms)	14.3		
	Total		37.2		
<b>TOTAL INVESTMENT</b>			<b>168.3</b>		<b>540.1</b>



# Ringkasan Eksekutif

Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) merupakan dokumen perencanaan pemerintah yang mengulas kondisi energi saat ini dan ekspektasi (target) di tahun 2025 (jangka menengah) dan tahun 2050 (jangka panjang). Sebagaimana diketahui RUEN disusun untuk mencapai target Kebijakan Energi Nasional (KEN). Studi Kebutuhan Investasi Energi di Indonesia dengan RUEN sebagai studi kasus adalah studi yang bertujuan untuk mengetahui kebutuhan investasi di sektor penyediaan energi primer dan transformasi energi dalam upaya untuk mencapai target-target yang ada di dalam RUEN tersebut. Informasi tersebut berguna mengingat salah satu fungsi RUEN sebagai rujukan bagi penyusunan APBN dan APBD serta pedoman bagi masyarakat (termasuk pihak swasta) untuk berpartisipasi dalam pelaksanaan pembangunan nasional bidang energi. Besaran kebutuhan investasi serta potensi sumber investasi baik yang dapat didanai oleh APBN, Kemitraan Pemerintah Swasta (KPS)/*Public Private Partnership*(PPP),

atau investasi dari swasta penting diketahui untuk mengukur apakah investasi yang ada saat ini sudah mencukupi atau perlu ditingkatkan secara bersama oleh semua pemangku kepentingan. Menciptakan iklim investasi yang kondusif akan menjadi sangat penting jika perlu melibatkan swasta di dalamnya.

Berdasarkan hasil identifikasi data beberapa subsektor energi, seperti migas, energi terbarukan dan ketenagalistrikan tren realisasi investasi di sektor energi di sepanjang periode 2010-2017 cenderung dibawah target. Adapun subsektor batubara menunjukkan hal sebaliknya dimana dalam rentang waktu yang sama justru menunjukkan tingkat capaian yang melebihi target. Iklim investasi yang relatif kondusif serta permintaan volume ekspor yang meningkat turut mendukung kondisi tersebut. Melalui serangkaian metodologi dan pendekatan, perhitungan perkiraan nilai investasi sektor minyak, gas bumi dan batubara yang diperlukan sesuai proyeksi kegiatan RUEN dapat disajikan pada tabulasi data di bawah ini.

**Tabel 1. Kebutuhan Investasi Energi Fosil**

No.	Topik Investasi	Perkiraan Investasi (Harga Konstan 2018)		Keterangan
		s.d. 2025	s.d. 2050	
1	Eksplorasi dan eksploitasi WK minyak bumi	USD 4,7 miliar	USD 101 miliar	
2	Eksplorasi dan eksploitasi WK gas bumi	USD 44 miliar		s.d. 2050
3	<i>Enhanced oil recovery</i> (EOR)	USD 2,7 miliar	USD 80 miliar	
4	Kilang minyak bumi	skenario 1: USD 111,9 miliar		s.d. 2050
		skenario 2: USD 281,1 miliar		s.d. 2050
5	Jaringan distribusi gas bumi	USD 13,7 miliar		s.d. 2050
6	Pembangunan SPBG	USD 1,8 miliar	USD 8,1 miliar	
7	Pembangunan infrastruktur hilir LNG	USD 8,7 miliar		Hanya hingga 2020
8	Investasi Sektor Batubara			
<b>Total</b>		<b>USD 20,9 miliar</b>	<b>USD 410 – 580 miliar</b>	

Berdasarkan perhitungan dan analisa potensi dan tantangan investasi sektor energi fosil sesuai RUEN ditemukan beberapa hal penting yang perlu dipertimbangkan. Beberapa kesimpulan hasil studi adalah:

- Untuk memenuhi target RUEN di sektor energi fosil, diproyeksikan bahwa Indonesia memerlukan investasi lebih dari USD 500 miliar hingga tahun 2050. Jika kebutuhan investasi sektor hulu migas gagal dipenuhi, maka pemerintah berpotensi untuk mengeluarkan dana lebih dari USD 400

miliar hingga tahun 2050. Namun, jika investasi terpenuhi, pengeluaran dana ini dapat dihindari sekaligus menerima peningkatan PDB hingga lebih dari USD 200 miliar hingga tahun 2050

- Mengingat pentingnya pemenuhan kebutuhan energi fosil, penciptaan iklim investasi yang menarik di sektor energi fosil menjadi catatan penting bagi pemerintah. Selanjutnya, hasil pendekatan perhitungan kebutuhan investasi infrastruktur listrik di Indonesia ditabulasikan sebagai berikut.

**Tabel 2. Kebutuhan Investasi Ketenagalistrikan**

Infrastruktur	Jenis Energi	Target Kapasitas 2025 (GW)	Kebutuhan investasi 2025 (milyar USD)	Target Kapasitas 2050 (GW)	Kebutuhan investasi 2050 (milyar USD)
Pembangkit Energi Terbarukan	Surya	6,5	5,4	45	28,7
	Angin	1,8	2,8	28	38,3
	Panas Bumi	7,2	19,2	17,5	52,9
	Biomassa	5,5	6,7	26	1,0
	Mini hidro	3	8,1	7	20,6
	Hidro	18	28,3	38	72,4
	Lainnya	3,1	2,2	3,1	12,6
	Total	45,2	72,5	167,6	255,9
Pembangkit Energi Fosil	Minyak bumi	0	0	0	0
	Gas	36	17,2	113,8	76,7
	Batubara	54,3	41,3	161	207,5
	Total	90,4	58,6	275,4	284,2
Jaringan	Transmisi	1.958 (kms)	22,9		
	Distribusi	50.524 (kms)	14,3		
	Total		37,2		
<b>TOTAL INVESTASI</b>			<b>168,3</b>		<b>540,1</b>

Hasil analisa data membuahakan beberapa catatan penting seperti:

- Pentingnya berinvestasi di sub sektor energi terbarukan secepatnya untuk mengejar kurva pembelajaran yang berimbas pada biaya teknologi dan non teknologi yang lebih rendah.
- Untuk mencapai target RUEN 2025 dibutuhkan rata-rata investasi sektor ketenagalistrikan sebesar USD 24 miliar per tahun. Saat ini, kontribusi langsung APBN pada investasi sektor ketenagalistrikan sangat kecil, hanya USD 0,12 milyar per

tahun melalui anggaran belanja publik fisik direktorat jenderal EBTKE.

- Berdasarkan proporsi pengembang yang digunakan di RUPTL 2018-2027, lebih dari 70% investasi pembangkit diproyeksikan berasal dari investasi swasta. Mengingat semakin memburuknya persepsi investor swasta di 2018 mengenai regulasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia, pemerintah perlu memperbaiki iklim investasi melalui regulasi yang mendukung dan insentif yang menarik.



# Daftar Singkatan

<b>ANG</b>	<i>Absorbed Natural Gas</i>
<b>APBD</b>	Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah
<b>APBN</b>	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
<b>BBM</b>	Rencana Umum Energi Nasional
<b>BBM</b>	Bahan Bakar Minyak
<b>BOPD</b>	<i>Barrel oil per day</i>
<b>BUMD</b>	Badan Usaha Milik Daerah
<b>BUMN</b>	Badan Usaha Milik Negara
<b>CAPEX</b>	<i>Capital Expenditure</i>
<b>CCT</b>	<i>Clean Coal Technology</i>
<b>DME</b>	Dimetil Eter/Dimethyl Ether
<b>EBT</b>	Energi Baru dan Terbarukan
<b>EBTKE</b>	Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi
<b>EOR</b>	<i>Enhanced oil recovery</i>
<b>FSRU</b>	<i>Floating Storage Regasification Unit</i>
<b>GRR</b>	<i>Grass Root Refineries</i>
<b>GW</b>	<i>Giga Watt</i>
<b>ha</b>	Hektare
<b>HBA</b>	Harga Batubara Acuan
<b>IPP</b>	<i>Independent Power Producer</i>
<b>IRENA</b>	<i>International Renewable Energy Agency</i>
<b>IUP</b>	Izin Usaha Pertambangan
<b>IUPK</b>	Izin Usaha Pertambangan Khusus
<b>IUPTL</b>	Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
<b>JTM</b>	Jaringan Tegangan Menengah
<b>JTR</b>	Jaringan Tegangan Rendah
<b>kal/gr</b>	Kalori/Gram
<b>KEK</b>	Kawasan Ekonomi Khusus
<b>KEN</b>	Kebijakan Energi Nasional
<b>KKKS</b>	Kontraktor Kontrak Kerja Sama
<b>kms</b>	kilometer-sirkuit
<b>KPS</b>	Kemitraan Pemerintah Swasta
<b>kV</b>	Kilo Volt
<b>LNG</b>	<i>Liquefied Natural Gas</i>
<b>LPG</b>	<i>Liquefied Petroleum Gas</i>
<b>MMBTU</b>	Million British Thermal Units
<b>MMSCF</b>	<i>Million Standard Cubic Fee</i>
<b>MMSCFD</b>	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i>
<b>MT</b>	<i>Metric Ton</i>

<b>MTOE</b>	<i>Million Tonnes of Oil Equivalent</i>
<b>MVA</b>	<i>Mega Volt Ampere</i>
<b>MW</b>	Mega Watt
<b>NPL</b>	<i>Non-Performing Loans</i>
<b>PDB</b>	Produk Domestik Bruto
<b>PGN</b>	Perusahaan Gas Nasional
<b>PJBL</b>	Perjanjian Jual Beli Listrik
<b>PKP2B</b>	Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara
<b>PLN</b>	Perusahaan Listrik Negara
<b>PLTA</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Air
<b>PLTB</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
<b>PLTG/GU/MG</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Gas Uap/Mesin Gas
<b>PLTM</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro
<b>PLTP</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
<b>PLTS</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Surya
<b>PLTU</b>	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
<b>PMA</b>	Penanaman Modal Asing
<b>PMDN</b>	Penanaman Modal Dalam Negeri
<b>PNBP</b>	Penerimaan Negara Bukan Pajak
<b>PPI</b>	<i>Producer Price Index</i>
<b>PPP</b>	<i>Public Private Partnership</i>
<b>PTBA</b>	PT Bukit Asahan
<b>RDMP</b>	<i>Refinery development master plan</i>
<b>RKAB</b>	Rencana Kerja dan Anggaran Biaya
<b>RUED-P</b>	Rencana Umum Energi Daerah Provinsi
<b>RUEN</b>	Rancangan Umum Energi Nasional
<b>RUKN</b>	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional
<b>RUPTL</b>	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
<b>s.d</b>	sampai dengan
<b>SC</b>	<i>Supercritical</i>
<b>SMK</b>	Sekolah Menengah Kejuruan
<b>SPBG</b>	Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas
<b>TKDN</b>	Tingkat Komponen Dalam Negeri
<b>TWh</b>	<i>Terawatt-Hour</i>
<b>USC</b>	<i>Ultra Supercritical</i>
<b>USD</b>	US Dollar
<b>WK</b>	Wilayah Kerja

# Daftar Isi

III	EXECUTIVE SUMMARY
V	RINGKASAN EKSEKUTIF
VIII	DAFTAR SINGKATAN
X	DAFTAR ISI
XII	DAFTAR GAMBAR
XIII	DAFTAR TABEL
1	<b>PENDAHULUAN</b>
1	<b>Latar Belakang</b>
5	<b>Tujuan dan Pertanyaan Riset</b>
6	<b>METODOLOGI</b>
7	<b>Metodologi Perhitungan Kebutuhan Investasi Subsektor Energi Fosil</b>
7	Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Hulu dan Hilir Minyak dan Gas Bumi
8	Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Batubara
8	<b>Metodologi Perhitungan Kebutuhan Investasi Subsektor Ketenagalistrikan</b>
11	Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Pembangkit Listrik
12	<b>TARGET RUEN DAN KEBUTUHAN INVESTASI SUBSEKTOR ENERGI FOSIL</b>
12	<b>Minyak dan Gas</b>
12	Potensi dan Target Minyak dan Gas sesuai RUEN
13	Proyeksi Pasokan dan Permintaan Minyak Bumi sesuai RUEN
18	Proyeksi Pasokan dan Permintaan Gas Bumi
22	Asumsi dan Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi
31	<b>Batubara</b>
31	Potensi dan Target Batubara sesuai RUEN
35	<i>Trend</i> Produksi dan Penjualan Batubara
36	Asumsi dan Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi di Sektor Batubara



<b>41</b>	<b>TARGET RUEN DAN KEBUTUHAN INVESTASI SUBSEKTOR KETENAGALISTRIKAN</b>
<b>41</b>	<b>Potensi, Target RUEN, dan Kondisi Aktual</b>
<b>43</b>	<b>Kebutuhan Investasi untuk Mencapai Target RUEN</b>
<b>46</b>	<b>ANALISIS KEBUTUHAN INVESTASI</b>
<b>46</b>	<b>Proyeksi Kebutuhan Investasi Total di Sektor Energi Fosil per Tahun</b>
<b>47</b>	Proyeksi Kebutuhan Proporsi Investasi Energi Fosil pada 2025 dan 2050
<b>48</b>	Potensi Sumber Pendanaan Investasi Hulu Migas dan Kilang Minyak Bumi
<b>50</b>	Perbandingan Antara Dampak Investasi Hulu Migas dan Impor Migas
<b>51</b>	Investasi di Sektor Batubara
<b>61</b>	<b>Proyeksi Kebutuhan Investasi Subsektor Ketenagalistrikan</b>
<b>61</b>	Potensi Sumber Pendanaan Subsektor Ketenagalistrikan
<b>63</b>	Strategi Mendukung Investasi di Sektor Ketenagalistrikan Dan Energi Terbarukan
<b>65</b>	<b>KESIMPULAN</b>
<b>65</b>	<b>Subsektor Energi Fosil</b>
<b>65</b>	<b>Subsektor Ketenagalistrikan</b>
<b>67</b>	<b>DAFTAR PUSTAKA</b>

# Daftar Gambar

2	Gambar 1.1	Keterkaitan RUEN dan RUED dalam perencanaan pembangunan nasional
3	Gambar 1.2	Target dan Realisasi Investasi Minyak dan Gas Bumi
3	Gambar 1.3	Target dan Realisasi Investasi Ketenagalistrikan
4	Gambar 1.4	Target dan Realisasi Investasi Mineral dan Batubara
4	Gambar 1.5	Target dan Realisasi Investasi EBTK
6	Gambar 2.1	Ilustrasi Metodologi Umum Studi Investasi Kebutuhan Investasi Menurut RUEN
13	Gambar 3.1	Ilustrasi Arus Kebutuhan – Pasokan Minyak Bumi
14	Gambar 3.2	Hasil Pemodelan Kebutuhan BBM Tahun 2015–2050
16	Gambar 3.3	Pasokan Minyak Mentah Domestik dan Impor Minyak Mentah untuk Kilang Minyak Tahun 2015–2050
17	Gambar 3.4	Profil Produksi Minyak Bumi Tahun 2015–2050
18	Gambar 3.5	Ilustrasi Arus Kebutuhan-Pasokan Gas Bumi
19	Gambar 3.6	Profil Produksi Gas Bumi Tahun 2015-2050
20	Gambar 3.7	Kebutuhan dan Rencana Pasokan Gas Bumi Tahun 2015–2050
21	Gambar 3.8	Hasil Pemodelan Kebutuhan dan Pasokan LPG Tahun 2015–2050
33	Gambar 3.9	Hasil Pemodelan Kebutuhan Produksi Batubara Domestik dan Ekspor 2015-2050
34	Gambar 3.10	Ilustrasi Arus Kebutuhan – Pasokan Batubara
44	Gambar 4.1	Kebutuhan investasi untuk pembangkit energi terbarukan dan pembangkit energi fosil untuk mencapai target RUEN (dalam juta USD per MW)
46	Gambar 5.1	Grafik Potensi Investasi Energi Fosil Berdasarkan RUEN
47	Gambar 5.2	Proporsi Potensi Investasi Per Aktivitas Subsektor Energi Fosil Per Tahun
49	Gambar 5.3	Ilustrasi Proporsi Kas, Aset Lancar, dan Total Aset Pertamina
50	Gambar 5.4	Perbandingan Proyeksi Kas Internal PT Pertamina terhadap Potensi Kebutuhan Investasi di Sektor Hulu Migas dan Kilang Minyak
52	Gambar 5.5	Realisasi Investasi PKP2B dan IUP
53	Gambar 5.6 (a)	Investasi Batubara PKP2B 2009-2018;
53	Gambar 5.6 (b)	Harga Batubara Dunia
54	Gambar 5.7	Grafik Investasi PKP2B dibandingkan dengan Produksi PKP2B
56	Gambar 5.8	Grafik Produksi PKP2B dibandingkan dengan Harga Batubara Dunia
58	Gambar 5.9	Produksi, Ekspor Dan Domestik Batubara Nasional dan Harga Batubara Dunia
62	Gambar 5.10	Total kebutuhan investasi per tahun di sektor ketenagalistrikan (termasuk investasi jaringan) untuk mencapai target RUEN 2025 (juta USD)

# Daftar Tabel

9	Tabel 2.1	Proyeksi Biaya Investasi Modal ( <i>CAPEX</i> ) Untuk Berbagai Macam Pembangkit Listrik
11	Tabel 2.2	Perkiraan Biaya Investasi Modal ( <i>CAPEX</i> ) Untuk Jaringan Transmisi Dan Distribusi
12	Tabel 3.1	Potensi Energi Minyak dan Gas Bumi
13	Tabel 3.2	Hasil Pemodelan Pasokan Energi Primer – Minyak Bumi Tahun 2015–2050
13	Tabel 3.3	Pasokan Energi Primer Minyak Bumi Tahun 2015 dan 2050
14	Tabel 3.4	Rangkuman Hasil Pemodelan Kebutuhan BBM Tahun 2015–2050
15	Tabel 3.5	Kapasitas Terpasang dan Pengembangan Kilang Minyak Tahun 2015–2025
16	Tabel 3.6	Kebutuhan Minyak Mentah untuk Kilang Minyak Domestik Tahun 2015–2050
17	Tabel 3.7	Produksi Minyak Bumi dan Pemanfaatan untuk Ekspor-Domestik
18	Tabel 3.8	Hasil Pemodelan Pasokan Energi Primer Gas Bumi Tahun 2015–2050
19	Tabel 3.9	Lifting Gas Bumi dan Pemanfaatan untuk Ekspor-Domestik Tahun 2015–2050
20	Tabel 3.10	Kebutuhan dan Rencana Pasokan Gas Bumi Tahun 2015–2050
21	Tabel 3.11	Hasil Pemodelan Kebutuhan dan Pasokan LPG Tahun 2015–2050
21	Tabel 3.12	Rencana Pengembangan Jaringan Gas Kota Tahun 2015–2030
22	Tabel 3.13	Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015–2050
23	Tabel 3.14	Data Produksi Kumulatif dan Investasi pada Lapangan Minyak
24	Tabel 3.15	Hasil Perhitungan Investasi Hulu Minyak Bumi Untuk Memenuhi RUEN
24	Tabel 3.16	Hasil Perhitungan Biaya Surfaktan Nasional Untuk Memenuhi Target RUEN
25	Tabel 3.17	Data Produksi Kumulatif dan Investasi pada Lapangan Gas Sampel
25	Tabel 3.18	Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Hulu Gas Bumi Untuk Memenuhi RUEN
26	Tabel 3.19	Jenis Kilang dan Estimasi Investasi
26	Tabel 3.20	Hasil Perhitungan Investasi Kilang Minyak Baru Untuk Memenuhi Potensi RUEN
27	Tabel 3.21	Data Investasi Pipa Gas Indonesia, <i>Onshore</i>
28	Tabel 3.22	Data Investasi Pipa Gas Indonesia, <i>Underwater</i>
28	Tabel 3.23	Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Pipa Gas untuk Memenuhi Target RUEN
29	Tabel 3.24	Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015–2050
29	Tabel 3.25	Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015–2050
30	Tabel 3.26	Estimasi Kebutuhan Investasi SPBG
30	Tabel 3.27	Estimasi Kebutuhan Investasi SPBG
31	Tabel 3.28	Sumber Daya dan Cadangan Batubara
32	Tabel 3.29	Jenis Batubara di Indonesia
33	Tabel 3.30	Target RUEN Berdasarkan Hasil Pemodelan RUEN Produksi Batubara 2015–2050



<b>35</b>	Tabel 3.31	Pasokan Energi Primer Batubara Untuk Kebutuhan Pada Tahun 2025 Dan 2050
<b>35</b>	Tabel 3.31	Pasokan Batubara Untuk Kebutuhan Domestik Pada Tahun 2025 Dan 2050
<b>35</b>	Tabel 3.33	Data Produksi Batubara, Alokasi Domestik dan Ekspor serta Harga Batubara Acuan (HBA) 2007-2018
<b>37</b>	Tabel 3.34	Kebutuhan Data vs Ketersediaan Data
<b>38</b>	Tabel 3.35	Nilai Investasi PKP2B dan Proporsi Produksi Terhadap Volume Produksi Nasional
<b>38</b>	Tabel 3.36	Nilai Investasi PKP2B dan Proporsi Produksi Terhadap Volume Produksi Nasional (nilai tahun 2017)
<b>39</b>	Tabel 3.37	Rekap Data Literatur Dan Wawancara Untuk Menghitung Investasi IUP
<b>40</b>	Tabel 3.38	Investasi Batubara Sesuai RUEN 2019-2050
<b>42</b>	Tabel 4.1	Potensi Dan Target Kapasitas Dan Pembangkitan Listrik Menurut RUEN
<b>43</b>	Tabel 4.2	Rencana Penambahan Jaringan Transmisi dan Distribusi, RUPTL 2018-2027
<b>45</b>	Tabel 4.3	Kebutuhan Investasi Sektor Ketenagalistrikan Untuk Mencapai Target RUEN
<b>47</b>	Tabel 5.1	Perkiraan Nilai Investasi Kumulatif Sektor Energi Fosil Berdasarkan RUEN
<b>48</b>	Tabel 5.2	Detail Proporsi Investasi Per Aktivitas Energi Fosil untuk tahun 2025 dan 2050
<b>50</b>	Tabel 5.3	Estimasi Kebutuhan Impor Migas jika Potensi Migas RUEN Tidak Terpenuhi
<b>51</b>	Tabel 5.4	Perbandingan Pemenuhan Kebutuhan Migas dengan Skema Impor dan Penarikan Investasi
<b>53</b>	Tabel 5.5	Investasi Batubara PKP2B dan Harga Batubara Dunia 2009-2018
<b>54</b>	Tabel 5.6	Analisa Regresi Linear Pengaruh Harga Batubara Dunia Pada Investasi PKP2B56
<b>55</b>	Tabel 5.7	Analisa Regresi Linear Pengaruh Investasi PKP2B Pada Laju Produksi Batubara PKP2B57
<b>57</b>	Tabel 5.8	Analisa Regresi Linear Pengaruh Harga Pada Produksi Batubara
<b>60</b>	Tabel 5.9	Produksi Batubara PTBA terhadap Produksi Batubara Nasional
<b>61</b>	Tabel 5.10	Pendanaan Energi Terbarukan dari APBN Sepanjang 2015-2019 (Miliar Rupiah)
<b>62</b>	Tabel 5.11	Porsi Kontribusi PLN dan Swasta Dalam Memenuhi Kebutuhan Investasi di Sektor Ketenagalistrikan

# 01 Pendahuluan

## Latar Belakang

Paradigma pengelolaan sumber daya energi di Indonesia secara garis besar diatur dalam tiga peraturan utama, yaitu Undang-Undang (UU) No. 30 Tahun 2007 tentang Energi, dan Peraturan Pemerintah (PP) No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) serta Peraturan Presiden No. 22 Tahun 2017 tentang Rencana Umum Energi Nasional (RUEN). Melalui UU Energi No. 30/2007, Pemerintah diamanatkan untuk menetapkan KEN dan menyusun RUEN sebagai produk turunan KEN.

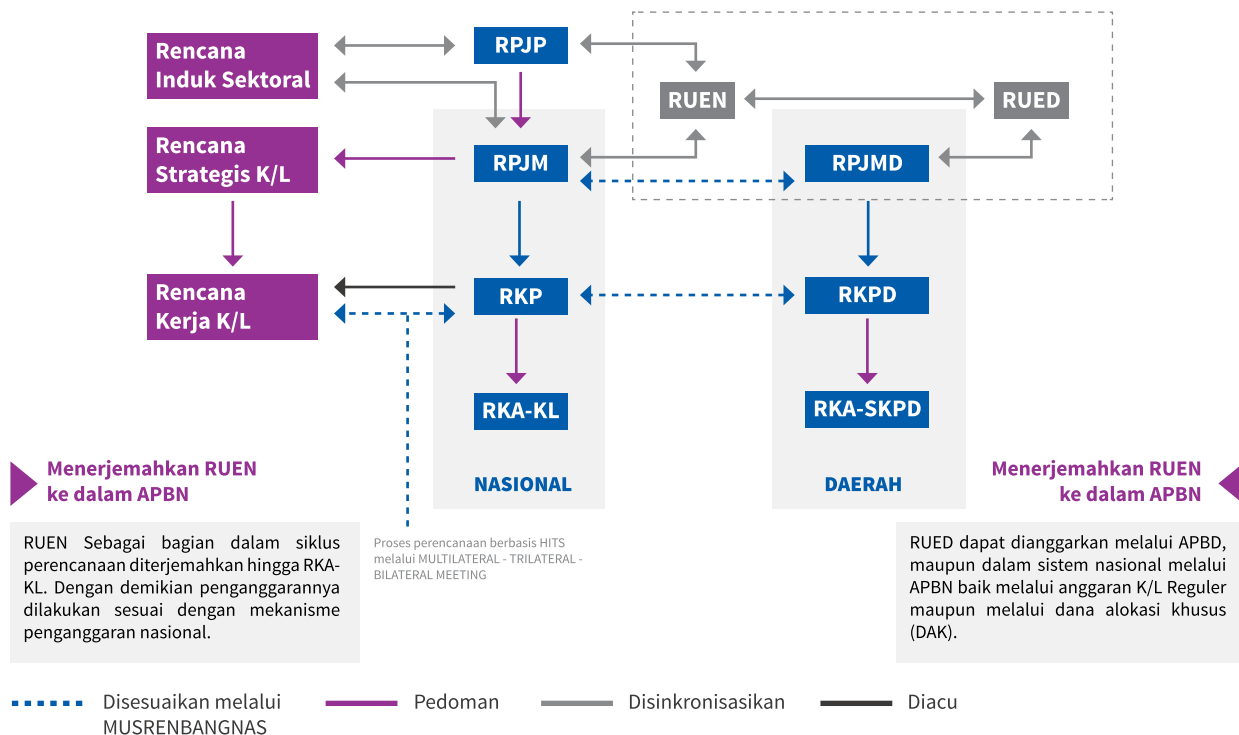
Berdasarkan amanat tersebut, pada tahun 2014 Pemerintah menetapkan lima arahan prioritas pengembangan energi nasional dalam Kebijakan Energi Nasional (KEN), yaitu: (1) memaksimalkan penggunaan energi terbarukan (ET); (2) meminimalkan penggunaan minyak bumi; (3) mengoptimalkan pemanfaatan gas bumi; (4) menggunakan batubara sebagai andalan pasokan energi nasional; dan (5) memanfaatkan energi nuklir sebagai pilihan terakhir. Kelima arahan prioritas KEN tersebut kemudian dijabarkan Pemerintah kedalam sejumlah kebijakan pendukung dalam RUEN yang ditetapkan Dewan Energi Nasional (DEN)

Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) berisi tentang kondisi energi saat ini dan ekspektasi (target) di tahun 2025 (jangka menengah) dan tahun 2050 (jangka panjang), disertai dengan strategi pengelolaan energi nasional untuk pasokan energi primer, transformasi energi, serta kebutuhan energi final. Bauran energi primer dari Energi Baru dan

Terbarukan (EBT) di tahun 2025 diproyeksikan sebesar 23%, dan menjadi 31% di 2050. Berdasarkan target tersebut, pembangkit listrik EBT di tahun 2025 mencapai 45 GW dan 169 GW pada tahun 2050. Sedangkan untuk energi fosil, produksi batubara hanya dibatasi sampai 400 juta ton mulai tahun 2019, target produksi minyak bumi di tahun 2025 adalah sebesar 568 Ribu BOPD (*Barrel oil per day*) dengan kapasitas kilang minyak sebesar 2,425 Ribu BOPD, dan 699 Ribu BOPD di tahun 2050.

Lebih lanjut, RUEN juga berfungsi sebagai rujukan bagi: (i) penyusunan perencanaan pembangunan pusat dan daerah, (ii) penyusunan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL), (iii) penyusunan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) dan Anggaran Pendapatan dan Belanja Daerah (APBD). Selain sebagai rujukan, RUEN juga berfungsi sebagai pedoman bagi: (i) Pemerintah Pusat untuk menyusun rencana strategis, (ii) Pemerintah Provinsi untuk menyusun Rencana Umum Energi Daerah Provinsi (RUED-P), (iii) kementerian dan pemerintah daerah dalam melaksanakan koordinasi lintas sektor, serta, (iv) masyarakat (termasuk pihak swasta) untuk berpartisipasi dalam pelaksanaan pembangunan nasional bidang energi. Keterkaitan antara RUEN-RUED-P dalam perencanaan pembangunan nasional secara skematis dapat digambarkan dalam Gambar 1.1 berikut:

**Gambar 1. 1 Keterkaitan RUEN Dan RUED Dalam Perencanaan Pembangunan Nasional**

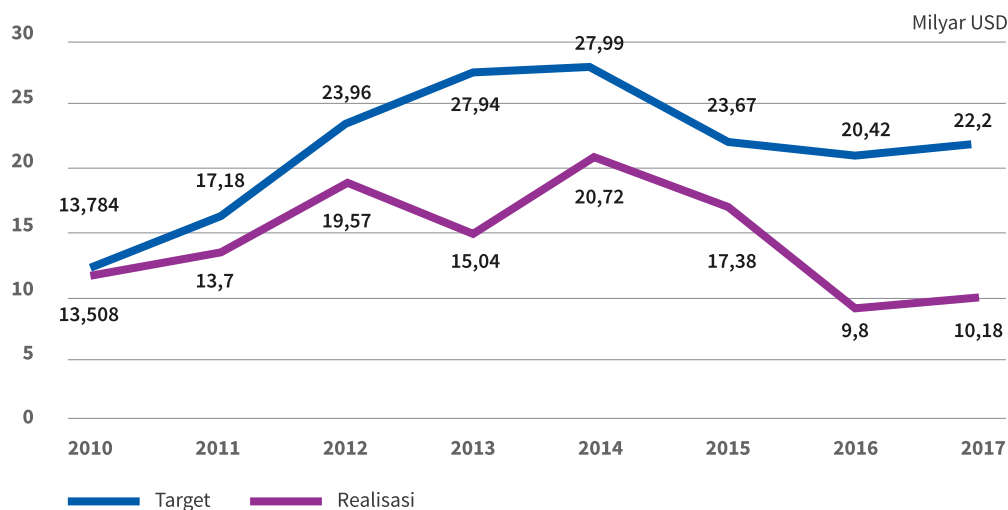


(Direktorat Sumber Daya Energi, Mineral dan Pertambangan Kementerian PPN, 2017)

Mengingat salah satu fungsi RUEN adalah sebagai rujukan bagi penyusunan APBN dan APBD serta pedoman bagi masyarakat (termasuk pihak swasta) untuk berpartisipasi dalam pelaksanaan pembangunan nasional bidang energi, maka sangat penting untuk mengetahui kebutuhan investasi di sektor penyediaan energi primer dan transformasi energi dalam upaya untuk mencapai target-target yang ada di dalam RUEN. Dengan mengetahui besaran kebutuhan investasi serta potensi sumber investasi tersebut berasal (APBN, Kemitraan Pemerintah Swasta (KPS)/ *Public Private Partnership* (PPP), serta investasi dari swasta) dan dengan membandingkan

dengan investasi yang ada saat ini, maka pemerintah bersama pemangku kepentingan yang lain (termasuk swasta) dapat mencari solusi agar kebutuhan investasi tersebut dapat terpenuhi sehingga target-target di dalam RUEN dapat tercapai.

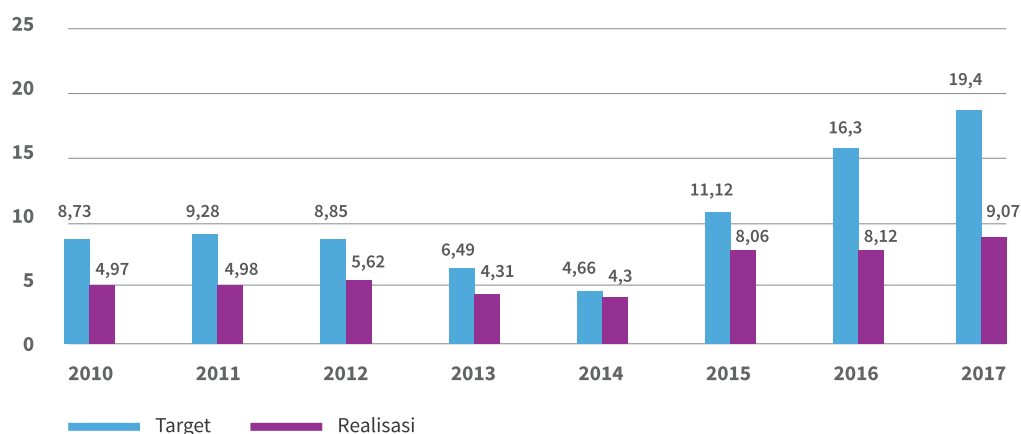
Target investasi pengembangan sektor energi untuk beberapa subsektor seperti minyak dan gas bumi, ketenagalistrikan, dan energi baru terbarukan dan konservasi energi (EBTKE) di Indonesia tercatat masih belum optimal. Realisasi investasi dalam kurun waktu 2011-2017 tercatat capaiannya cenderung masih di bawah target yang diharapkan.

**Gambar 1.2 Target dan Realisasi Investasi Minyak dan Gas Bumi**

Sumber : Diolah dari Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah, KESDM

Berdasarkan Gambar 1.2 dapat dilihat bahwa target investasi minyak dan gas cenderung tidak tercapai. Penyebab masih rendahnya realisasi investasi antara lain dikarenakan karena situasi ekonomi global seperti pergerakan harga minyak dunia, lesunya perekonomian dunia akibat krisis

ekonomi di negara-negara maju. Sementara itu, kondisi iklim investasi dalam negeri yang turut mempengaruhi penurunan investasi antara lain kepastian hukum, tumpang tindih peraturan pusat dan daerah, perizinan, pengadaan lahan, serta kendala teknis.

**Gambar 1.3 Target dan Realisasi Investasi Ketenagalistrikan**

Sumber: Diolah dari Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah, KESDM

Realisasi investasi ketenagalistrikan juga masih di bawah target yang telah ditetapkan (Gambar 1.3). Pembangunan program ketenagalistrikan menghadapi kendala dalam pembebasan lahan (penetapan lokasi, tumpang tindih lahan dan penolakan warga) dan kemudahan perizinan sehingga menyebabkan penundaan rencana kegiatan investasi di berbagai perusahaan serta kendala teknis.

Berbeda dengan investasi di subsektor minyak dan gas, dan ketenagalistrikan, realisasi investasi di subsektor mineral dan batubara dalam tahun tertentu selama periode 2010-2017 tercatat mampu melebihi target. Hal ini menunjukkan investor memiliki tingkat kepercayaan yang meningkat untuk menginvestasikan modalnya di industri pertambangan. Sementara itu, realisasi investasi tidak mencapai target disebabkan oleh penurunan harga komoditas dan batubara, penurunan produksi dan adanya penundaan kegiatan investasi.

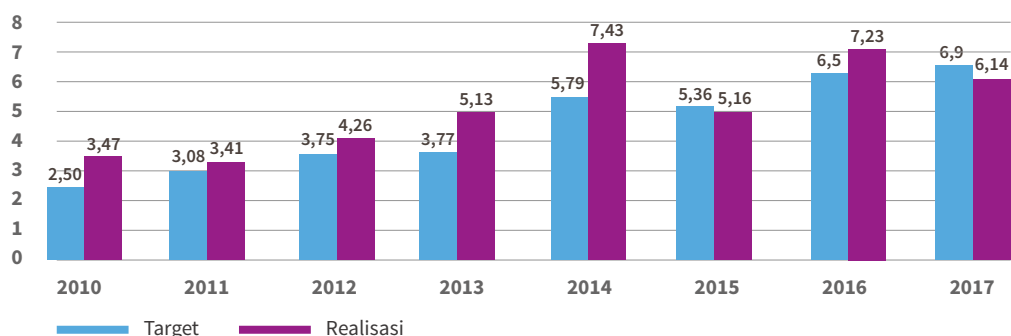
Target investasi pengembangan subsektor EBTKE tidak sebesar subsektor lainnya. Berdasarkan (Gambar 1.5), pada tahun 2015, capaian realisasi investasi jauh di bawah target karena kendala perizinan pengusaha panas bumi dan terbatasnya kemampuan keuangan pengembang. Untuk bioenergi, kendala investasi yaitu berupa ketersediaan bahan baku, teknologi, keuangan

dan kelembagaan pengelolaan. Sementara itu, untuk aneka EBT lainnya, capaian realisasi investasi tidak tercapai di tahun 2015 disebabkan oleh kegiatan tidak dilelang karena data teknis yang belum lengkap.

Investasi di sektor energi untuk mencapai target RUEN sangat berperan penting dalam mendorong kegiatan perekonomian. Peningkatan investasi sektor energi memerlukan peran aktif pemerintah dalam menciptakan regulasi dan kebijakan yang dapat mendorong terbentuknya iklim investasi yang kondusif agar sektor swasta tertarik berinvestasi di sektor energi dan dapat berkontribusi untuk mewujudkan tercapainya target RUEN.

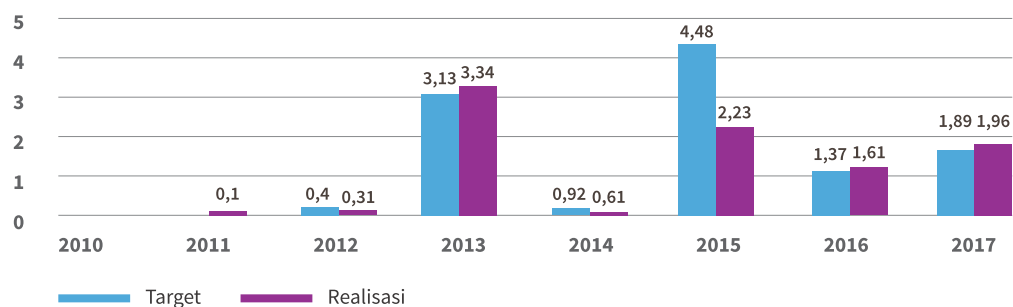
Berdasarkan hal tersebut, *Indonesian Institute for Energy Economics* (IIEE) dan *Institute for Essential Services Reform* (IESR), melakukan kajian dengan judul “Kebutuhan Investasi Energi di Indonesia, Studi Kasus: Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)”. Kajian ini diharapkan dapat digunakan sebagai referensi dan informasi bagi Pemerintah untuk mencari solusi agar kebutuhan investasi sesuai target-target di dalam RUEN dapat terpenuhi dan bagi pihak swasta, informasi ini dapat digunakan sebagai referensi pengembangan portofolio bisnis perusahaan di bidang energi di Indonesia.

**Gambar 1.4 Target dan Realisasi Investasi Mineral & Batubara**



Sumber: Diolah dari Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah, KESDM



**Gambar 1.5 Target dan Realisasi Investasi EBTKE**

Sumber: Diolah dari Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah, KESDM

## Tujuan dan Pertanyaan Riset

Keterlibatan pihak swasta dalam pelaksanaan pembangunan nasional bidang energi sangat diperlukan dalam mencapai target-target dalam RUEN. Pembangunan tersebut dapat dikatakan tidak dapat terlaksana apabila hanya mengandalkan dana publik (dalam hal ini APBN) saja. Namun demikian, besaran investasi – khususnya dari pihak swasta, yang dibutuhkan untuk membangun infrastruktur pendukung dalam RUEN tidak secara spesifik dijabarkan. Oleh karena itu, pertanyaan riset utama dalam studi ini mencakup:

1. Berapa banyak investasi yang dibutuhkan Indonesia di masing-masing sub-sektor (energi terbarukan, energi fosil, pembangkit listrik dan jaringan) setiap tahunnya untuk memenuhi target RUEN?
2. Seberapa besar potensi investasi dari dana publik (APBN), skema Kemitraan Pemerintah Swasta (KPS)/*Public Private Partnership* (PPP), dan pihak swasta?
3. Berdasarkan kebutuhan investasi yang diperlukan, seberapa besar jumlah investasi

saat ini dan seberapa besar kesenjangan investasi yang ada untuk mencapai target-target dalam RUEN?

Untuk dapat menjawab ketiga pertanyaan riset tersebut, objektif dalam studi ini dapat dibagi menjadi empat hal, diantaranya:

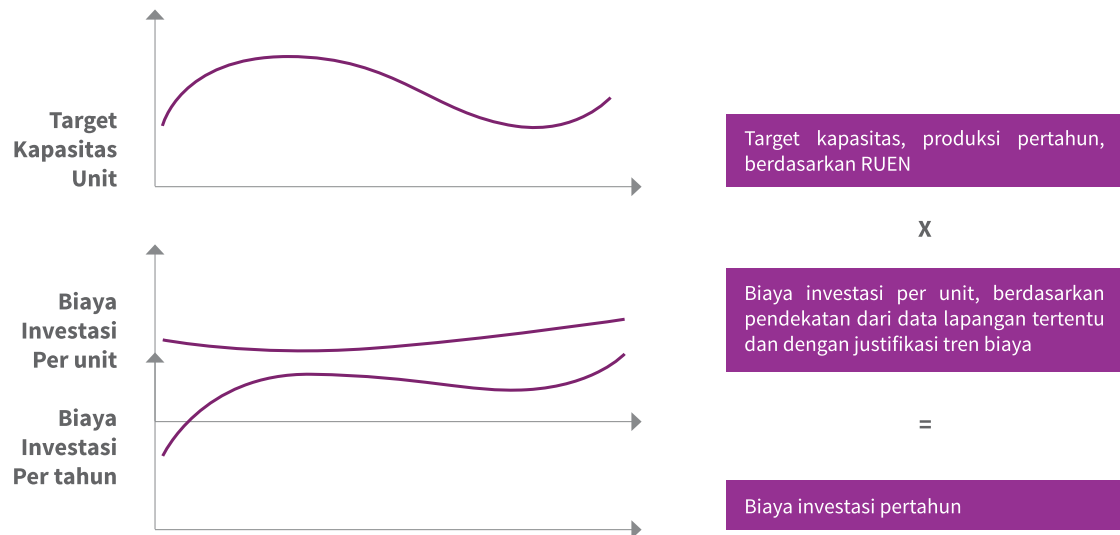
1. Meninjau kebijakan dan strategi pengembangan energi nasional dalam RUEN, termasuk didalamnya status dan capaian target.
2. Mensintesis kebutuhan pendanaan/ investasi dalam mencapai target-target RUEN.
3. Meninjau dan mengevaluasi potensi pendanaan/investasi dari dana publik, skema kemitraan pemerintah swasta, dan pihak swasta dalam RUEN.
4. Menganalisis dan mengidentifikasi jumlah potensi dan kebutuhan pendanaan/ investasi pengembangan energi dalam RUEN.

## 02 Metodologi

Dalam studi ini, diasumsikan bahwa target yang tercatat dalam RUEN akan terlaksana sesuai skenario KEN, sehingga jika ada perubahan dalam keberjalanan proyek-proyek maupun target yang tercantum, maka tidak akan tercermin dalam studi ini.

Secara umum, metode yang digunakan untuk menghitung total kebutuhan investasi energi adalah dengan mengalikan target kapasitas unit yang terdapat di dalam RUEN dengan biaya investasi per unit. Ilustrasi tentang metodologi umum tergambar dalam Gambar 2.1

**Gambar 2.1 Ilustrasi Metodologi Umum Studi Investasi Kebutuhan Investasi Menurut RUEN**



Sumber : Diolah dari Laporan Akuntabilitas Kinerja Instansi Pemerintah, KESDM

### Metodologi Perhitungan Kebutuhan Investasi Subsektor Energi Fosil

Metodologi umum tersebut di atas akan digunakan untuk menghitung kebutuhan investasi yang terdapat di RUEN, sebagai berikut:

1. Investasi eksplorasi dan eksploitasi gas bumi
2. Investasi eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi
3. Investasi *enhanced oil recovery* (EOR) minyak bumi
4. Investasi kilang minyak bumi
5. Investasi jaringan pipa distribusi gas
6. Investasi pembangunan SPBG
7. Investasi infrastruktur LNG
8. Investasi sektor batubara

## Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Hulu dan Hilir Minyak dan Gas Bumi

Investasi pada kegiatan hulu dan hilir minyak dan gas bumi dihitung berdasarkan kebutuhan pasokan sesuai RUEN dan harga investasi yang diambil dari beberapa lapangan, kilang minyak, dan jaringan pipa gas bumi acuan. Kebutuhan investasi hulu minyak dan gas yang dihitung adalah hanya dari kebutuhan investasi eksplorasi dan eksploitasi lapangan baru dan kegiatan EOR (*enhanced oil recovery*), kebutuhan investasi untuk lapangan yang sudah berproduksi (*committed production*) dianggap telah dilakukan pada masa lalu. Kebutuhan investasi untuk aktivitas eksplorasi dan eksploitasi sektor minyak dan gas bumi yang akan dianalisis dalam studi ini hanya di bagian *capital expenditure (CAPEX)*, kecuali pada aktivitas EOR (*enhanced oil recovery*) yang hanya memperhitungkan biaya operasional dari surfaktan sebagai bahan injeksi.

Kebutuhan investasi eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi dihitung dengan cara menganalisis investasi awal yang telah dilakukan pada lapangan-lapangan minyak dan gas yang ada selama masa kontrak kerja lapangan dibandingkan dengan jumlah cadangan minyak bumi terbukti (*proven reserves*). Sehingga, diperoleh angka investasi rata-rata per *barrel oil* atau juta *standard cubic feet gas*(MMSCF) untuk tiap lapangan. Selanjutnya, angka ini akan dijadikan acuan untuk menghitung nilai kumulatif kebutuhan investasi hingga tahun 2050 untuk memenuhi target RUEN. Kebutuhan investasi ini juga telah memperhitungkan faktor kegagalan dalam eksplorasi minyak dan gas.

Pada sektor hilir, kebutuhan investasi migas yang dihitung adalah untuk aktivitas penambahan kapasitas kilang minyak, jaringan

pipa gas bumi, SPBG, dan infrastruktur LNG. Biaya investasi pembangunan beberapa kilang minyak dibagi dengan kapasitasnya, sehingga diperoleh biaya investasi untuk setiap bopd (*Barrel oil per day*) minyak bumi yang diolah. Sedangkan, biaya investasi pembangunan jaringan pipa gas bumi dibagi dengan panjang pipa untuk memperoleh angka investasi setiap kilometer pipa yang dibangun. Nilai investasi SPBG dilihat ditentukan dari tiap komponen pembangunan SPBG, seperti pembelian alat, pembebasan lahan, konstruksi, dan penambahan pipa dari jaringan pipa gas pusat ke SPBG. Untuk nilai infrastruktur LNG, dengan jumlah proyek yang sudah tersebut detail di RUEN, nilai investasi dihitung berdasarkan tiap proyek. Angka-angka acuan tersebut dikalikan dengan target RUEN untuk penambahan kapasitas kilang minyak dan jaringan pipa gas bumi hingga tahun 2050.

## Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Batubara

Perhitungan investasi sektor batubara didasarkan pada asumsi bahwa kegiatan produksi batubara dalam RUEN adalah untuk menjaga volume produksi di kisaran 400 juta ton per tahun. Dengan target produksi tersebut, perlu dilakukan perhitungan kebutuhan investasi agar pemerintah, BUMN, maupun swasta memperoleh gambaran peluang dan kendala dalam mengembangkan atau mempertahankan volume tersebut. Secara umum, perhitungan investasi di sektor batubara adalah dengan cara berikut:

- $\text{Investasi} = (\text{volume produksi batubara}) \times (\text{biaya per volume batubara})$
- Biaya investasi per volume batubara mewakili seluruh tahapan perusahaan batubara (eksplorasi, operasi, dll)

## Metodologi Perhitungan Kebutuhan Investasi Subsektor Ketenagalistrikan

Kebutuhan investasi untuk sektor ketenagalistrikan dibagi dalam 2 bagian, pembangkit dan jaringan. Kebutuhan investasi dalam studi ini dibatasi hanya pada biaya modal (*capital expenditure/ CAPEX*). Seluruh biaya investasi pada studi ini menggunakan mata uang *constant USD 2016* dan menggunakan *present value*.

### Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Pembangkit Listrik

Kebutuhan investasi di bidang pembangkit listrik dihitung berdasarkan biaya teknologi per MW (termasuk pekerjaan sipil dan instalasi), ditambah dengan biaya pengembangan (*development cost*) yang meliputi biaya *feasibility study* dan studi/analisis lain, perijinan, dan akuisisi lahan. Rangkuman kebutuhan biaya investasi disajikan pada Tabel 2.1.

Referensi biaya teknologi yang digunakan pada studi ini diambil dari laporan *Technology Data for the Indonesian Power Sector* (Dewan Energy Nasional, 2017), kecuali biaya untuk pembangkit arus laut. Laporan ini menyajikan proyeksi biaya investasi untuk setiap jenis teknologi pembangkit pada tahun 2020, 2030, dan 2050. Proyeksi ini dilakukan dengan menggunakan metode kurva pembelajaran (*learning curve*) untuk setiap teknologi. Untuk data di antara tahun 2020 dan 2030, dilakukan interpolasi berdasarkan data tahun 2020 dan 2030. Untuk data di antara tahun 2030 dan 2050, dilakukan interpolasi berdasarkan data tahun 2030 dan 2050. Seluruh data yang tercantum pada laporan ini menggunakan mata uang dollar AS (USD) tahun 2016.

Biaya teknologi arus laut dihitung berdasarkan data biaya investasi untuk *2nd array project tidal technology* dari *International*

**Tabel 2.1 Proyeksi Biaya Investasi Modal (CAPEX) Untuk Berbagai Macam Pembangkit Listrik**

Jenis Energi		Biaya teknologi (USD juta/MW)			Biaya Pengembangan
		2020	2030	2050	
Energi Terbarukan	Surya	0.83	0.61	0.45	10%
	Angin	1.5	1.31	1.11	10%
	Panas Bumi	3.5	3.2	2.9	6%
	Biomassa	1.7	1.6	1.4	10%
	Mini hidro	2.6	2.6	2.6	20%
	Hidro	2	2	2	10%
	Biofuel	0.8	0.8	0.78	10%
	Arus laut	6.6	4.4	2.6	0%
Energi Fosil	Diesel	0.8	0.8	0.78	10%
	Gas	0.77	0.73	0.68	10%
	Gas uap (CCGT)	0.75	0.71	0.66	10%
	SC Coal	1.4	1.36	1.32	10%
	USC Coal	1.52	1.48	1.43	10%

Catatan: Biaya Pengembangan Merupakan Persentase dari Biaya Teknologi. SC: superkritikal, USC: ultra-superkritikal

*Levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies* (Ocean Energy Systems, 2015). Kemudian untuk melakukan proyeksi penurunan biaya teknologinya, digunakan informasi *learning curve* untuk *Ocean technology* yang disajikan oleh Dewan Energi Nasional (2017). Mata uang yang dipakai dalam laporan tersebut adalah USD tahun 2014, sehingga perlu dikonversi ke USD tahun 2016 menggunakan *Producer Price Index* (PPI) untuk sektor *Turbine and Turbine Generator Set Units Manufacturing* (PCU333611333611).

Biaya pengembangan berupa proksi persentase dari biaya teknologi. Besarnya persentase yang digunakan diperoleh dari wawancara dengan beberapa pengusaha pembangkit listrik swasta (IPP). Berdasarkan hasil wawancara, dapat disimpulkan bahwa biaya pengembangan umumnya tidak akan lebih dari 10% biaya teknologi. Apabila biaya pengembangan lebih besar dari 10%, maka proyek akan menjadi tidak feasible. Meski demikian, secara aktual, persentase biaya pengembangan dalam suatu proyek akan bervariasi, tergantung pada besarnya proyek dan waktu pengembangan.

Biaya untuk pekerjaan studi dan analisis serta perizinan jumlahnya tidak akan jauh berbeda antara proyek pembangkit yang berskala kecil maupun besar, sehingga semakin besar suatu proyek, biasanya biaya pengembangan akan semakin kecil. Khusus untuk panas bumi dan minihidro, proksi biaya pengembangannya memiliki nilai tersendiri

(yaitu 6% dan 20% secara berurutan). Prosentase ini diperoleh dari hasil wawancara dengan pengembang yang khusus bergerak di bidang tersebut. Sedangkan untuk arus laut, biaya pengembangan sudah diperhitungkan dalam biaya teknologi sehingga nilainya menjadi nol.

Selain itu, terdapat beberapa informasi spesifik untuk masing-masing teknologi:

- Biaya teknologi untuk pembangkit panas bumi berdasarkan kapasitas 110 MW, sudah mencakup biaya eksplorasi. Untuk pembangkit panas bumi dengan kapasitas lebih kecil akan membutuhkan biaya yang lebih tinggi. Biaya teknologi untuk setiap MW panas bumi untuk kapasitas 20 MW bisa mencapai 30% lebih tinggi daripada kapasitas 110 MW.
- Pembangkit biomassa diasumsikan menggunakan teknologi pembakaran langsung, meskipun secara aktual pembangkit biogas, gasifikasi biomassa, dan sampah juga tergolong dalam pembangkit biomassa.
- Biaya investasi untuk pembangkit biofuel diasumsikan sama dengan biaya investasi untuk pembangkit diesel, hanya berbeda dalam penggunaan bahan bakarnya saja.
- Target pembangkit hidro dalam RUEN mencakup juga teknologi *Pumped Storage*.
- Pembangunan pembangkit batubara (PLTU) diasumsikan hanya akan menggunakan teknologi *supercritical* (SC) dan *ultra supercritical* (USC)

Biaya investasi pembangkit dihitung berdasarkan pemenuhan target RUEN dan kondisi aktual. Terdapat selisih jumlah kapasitas pembangkit yang sudah terpasang dengan yang direncanakan dalam RUEN untuk tahun 2018. Selisih ini diperhitungkan dalam total kebutuhan biaya investasi dengan cara dibagi rata selama 7 tahun (hingga 2025). Perhitungan ini mengasumsikan Indonesia akan memenuhi target RUEN pada 2025.

## Metode Perhitungan Kebutuhan Investasi Pembangkit Listrik

Kebutuhan investasi jaringan listrik dihitung berdasarkan rencana penambahan jaringan transmisi dan distribusi yang tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT. PLN (Persero) untuk periode 2018-2027. Rencana penambahan jaringan tidak dicantumkan dalam RUEN karena untuk itu membutuhkan perencanaan penambahan pembangkit yang lebih rinci dalam hal lokasi dan kapasitasnya. Oleh karena perhitungan jaringan transmisi mengacu pada RUPTL 2018-2027, maka perhitungan kebutuhan investasi jaringan listrik hanya bisa dihitung sampai tahun 2027 saja.

Kebutuhan investasi jaringan dihitung berdasarkan biaya investasi per kilometer

sirkuit (kms) (baik jaringan transmisi dan jaringan distribusi) dan biaya pembangunan trafo gardu distribusi. Biaya pembangunan jaringan transmisi per kms diperoleh dari *expert judgement* yang dilakukan melalui wawancara dengan ahli di bidang pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Biaya pembangunan jaringan distribusi per kms diperoleh dengan cara membagi perkiraan kebutuhan investasi untuk pembangunan jaringan listrik desa dengan panjang jaringan yang direncanakan dalam RUPTL 2018-2027. Kebutuhan investasi jaringan per kms disajikan pada Tabel 2.2. Kebutuhan investasi per kms ini diasumsikan konstan (tidak ada penurunan biaya) karena teknologi yang dibutuhkan sudah sangat matang.

Data kebutuhan investasi tersebut diasumsikan menggunakan mata uang Rupiah tahun 2018. Data tersebut dikonversi menjadi USD tahun 2018 dengan nilai tukar USD 1 = Rp 14.167, sesuai rata-rata nilai tukar pada 2018. Kemudian data dalam USD tahun 2018 dikonversi menjadi USD tahun 2016 dengan menggunakan *Producer Price Index* (PPI) untuk sektor *Mechanical Power Transmission Equipment Manufacturing* (PCU333613333613). Hasil konversi tersebut disajikan pada kolom ketiga Tabel 2.2.

**Tabel 2.2 Perkiraan Biaya Investasi Modal (CAPEX) Untuk Jaringan Transmisi Dan Distribusi**

	Biaya investasi	
	Miliar Rupiah per kms	USD Ribu 2016 per kms
<b>Jaringan Transmisi</b>		
500 kV	15	1.026
275 kV	10	684
150 kV	3	205
70 kV	1	68
<b>Jaringan Distribusi</b>		
Jaringan Tegangan Menengah (kV)	0,4	27
Jaringan Tegangan Rendah (kV)	0,22	15
Trafo gardu distribusi (MVA)	1,9	130





# 03 Target RUEN Dan Kebutuhan Investasi Subsektor Energi Fosil

## Minyak dan Gas

### Potensi dan Target Minyak dan Gas sesuai RUEN

Di dalam dokumen RUEN, potensi energi minyak dan gas bumi tercantum sebagai salah satu indikator energi Indonesia. Informasi mengenai potensi energi minyak dan gas bumi tersebut dapat dilihat dalam Tabel 3.1 di bawah ini.

Berdasarkan RUEN, minyak bumi menempati porsi terbesar dalam bauran energi primer Indonesia, yaitu 46,6% pada tahun 2013 dan 43,0% pada tahun 2014, sedangkan gas bumi menempati posisi ketiga, setelah

minyak bumi dan batu bara, dengan 17,8% (2013) dan 18,6% (2014). Sebagaimana yang telah diamanatkan dalam KEN (Kebijakan Energi Nasional), penggunaan minyak bumi sebagai energi primer diminimalkan hingga kurang dari 25% pada tahun 2025 (dari total > 400 MTOE), dan di bawah 20% pada tahun 2050 (dari total > 1.000 MTOE). Sebaliknya, gas bumi diamanatkan oleh KEN untuk digunakan secara optimum. Porsi gas bumi diproyeksikan untuk meningkat menjadi di atas 22% pada tahun 2025, dan di atas 24% pada tahun 2050 (RUEN, 2017).

**Tabel 3.1 Potensi Energi Minyak dan Gas Bumi**

Jenis Energi	Sumber Daya		Cadangan		Produksi		Umur (tahun)*
Minyak Bumi	151	miliar barel	3.6	miliar barel	288	juta barel	12
Gas Bumi	467	TCF	98	TCF	3	TSCF	33

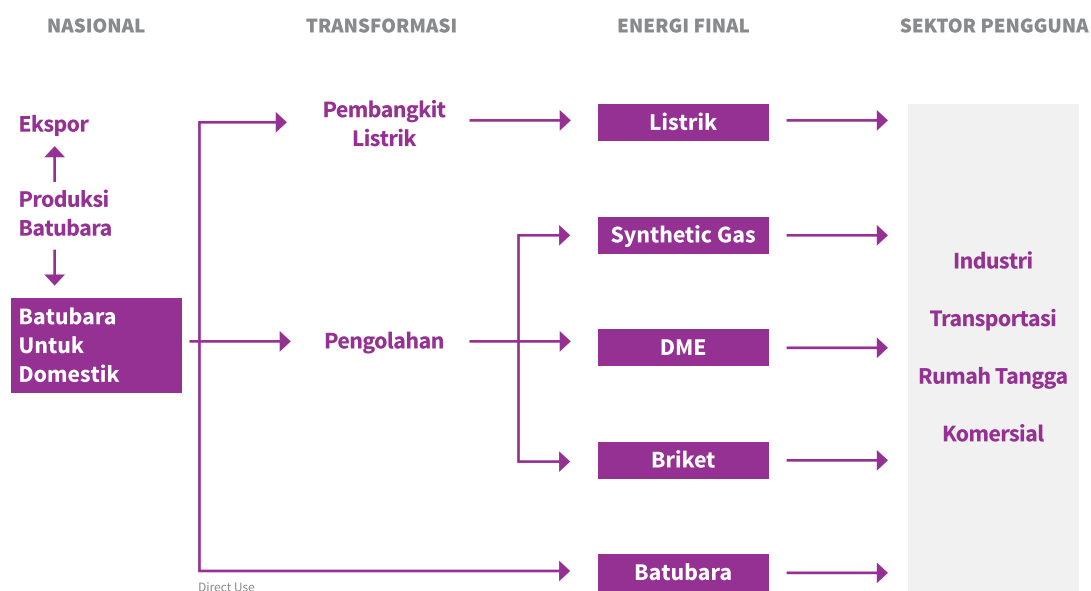
Sumber: RUEN, 2017 Catatan: \*) asumsi apabila tidak ada temuan cadangan baru

## Proyeksi Pasokan dan Permintaan Minyak Bumi sesuai RUEN

Secara garis besar, skema pasokan minyak bumi di Indonesia dapat dilihat pada Gambar 3.1.

Hasil proyeksi pasokan energi primer minyak bumi tahun 2015 hingga 2050 menurut target bauran energi dari KEN ditunjukkan dalam Tabel 3.2 dan 3.3 berikut ini.

**Gambar 3.1 Ilustrasi Arus Kebutuhan – Pasokan Minyak Bumi**



Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.2 Hasil Pemodelan Pasokan Energi Primer – Minyak Bumi Tahun 2015–2050**

Energi Primer	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Minyak Bumi (MTOE)	75,7	76,4	77,7	79,3	81,4	82,8	98,7	112,9	150,9	197,7

Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.3 Pasokan Energi Primer Minyak Bumi Tahun 2015 dan 2050**

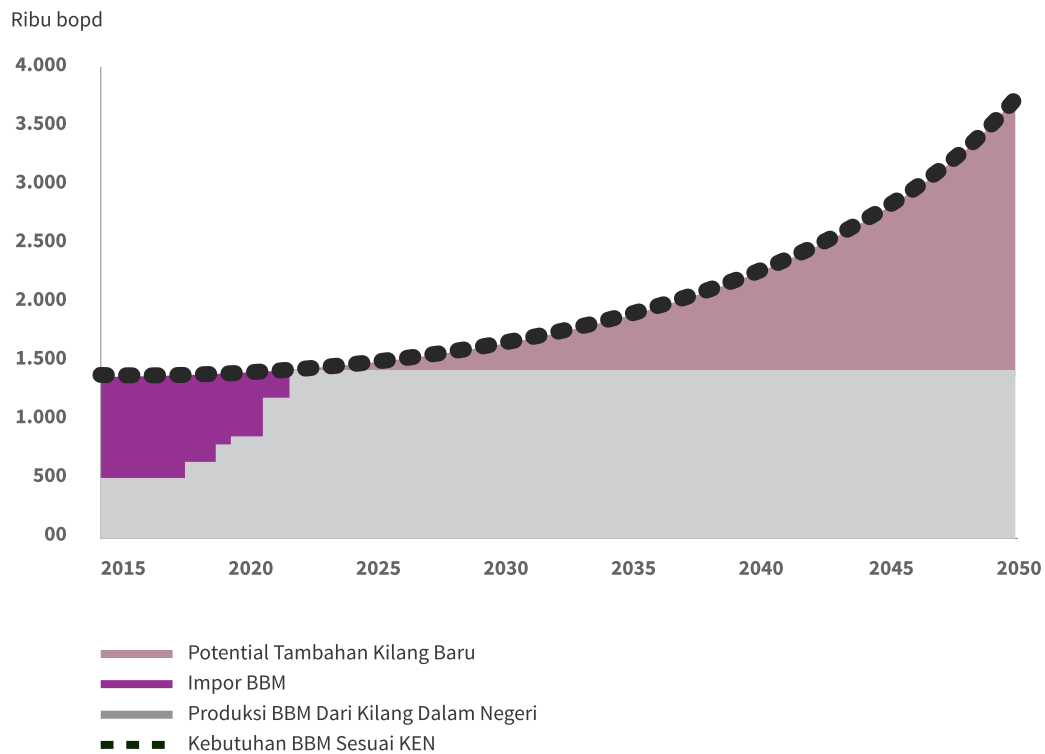
Tahun	Pasokan Energi Primer	MTOE	Volume Kesetaraan	Bauran Energi
2025	Minyak Bumi	98,7	1,9 juta bopd	24,70%
2050	Minyak Bumi	197,7	3,9 juta bopd	19,50%

Sumber: RUEN, 2017

Kebutuhan BBM nasional diproyeksikan sebesar 89,4 MTOE atau sekitar 1,76 juta BOPD pada tahun 2025, serta sebesar 188,4 MTOE atau sekitar 3,72 juta BOPD pada tahun 2050. Sebanyak 52% dari kebutuhan BBM nasional

saat ini dipenuhi dengan impor. Porsi impor BBM ini akan dikurangi hingga 0% pada tahun 2025. Hasil pemodelan kebutuhan BBM nasional tahun 2015– 2050 dari RUEN tersebut disajikan dalam Gambar 3.2 dan Tabel 3.4.

**Gambar 3.2 Hasil Pemodelan Kebutuhan BBM Tahun 2015-2050**



Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.4 Rangkuman Hasil Pemodelan Kebutuhan BBM Tahun 2015–2050**

Tahun	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Kebutuhan BBM nasional	1.412	1.544	1.764	2.044	2.794	3.717
Hasil produk kilang nasional	627	722	1.728	1.728	1.728	1.728
Impor BBM	785	822	-	-	-	-
BBM dari potensial tambahan kilang baru	-	-	36	316	1.066	1.989

Sumber: RUEN, 2017

Satuan: ribu bopd

Sebagai gantinya, kapasitas kilang BBM nasional ditingkatkan dengan pembangunan kilang baru dan RDMP (*refinery development master plan*) serta diversifikasi ke bahan bakar lain. Proyeksi kapasitas terpasang dan pengembangan kilang minyak tahun 2015–2025 dapat dilihat pada Tabel 3.5.

Seiring dengan usaha untuk meningkatkan kapasitas kilang minyak nasional, pasokan minyak mentah juga diupayakan baik dari produksi minyak mentah dari lapangan-lapangan minyak lokal maupun impor minyak mentah. Pada tahun 2025, dari

2,2 juta bopd kebutuhan minyak mentah untuk memenuhi kilang minyak nasional, minyak mentah domestik diproyeksikan hanya bisa memenuhi sebanyak 471,2 ribu bopd atau 21,4%. Sedangkan pada tahun 2050, minyak mentah domestik diproyeksikan hanya bisa memenuhi 12,9% atau 594 ribu bopd dari total 4.619,9 ribu bopd kebutuhan nasional. Proyeksi perbandingan pasokan minyak mentah domestik dan impor untuk memenuhi peningkatan kapasitas kilang minyak nasional dapat dilihat dalam Gambar 3.3 dan Tabel 3.6.

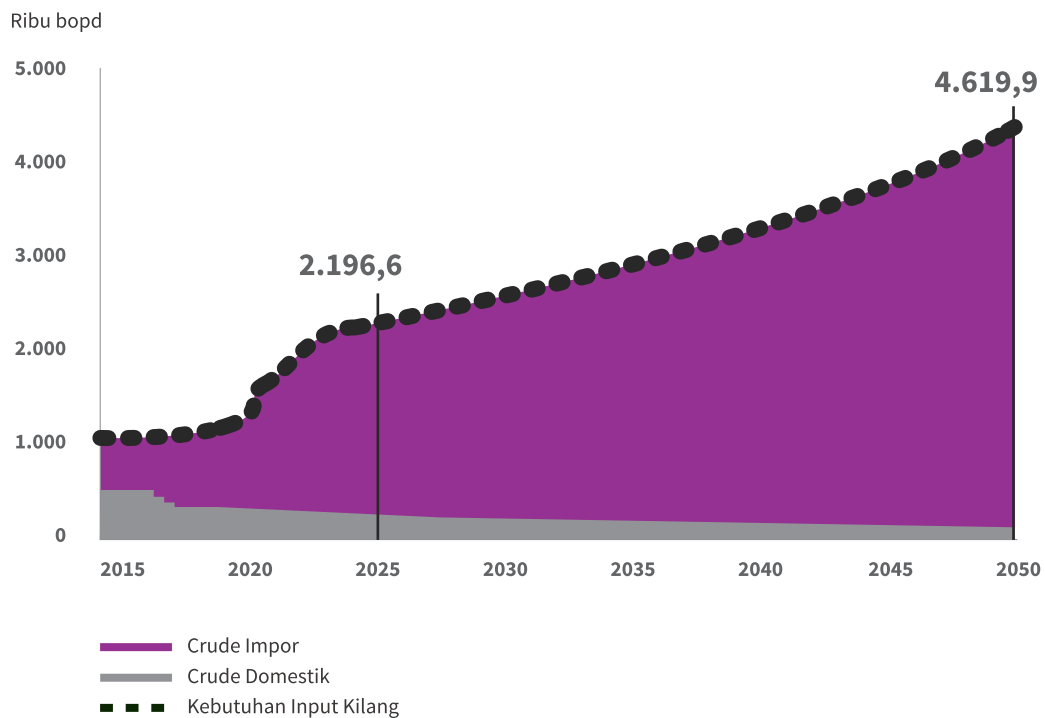
**Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang dan Pengembangan Kilang Minyak Tahun 2015–2025**

No	Nama Kilang	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Kilang baru	0	6	6	6	6	6	306	306	606	906	906
	a. Kilang swasta PT IKP		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	b. GR Refinery West I (Tuban)							300	300	300	300	300
	c. Kilang Bontang Skema KPS									300	300	300
	d. Grass Root Refinery West II										300	300
2	RDMP	860	860	860	860	960	960	960	982	1.262	1.262	1.262
	a. Balikpapan	260	260	260	260	360	360	360	360	360	360	360
	b. Cilacap	348	348	348	348	348	348	348	370	370	370	370
	c. Dumai	127	127	127	127	127	127	127	127	257	257	257
	d. Balongan	125	125	125	125	125	125	125	125	275	275	275
3	Kilang saat ini	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	257
	a. Sungai Pakning	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	-
	b. Kasim	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	c. Cepu (Pusdiklat)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
	d. Tuban/TPPI	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	e. TWU	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	f. TWU II	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	g. Plaju	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
	Total kapasitas	1.167	1.173	1.173	1.173	1.273	1.273	1.573	1.595	2.175	2.475	2.425
	Hasil produk kilang	782	786	786	786	853	853	1.091	1.105	1.530	1.768	1.734

Sumber: RUEN, 2017

Satuan: ribu bopd

**Gambar 3.3 Pasokan Minyak Mentah Domestik dan Impor Minyak Mentah Untuk Kilang Minyak Tahun 2015-2050**



Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.6 Kebutuhan Minyak Mentah untuk Kilang Minyak Domestik Tahun 2015-2050**

Kebutuhan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Minyak mentah domestik	487,9	552,3	503,5	442,1	400,2	365	471,2	575,1	695,3	594
Impor minyak mentah	445,5	386,5	435,3	496,7	618,6	653,8	1.725,4	1.963,2	2.775,9	4.025,9
Kebutuhan kilang minyak mentah	933,4	938,8	938,8	938,8	1.018,8	1.018,8	2.196,6	2.538,3	3.471,2	4.619,9

Sumber: RUEN, 2017

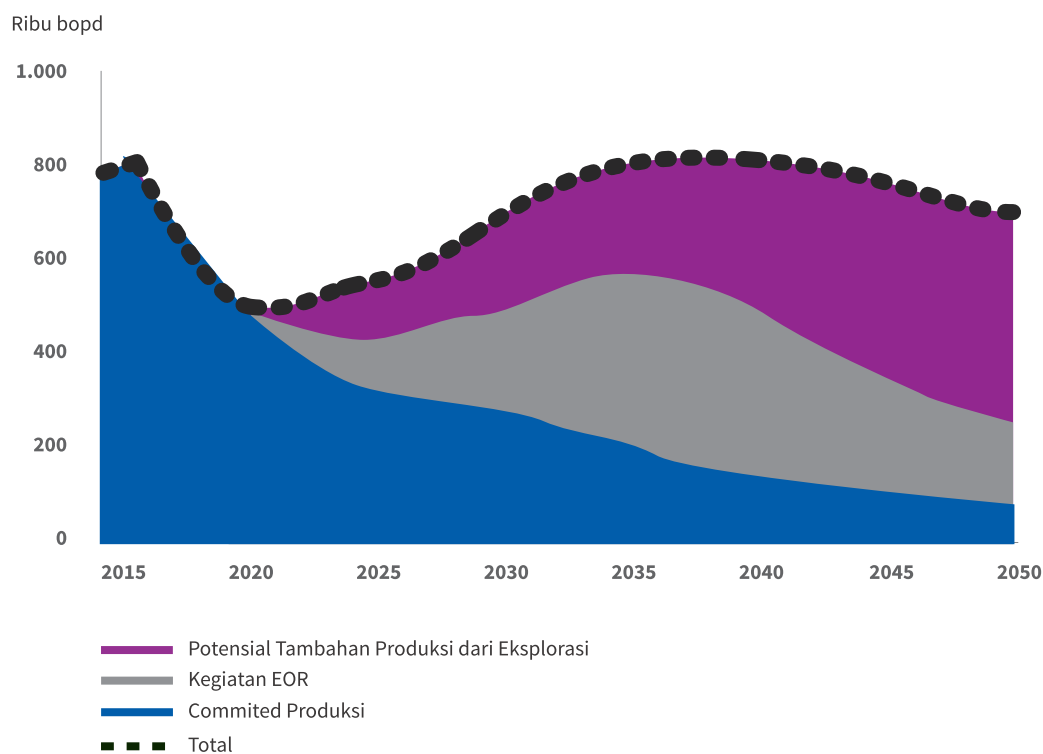
Satuan: ribu bopd

Produksi lapangan minyak domestik yang ada saat ini diproyeksikan akan menurun sebesar 6% per tahun (RUEN, 2017). Potensi pertambahan produksi diperkirakan dapat dipenuhi dengan melakukan kegiatan EOR (*enhanced oil recovery*) dengan metode injeksi surfaktan, serta produksi dari lapangan-

lapangan yang baru dieksplorasi. Berdasarkan asumsi tersebut, profil produksi minyak nasional tahun 2015–2050 dapat dilihat pada Gambar 3.4. Sedangkan Tabel 3.7, memperlihatkan porsi pemanfaatan produksi minyak nasional tahun 2015–2050.



**Gambar 3.4 Profil Produksi Minyak Bumi Tahun 2015-2050**



Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.7 Produksi Minyak Bumi dan Pemanfaatan untuk Ekspor-Domestik Tahun 2015–2050**

Pemanfaatan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Domestik	487,9	552,3	503,5	442,1	400,2	365	471,2	575,1	695,3	594
	62%	67%	67%	68%	69%	70%	83%	85%	85%	85%
Ekspor	297,9	267,7	246,9	208,1	179,9	155,3	96,5	101,6	122,7	104,8
	38%	33%	33%	32%	31%	30%	17%	15%	15%	15%
Total produksi	785,8	820	750,4	650,2	580,1	520,3	567,7	676,5	818	698,8

Sumber: RUEN, 2017

Satuan: ribu bopd

## Proyeksi Pasokan dan Permintaan Gas Bumi

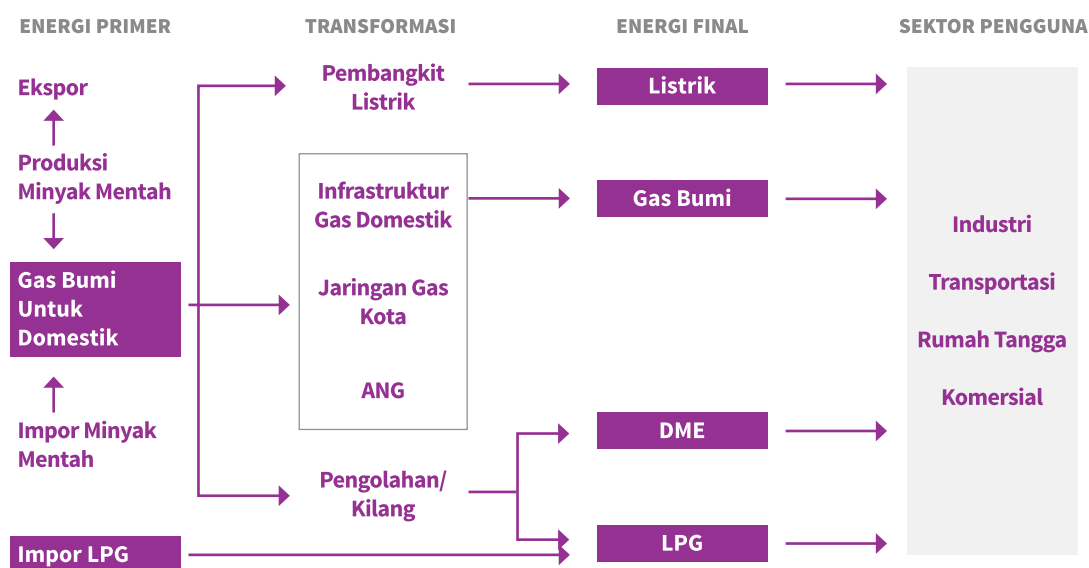
Pasokan gas bumi nasional terdiri dari pasokan gas bumi untuk domestik serta impor LPG seperti diilustrasikan pada Gambar 3.5.

Berdasarkan pemodelan pasokan energi primer gas bumi, total pasokan gas bumi (gas bumi domestik dan impor LPG) pada tahun 2025 dan 2050 yaitu masing-masing sebesar

89.5 MTOE dan 242.9 MTOE. Tabel 3.8 berikut menyajikan hasil pemodelan pasokan energi primer gas bumi tahun 2015–2050.

Gas bumi untuk domestik dipenuhi dari sebagian produksi gas bumi dari lapangan domestik, serta impor gas alam. Seperti dapat dilihat pada Tabel 3.9, produksi gas bumi dari lapangan domestik tidak hanya digunakan untuk keperluan domestik, namun juga diekspor. Profil produksi gas bumi domestik juga dapat dilihat di Gambar 3.6.

**Gambar 3.5 Ilustrasi Arus Kebutuhan – Pasokan Minyak Bumi**



Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.8 Hasil Pemodelan Pasokan Energi Primer Gas Bumi Tahun 2015–2050**

Pasokan Energi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Gas bumi untuk domestik	39,2	41,7	44,9	48,3	51,3	55,5	84,7	104,2	166,6	237,7
	91%	91%	91%	91%	91%	91%	95%	96%	97%	98%
Impor LPG	3,8	4,2	4,5	4,8	5,2	5,5	4,8	4,9	5	5,2
	9%	9%	9%	9%	9%	9%	5%	4%	3%	2%
Total	43	45,9	49,4	53,1	56,5	61	89,5	109,1	171,6	242,9

Sumber: RUEN, 2017

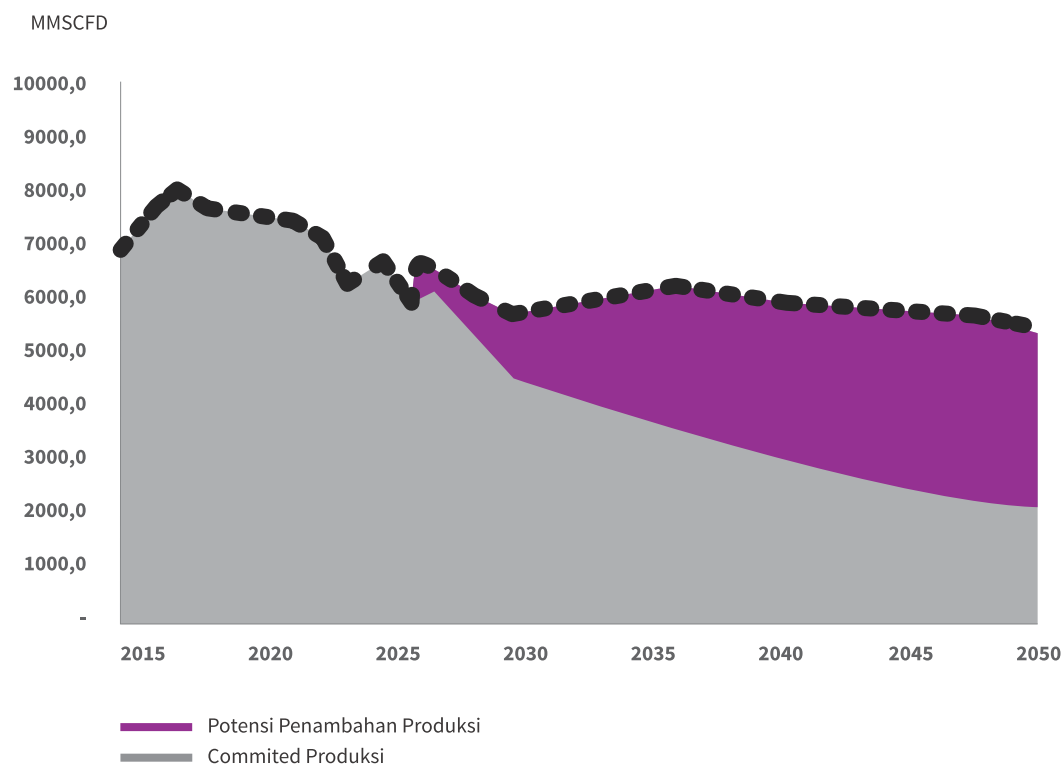
Satuan: ribu bopd

**Tabel 3.9 Lifting Gas Bumi dan Pemanfaatan untuk Ekspor-Domestik Tahun 2015–2050**

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Ekspor	2.786	2.561	2.464	2.010	2.041	1.975	948	707,2		
	40,3%	33,5%	30,6%	25,8%	26,5%	25,9%	14,2%	12,2%	0,0%	0,0%
Domestik	4.121	5.094	5.578	5.774	5.667	5.636	5.732	5.100,9	6.202,4	5.668,1
	59,7%	66,5%	69,4%	74,2%	73,5%	74,1%	85,8%	87,8%	100,0%	100,0%
Total lifting gas bumi	6.907	7.655	8.042	7.784	7.708	7.611	6.680	5.808,1	6.202,4	5.668,1

Sumber: RUEN, 2017

Satuan: MMSCFD

**Gambar 3.6 Profil Produksi Gas Bumi Tahun 2015-2050**

Sumber: RUEN, 2017

RUEN (2017) memproyeksikan pasokan gas bumi akan mengalami defisit sekitar 401,8 MMSCFD mulai tahun 2020, dan terus meningkat hingga menjadi sebesar 20.201,0 MMSCFD pada tahun 2050. Oleh karena itu, pasokan gas bumi

akan dipenuhi dengan impor gas alam (natural gas). Tabel 3.10 dan Gambar 3.7 menunjukkan kebutuhan dan pasokan gas bumi nasional tahun 2015 hingga 2050.

**Tabel 3.10 Kebutuhan dan Rencana Pasokan Gas Bumi Tahun 2015–2050**

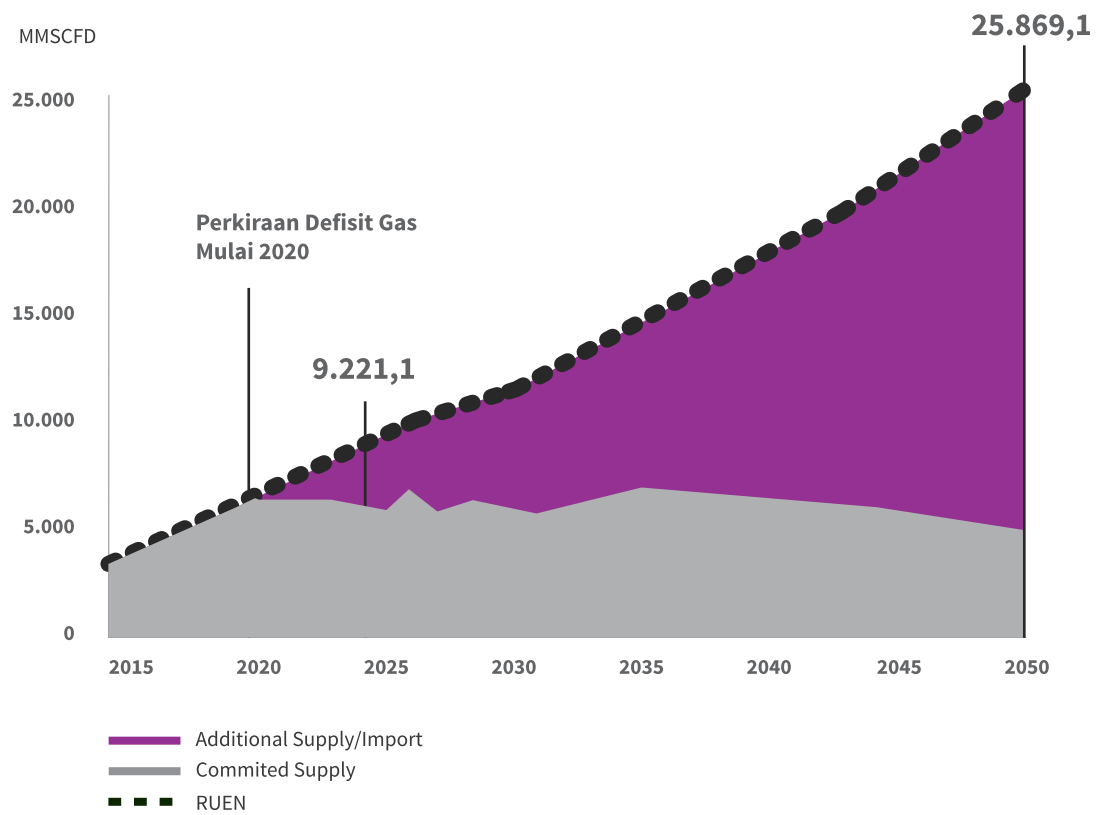
Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Kebutuhan gas bumi dalam negeri*	4.121	5.094	5.578	5.774	5.667	6.037	9.221	11.338,6	18.113,8	25.869,1
Committed production	4.121	5.094	5.578	5.774	5.667	5.636	5.732	5.100,9	6.202,4	5.668,1
Surplus/(defisit)	-	-	-	-	-	(401,8)	(3.489,1)	(6.237,7)	(11.931,4)	(20.201)

Sumber: RUEN, 2017

Catatan: \*) tidak termasuk kebutuhan impor LPG

Satuan:MMSCFD

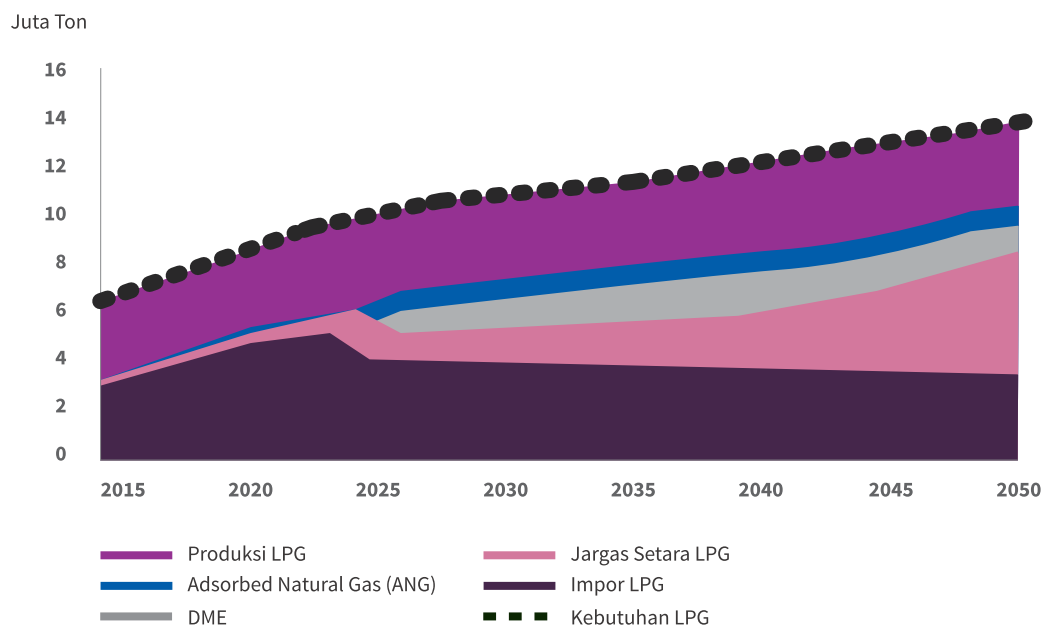
**Gambar 3.7 Kebutuhan dan Rencana Pasokan Gas Bumi Tahun 2015-2050**



Sumber: RUEN, 2017

Kebutuhan LPG nasional dipenuhi dari produksi kilang LPG dan impor LPG. Impor LPG diupayakan untuk dikurangi dengan melakukan kebijakan pengembangan jaringan gas kota,

DME (*dimetil eter*), dan tabung ANG (*absorbed natural gas*). Hasil pemodelan kebutuhan dan pasokan LPG dapat dilihat pada Gambar 3.8 dan Tabel 3.11.

**Gambar 3.8 Hasil Pemodelan Kebutuhan dan Pasokan LPG Tahun 2015-2050**

Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.11 Hasil Pemodelan Kebutuhan dan Pasokan LPG Tahun 2015–2050**

Keterangan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Produksi LPG	3	3	3,1	3,1	3,1	3,1	3,7	3,7	3,7	3,7
Impor LPG	3,2	3,5	3,7	4,1	4,4	4,7	4	4,2	4,2	4,4
Demand LPG (dengan upaya pengurangan impor LPG)	6,2	6,5	6,8	7,2	7,5	7,8	7,7	7,9	7,9	8,1
Jaringan gas kota	0	0,048	0,09	0,13	0,2	0,3	0,7	1	1,9	2,8
DME	0	0,002	0,002	0,04	0,04	0,04	1	1,2	1,5	1,9
Tabung ANG		0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,4
Demand LPG (tanpa upaya pengurangan impor LPG)	6,20	6,55	6,89	7,37	7,74	8,14	9,50	10,20	11,50	13,20

Sumber: RUEN, 2017

Satuan: juta ton

Di sisi hilir, pengembangan jaringan gas kota di kota-kota besar serta pembangunan infrastruktur SPBG (stasiun pengisian bahan bakar gas). Rencana pengembangan jaringan

gas kota tahun 2015 hingga 2030 dapat dilihat pada Tabel 3.12, sedangkan rencana pengembangan SPBG tahun 2015 hingga 2050 dapat dilihat pada Tabel 3.13.

**Tabel 3.12 Rencana Pengembangan Jaringan Gas Kota Tahun 2015–2030**

Lapangan	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Sambungan rumah	ribu SR	211	332	604	910	1.284	1.834	4.734	7.734
Indikasi kebutuhan gas	MMSCFD	3	5	10	15	21	30	77	126

Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.13 Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015–2050**

Keterangan	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2050
SPBG	Unit	60	70	90	140	231	287	632	908	2.888
Kebutuhan gas	MMSCFD	19	38	58	80	103	128	282	405	1.291

Sumber: RUEN, 2017

## Asumsi dan Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi

### Asumsi Kebutuhan Investasi Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak dan Gas Bumi

Bagian ini menjelaskan beberapa asumsi kunci yang digunakan untuk menghitung kebutuhan investasi di sektor migas, yakni:

- Tidak ada perubahan biaya teknologi dalam investasi di sektor migas
- Biaya eksplorasi lapangan adalah 15% dari total biaya acuan
- *Success rate* untuk kegiatan eksplorasi adalah 20%
- Rasio produksi minyak dan gas bumi dari lapangan *Onshore* terhadap *offshore* yang akan dikembangkan s.d. tahun 2050 adalah 30:70
- Lapangan *offshore* memiliki *CAPEX* eksplorasi 3 kali lipat dari lapangan *Onshore*
- Lapangan *Onshore* dan *offshore* memiliki besaran *CAPEX* produksi yang sama
- Biaya investasi per tahun adalah konstan hingga 2050

Investasi yang akan dianalisis pada bagian ini adalah:

1. Investasi pada kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi

2. Investasi pada kegiatan *enhanced oil recovery* (EOR) minyak bumi
3. Investasi pada kegiatan eksplorasi dan eksploitasi gas bumi

### Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Kegiatan Eksplorasi dan Eksploitasi Minyak Bumi

Perhitungan investasi pada kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi mengambil angka acuan dengan pendekatan biaya rata-rata tertimbang (*weighted average*) dari biaya produksi KKKS Migas di Indonesia terhadap jumlah produksi migas tiap KKKS, berdasarkan data yang diperoleh dari SKK Migas.

*Weighted average* perlu dilakukan untuk mengatasi fenomena di mana KKKS yang memiliki produksi migas yang tinggi cenderung memiliki biaya produksi yang relatif rendah terhadap KKKS yang produksi migasnya lebih rendah. Dari data tersebut dapat dihitung rata-rata investasi yang dibutuhkan untuk memproduksi setiap barel minyak bumi, yaitu sebesar USD 17,42 per barel. Angka acuan tersebut telah divalidasi oleh ahli melalui wawancara. Data kedua lapangan tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.14.



**Tabel 3.14 Data Produksi Kumulatif dan Investasi pada Lapangan Minyak**

KKS Migas	Biaya Produksi (USD/Barel)	Total Produksi 2017 (BOE)	Persentase Produksi	Weighted Average Production Cost 2017 (USD/BOE)
KEI	31,25	30.295	3%	0,93
PHE ONWJ	28,49	11.818.700	4%	1,24
Medco Natuna	23,11	6.534.230	4%	1,03
CNOOC	22,85	11.528.890	4%	0,97
Pertamina EP	19,42	28.161.210	21%	4,01
CPI	18,58	81.718.025	18%	3,40
CICO	18,26	6.367.425	3%	0,48
Vico	15,46	5.038.095	3%	0,48
Petrochina Jabung	15,01	4.887.715	5%	0,73
Premier Oil	13,82	410.625	3%	0,48
EMCL	11,79	74.285.530	17%	1,97
Cophi (Grissik)	10,12	2.614.495	14%	1,45
JOBP - Medo Tomori	5,52	2.728.010	5%	0,26
<i>Weighted Average Cost</i>				17,42

Sumber: data sampel diolah dari data SKK Migas yang dimuat di katadata.com, 2019

Hasil rerata biaya investasi per minyak bumi terproduksi (USD/barel) tersebut disebut sebagai Biaya Rata-Rata ( $I_{avg}$ ). Studi ini akan menghitung Biaya Referensi ( $I_{ref}$ ), yaitu biaya

yang memasukkan faktor kegagalan eksplorasi ke dalam investasi, dengan formula sebagai berikut:

$$I_{ref} = I_{avg} \left[ \frac{P_{exploration}}{Success Rate} + P_{production} \right]$$

Di mana:

- $I_{ref}$  = Biaya investasi referensi (USD/barel)
- $I_{avg}$  = Biaya investasi rata-rata (USD/barel)
- $P_{exploration}$  = Persentase biaya eksplorasi terhadap biaya total (%)
- $P_{production}$  = Persentase biaya produksi terhadap biaya total (%)

- $I_{ref}$**  : Biaya investasi referensi (USD/barel)
- $I_{avg}$**  : Biaya investasi rata-rata (USD/barel)
- $P_{exploration}$**  : Persentase biaya eksplorasi terhadap biaya total (%)
- $P_{production}$**  : Persentase biaya produksi terhadap biaya total (%)
- Success Rate** : Tingkat kesuksesan eksplorasi lapangan migas Indonesia (%)

Dengan asumsi Pexploration dan Success Rate masing-masing sebesar 15% dan 20%, diperoleh Iref sebesar USD 27,87/ barel untuk lapangan *Onshore* dan USD 36,24/ barel untuk lapangan offshore. Hasil tersebut dikalikan dengan potensi tambahan produksi minyak bumi dari eksplorasi lapangan baru setiap tahun selama 2019–2050 yang tercantum di RUEN dengan asumsi 70% dari lapangan baru adalah lapangan offshore dan sisanya *Onshore*. Hasil dari perkalian tersebut menghasilkan potensi investasi lapangan minyak baru setiap tahun 2019–2050. Masing-masing nilai potensi investasi setiap tahun dijumlahkan hingga mendapatkan kumulatif potensi kebutuhan investasi eksplorasi tahun 2021–2050, yaitu sebesar USD 101.03 miliar. Hasil perhitungan tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.15.

#### Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi pada Enhanced oil recovery (EOR) Minyak Bumi

EOR adalah upaya untuk meningkatkan produksi minyak dari lapangan-lapangan minyak tua yang sudah melewati masa

puncak produksi dari *primary* dan *secondary recovery*. EOR juga sering disebut dengan *tertiary recovery* EOR dilakukan dengan menginjeksikan sesuatu yang mampu mengangkat minyak dari sumur yang tidak mampu lagi dieksploitasi secara primer (menggunakan tekanan dari dalam sumur) dan sekunder (injeksi air dan gas). Beberapa contoh bahan yang dipakai dalam EOR adalah karbon dioksida, surfaktan, dan polimer. Pada investasi awal, EOR tidak memakan banyak biaya seperti membuka lapangan dan sumur baru. Namun, EOR memerlukan banyak biaya dari sisi operasional, terutama biaya bahan yang diinjeksikan ke dalam sumur. Berdasarkan hasil wawancara, terdapat 32 lapangan yang menjadi target pengaplikasian metode EOR untuk memenuhi target RUEN. Keseluruhan 32 lapangan tersebut menggunakan metode injeksi surfaktan, dengan kebutuhan surfaktan nasional hingga tahun 2050 diperkirakan sebesar 16 juta ton. Dengan asumsi rata-rata harga surfaktan sebesar USD 5/kg, maka dapat dihitung kebutuhan biaya surfaktan nasional dengan nilai uang 2018. Perhitungan tersebut dapat dilihat dalam Tabel 3.16.

**Tabel 3.15 Hasil Perhitungan Investasi Hulu Minyak Bumi Untuk Memenuhi RUEN**

Tahun	Kumulatif Potensi Kebutuhan Tambahan Produksi Minyak Bumi dari Lapangan Baru (barel/tahun)	Kumulatif Potensi Kebutuhan Investasi, USD
2025	140.452.000	4,74 miliar
2050	2.995.336.000	101,03 miliar

**Tabel 3.16 Hasil Perhitungan Biaya Surfaktan Nasional Untuk Memenuhi Target RUEN**

Deskripsi	Nilai
Rata-rata harga surfaktan Indonesia	5 USD/kg
Kebutuhan surfaktan nasional untuk memenuhi target RUEN hingga 2050	16.000.000 ton
Biaya surfaktan nasional, nilai uang 2018	USD 80 miliar

### Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi pada Enhanced oil recovery (EOR) Minyak Bumi

Metode yang digunakan pada sektor hulu minyak bumi, digunakan juga untuk menghitung potensi investasi pada eksplorasi dan eksploitasi gas bumi. Berdasarkan data yang terkumpul dari beberapa sumber, terdapat 6 lapangan gas bumi yang dapat dijadikan sebagai sampel referensi perhitungan. Dari data tersebut dapat dihitung rata-rata investasi yang dibutuhkan untuk memproduksi setiap

juta *standard cubic feet* (MMSCF) gas bumi, yaitu sebesar USD 2.079,22/MMSCF. Data lapangan tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.17.

Dengan menggunakan asumsi dan metode perhitungan yang sama seperti di sektor hulu minyak, diperoleh Iref sebesar USD 1.791/MMSCF untuk lapangan *Onshore* dan USD 2.328/MMSCF untuk lapangan *offshore* untuk sektor gas. Sehingga, diperoleh perkiraan total kebutuhan investasi di sektor gas bumi sebesar USD 44.047.627.066 hingga tahun 2050. Hasil perhitungan tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.18.

**Tabel 3.17 Data Produksi Kumulatif dan Investasi pada Lapangan Gas Sampel**

Nama Lapangan	Investasi per gas bumi terproduksi (USD/MMSCF)	Recoverable Reserve or Cumulative Production (MMSCF)	Investasi (USD)	Weighted Average Production Cost 2017 (USD/BOE)
Lapangan Donggi & Matindok	1.360,89	560.000	762.100.000	108,27
Lapangan Senoro	789,47	1.520.000	1.200.000.000	170,48
Lapangan Jangkrik	1.386,03	2.720.000	3.770.000.000	393,53
Lapangan A	3.378,54	187.300	632.800.000	89,90
Lapangan G	2.593,68	37.020	96.018.215	13,64
Lapangan H	2.966,73	814.600	2.416.694.516	343,33
		<i>Weighted Average Cost</i>		1.119,15

Sumber: diolah dari berbagai sumber

**Tabel 3.18 Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Hulu Gas Bumi Untuk Memenuhi RUEN**

Tahun	Kumulatif Potensi Tambahan Produksi Gas Bumi dari Lapangan Baru (MMSCF/tahun)	Kumulatif Potensi Kebutuhan Investasi, (USD)
2050	20.329.588	44,05 miliar

### Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi dan Kebutuhan Aktivitas Hilir Minyak dan Gas Bumi

Berdasarkan data investasi kilang (Tabel 3.19), diperoleh angka acuan investasi pembangunan dan perluasan kilang dengan kualitas output seperti yang ada saat ini (*existing products*) berada di kisaran USD 33.000 s.d. USD 53.000 per BOPD. Sedangkan untuk kilang dengan pembaruan kualitas output menjadi lebih baik (misal: bahan bakar dengan standar Euro-4), memerlukan biaya hingga USD 116.000 per BOPD. Disisi lain, pembangunan *biorefinery* disinyalir menelan biaya hingga USD 35.000. Dengan demikian, dapat dihitung kebutuhan investasi untuk berbagai jenis kilang yang akan dibangun.

Mengingat adanya kecenderungan bahwa Indonesia mulai mengarahkan produksi bahan bakarnya memiliki kualitas minimal Euro-4, maka perlu diperkirakan proporsi kilang yang akan memproduksi bahan bakar tersebut di samping kilang dengan kualitas produk seperti yang sudah ada.

Dari data di Tabel 3.19, dua skenario digunakan untuk menghitung kebutuhan investasi kilang minyak. Dua skenario ini dibedakan berdasarkan kualitas produk minyak yang dihasilkan oleh kilang. Skenario 1 menggunakan rata-rata investasi tiga kilang yaitu RDMP Cilacap, RDMP Tuban, dan GRR Bontang; sedangkan Skenario 2 menggunakan nilai investasi kilang RDMP Balikpapan yang menghasilkan bahan bakar berkualitas Euro-4. Dengan demikian, rata-rata investasi per kapasitas produksi bahan bakar (USD/BOPD) dikalikan dengan potensi tambahan kapasitas kilang (BOPD) tahun 2025–2050 yang tercantum di RUEN (2017) (dapat dilihat pada Gambar 3.2). Hasil dari perkalian tersebut menghasilkan kebutuhan investasi kilang (USD) setiap tahun (2025–2050). Sehingga kebutuhan investasi kilang minyak tahun 2025–2050 dengan nilai uang tahun 2018 dapat di hitung. Hasil perhitungan kedua skenario tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.20.

**Tabel 3.19 Jenis Kilang dan Estimasi Investasi**

Jenis kilang	Estimasi investasi (ribu USD/BOPD)
RDMP Cilacap	53
RDMP Balikpapan	116
GRR Tuban	52,3
GRR Bontang	33,3

Sumber: wawancara dengan Kementerian ESDM

**Tabel 3.20 Hasil Perhitungan Investasi Kilang Minyak Baru Untuk Memenuhi Potensi RUEN**

Skenario	Present value (USD)	Kapasitas Kilang Minyak Baru Tahun 2050 (BOPD)	Kebutuhan Investasi Kilang Minyak Baru, Nilai Uang 2018 (USD)
Skenario 1	46.200	4.619,88	111.953.701,40
Skenario 2	116.000	4.619,88	281.095.873,64

## Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Transmisi dan Sistem Distribusi Gas

Pada Tabel 3.21 dan 3.22 tercantum data investasi pembangunan pipa gas untuk berbagai daerah di Indonesia. Studi ini mengelompokkan pipa-pipa tersebut berdasarkan letak jaringan

pipa gas, yaitu *Onshore* (darat) dan *underwater pipeline* (jaringan pipa bawah laut). Di dalam RUEN, tercantum rencana panjang jaringan pipa gas yang akan dibangun di Indonesia. Dengan demikian, dapat diperkirakan besaran investasi yang dibutuhkan untuk proyek-proyek yang telah tercantum.

**Tabel 3.21 Data Investasi Pipa Gas Indonesia, *Onshore***

Dari	Ke	Panjang Pipa (km)	Total Investasi (Juta USD)	Investasi per km Pipa (Juta USD/km)
Dumai (Riau)	KEK Sei Mangke (Sumatera Utara)	324	233,28	0,72
Duri (Riau)	Dumai (Riau)	67	64,32	0,96
Grissik (Sumatera Selatan)	Dumai (Sumatera Selatan)	176	140,80	0,80
Palembang (Sumatera Selatan)	Tanjung Api-api (Sumatera Selatan)	70	67,20	0,96
Tanjung Api- api (Sumatera Selatan)	Muntok (Bangka- Belitung)	43	82,56	1,92
Muara Bekasi (Jawa Barat)	Cirebon (Jawa Barat)	280	268,80	0,96
Bojanegara (Jawa Barat)	Muara Karang (Jawa Barat)	174	194,88	1,12
FSRU Cilacap (Jawa Tengah)	RU IV Cilacap (Jawa Tengah)	11	8,80	0,80
Semarang (Jawa Tengah)	Teras (Jawa Tengah)	84	80,64	0,96
Cilacap (Jawa Tengah)	Teras (Jawa Tengah)	237	227,52	0,96
Teras (Jawa Tengah) Surakarta	Ponorogo	100	96,00	0,96
Bontang (Kalimantan Timur)	Banjarmasin (Kalimantan Selatan)	522	668,16	1,28
Kalimantan	Jawa Tahap II	1.015	2.600	2,56
Natuna D Alpha (Kepulauan Riau)	Pontianak (Kalimantan Barat)	487	1.090	2,24
Pontianak (Kalimantan Barat)	Palangkaraya (Kalimantan Tengah)	1.018	1.140	1,12
Palangkaraya (Kalimantan Tengah)	Banjarmasin (Kalimantan Selatan)	192	215,04	1,12
Donggi (Sulawesi Tengah)	Pomalia (Sulawesi Tenggara) Sengkang (Sulawesi Selatan)	580	556,8	0,96
Sengkang - Pare-pare	Makassar (Sulawesi Selatan)	274	263,04	0,96
Pulau Pemping	Pulau Batam	13,5	49,8	3,69
FSRU	Muara Tawar	15	15	1
Porong	Grati	45	87	1,93
Muara Karang	Tegal Gede	70	155	2,21
Arun	Belawan	345	450	1,3
			Rata-rata nasional	1,15

Sumber: wawancara

**Tabel 3.22 Data Investasi Pipa Gas Indonesia, Underwater**

Dari	Ke	Panjang Pipa (km)	Total Investasi (Juta USD)	Investasi per Km pipa (Juta USD/km)
Kalimantan	Jawa Tahap II	1.015	2.600	2,56
Natuna D Alpha (Kepulauan Riau)	Pontianak (Kalimantan Barat)	487	1.090	2,24
Pulau Pemping	Pulau Batam	13,5	49,8	3,69
			Rata-rata nasional	2,83

Sumber: wawancara

**Tabel 3.23 Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi Pipa Gas untuk Memenuhi Target RUEN**

Total pipa terpasang 2018 (km)	8.656
Target total RUEN (km)	18.322
Sisa target <i>Onshore</i> (km)	8.151
Sisa target <i>underwater pipeline</i> (km)	1.516
Kebutuhan Investasi (juta USD)	13.662

Target pembangunan pipa gas yang tercantum dalam matriks program dan kegiatan RUEN adalah sepanjang 18.322 km. Dengan kondisi total pipa gas yang telah terpasang pada 2018 adalah sebesar 8.656 km, maka tersisa 9.666 km pipa yang belum terpasang dimana 1.516 km adalah *underwater pipeline*. Dari data tersebut, diperoleh hasil kebutuhan investasi untuk jaringan pipa gas Indonesia baik

*Onshore* maupun *underwater* adalah sebesar USD 13,662 miliar.

#### Hasil Perhitungan Investasi di Subsektor LNG

Target pembangunan infrastruktur LNG dalam kurun waktu 2016-2020 adalah sebagai berikut:

**Tabel 3.24 Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015-2050**

No.	Proyek	Provinsi	Target Selesai
1.	LNG South Sulawesi	Sulawesi Selatan	2016
3.	<i>Receiving Terminal</i> Banten	Banten	2017
4.	FSRU Jawa Tengah	Jawa Tengah	2017
6.	LNG Tangguh <i>Train-3</i>	Papua Barat	2020

Sumber: RUEN, 2017

Berdasarkan data di atas terdapat target pembangunan yang perlu diselesaikan sebelum tahun 2019, namun ternyata terdapat proyek yang tidak berlanjut seperti proyek *receiving terminal* Banten. Proyek terminal LNG Bojonegara Banten senilai USD 700 juta dihentikan tahun 2018 karena hasil kajian menunjukkan belum sesuai keekonomian. Mengingat perhitungan kebutuhan investasi ini dimulai pada tahun 2019, maka hanya proyek LNG Tangguh *Train-3* yang dimasukkan dalam perhitungan. Kilang Tangguh dioperasikan oleh perusahaan asal Inggris yaitu BP Berau Ltd dan telah memiliki dua (2) LNG *train*. Tangguh mulai memproduksi sejak tahun 2009. Saat ini, sedang dilakukan konstruksi LNG Tangguh *Train-3* yang pembangunannya dimulai sejak akhir 2016 dan ditargetkan akan mulai memproduksi gas alam cair atau Liquefied Natural Gas/LNG pada 2020.

Berdasarkan informasi dari berbagai berita, nilai investasi Kilang LNG Tangguh *train-3* di Kabupaten Teluk Bintuni Provinsi Papua Barat adalah sebesar USD 8 miliar (Ratnasari, 2016).

### Hasil Perhitungan Investasi pada Pengembangan Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas (SPBG) Pengembangan SPBG

Dalam dokumen RUEN tertulis target untuk pengembangan SPBG seperti tercantum pada tabel 3.25.

Informasi biaya pembangunan satu unit SPBG berbeda-beda, namun jika merujuk pada informasi yang dikutip dari data Perusahaan Gas Nasional (PGN) 2016), disebutkan bahwa biaya pendirian fisik SPBG memerlukan biaya sebagai berikut:

**Tabel 3.25 Rencana Pengembangan SPBG Tahun 2015-2050**

Keterangan	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2050
SPBG	Unit	60	70	90	140	231	287	632	908	2.888
Kebutuhan gas	MMSCFD	19	38	58	80	103	128	282	405	1.291

Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.26 Estimasi Kebutuhan Investasi SPBG**

Deskripsi	Investasi	Lahan	Pembangunan Pipa
1 Unit SPBG	Biaya Investasi yang dikeluarkan adalah untuk membeli peralatan seperti kompresor gas, dispenser, dryer, dispenser, payment online system dan peralatan pendukung lainnya termasuk pekerjaan konstruksi. (SPBG Online)	Luas lahan minimum yang diperlukan untuk membangun satu unit SPBG adalah ±2.500 m <sup>2</sup>	Dilakukan untuk SPBG yang tidak ada pipa distribusi tepat di lokasinya, sehingga diperlukan koneksi pipa tambahan untuk mengalirkan gas ke SPBG
Biaya	Rp. 26,75 Milyar (Kapasitas 1 MMSCFD)	Rp. 6 Milyar (Luas ±2.500 m <sup>2</sup> )	Rp. 5 Milyar
<b>Total Biaya Investasi</b>	<b>Rp. 38 Milyar</b>		

Sumber: PGN 2016



Referensi estimasi biaya tersebut akan digunakan untuk menghitung perkiraan biaya per unit SPBG. Sehingga, estimasi kebutuhan

biaya investasi untuk membangun SPBG sampai dengan 2025 dan 2050 sesuai dengan target RUEN adalah sebagai berikut.

**Tabel 3.27 Estimasi Kebutuhan Investasi SPBG**

Deskripsi	Tahun 2025	Tahun 2050
SPBG (unit)	632	2888
Kebutuhan Investasi	Rp. 24 Trilyun	Rp. 109 Trilyun
Kebutuhan Investasi (asumsi: 1USD=13,500)	≈ USD 1,78 Milyar	≈ USD 8,13 Milyar



# Batubara

## Potensi dan Target Batubara sesuai RUEN

Potensi pengembangan batubara di Indonesia jika mengacu pada sumber daya dan cadangan batubara ditunjukkan pada Tabel 3.28.

Berdasarkan kualitas batubara, jenis batubara yang mendominasi di Indonesia adalah kualitas medium (sub-bituminous) dengan nilai kalori di kisaran 5.100-6.100 kal/gr (Tabel 3.29). Batubara kualitas medium adalah yang paling banyak diekspor. Selain jenis kualitas medium,

jenis batubara lain yang diekspor adalah jenis kualitas rendah (*lignite*) berkalori di bawah 5.100 kal/gr yang sering disebut batubara muda atau *brown coal* (Batubara, 2018). Saat ini Indonesia menempati posisi ke-9 dalam porsi cadangan batubara global, yaitu 2.2% dari total cadangan batubara global menurut BP Statistical Review of World Energy dimana 60% dari total batubaranya tergolong berkualitas rendah dan lebih murah karena memiliki nilai kalori di bawah 6.100 kal/gr.

**Tabel 3.28 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Berdasarkan RUEN 2017**

No	Provinsi	Sumber Daya	Cadangan		
		(juta ton)	(juta ton)		
		Total	Terkira	Terbukti	Total
1	Sumatera Selatan	50,226.3	9,944.8	2,053.5	11,998.3
2	Kalimantan Timur	48,180.2	11,918.5	3,188.4	15,106.8
3	Kalimantan Selatan	16,477.0	1,169.9	2,475.3	3,645.3
4	Kalimantan Tengah	3,426.6	234.3	440.5	674.8
5	Jambi	2,224.9	17.8	76.5	94.3
6	Riau	1,800.1	54.5	633.3	687.8
7	Sumatera Barat	795.5		158.4	158.4
8	Kalimantan Barat	491.5			
9	Aceh	450.6			
10	Sulawesi Selatan	231.1	0.1	0.1	0.1
11	Bengkulu	192.1		19.0	19.0
12	Papua Barat	126.5			
13	Lampung	107.9			
14	Sumatera Utara	27.2			
15	Banten	18.8			
16	Papua	9.3			
17	Maluku Utara	8.2			
18	Sulawesi Tengah	2.0			
19	Jawa Tengah	0.8			
20	Jawa Timur	0.1			
	<b>Total</b>	<b>124,796.7</b>	<b>23,339.9</b>	<b>9,044.8</b>	<b>32,384.7</b>

**Tabel 3.29 Jenis Batubara di Indonesia (Directorate General of Mineral and Coal, 2015)**

Kualitas		Sumber Daya	Cadangan
Kelas	Nilai Kalori	(Hypotetic + Inferred + Indicated + Measured)	Probable + Proven
Rendah	< 5,100	32,365.40	9,193.20
Medium	5,100 - 6,100	81,670.31	20,692.63
Tinggi	6,100 - 7,100	8,644.73	1,553.73
Sangat Tinggi	> 7,100	2,116.32	945.18
<b>Total</b>		<b>124,796.76</b>	<b>32,384.74</b>

Kebijakan Energi Nasional (KEN) mensyaratkan pelaksanaan amanat kuncidari KEN, yaitu paradigma baru dalam pengelolaan energi dimana energi tidak lagi dijadikan sebagai komoditas ekspor dan penghasil devisa melainkan sebagai modal pembangunan nasional. Untuk mencapai amanat tersebut di atas, maka diperlukan kebijakan dan upaya untuk melakukan pengurangan ekspor energi fosil (gas bumi, minyak bumi dan batubara) secara bertahap dan menetapkan batas waktu untuk memulai menghentikan ekspor.

Hal ini berkaitan dengan upaya mencapai kemandirian dan ketahanan energi nasional, dimana prioritas pengembangan energi didasarkan pada prinsip di antaranya dengan memanfaatkan batubara sebagai andalan pasokan energi nasional. Target RUEN adalah setelah memaksimalkan penggunaan energi

terbarukan, meminimalkan penggunaan minyak bumi, dan mengoptimalkan pemanfaatan gas bumi dan energi baru, kekurangan kebutuhan dalam negeri dipenuhi dengan batubara berteknologi bersih mengingat potensi sumber daya batubara Indonesia yang cukup besar.

Sasaran dalam rangka mewujudkan tujuan pengelolaan energi nasional sebagaimana tercantum dalam KEN, adalah pemanfaatan batubara minimal 30% pada tahun 2025 dan minimal 25% pada tahun 2050. Untuk mencapai tujuan tersebut, produksi batubara perlu dikendalikan, ekspor dikurangi secara bertahap, pemanfaatan domestik ditingkatkan dan kemudian secara penuh pemanfaatan batubara hanya untuk domestik (ekspor dihentikan). Hasil pemodelan RUEN terhadap produksi batubara di tahun 2015-2050 dapat dilihat pada tabel berikut ini:

**Tabel 3.30 Target RUEN Berdasarkan Hasil Pemodelan RUEN Produksi Batubara 2015-2050**

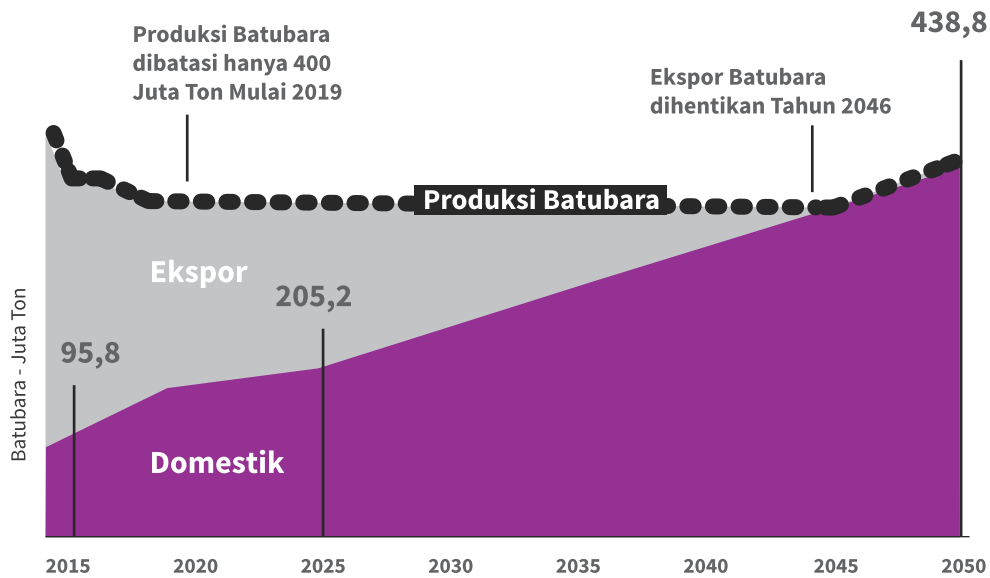
Keterangan/ Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2045	2050
Domestik	95.8	125.9	138.2	151.4	167.1	179.6	205.2	252.7	340.1	388.6	438.7
	20.8%	30.4%	33.5%	37.6%	41.8%	44.9%	51.3%	63.2%	85.0%	97.2%	100.0%
Ekspor	365.8	288.1	274.8	251.6	232.9	220.4	194.8	147.3	59.9	11.4	0
<b>Total produksi</b>	<b>461.6</b>	<b>414</b>	<b>413</b>	<b>403</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>438.7</b>

Sumber: RUEN, 2017

Pemodelan RUEN berdasarkan tabel di atas menunjukkan peningkatan pemanfaatan batubara untuk domestik dimana batubara tersebut akan digunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik dan sektor industri. Pada tahun 2019 produksi batubara akan dikendalikan pada volume 400 juta ton per tahun bersamaan dengan penurunan volume ekspor hingga penghentian ekspor di 2046 sehingga alokasi batubara

sepenuhnya untuk kebutuhan domestik. Diperkirakan ketika pemanfaatan batubara tetap setiap tahunnya dan jika tidak ditemukan sumber cadangan baru maka cadangan batubara baru dapat memenuhi kebutuhan domestik hingga tahun 2094 (Tahukah Anda Kapan Cadangan Batu Bara Indonesia Akan Habis?, 2018). Berikut ilustrasi profil pemanfaatan batubara untuk ekspor dan domestik dari tahun 2015- 2050.

**Gambar 3.9 Hasil Pemodelan Kebutuhan Produksi Batubara Domestik dan Ekspor 2015-2050**



Sumber: RUEN, 2017

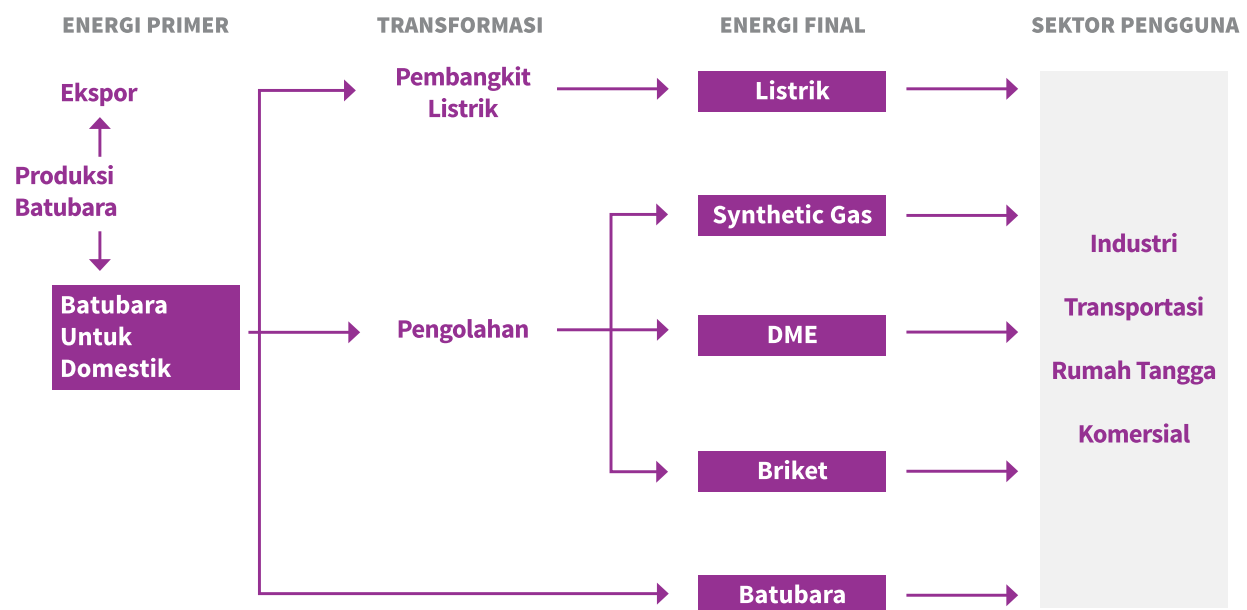


Selain pemanfaatan untuk pembangkit listrik dan industri, pemanfaatan batubara selebihnya untuk keperluan sektor rumah tangga, industri, dan komersial dalam bentuk *synthetic gas* (melalui proses *coal gasification*), *Dimethyl Ether* (DME), dan briket. Alokasi energi final batubara dapat dilihat pada Gambar 3.10.

Secara umum upaya pengembangan batubara sesuai dengan target RUEN adalah sebagai berikut:

1. Mengendalikan produksi batubara maksimal sebesar 400 juta ton mulai tahun 2019.
2. Mengurangi porsi ekspor batubara secara bertahap dan menghentikan ekspor batubara paling lambat tahun 2046, dalam rangka
3. memprioritaskan kebutuhan dalam negeri.
3. Moratorium pemberian Izin Usaha Pertambangan (IUP) dan Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) batubara di hutan alam primer dan lahan gambut yang berada di hutan konservasi, hutan lindung, hutan produksi, dan area penggunaan lain.
4. Mewajibkan pemanfaatan teknologi energi batubara yang ramah lingkungan (Clean Coal Technology/ CCT) dan efisiensi tinggi (UltraSuper Critical/ USC) secara bertahap.
5. Meningkatkan kualitas survei geologi oleh lembaga Pemerintah untuk eksplorasi sumber daya dan cadangan batubara.

**Gambar 3.10 Ilustrasi Arus Kebutuhan – Pasokan Batubara**



Sumber: RUEN, 2017

Berikut ini adalah beberapa tabel yang menggambarkan pasokan energi batubara dalam energi primer sesuai hasil pemodelan RUEN.

**Tabel 3.31 Pasokan Energi Primer Batubara Untuk Kebutuhan Pada Tahun 2025 Dan 2050 (dalam MTOE)**

Energi Primer	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Batubara	67.6	73.5	60.7	88.4	97.6	104.8	119.6	147.5	198.4	255.9

Sumber: RUEN, 2017

**Tabel 3.32 Pasokan Batubara Untuk Kebutuhan Domestik Pada Tahun 2025 Dan 2050**

Tahun	MTOE	Volume Kesetaraan (Juta Ton)	Bauran Energi Primer
2025	119.8	205.3	30.0%
2050	255.9	438.8	25.3%

Sumber: RUEN, 2017

## Trend Produksi dan Penjualan Batubara

Dalam RUEN 2017, sumber daya energi terutama gas dan batubara masih menjadi komoditas andalan untuk menopang devisa negara. Hal ini terlihat dari data historis dimana sebagai contoh di tahun 2017 menunjukkan proporsi pemanfaatan domestik yang jauh lebih rendah dibanding ekspor. Dari total produksi

batubara nasional sebesar 461 juta ton pada tahun 2017, hanya 19.74% atau 91 juta ton yang dipasok ke pasar domestik, dimana sebagian besar dimanfaatkan oleh pembangkit listrik. Selebihnya, sekitar 78.96% produksi setara dengan 364 juta ton diekspor ke berbagai negara. Adapun sumber energi pembangkit listrik di Indonesia didominasi oleh batubara, yaitu sebesar 56,1% kemudian diikuti oleh gas bumi sebesar 24,9% dan BBM sebesar 8,6%.

**Tabel 3.33 Data Produksi Batubara, Alokasi Domestik dan Ekspor serta Harga Batubara Acuan (HBA) 2007-2018 (Batubara, 2018)**

BATUBARA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PRODUKSI*	217	240	254	275	353	412	474	458	461	456	461	425 (updated 526a)
DOMESTIK*	61	49	56	65	66	67	72	76	86	91	91	114b
% DOMESTIK	28.11	20.42	22.05	23.64	18.70	16.26	15.19	16.59	18.66	19.96	19.74	27
EKSPOR*	163	191	198	210	287	345	402	382	375	365	364	311c
% EKSPOR	75.12	79.58	77.95	76.36	81.30	83.74	84.81	83.41	81.3%	80.04	78.96	73
HBA (USD/TON)	-	-	70.7	91.7	118.4	95.5	82.9	72.6	60.1	61.8	85.9d	-

Catatan: <sup>a</sup> dalam juta ton

<sup>b</sup> angka realisasi dari proyeksi sebelumnya 426 juta ton (perlu dikonfirmasi kembali)

<sup>c</sup> angka proyeksi (angka realisasi perlu dikonfirmasi kembali)

<sup>d</sup> KESDM

Konsumen batubara Indonesia utama untuk jenis sub-bituminous dan *lignite* adalah Cina dan India, selain Jepang dan Korea Selatan. Jenis batubara tersebut terhitung murah dan dapat bersaing di pasaran. Batubara mengalami “boom komoditas” di era 2000-an yang dipicu oleh pertumbuhan ekonomi di negara-negara berkembang dan peningkatan jumlah pembangkit listrik bertenaga batubara seperti di Cina dan India. Pada tahun 2005, Indonesia menjadi eksportir terdepan batubara thermal melampaui Australia (Batubara, 2018).

Pada periode 2000-an pelonjakan produksi batubara di Indonesia disebabkan beberapa faktor (Batubara, 2018), di antaranya:

- Batubara sebagai sumber dominan pembangkit listrik mengingat jumlahnya yang melimpah dan proses ekstrasinya yang relatif mudah dan murah begitu pula persyaratan infrastrukturnya dibanding sumber daya energi lainnya. Paling sedikit 27% dari total output energi dunia dan 39% produksi listrik dihasilkan dari batubara.
- Indonesia dilimpahi cadangan batubara kualitas menengah dan rendah (*sub-bituminous* dan *lignite*).
- Letak geografis Indonesia di area strategis untuk pasar raksasa negara berkembang Cina dan India mendorong peningkatan tajam batubara kualitas rendah untuk pembangkit listrik di Cina dan India.

Krisis moneter yang terjadi pada tahun 2008 mengubah situasi yang menguntungkan tersebut yang menyebabkan terjadinya penurunan harga-harga komoditas utama (minyak sawit dan batubara) dan berimbas menurunnya laju pertumbuhan PDB Indonesia di saat itu. Meski pada semester 2 tahun 2009 hingga awal 2011 harga batubara mengalami *rebound* tajam, namun secara global terjadi penurunan permintaan batubara yang berimbas pada menurunnya harga batubara secara tajam di awal

2011 hingga pertengahan 2016.

Pada tahun 2016, harga batubara naik dari tahun 2015 karena dipicu oleh pulihnya harga minyak mentah dan peningkatan permintaan domestik karena bertambahnya pembangkit listrik bertenaga batubara. Namun faktor utama yang mempengaruhi adalah kebijakan penambangan batubara Cina yang memangkas hari produksi batubara domestiknya. Hal ini disebabkan rasio kredit bermasalah (*Non-Performing Loans/NPL*) sektor perbankan Cina mengalami kenaikan sehingga perusahaan pertambangan batubara Cina mengalami kesulitan untuk membayar kredit bank.

### **Asumsi dan Hasil Perhitungan Kebutuhan Investasi di Sektor Batubara**

Memperkirakan berapa besar investasi yang dibutuhkan untuk mencapai atau mempertahankan volume produksi batubara 400 juta ton per tahun dari tahun 2019 hingga 2050 perlu dilakukan agar baik pemerintah maupun swasta memperoleh gambaran baik peluang maupun kendala dalam mengembangkan atau mempertahankan volume tersebut. Untuk menghitung berapa kebutuhan investasi tersebut setidaknya perlu diketahui beberapa faktor penghitungan biaya investasi pada umumnya yang disesuaikan dengan tahapan apa saja yang dilakukan untuk pengusahaan batubara. Secara sederhana, apabila nilai investasi batubara per satuan tonnya dapat di hitung, maka angka ini akan menjadi faktor pengali volume produksi batubara dari tahun 2019 hingga 2050 sehingga ditemukan angka investasi per tahun maupun total investasi hingga 2050.

Berdasarkan *Indonesian Coal Book* 2015 terdapat 62 PKP2B dan sedikitnya 120 IUP yang memiliki hak usaha batubara yang berperan dalam produksi batubara hingga saat ini, yang



tahapannya bervariasi pada tahapan eksplorasi, *feasibility study* dan eksploitasi. Mengacu pada ketetapan pemerintah terkait volume produksi 400 juta ton per tahun, idealnya diperlukan sejumlah informasi untuk menghitung investasi berdasarkan tahapan pengusahaannya. Namun, beberapa kendala ditemukan karena tidak banyak

data publik tersedia. Berikut tabel ringkasan keperluan data dan hasil temuan.

Berdasarkan keterbatasan tersedianya data seperti di atas, maka untuk memperkirakan kebutuhan investasi perusahaan batubara per ton dibuat dalam 2 (dua) pendekatan, yaitu:

**Tabel 3. 34 Kebutuhan Data vs Ketersediaan Data**

No.	Data minimal yang diperlukan	Hasil temuan	Keterangan
1.	Kapasitas produksi batubara (atau cadangan)	Data produksi, alokasi ekspor dan domestik per perusahaan PKP2B per tahun dari tahun 2009-2014 (Directorate General of Mineral and Coal, 2015) dan total data PKP2B per alokasi dari tahun 2007-2018 (Batubara, 2018).	<ol style="list-style-type: none"> <li>Contoh kasus dari beberapa literatur yang tersedia di media publik</li> <li>Contoh kasus dari hasil wawancara salah satu pengusaha tambang batubara</li> </ol>
2.	Biaya investasi yang dikeluarkan perusahaan	Data investasi PKP2B per perusahaan per tahun dari tahun 2009-2014 (Directorate General of Mineral and Coal, 2015) dan total PKP2B dari tahun 2011-2016 (Minerba dalam Angka Tahun 2011-2016) dan 2005-2018 (Realisasi Investasi, 2019)	
3.	Rentang waktu eskplorasi, produksi dan masa akhir produksi/kontrak/izin	Tidak tersedianya data publik terkait masa akhir kontrak PKP2B dan izin IUP	
4.	Biaya investasi sepanjang masa produksi	Tidak tersedianya data publik terkait rencana kegiatan eksplorasi atau eksploitasi	

Pendekatan perhitungan dari biaya investasi PKP2B (Perjanjian Karya Pengusahaan Batubara) dibagi dengan volume produksi batubara PKP2B dalam rentang tahun yang sama.

Pendekatan perhitungan dari contoh kasus untuk wilayah perusahaan batubara yang termasuk IUP/Izin Usaha Pertambangan (baik BUMN maupun swasta).

## 01. Pendekatan dari perhitungan investasi PKP2B

Di bawah ini adalah rekapitulasi dari berbagai data jumlah investasi PKP2B dari tahun 2009-2016 dan jumlah produksi batubara dalam rentang tahun yang sama.

Mengingat ketersediaan data untuk produksi PKP2B hanya terdapat di rentang tahun 2010-2014, maka kalkulasi pembagian investasi

dengan volume produksi dibatasi pada rentang tahun tersebut. Mengacu pada nilai investasi tahun 2017, maka rata-rata investasi PKP2B selama tahun 2010-2014 (hasil pembagian total investasi 2010-2014 PKP2B dibagi dengan total produksi PKP2B) adalah USD 4.23/ton batubara.

**Tabel 3.35 Nilai Investai PKP2B dan Proporsi Produksi Terhadap Volume Produksi Nasional**

Komponen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Investasi PKP2B (juta USD)	770,00	764,00	958,04	1.082,45	625,21	875,01	184,00	137,00
Produksi PKP2B (juta Ton)	n.a	218,19	245,28	251,29	290,24	291,91	n.a	n.a
Produksi Total Nasional (juta Ton)	254,00	280,00	353,38	407,50	421,50	458,00	461,00	434,00
% produksi (PKB2B per Total Nasional)	n.a	78%	69%	62%	69%	64%	n.a	n.a
Investasi PKP2B (USD/ton)	n.a	3.50	3.91	4.31	2.15	3.00	n.a	n.a

**Tabel 3.36 Nilai Investai PKP2B dan Proporsi Produksi Terhadap Volume Produksi Nasional (nilai tahun 2017)**

Komponen	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Investasi PKP2B (juta USD)	1.154,84	1.071,28	1.294,32	1.402,10	747,36	965,27	196,39	141,95
Produksi PKP2B (jutaTon)	n.a	218,19	245,28	251,28	290,24	291,91	n.a	n.a
Produksi Total Nasional (juta Ton)	254,00	280,00	353,38	407,50	421,50	458,00	461,00	434,00
% produksi (PKB2B per Total Nasional)	n.a	78%	69%	62%	69%	64%	n.a	n.a
Investasi (USD/ton)	n.a	3.50	3.91	4.31	2.15	3.00	n.a	n.a

## 02. Pendekatan dari perhitungan investasi IUP (BUMN, BUMD dan swasta)

Berdasarkan 2 (dua) sumber informasi (literatur dan wawancara) diperoleh model penghitungan investasi IUP seperti tertera dalam tabel berikut.

Berdasarkan hasil perhitungan di atas disimpulkan investasi batubara IUP berada di

kisaran USD 0.94-1.36/ton batubara. Untuk memudahkan perhitungan selanjutnya, maka angka USD

1.36 dipakai untuk menghitung besaran nilai investasi IUP dari 2019-2050.

**Tabel 3.37 Rekap Data Literatur Dan Wawancara Untuk Menghitung Investasi IUP**

Kondisi umum			
No	Kondisi	Literatur	Wawancara
1	Jumlah cadangan batubara yang dapat ditambang (MT)	29,864,890	60,000,000
2	Luas lahan (ha)		100
2	Masa kegiatan penambangan 18 tahun + reklamasi 2 tahun		5 tahun
3	Stripping ratio	3 (3 juta b overburden/1	cm tanah atau ton batubara)
Biaya Kegiatan			
No	Kondisi	Literatur	Wawancara
1	Eksplorasi dan Studi	765,715.14	703,571.43
2	Investasi Infrastruktur	2,376,452.24	-
3	Investasi Peralatan	21,313,434.75	-
4	Investasi Inventaris	43,195.47	-
5	Jaminan Pasca Tambang	284,520.87	-
6	Pembebasan Lahan	3,146,774.56	-
7	Eksplorasi	-	80,371,428.57
8	Transportasi	-	714,285.71
<b>Total</b>		<b>2 7,930,093.03</b>	<b>81,789,285.71</b>
<b>Biaya Investasi (USD/Ton)</b>		<b>0.94</b>	<b>1.36</b>

## Total kebutuhan investasi PKP2B dan IUP

Kebutuhan total investasi batubara baik melalui pendekatan PKP2B ataupun IUP dihitung dengan mengalikan proporsional produksi PKP2B terhadap produksi nasional dengan

nilai investasi PKP2B kemudian dijumlahkan dengan hasil perkalian nilai investasi IUP dengan proporsional produksi IUP terhadap produksi nasional.

### Eq. 1. Rumus Menghitung Investasi Batubara

$$\text{Investasi batubara (t)} = \left[ \frac{\text{Produksi PKP2B (t)}}{\text{Produksi Nasional (t)}} \times \text{Investasi PKP2B (t)} \right] + \left[ \frac{\text{Produksi IUP (t)}}{\text{Produksi Nasional (t)}} \times \text{Investasi IUP (t)} \right]$$

dimana:

(t) = tahun

Rentang waktu yang menjadi acuan adalah tahun 2010-2014 mengingat kelengkapan data yang tersedia berada di kisaran tahun

tersebut. Berikut ini adalah tabel yang menerangkan perhitungan tersebut.

**Tabel 3.38 Investasi Batubara Sesuai RUEN 2019-2050**

Komponen	2010	2011	2012	2013	2014	Rata-rata	Nilai Investasi Per Tahun Produksi 400 juta ton di tahun 2025 dan 2050 (USD)		
							PKP2B	IUP	
Produksi Total Nasional (ton)	280,000,000	353,380,000	407,500,000	421,500,000	458,000,000	384,076,000			
Produksi PKP2B (ton)	218,198,000	245,276,547	251,287,169	290,241,228	291,907,901	259,382,169			
Produksi IUP dll (ton)	61,802,000	108,103,453	156,212,831	131,258,772	166,092,099	124,693,831			
% produksi PKP2B terhadap Total Produksi Nasional	78%	69%	62%	69%	64%	68%	1,154,781,934	172,742,655	
% produksi IUP terhadap Total Produksi Nasional	22%	31%	38%	31%	36%	32%			
Total Investasi Per tahun untuk produksi batubara 400 juta ton PKP2B + IUP							1,327,524,589		
Total Investasi produksi batubara dari 2019 - 2025 PKP2B + IUP							7,965,147,536.67		
Total Investasi produksi batubara dari 2019 - 2050 PKP2B + IUP							41,153,262,272.79		

# 04 Target Ruen Dan Kebutuhan Investasi Subsektor Ketenagalistrikan

## Potensi, Target RUEN, dan Kondisi Aktual

Sumber energi untuk pembangkit listrik terdiri dari sumber energi terbarukan dan sumber energi tak terbarukan (fosil). Potensi sumber energi fosil terdiri dari minyak bumi, gas bumi, dan batu bara. Batubara merupakan sumber energi fosil yang paling banyak dimiliki oleh Indonesia, dengan cadangan diperkirakan mencukupi kebutuhan konsumsi selama 76 tahun ke depan (Oktaviani, 2018). Cadangan total (terbukti dan potensial) gas bumi dan minyak bumi, masing-masing diperkirakan hanya mencukupi kebutuhan selama 49 dan 26 tahun ke depan (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), 2018). Namun, jumlah cadangan ini tentu akan berubah seiring dengan dilakukannya eksplorasi dan laju konsumsi, serta harga komoditas tersebut di pasar global. Perlu diingat, penggunaan sumber energi fosil, terutama minyak bumi dan gas bumi, lebih banyak di luar pembangkit listrik.

Sementara itu, potensi sumber energi terbarukan karena sifatnya yang tidak susut, maka tidak dihitung berdasarkan cadangan, melainkan jumlah potensi energi per satuan waktu dalam satuan Gigawatt (GW). Menurut

RUEN, potensi sumber energi terbarukan di Indonesia mencapai 443 GW, hampir 50% berasal dari energi matahari, kemudian diikuti oleh air (20%) dan angin (14%). Rincian potensi berbagai sumber energi terbarukan berdasarkan RUEN dapat dilihat pada Tabel 4.1. Hingga saat ini, pemanfaatan sumber energi terbarukan ini baru mencapai 2%.

RUEN mencanangkan target kapasitas pembangkit listrik pada 2025 sebesar 135,5 GW dan pada 2050 sebesar 443 GW. Target ini ditetapkan berdasarkan asumsi pertumbuhan ekonomi yang tinggi, yakni sekitar 7-8% per tahun. Dari target tersebut, pembangkit dari sumber energi terbarukan berkontribusi sebesar 33% pada 2025 dan 38% pada 2050. Dari sisi pembangkitan, produksi listrik ditargetkan sebesar 773 TWh pada 2025 dan 2.373 TWh pada 2050. Dari target tersebut, pembangkitan dari sumber energi terbarukan berkontribusi sebesar 29% pada 2025 dan 30% pada 2050. Target pembangkitan ini penting karena para pemangku kepentingan, termasuk PLN, kerap salah memahami dan menyebutkan target pembangkitan dari sumber energi terbarukan pada 2025 adalah sebesar 23%.

**Tabel 4.1 Potensi Dan Target Kapasitas Dan Pembangkitan Listrik Menurut RUEN**

	Sumber energi	Potensi (GW)	Target RUEN 2025		Target RUEN 2050	
			Kapasitas (GW)	Produksi (TWh)	Kapasitas (GW)	Produksi (TWh)
Energi Terbarukan	Surya	208	6,5	12	45	86
	Angin	61	1,8	5	28	80
	Panas Bumi	29	7,2	51	17,5	137
	Biomassa	33	5,5	30	26	141
	Mini hidro	19	3	15	7	36
	Hidro	75	18	96	38	206
	Lainnya	18*	3,1	12	6,1	34
	Total			45,2	221	167,6
Energi Fosil	Minyak bumi		0	0	0	0
	Gas		36	215	113,8	695
	Batubara		54,3	337	161	958
	Total		90,3	552	274,8	1.653

\* Energi arus laut

Hingga akhir tahun 2018, total kapasitas daya pembangkit yang ada di sistem PLN adalah 56,5 GW dan total pembangkitan adalah 220,8 TWh. Kapasitas pembangkit dari sumber energi terbarukan adalah 7 GW dan pembangkitannya 27 TWh. Kapasitas ini hanya mencakup pembangkit yang tersambung dengan jaringan PLN (*on-grid*). Bila pembangkit terbarukan *off-grid* diperhitungkan, jumlah pembangkit energi terbarukan mencapai 9 GW. Jumlah ini masih jauh di bawah target RUEN untuk tahun 2018, yakni 12 GW pembangkit energi terbarukan dari total 72 GW pembangkit listrik. Hal ini disebabkan karena adanya perlambatan permintaan listrik sejak 2012 yang menyebabkan penyesuaian terhadap pertumbuhan kapasitas pembangkitan.

Untuk mengakomodasi peningkatan kapasitas pembangkit listrik, PLN merencanakan penambahan jaringan transmisi sepanjang 45.278 kms dan jaringan distribusi sepanjang 362.062 kms dari tahun 2019 hingga 2025 (RUPTL 2018-2027). Rincian rencana penambahan jaringan per tahun disajikan pada Tabel 4.2. Pengembangan jaringan transmisi dan distribusi tidak tercantum dalam RUEN karena membutuhkan perencanaan penambahan pembangkit dengan lokasi yang lebih rinci, sedangkan RUEN hanya memberikan rencana penambahan pembangkit secara makro. Karena itu, penambahan jaringan listrik hanya bisa diperhitungkan hingga tahun 2027, sesuai dengan jangka waktu RUPTL PLN.

## Kebutuhan Investasi untuk Mencapai Target RUEN

Berdasarkan target kapasitas per tahun yang dicanangkan di RUEN, diperkirakan kebutuhan investasi pembangkit listrik adalah USD 131,1 miliar untuk mencapai target

kapasitas pembangkit di tahun 2025 sebesar 135,5 GW. Dari jumlah tersebut, USD 72,5 miliar (55%) berasal dari pembangkit energi terbarukan, sedangkan USD 58,6 miliar dari

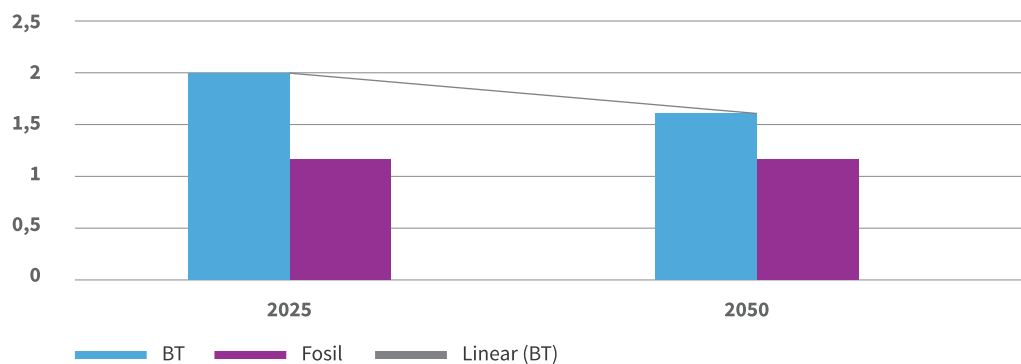
pembangkit energi fosil. Padahal, jumlah penambahan kapasitas pembangkit energi terbarukan dalam periode tersebut hanya 35,7GW, lebih kecil daripada penambahan kapasitas pembangkit energi fosil sebesar 47,5 GW. Maka, hingga 2025, kebutuhan investasi pembangkit energi terbarukan sekitar USD 2 juta per MW, sedangkan pembangkit energi fosil sekitar 1,2 juta USD per MW. Kebutuhan investasi untuk mencapai target RUEN dirangkum dalam Tabel 4.3.

Untuk mencapai target RUEN di tahun 2050 dibutuhkan total investasi sebesar 255,9 miliar USD untuk pembangkit energi terbarukan dan USD 284,2 miliar untuk pembangkit energi fosil. Sedangkan penambahan kapasitas untuk pembangkit energi terbarukan adalah 158 GW dan untuk pembangkit energi fosil adalah 231 GW. Maka, hingga 2050, kebutuhan investasi pembangkit energi terbarukan sekitar USD 1,6 juta per MW dan pembangkit energi fosil sekitar USD 1,2 juta per MW.

**Tabel 4.2 Rencana Penambahan Jaringan Transmisi dan Distribusi, RUPTL 2018-2027**

Tahun	Jaringan Transmisi (kms)				Jaringan Distribusi (kms)		
	500 kV	275 kV	150 kV	70 kV	JTM 20 kV	JTR	Trafo Gardu Distribusi (MVA)
2018	140	902	12.751	1.113	27.469	26.023	5.027
2019	2.442	917	12.346	451	28.157	26.335	5.020
2020	498	782	8.088	178	26.976	25.127	4.617
2021	677	1820	2.575	95	29.970	26.928	4.592
2022	4.095	420	3.186	220	25.778	23.231	4.568
2023	8		2.833		26.019	23.067	4.547
2024	248	755	686		26.678	23.272	4.733
2025	932	30	986	10	27.064	23.460	5.056
2026	1.269	430	679		29.413	24.773	5.649
2027	360	140	794		31.255	25.576	6.405

**Gambar 4.1 Kebutuhan Investasi untuk Pembangkit Energi Terbarukan dan Pembangkit Energi Fosil untuk Mencapai Target RUEN (Dalam Juta USD Per MW)**



Sumber: RUEN, 2017



Biaya investasi per MW pembangkit energi terbarukan pada tahun 2050 akan mengalami penurunan rata-rata sekitar 20% dari biaya investasi pada tahun 2025. Hal ini disebabkan oleh penurunan biaya teknologi yang diproyeksikan akan terjadi cukup signifikan, terutama untuk teknologi PLTS dan PLTB. Penurunan ini diproyeksikan berdasarkan metode kurva pembelajaran (*learning curve*). Metode ini mengasumsikan bahwa untuk setiap unit yang diproduksi dari suatu teknologi, akan ada pembelajaran yang terakumulasi dan menyebabkan penurunan biaya produksi untuk unit berikutnya. Selain pada biaya peralatan (*hardware*), kurva pembelajaran juga bisa diterapkan pada biaya lainnya (*soft cost*), termasuk biaya instalasi dan biaya non teknologi. Biaya *hardware* umumnya dipengaruhi oleh kondisi global sedangkan *soft cost* bergantung pada kondisi lokal (spesifik menurut negara). Pada kasus pembangkit energi surya, kurva pembelajaran untuk modul panel surya jauh lebih cepat dibanding komponen biaya lainnya (Elshurafa, Albardi, Bollino, & Bigerna, 2017) Karena itu, kurva pembelajaran ini akan dipengaruhi oleh jumlah instalasi secara global maupun secara lokal (Indonesia). Semakin lambat pembangunan pembangkit energi terbarukan di Indonesia, maka penurunan biaya yang terjadi pun akan semakin melambat, sehingga Indonesia berpotensi kehilangan peluang memperoleh keuntungan dari penurunan biaya produksi energi terbarukan yang tajam.

Di Amerika Serikat, misalnya, terjadi penurunan biaya investasi per Watt untuk pembangkit energi surya skala besar sebesar 77% sepanjang 2010-2017. Dari penurunan biaya tersebut, hanya 71% yang disebabkan oleh penurunan harga alat (harga modul panel surya, inverter), sedangkan sisanya disebabkan oleh penurunan biaya lain-lain termasuk tenaga kerja, perijinan, bunga dan pajak, *overhead*,

dan profit pengembang (Fu, Feldman, Margolis, Woodhouse, & Ardani, 2017). Perbedaan laju penurunan biaya antara *hardware* dan *soft costs* menyebabkan peningkatan porsi *soft cost* pada harga pembangkitan listrik dari energi surya yang pada tahun 2016 mencapai 64% di Amerika Serikat (Ulrich, 2016).

Meskipun biaya investasi untuk pembangkit fosil saat ini relatif lebih rendah daripada pembangkit energi terbarukan, tidak berarti biaya produksi listrik dari energi fosil akan lebih murah. Pembangkit energi fosil membutuhkan bahan bakar, antara lain minyak, gas, maupun batubara, yang harganya sangat fluktuatif di pasar global. Biaya bahan bakar ini menyumbang 68-84% dari biaya pembangkitan listrik (PT PLN (Persero), 2018). Di sisi lain, pembangkit energi terbarukan hampir tidak membutuhkan bahan bakar, selain pembangkit biomassa. Hal ini membebaskan pembangkit energi terbarukan dari ketidakpastian harga bahan bakar. Perlu dipertimbangkan juga bahwa bahan bakar fosil di masa depan juga berpotensi untuk dikenai pajak karbon atau instrumen lain yang setara, seiring dengan semakin mendesaknya agenda mitigasi perubahan iklim di dunia. Penerapan pajak karbon pada penggunaan bahan bakar dapat meningkatkan biaya produksi listrik pembangkit energi fosil.

Di luar pembangunan pembangkit listrik, investasi lain yang dibutuhkan untuk mendukung pencapaian target RUEN adalah pembangunan jaringan listrik. Jumlah investasi untuk jaringan listrik sesuai rencana RUPTL 2018 adalah USD 37,2 miliar, terdiri dari 60% jaringan transmisi dan 40% jaringan distribusi. Namun perlu diingat, perencanaan jaringan listrik menurut RUPTL 2018 kemungkinan besar tidak akan cukup untuk memenuhi kapasitas pembangkit yang direncanakan di RUEN karena perencanaan kapasitas menurut RUPTL 2018 jauh lebih rendah daripada RUEN.

**Tabel 4.3 Kebutuhan Investasi Sektor Ketenagalistrikan Untuk Mencapai Target RUEN**

Sumber Energi	Target RUEN 2025		Target RUEN 2050		
	Kapasitas (GW)	Total investasi (USD milyar)	Kapasitas (GW)	Total investasi (USD milyar)	
Surya	6,4	5,4	45	28,7	
Energi Terbarukan	Angin	1,7	2,8	38,3	
	Panas Bumi	5,3	19,2	52,9	
	Biomassa	3,6	6,7	1,0	
	Mini hidro	2,6	8,1	20,6	
	Hidro	13	28,3	33	72,4
	Lainnya	3,1	2,2	6,1	12,6
	Total	35,7	72,5	158,2	255,9
Energi Fosil	Minyak bumi	0	0	0	
	Gas	19,6	17,2	97,4	76,7
	Batubara	27,9	41,3	134	207,5
	Total	47,5	58,6	231,4	284,2
Jaringan	Transmisi	42.278 kms	22,2		
	Distribusi	362.062 kms	13,9		
	Total		36,1		
<b>TOTAL INVESTASI</b>			<b>167,2</b>		



# 05 Analisa Kebutuhan Investasi

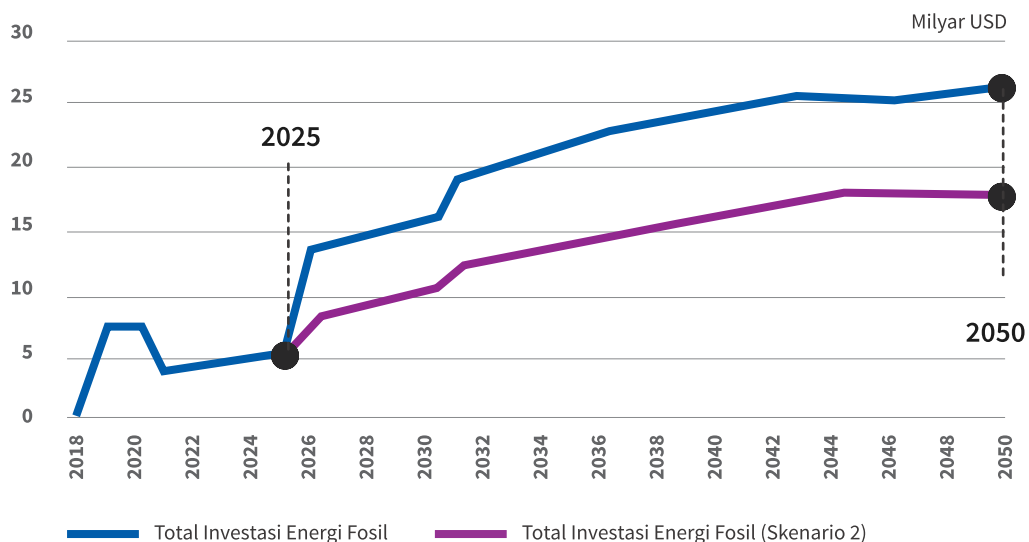
## Proyeksi Kebutuhan Investasi Total di Sektor Energi Fosil per Tahun

Perkiraan kebutuhan investasi di sektor energi fosil dibuat dalam 2 skenario akibat perbedaan jenis kilang minyak yang dibangun (lihat kembali ke bagian 3.1.4). Dari perhitungan di atas, diperoleh perkiraan kebutuhan investasi sektor energi fosil (minyak, gas bumi, dan batubara) per tahun untuk tahun 2019-2050, seperti pada Gambar 5.1.

Untuk kebutuhan investasi kumulatif, kedua skenario memproyeksikan investasi sebesar USD 20,9 miliar untuk jangka waktu

2019-2025. Sedangkan kebutuhan kumulatif investasi hingga tahun 2050 dapat mencapai angka USD 410 miliar untuk skenario 1 dan USD 580 miliar untuk skenario 2. Lonjakan selisih investasi antara skenario 1 dan skenario 2 terjadi akibat perencanaan penambahan kapasitas kilang dalam RUEN yang baru terjadi pada tahun 2025. Nilai investasi kumulatif untuk s.d tahun 2025 dan 2050 dapat dilihat pada Tabel 5.1.

**Gambar 5.1 Grafik Potensi Investasi Energi Fosil Berdasarkan RUEN**



**Tabel 5.1 Perkiraan Nilai Investasi Kumulatif Sektor Energi Fosil Berdasarkan RUEN untuk 2019-2050**

No	Topik Investasi	Perkiraan Investasi, Harga Konstan 2018		Keterangan
		s.d. 2025	s.d. 2050	
1	Eksplorasi dan eksploitasi WK minyak bumi	USD 4,7 miliar	USD 101 miliar	
2	Eksplorasi dan eksploitasi WK gas alam	USD 44 miliar (s.d. 2050)		
3	Enhanced oil recovery (EOR)	USD 2,7 miliar	USD 80 miliar	
4	Kilang minyak bumi	skenario 1: USD 111,9 miliar (s.d. 2050)		Existing product
		skenario 2: USD 281,1 miliar (s.d. 2050)		Euro-4 fuel product
5	Jaringan distribusi gas bumi	USD 13,7 miliar (s.d. 2050)		
6	Pembangunan SPBG	USD 1,8 miliar	USD 8,1 miliar	
7	Pembangunan infrastruktur hilir LNG	USD 8,7 miliar		
8	Sektor Batubara	USD 7,96 miliar	USD 41,2 miliar	
	Total	USD 20,9 miliar	USD 410 – 580 miliar	

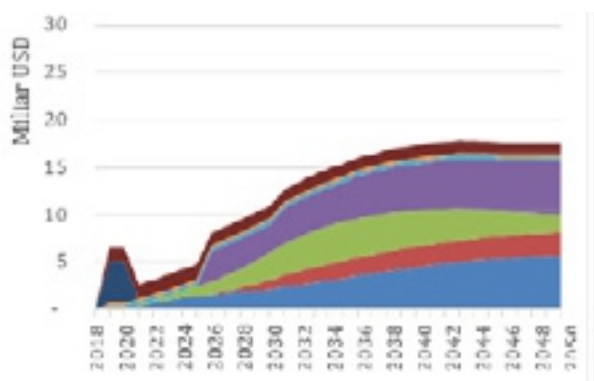
## Proyeksi Kebutuhan Proporsi Investasi Energi Fosil pada 2025 dan 2050

Dengan mengetahui komposisi investasi tiap aktivitas di sektor energi, maka dapat disusun prioritas pemenuhan investasi sesuai dengan tahun berjalan. Sebagai contoh, dalam pemenuhan target

RUEN hingga tahun 2025, sektor batubara dan hulu migas mendominasi kebutuhan investasi untuk semua skenario. Namun, jika ditinjau hingga tahun 2050 terutama untuk skenario 2, proporsi kebutuhan investasi pembangunan kilang minyak diperkirakan menjadi yang paling besar di antara semua aktivitas. Detail proporsi investasi dapat dilihat melalui Gambar 5.2 dan Tabel 5.2.

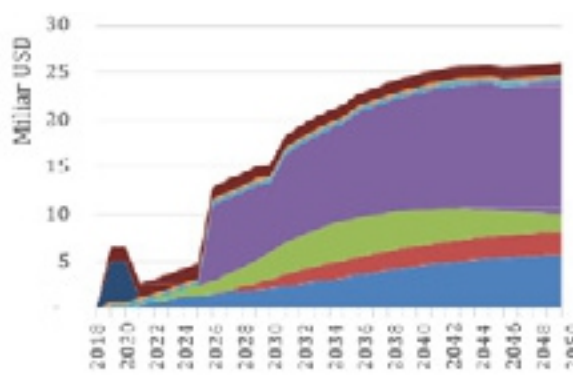
## Gambar 5.2 Proporsi Potensi Investasi Per Aktivitas Subsektor Energi Fosil Per Tahun

Potensi Investasi Per Aktivitas Sektor Energi Fosil (Skenario 1) Berdasarkan RUEN



■ Hulu Minyak Bumi      ■ Hulu Gas Bumi      ■ EOR  
 ■ Investasi Kilang (Skenario 1)      ■ Jaringan Distribusi Gas Bumi

Potensi Investasi Per Aktivitas Sektor Energi Fosil (Skenario 2) Berdasarkan RUEN



■ Pembangunan SPBG      ■ Pembangunan Infrastruktur hilir LNG  
 ■ Investasi Sektor Batubara

**Tabel 5.2 Detail Proporsi Investasi Per Aktivitas Energi Fosil untuk tahun 2025 dan 2050**

	Skenario 1				Skenario 2			
	2025		2050		2025		2050	
	Investasi Kumulatif (Miliar USD)	Persentase	Investasi Kumulatif (Miliar USD)	Persentase	Investasi Kumulatif (Miliar USD)	Persentase	Investasi Kumulatif (Miliar USD)	Persentase
Hulu Minyak Bumi	4,74	15%	101,03	25%	4,74	15%	101,03	17%
Hulu Gas Bumi	-	0%	44,05	11%	-	0%	44,05	8%
EOR	2,68	8%	80,00	19%	2,68	8%	80,00	14%
Investasi Kilang	-	0%	111,95	27%	-	0%	281,10	48%
Jaringan Distribusi Gas Bumi	2,99	9%	13,66	3%	2,99	9%	13,66	2%
Pembangunan SPBG	1,80	6%	8,10	2%	1,80	6%	8,10	1%
Pembangunan Infrastruktur hilir LNG	8,70	27%	8,70	2%	8,70	27%	8,70	1%
Investasi Sektor Batubara	10,85	34%	43,40	11%	10,85	34%	43,40	7%
<b>Total</b>	<b>31,76</b>	<b>100%</b>	<b>410,89</b>	<b>100%</b>	<b>31,76</b>	<b>100%</b>	<b>580,03</b>	<b>100%</b>

Tabel di atas memuat data tentang perkiraan kebutuhan investasi kumulatif dari tahun 2019 hingga 2050. Data di tabel tersebut dapat dijadikan dasar untuk melakukan peralihan fokus atau perubahan kebijakan investasi kepada aktivitas tertentu di sektor energi fosil.

### Potensi Sumber Pendanaan Investasi Hulu Migas dan Kilang Minyak Bumi

Perkiraan kebutuhan investasi yang telah disebutkan pada bagian sebelumnya tentu membutuhkan sumber pendanaan agar target-target dalam RUEN tercapai. Pada bagian ini, akan dilakukan analisis terhadap pemenuhan investasi untuk beberapa aktivitas yang mempunyai proporsi terbesar dalam perkiraan kebutuhan investasi, yaitu aktivitas di hulu migas dan pembangunan kilang minyak bumi.

Saat ini, PT Pertamina sebagai badan usaha

milik negara (BUMN) adalah perpanjangan tangan negara dalam berbagai kegiatan di sektor minyak dan gas bumi, baik di hulu hingga hilir. Di satu sisi, hal tersebut memberikan keuntungan berupa pasar bisnis Pertamina yang luas. Di sisi lain, luasnya pasar bisnis Pertamina mensyaratkan Pertamina untuk memiliki kapasitas keuangan yang besar dan kokoh. Berangkat dari hal tersebut, tantangan yang akan dihadapi oleh Pertamina dalam memenuhi peluang investasi berdasarkan target RUEN akan dibahas.

Perhitungan akan kemampuan internal Pertamina dalam memenuhi investasi didasarkan pada proyeksi kas Pertamina. Proyeksi kas internal Pertamina dihitung dengan informasi keuangan dari laporan tahunan Pertamina tahun 2013 hingga 2017, yang kemudian dijadikan dasar proyeksi hingga tahun 2050. Beberapa asumsi dasar yang digunakan dalam perhitungan adalah

- Perhitungan dimulai dari data laporan tahunan Pertamina terakhir, yaitu laporan

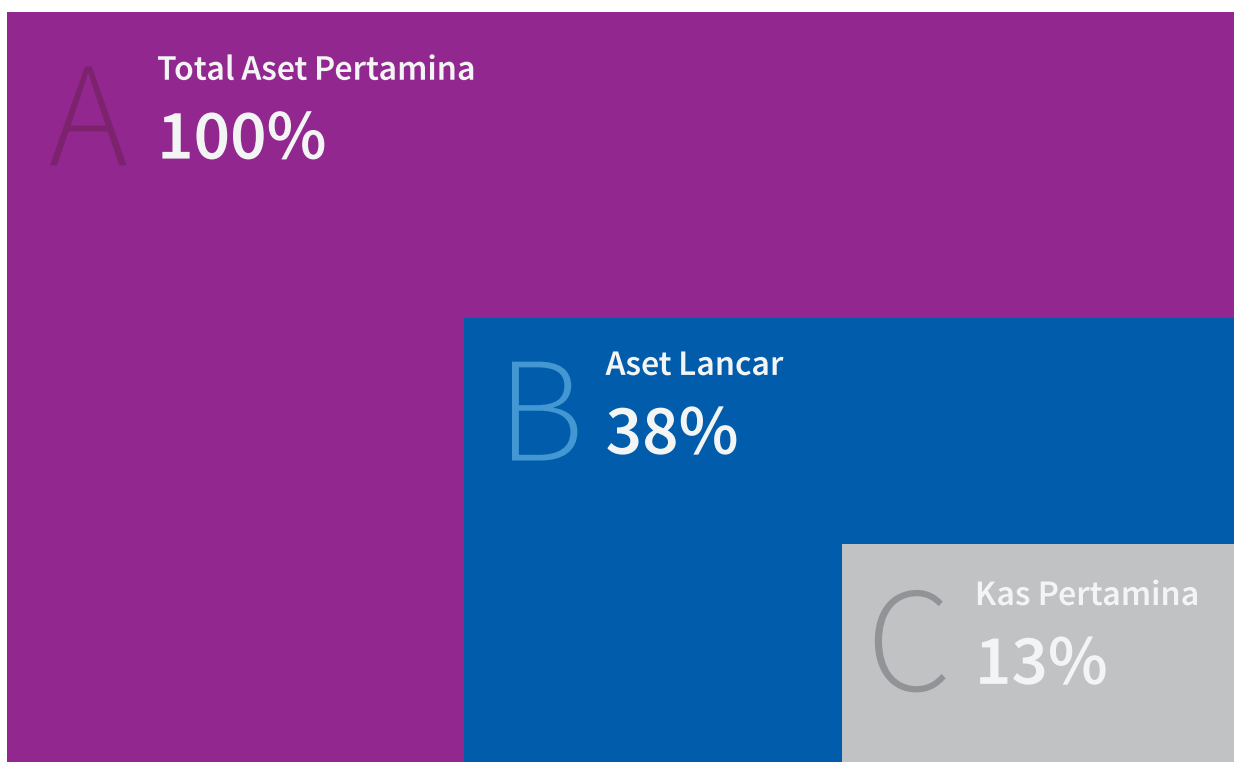
- tahunan Pertamina tahun 2017
- Pertumbuhan total aset Pertamina (aset lancar dan aset tidak lancar) per tahunnya konstan di angka 5 persen dari tahun 2018 hingga 2050
  - Proporsi aset lancar terhadap total aset Pertamina adalah konstan 38 persen untuk setiap tahun perhitungan
  - Proporsi kas Pertamina, terdiri dari saldo kas akhir tahun dan arus kas yang digunakan Pertamina untuk investasi tiap tahunnya, adalah sebesar 13 persen dari

total aset Pertamina

- Kas Pertamina tidak termasuk pinjaman eksternal.

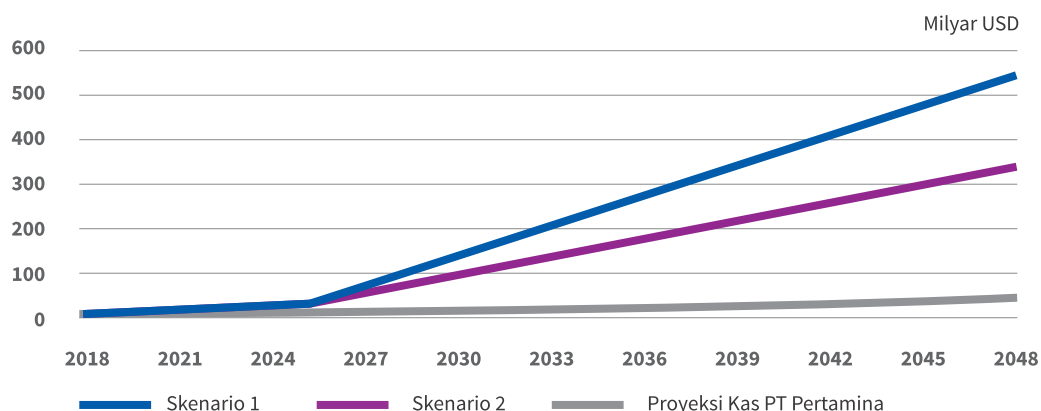
Dari perhitungan tersebut, diperoleh proyeksi kas internal Pertamina yang kemudian dapat dibandingkan dengan potensi kebutuhan investasi hulu migas dan kilang minyak. Grafik berikutnya memberikan gambaran tentang perbandingan proyeksi Kas Internal Pertamina terhadap perkiraan investasi di hulu migas dan kilang minyak, kumulatif hingga tahun 2050.

**Gambar 5.3 Ilustrasi Proporsi Kas, Aset Lancar, dan Total Aset Pertamina**





**Gambar 5.4 Perbandingan Proyeksi Kas Internal PT Pertamina Terhadap Potensi Kebutuhan Investasi di Sektor Hulu Migas dan Kilang Minyak**



Dari grafik tersebut, terlihat bahwa kas internal Pertamina tidak dapat memenuhi seluruh potensi investasi hulu migas dan kilang minyak. Oleh sebab itu, perlu ada upaya-upaya khusus agar pihak swasta tertarik untuk berinvestasi dan menggarap berbagai aktivitas hulu migas

### Perbandingan Antara Dampak Investasi Hulu Migas dan Impor Migas

Hadirnya investasi di hulu migas dapat memberikan setidaknya 2 hal positif bagi

Indonesia. Pertama, investasi di hulu migas dapat meningkatkan peluang ditemukannya sumber-sumber migas baru maupun meningkatnya produksi minyak dari upaya EOR, sehingga dapat menekan impor migas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Dari hasil perhitungan antara potensi migas yang bisa diperoleh dengan melakukan investasi dan harga minyak dan gas internasional saat ini, setidaknya negara dapat menghindari impor minyak sebesar 2,52 miliar barel dan 20,3 MMSCF gas bumi dalam kurun 2019 hingga 2050, dengan estimasi biaya sebesar USD 421,9 miliar.

**Tabel 5.3 Estimasi Kebutuhan Impor Migas jika Potensi Migas RUEN Tidak Terpenuhi**

Tahun	Potensi Penambahan Produksi Minyak dari Eksplorasi [Juta Barel]	Potensi Penambahan Produksi Minyak dari EOR [Juta Barel]	Potensi Penambahan Produksi Gas Bumi dari Eksplorasi [TSCF]	Total Estimasi Kebutuhan Impor Migas [Miliar USD]
2019 – 2025 (Jangka Pendek)	140	84	-	14,6
2019 – 2050 (Jangka Panjang)	2.995	2.520	20,3	421,9

Asumsi:  
 Harga minyak mentah sebesar USD 65 per barel dari tahun 2019-2050  
 Harga 1 MMBTU gas bumi sebesar USD 3 per MMBTU dari tahun 2019-2050

Miliar USD



Kedua, masuknya investasi akan memberikan stimulus bagi kegiatan ekonomi di berbagai sektor. Menurut data SKK Migas yang dikutip oleh KataData, sektor migas memiliki *multiplier effect* untuk nilai tambah sebesar 1,6 kali. Selain itu, setiap investasi yang masuk ke sektor migas diproyeksikan dapat memberikan tambahan PDB sebesar 0,7 kali lipat dari jumlah investasi yang ditanamkan. Tabel 5.4 menunjukkan bahwa dengan menunjukkan dua buah skema yang membandingkan antara (i) penggantian seluruh potensi migas menurut RUEN dengan mekanisme impor dan (ii) pemenuhan potensi migas menurut RUEN dengan mekanisme investasi.

Dari tabel tersebut terlihat bahwa hadirnya investasi dapat memberikan penambahan PDB lebih dari USD 200 miliar kumulatif hingga tahun 2050, dibandingkan dengan skema impor yang mengakibatkan naiknya biaya impor migas. Berkaca dari hasil

ini, maka peran pemerintah untuk mewujudkan iklim investasi yang lebih menarik menjadi semakin penting.

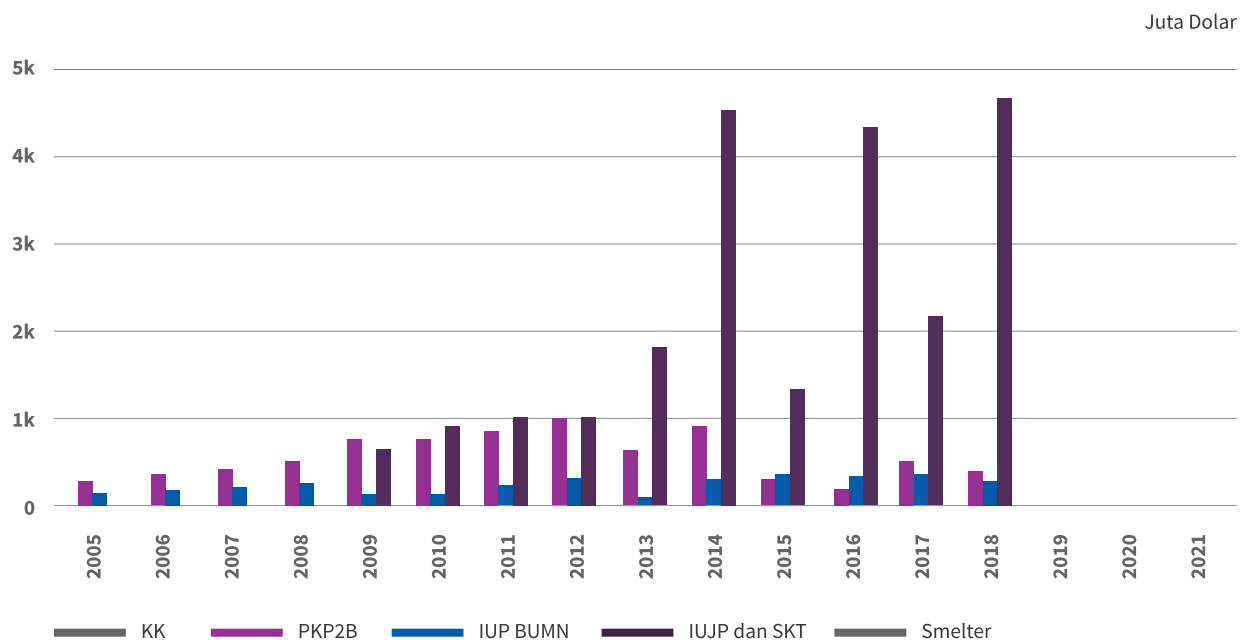
## Investasi di Sektor Batubara

Nilai investasi batubara yang tersedia dalam data publik terbatas dan berupa nilai agregat semua aktivitas yang tergolong dalam kegiatan investasi batubara per tahunnya dari seluruh perusahaan batubara. Dinamika perubahan nilai investasi batubara masih dapat dilihat dari data investasi PKP2B yang dikelompokkan dalam data terpisah. Data investasi perusahaan batubara yang termasuk IUP dan IUP BUMN tergabung dalam perusahaan mineral lainnya sehingga tidak dapat diurai berdasarkan jenis sumberdaya alamnya. Gambar 5.5 menunjukkan realisasi investasi PKP2B dan IUP (Realisasi Investasi, 2019).

**Tabel 5.4 Perbandingan Pemenuhan Kebutuhan Migas dengan Skema Impor dan Penarikan Investasi**

No	Skema	Arus Uang masuk ke Indonesia [A]	Referenced Multiplier Effect [B]	Expected Added Value [C = A x B]	Proyeksi Peningkatan PDB Indonesia [D = A x 0,7]	Biaya yang Dikeluarkan oleh Pemerintah [E]
1	Potensi Migas RUEN diganti seluruhnya dengan Impor, 2019- 2050	-	-	-	-	USD 421,9 miliar
2	Potensi Migas RUEN dipenuhi seluruhnya dengan Investasi Hulu Migas, 2019-2050	USD 333,9 miliar	1,6	USD 534,2 miliar	USD 233,7 miliar	-

**Gambar 5.5 Realisasi Investasi PKP2B dan IUP**



Gambar di atas menunjukkan dinamika perubahan nilai investasi PKP2B dimana pada tahun 2013 terjadi penurunan drastis, meski kembali meningkat di tahun 2014 namun di tahun-tahun selanjutnya hingga 2018 nilai

investasi PKP2B belum menunjukkan perubahan signifikan. Namun melihat tren grafik gambar di atas terlihat bahwa investasi batubara mengalami penurunan drastis di tahun 2013 dan berlanjut hingga 2018.

## Investasi Batubara PKP2B Vs Harga Batubara

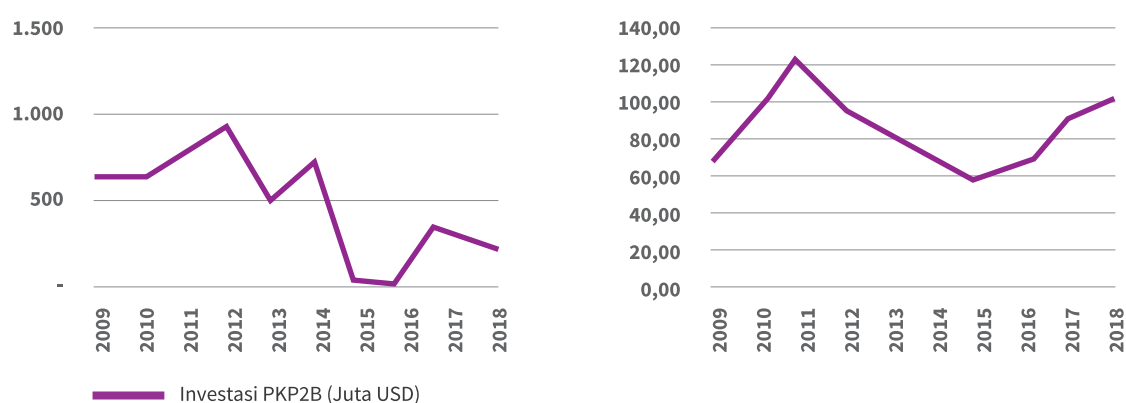
Berdasarkan Gambar 5.5, dinamika investasi PKP2B terhitung mengalami pertumbuhan yang konstan sepanjang 2005-2012. Nilai investasi PKP2B menurun cukup drastis di tahun 2013 meski produksi tetap naik (lihat Tabel 5.5 dan Gambar 5.5). Pada tahun 2014 terjadi kenaikan kembali investasi namun kemudian jauh menurun di tahun 2015 hingga 2016 meski kemudian mengalami peningkatan kembali meningkat di tahun 2017 dan 2018.

Kaitan menurunnya atau meningkatnya nilai investasi PKP2B dengan harga batubara dunia dapat dilihat

dengan menganalisa kondisi batubara pada waktu atau rentang waktu tertentu seperti contohnya pada tahun 2013 hingga saat ini. Harga batu bara dunia pada tahun 2015 menyentuh USD 52.13 per metrik ton, turun 38% dari harga di akhir 2013, yaitu USD 84,34 per metrik ton. Kondisi ini menyebabkan beberapa perusahaan tambang berhenti operasi secara terpaksa dan pemberhentian pekerja tidak dapat dihindari. Dampaknya bagi negara pada, penerimaan negara bukan pajak (PNBP) dari sektor mineral dan batu bara pun menurun (Gumiwang, 2017).

**Tabel 5.5 Investasi Batubara PKP2B dan Harga Batubara Dunia 2009-2018**

Batubara	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Investasi PKP2B (juta USD)	770	764	958.04	1,082.45	625.21	875.01	184	137	468	365
Harga dunia (USD/Ton)	71.84	98.97	121.45	96.36	84.56	70.13	58.94	66.12	88.52	107.02

**Gambar 5.6 (A) Investasi Batubara PKP2B 2009-2018;  
(B) Harga Batubara Dunia (Coal, Australian Thermal Coal, n.d.)**

Grafik 5.6 menunjukkan pada saat harga batubara dunia secara drastis pada tahun 2015 besarnya investasi PKP2B di tahun 2015 juga menurun. Angka investasi PKP2B kembali meningkat di tahun 2017 seiring dengan semakin membaiknya harga batubara dunia, namun kemudian kembali turun di tahun 2018 kembali meski harga batubara semakin membaik. Pada tahun-tahun tertentu seperti tahun 2013, 2015-2016, harga batubara dunia yang menurun demikian pula halnya nilai investasi batubara PKP2B. Perlu diketahui bahwa pada periode 2010-2013 terjadi antusiasme berlebih dari perusahaan tambang untuk memproduksi dan menjual sebanyak mungkin batubara yang dihasilkan untuk menghasilkan pendapatan semaksimal mungkin. Hal ini merupakan

rentetan efek *booming* munculnya perusahaan tambang baru dan perusahaan yang sudah ada meningkatkan investasi untuk memperluas kapasitas produksi.

Untuk menilai secara statistik pengaruh harga batubara pada investasi PKP2B dilakukan analisa regresi linear pada koleksi data dalam rentang waktu 2009-2018. Hasil uji menunjukkan bahwa secara umum dalam rentang waktu tersebut pengaruh harga batubara tidak signifikan terhadap besarnya investasi PKP2B. Hasil hitungan R Square menunjukkan harga batubara hanya memberi pengaruh pada nilai investasi sebesar 23.4% dengan nilai P-value sebesar  $0.156 > 0.05$  (nilai  $\alpha$ ). Berikut analisa regresi linear yang dilakukan.

**Tabel 5.6 Analisa Regresi Linear Pengaruh Harga Batubara Dunia Pada Investasi PKP2B**

**SUMMARY OUTPUT**

*Regression Statistics*

Multiple R	0.483846581
R Square	0.234107514
Adjusted R Square	0.138370953
Standard Error	301.2382119
Observations	10

**ANOVA**

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	221900.1792	221900.1792	2.445330309	0.156503692
Residual	8	725955.6827	90744.46033		
Total	9	947855.8619			

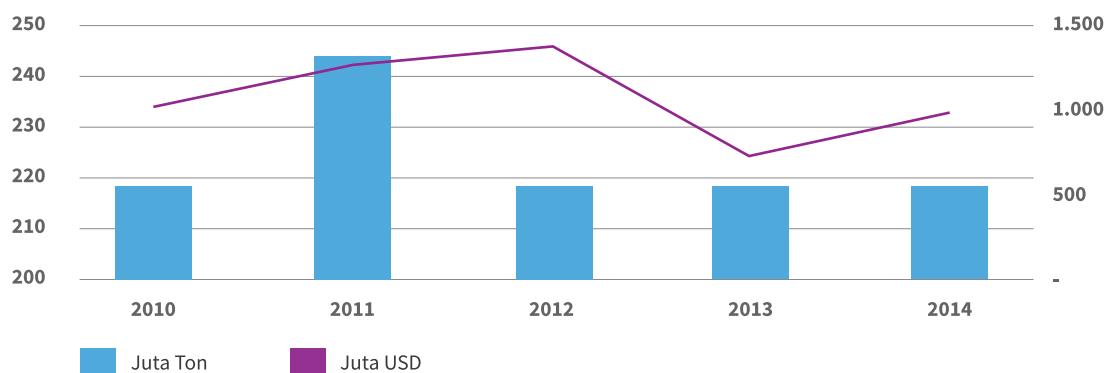
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95.0%</i>	<i>Upper 95.0%</i>
Intercept	-59.11111062	446.4006451	-0.132417171	0.897924301	-1088.512844	970.2906229	-1088.512844	970.2906229
Harga dunia (USD/Ton)	7.894133771	5.048190278	1.563755195	0.156503692	-3.747013886	19.53528143	-3.747013886	19.53528143

## Investasi Batubara PKP2B VS Produksi PKP2B

Gambar 5.7 menunjukkan fluktuasi nilai investasi PKP2B dalam rentang waktu 2010-2014 tidak berpengaruh pada volume produksi batubara PKP2B. Terlihat dari

gambar berikut bahwa investasi PKP2B di tahun 2013 menurun drastis namun volume produksi tampak stabil dan cenderung meningkat hingga ke tahun 2014.

**Gambar 5.7 Grafik Investasi PKP2B dibandingkan dengan Produksi PKP2B**



Secara khusus, penurunan signifikan investasi batubara pada tahun 2013 sama sekali tidak berpengaruh pada tingkat produksi di tahun itu. Hal ini didukung dengan hasil analisa regresi data 2010-2014 dimana pengaruh investasi terhadap produksi batubara hanya sebesar 34.3%

saja dengan nilai P-value sebesar 0.29 > 0.05 (nilai  $\alpha$ ). Dengan demikian dapat disimpulkan dalam periode 2010-2014 dinamika perubahan investasi PKP2B tidak berpengaruh signifikan terhadap laju produksi PKP2B.

**Tabel 5.7 Analisa Regresi Linear Pengaruh Investasi PKP2B Pada Laju Produksi Batubara PKP2B**

**SUMMARY OUTPUT**

*Regression Statistics*

Multiple R	0.585996299
R Square	0.343391662
Adjusted R Square	0.124522216
Standard Error	29480419.66

**Observations**                    **5**

**ANOVA**

df		SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1.36355E+15	1.36355E+15	1.568933759	0.299113538
Residual	3	2.60729E+15	8.69095E+14		
Total	4	3.97084E+15			

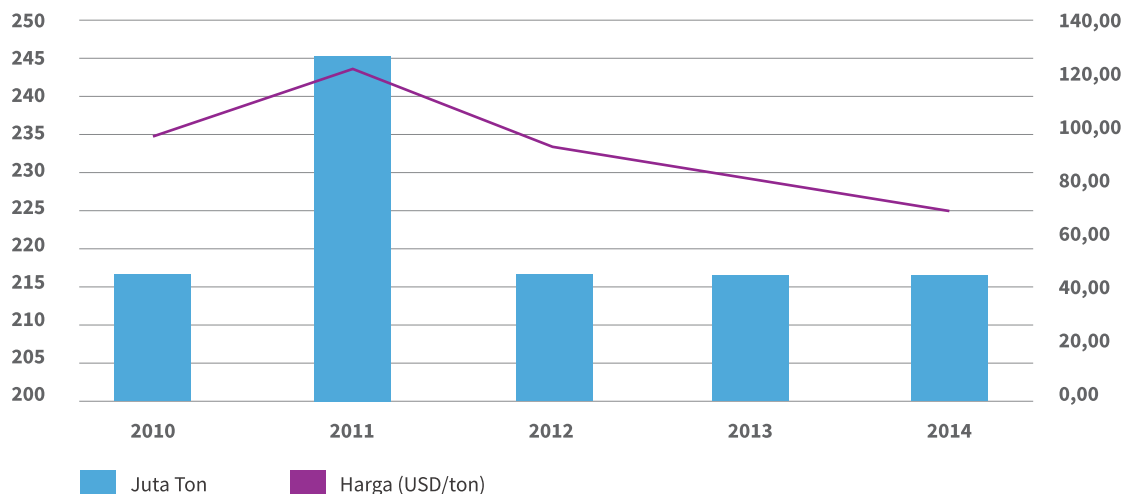
	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	336946561.3	63312084.29	5.321994452	0.012960699	135459252.6	538433870	135459252.6	538433870
Investasi PKP2B	-0.070766196	0.05649676	-1.25257086	0.299113538	-0.250564102	0.109031711	-0.250564102	0.109031711

## Harga Batubara Dunia VS Produksi Batubara PKP2B

Hal yang sama juga ditunjukkan melalui perbandingan data historis harga batubara dunia dengan produksi batubara nasional. Meski tidak diketahui secara pasti volume produksi PKP2B di tahun 2015 (karena keterbatasan data publik), namun secara umum kondisi harga batubara yang menurun drastis (di tahun 2013) tidak menurunkan jumlah produksi batubara nasional secara signifikan. Dengan kata lain, harga batubara tidak berpengaruh

signifikan pada jumlah produksi batubara PKP2B. Berikut adalah analisa regresi terhadap pengaruh harga pada produksi batubara sesuai data pada rentang tahun 2010-2014 dimana harga batubara dunia hanya memberi pengaruh pada volume produksi PKP2B sebesar 49.2% (nilai R square) dengan nilai P-value  $0.18 > 0.05$  (nilai  $\alpha$ ).

**Tabel 5.8 Grafik Produksi PKP2B dibandingkan dengan Harga Batubara Dunia**





**Tabel 5.8 Analisa Regresi Linear Pengaruh Harga Pada Produksi Batubara****SUMMARY OUTPUT***Regression Statistics*

Multiple R	0.701432294
R Square	0.492007263
Adjusted R Square	0.322676351
Standard Error	25930400.01

**Observations**                    **5****ANOVA**

df		SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1.95368E+15	1.95368E+15	2.905596246	0.186819337
Residual	3	2.01716E+15	6.72386E+14		
Total	4	3.97084E+15			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	369134771.3	65422808.42	5.642294793	0.011016661	160930196.4	577339346.3	160930196.4	577339346.3
Harga	-1163938.408	682829.6431	-1.704580959	0.186819337	-3337007.083	1009130.267	-3337007.083	1009130.267

Secara umum disimpulkan, stabilnya tingkat produksi PKP2B diasumsikan sebagai akibat kontrak jangka panjang PKP2B dengan konsumennya. Pada tahun 2013, meski harga

batubara tinggi, nilai investasi PKP2B menurun dan pada tahun 2015 harga batubara dunia turun secara signifikan nilai investasi PKP2B justru meningkat, tingkat produksi relatif stabil.



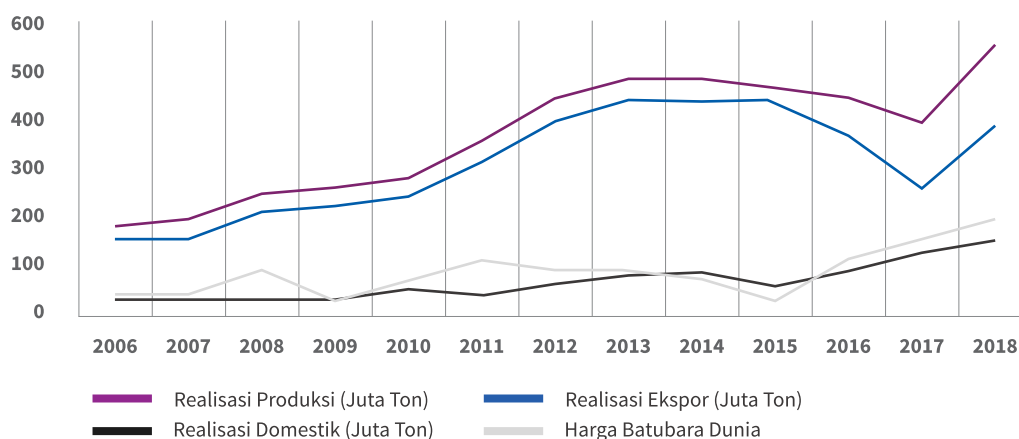


## Harga Batubara Dunia Vs Produksi Batubara Nasional

Penurunan harga batubara dunia 2006-2018 menunjukkan pengaruhnya pada produksi batubara nasional namun berpengaruh pada proporsional volume ekspor dan domestik. Seperti terlihat pada

Gambar 5.9, ketika harga batubara dunia naik, terlihat adanya peningkatan volume ekspor dan penurunan penjualan domestik di tahun tersebut.

**Gambar 5.9 Produksi, Ekspor Dan Domestik Batubara Nasional (Realisasi Produksi & Penjualan Batubara, 2019) dan Harga Batubara Dunia**



Meskipun grafik harga batubara dunia tidak menunjukkan pengaruh signifikan pada laju produksi batubara nasional seperti ditunjukkan pada Gambar 5.8, pada dasarnya produksi batubara Indonesia dipengaruhi secara umum oleh 3 (tiga) faktor kondisi global, yaitu, harga, demand (kebutuhan) dan supply (persediaan). Situasi global yang dapat menjelaskan hal ini di antaranya adalah efek “perang dagang” antara Tiongkok dan Amerika yang berimbas pada menurunnya produksi di tahun 2016-2017. Tiongkok sebagai salah satu importir terbesar batubara Indonesia menetapkan pembatasan kuota impor

yang menyebabkan turunnya volume impor batubara termasuk ke Indonesia. Pembatasan kuota tersebut disebabkan adanya kenaikan bea masuk untuk produk impor dari Amerika sehingga kebutuhan domestik batubara Tiongkok diusahakan dipenuhi dari dalam negeri. Imbas kondisi tersebut adalah meningkatnya stok batubara global sehingga menurunkan harga batubara. Untuk menyelamatkan kondisi ini produksi batubara Indonesia diturunkan untuk mengendalikan laju penurunan harga batubara. Selain di Tiongkok, penurunan permintaan batubara juga terjadi di India. Kedua negara tersebut adalah importir terbesar batubara

Indonesia sehingga penurunan permintaan batubara dari kedua negara tersebut akan berpengaruh pada laju ekspor batubara Indonesia. Situasi ekonomi global yang masih agak suram tersebut menyebabkan arah harga batubara jangka pendek hingga menengah masih sangat bergantung pada kebijakan batubara Cina (Batubara, 2018).

Diluar dari ke-3 faktor global tersebut di atas, dinamika produksi batubara di Indonesia dipengaruhi oleh kebijakan pemerintah. Batubara masih menjadi salah satu andalan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP), sehingga

menurunnya volume terjualnya batubara baik ekspor maupun untuk domestik akan berpengaruh pada penurunan pemasukan dari PNBP batubara. Untuk itu, jika Indonesia ingin mempertahankan jumlah produksi batubara atau mengurangi dampak perekonomian global terhadap industri batubara diversifikasi pemanfaatan batubara perlu segera dilakukan seperti yang diamanatkan dalam RUEN - mengembangkan industri gasifikasi batubara sebagai bahan baku industri petrokimia dan industri pupuk.

## Tantangan Produksi dan Investasi Batubara Sesuai RUEN

Secara umum melihat tren produksi yang semakin meningkat tiap tahunnya akibat meningkatnya permintaan ekspor batubara timbul pemikiran mengenai tantangan pemerintah dalam mempertahankan volume produksi batubara di tahun 2019 dan seterusnya tetap di angka 400 juta ton per tahunnya. Total produksi yang direncanakan berdasarkan Rencana Kerja dan Anggaran Biaya (RKAB) para produsen batubara di tahun berjalan 2019 (menurut berbagai sumber) sudah menunjukkan angka yang melebihi 400 juta ton. Penyebab terjadinya kelebihan rencana produksi ini bervariasi di antaranya, kontrak volume penjualan produsen batubara dengan konsumen batubara yang terikat dalam jangka waktu tertentu sehingga perusahaan memproduksi sesuai dengan ikatan kontrak tersebut sesuai komitmen kontrak. Penghentian produksi secara tiba-tiba tentu sulit dimungkinkan karena akan berimplikasi

pada penghentian sebagian operasional sehingga berpotensi merugikan perusahaan yang bersangkutan. Selain itu harga batubara yang membaik di tahun 2017-2018 turut mendorong naiknya permintaan ekspor batubara.

Informasi dari wawancara beberapa pemangku kepentingan terkait pembatasan produksi batubara dirasakan belum mengakomodasi masukan dari pelaku usaha sehingga memicu hal-hal yang disebutkan sebelumnya. Pada akhirnya angka produksi yang diperkirakan akan meleset dari perencanaan sesuai RUEN.

Secara realita, terjadi peningkatan investasi di sektor pertambangan batu bara terus dalam beberapa tahun terakhir dimana investasi dari penanaman modal dalam negeri (PMDN) justru lebih tinggi dibandingkan dengan penanaman modal asing (PMA). Beberapa faktor menurunnya investasi investor asing adalah karena ketidakpastian regulasi dari pemerintah. Kebijakan pemerintah dianggap kerap berubah-ubah dan pajak yang

relatif tinggi juga dikhawatirkan menghambat perkembangan sektor pertambangan batu bara di Indonesia. Pada tahun 2017 tercatat sektor pertambangan mineral dan batu bara (minerba) berkontribusi pada Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) sebesar Rp 40,6 triliun, naik 25% dibandingkan 2016 (Investasi di Sektor Batu Bara Perlu Dukungan Regulasi Pemerintah, 2018). Hal ini belum menghitung *multiplier effect* terkait penyerapan jutaan tenaga kerja lokal. Penyerapan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) di sektor batubara khususnya pada PKP2B bahkan sudah menyentuh 91% (Pemerintah Patok TKDN Sektor Pertambangan Minimal 62%, 2016).

Proporsi produksi batubara PT Bukit

Asahan (PTBA) sebagai satu-satunya BUMN yang bergerak di bidang batubara terhadap produksi batubara nasional berkisar di angka 4%. Secara performa, PTBA mengalami peningkatan positif dalam penjualan, perolehan laba dan beberapa indikator performa secara finansial lainnya. PTBA bahkan menjadi salah satu produsen batubara dengan pertumbuhan tercepat dan biaya terendah se-Indonesia. Mengingat pangsa pasar swasta yang mendominasi produksi batubara nasional sebesar 96% maka diperlukan upaya yang besar dari pemerintah untuk mempertahankan daya tarik industri batubara untuk para investor namun sekaligus juga mengupayakan agar produksi nasional dapat mengikuti arahan RUEN.

**Tabel 5.9 Produksi Batubara PTBA terhadap Produksi Batubara Nasional**

Perusahaan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produksi PT Bukit Asam (juta ton)	11.9	12.4	13.9	15	16.3	19.2	19.6
Produksi Nasional (juta ton)	280	353.4	407.1	421.5	458	461	434
Persentase produksi PTBA/Nasional	4%	4%	3%	4%	4%	4%	5%

## Proyeksi Kebutuhan Investasi Subsektor Ketenagalistrikan

### Potensi Sumber Pendanaan Subsektor Ketenagalistrikan

Dalam memenuhi kebutuhan biaya investasi untuk mencapai target RUEN, setidaknya terdapat 2 sumber pendanaan utama, yakni investasi BUMN, dalam hal ini PLN, dan investasi swasta. Pemerintah, melalui kapasitas APBN-nya yang terbatas, berkontribusi sangat minimal dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan.

Dalam APBN 2019, hanya USD 0,12 miliar yang dialokasikan untuk belanja publik fisik di Direktorat Jenderal EBTKE, Kementerian ESDM. Selain itu, kontribusi tidak langsung APBN adalah melalui penyertaan modal negara pada PLN, yang sepanjang 2013-2019 hanya berjumlah USD 2,5 miliar.

Hingga saat ini, investasi swasta di sektor ketenagalistrikan masih dibatasi pada sektor pembangkit saja, dengan berperan sebagai Independent Power Producer (IPP)

yang memproduksi listrik dan menjualnya ke PLN berdasarkan perjanjian jual beli listrik (PJBL). Untuk pembangunan jaringan transmisi dan distribusi, hampir seluruhnya ditanggung oleh PLN, kecuali di beberapa lokasi *off-grid* di mana terdapat perusahaan pemilik Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL).

Dari RUPTL 2018-2027, terlihat bahwa untuk pembangkitan listrik, IPP diharapkan untuk membangun hampir 70% dari total pembangkit yang direncanakan, di luar jumlah pembangkit yang belum dialokasikan pengembangannya. IPP menurut RUPTL 2018 akan membangun 84% PLTU, 30% PLTG/GU/MG, 52% PLTA, 84% PLTP, 92% PLTM, dan 100% pembangkit terbarukan intermiten (surya dan angin). Porsi kontribusi IPP tersebut diasumsikan tetap hingga tahun 2050 untuk

menghitung kebutuhan investasi dari sektor swasta. Tabel 5.11 menampilkan jumlah investasi yang dibutuhkan baik dari PLN maupun swasta untuk memenuhi target RUEN.

Untuk mengejar target RUEN di 2025, dibutuhkan investasi sebesar rata-rata USD 24 miliar per tahun. Kontribusi dari PLN adalah sebesar USD 10,4 miliar per tahun untuk pembangkit dan jaringan, sedangkan sisanya dipenuhi dari sektor swasta. Sementara itu, rata-rata investasi di sektor ketenagalistrikan sepanjang 2015-2018 hanya sebesar USD 9 miliar per tahun, dan hanya USD 4,9 miliar per tahun yang berasal dari PLN. Maka, terdapat selisih kebutuhan investasi sebesar 15 miliar USD per tahun secara total dan USD 5,5 miliar USD per tahun khusus investasi PLN.

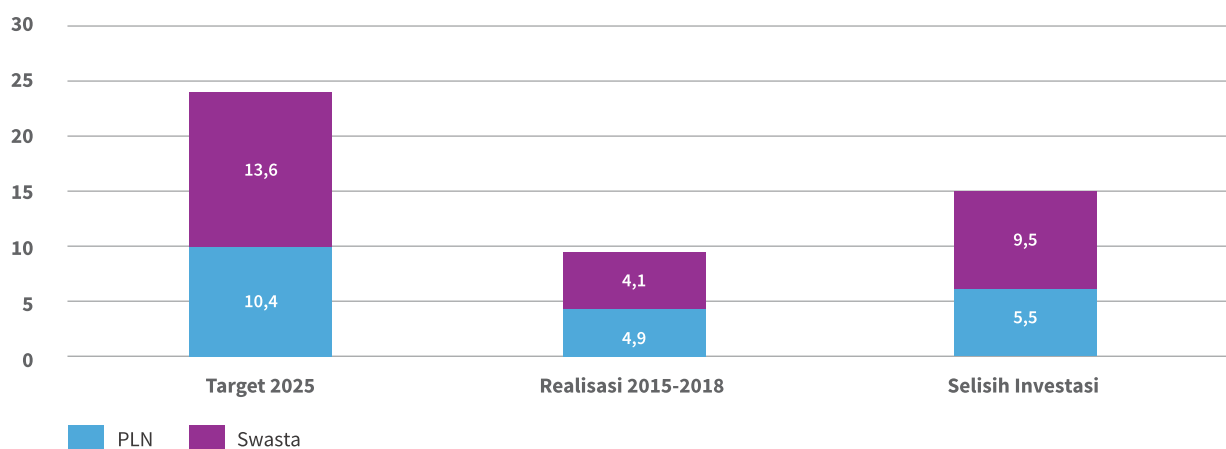
**Tabel 5.10 Pendanaan Energi Terbarukan dari APBN Sepanjang 2015-2019 (Miliar Rupiah)**

	2015	2016	2017	2018	2019
Penyertaan modal negara pada PT PLN	5000	23560	0	0	6500
Anggaran Direktorat Jenderal EBTKE	1670	1195	626	1618*	1195
Dana Alokasi Khusus	693,6	677,5	502,3	500,1	0

**Tabel 5.11 Porsi Kontribusi PLN dan Swasta Dalam Memenuhi Kebutuhan Investasi di Sektor Ketenagalistrikan**

Sumber pendanaan/ investasi	Realisasi investasi 2015-2017 (USD miliar per tahun)	Akumulasi Kebutuhan hingga 2025 (USD miliar)	Kebutuhan rata-rata per tahun hingga 2025 (USD miliar)	Akumulasi Kebutuhan hingga 2050 (USD miliar)	Kebutuhan rata-rata per tahun hingga 2050 (USD miliar)
PLN					
Pembangkit	1,8	35,8	5,1	130,9	4,1
Transmisi & Distribusi	2,4	37,2	5,3	N/A	N/A
Swasta/IPP	4,2	95,4	13,6	419,8	13,1
Jumlah	8,4	168,4	24	550,7	17,2
Porsi pembangkit swasta		73%		76%	

**Tabel 5.10 Total kebutuhan investasi per tahun di sektor ketenagalistrikan (termasuk investasi jaringan) untuk mencapai target RUEN 2025 (juta USD)**



## Strategi Mendukung Investasi Di Sektor Ketenagalistrikan Dan Energi Terbarukan

Alokasi investasi PLN yang lebih rendah dari kebutuhan mengindikasikan bahwa peran swasta dalam sektor ketenagalistrikan perlu ditingkatkan. Di sisi lain, partisipasi swasta sejauh ini juga termasuk rendah dibanding jumlah yang dibutuhkan. Rendahnya partisipasi swasta ini disebabkan oleh iklim investasi yang kurang mendukung. Terjadi penurunan tingkat kepercayaan investor swasta pada pengembangan sektor ketenagalistrikan. Hal utama yang dikritisi adalah mengenai ketidakpastian hukum, kurangnya transparansi dalam *procurement*, dan alokasi risiko yang tidak seimbang antara PLN dan IPP dalam Perjanjian Jual Beli (*Power Purchase Agreement/ PPA*) (PwC Indonesia, 2018).

Tingginya risiko untuk proyek-proyek energi terbarukan berdampak pada besarnya biaya pendanaan (*financing cost*) untuk proyek-proyek energi terbarukan. Selain itu, tingginya ongkos pendanaan juga dikarenakan institusi keuangan di Indonesia masih belum terbiasa

dengan analisa risiko dan pembiayaan proyek energi terbarukan. Akibatnya, bunga pinjaman dan jaminan kolateral yang terlalu tinggi menghambat pelaku industri energi terbarukan untuk mengakses pendanaan, terutama bagi proyek-proyek pembangkit skala kecil (Arinaldo, Adiatma, & Simamora, 2018). Pembentukan Dana Energi Terbarukan merupakan salah satu solusi untuk mengatasi kendala pendanaan tersebut dan mengakselerasi perkembangan energi terbarukan. Dana ini akan berperan dalam menyediakan *equity financing*, pinjaman berbunga rendah (*low interest debt*), jaminan hutang (*credit guarantee*), dan pemberian insentif premium untuk proyek-proyek skala kecil (Institute for Essential Services Reform, 2018).

Untuk mendukung porsi investasi swasta, peran masyarakat umum sebagai investor untuk energi terbarukan skala kecil dapat lebih ditingkatkan. Keberadaan teknologi pembangkitan listrik skala kecil seperti modul surya memungkinkan hal tersebut terlaksana. IRENA memperkirakan ada potensi listrik surya atap sebesar 14,7 GW hingga 2030, atau senilai USD 11 miliar (Institute for

Essential Services Reform, 2018a). Salah satu strategi yang tercantum dalam RUEN adalah menetapkan kewajiban pemanfaatan sel surya minimum sebesar 25% dari luas atap bangunan kompleks industri dan komersial serta 25% dari luas atap rumah mewah, kompleks perumahan, dan apartemen. Bila kewajiban ini diimplementasikan dengan serius, listrik surya atap bisa memenuhi setidaknya USD 2,5 miliar dari kebutuhan investasi hingga 2030.

Selain itu, akan dibutuhkan tenaga kerja yang kompeten untuk mendukung investasi di sektor ketenagalistrikan dan energi terbarukan. Penambahan 35 GW pembangkit energi terbarukan hingga 2025 diperkirakan akan menyerap 100 ribu tenaga kerja (Arinaldo & Adiatma, 2019). Dari segi teknis, diperlukan peningkatan kapasitas bagi IPP, terutama para pengembang baru skala kecil dan menengah. Lembaga keuangan menilai IPP sering menyusun *Feasibility study* (FS) dengan kualitas yang rendah sehingga kesulitan mendapat pendanaan. Dari segi finansial, beberapa lembaga keuangan mengakui bahwa kurangnya

pengalaman dalam membiayai proyek berdampak pada kemampuan menganalisis risiko (Arinaldo, Adiatma, & Simamora, 2018).

Kebutuhan tenaga kerja pada bagian manufaktur, instalasi, dan operasional juga perlu dipersiapkan dengan serius untuk mencegah terjadinya kelangkaan tenaga kerja terampil yang akhirnya turut menghambat pertumbuhan energi terbarukan. Misalnya pada 2016, di Amerika Serikat, lebih dari 80% perusahaan instalasi panel surya menyatakan kesulitan mengisi lowongan yang dibutuhkan dengan kandidat yang berkualitas, dinilai dari pengalaman di sektor terkait maupun pelatihan yang pernah diikuti. Dua per tiga perusahaan bahkan menyatakan kesulitan merekrut pegawai berdampak pada keuangan dan pertumbuhan perusahaan (The Solar Foundation, 2017). Pada 2017, Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan merencanakan pembangunan 100 SMK Energi Terbarukan, dengan perkiraan jumlah lulusan sebanyak 7.000 orang per tahun (Setiawan, 2017).







# 06 Kesimpulan

Dari tujuan dan hasil studi untuk investasi di sektor energi fosil dan ketenagalistrikan, dapat disimpulkan beberapa hal yaitu:

## Subsektor Energi Fosil

1. Untuk memenuhi target RUEN di sektor energi fosil, diproyeksikan bahwa Indonesia memerlukan investasi lebih dari USD 500 miliar hingga tahun 2050
2. Mengingat pentingnya pemenuhan kebutuhan energi fosil, penciptaan iklim investasi yang menarik di sektor energi fosil menjadi catatan penting bagi pemerintah
3. Jika kebutuhan investasi sektor hulu migas gagal dipenuhi, maka pemerintah berpotensi mengeluarkan dana lebih dari USD 400 miliar hingga tahun 2050 untuk melakukan impor migas. Namun, jika investasi terpenuhi, pengeluaran dana ini dapat dihindari bahkan Indonesia dapat menerima peningkatan PDB hingga lebih dari USD 200 miliar s.d. tahun 2050.

## Subsektor Ketenagalistrikan

1. Lebih dari 70% dari total kebutuhan investasi pembangkit akan diisi oleh sektor swasta (non APBN dan non BUMN), yaitu sebesar USD 95 miliar hingga 2025 dan USD 420 miliar hingga 2050. Berdasarkan tren sejak 2015, serta perencanaan yang tercantum di RUPTL, sekitar 70% kebutuhan investasi di sektor pembangkit listrik dipenuhi oleh swasta melalui IPP.
2. Diperlukan peningkatan investasi di sektor ketenagalistrikan sebesar 2-3 kali lipat. Rata-rata total investasi di sektor ketenagalistrikan sepanjang tahun 2015-2018 sebesar USD 9 miliar per tahun. Sebesar USD 4,9 miliar berasal dari investasi PLN (termasuk investasi jaringan). Untuk mencapai target RUEN, diperlukan investasi hingga USD 24 miliar per tahun hingga 2025.
3. Biaya investasi pembangkit listrik energi terbarukan akan semakin murah seiring dengan semakin besarnya kapasitas yang sudah terpasang. Indonesia harus mempercepat pengembangan energi terbarukan di dalam negeri supaya dapat mengambil keuntungan dari penurunan biaya teknologi secara global. Biaya investasi dipengaruhi juga oleh *financing cost*, biaya pengembangan, hingga biaya jasa instalasi, yang lebih dipengaruhi oleh perkembangan domestik daripada global.
4. Penguatan kerangka kebijakan dan regulasi serta kepastian untuk penyusunan insentif atau dukungan pemerintah yang konsisten diperlukan untuk menarik investasi swasta. Hal ini dapat dilakukan antara lain melalui penyusunan undang-undang (UU) yang secara khusus mengamankan pengembangan energi terbarukan.

5. Dana Energi Terbarukan akan menjadi instrumen pendukung untuk mengisi celah pembiayaan proyek energi terbarukan sehingga dapat mempercepat investasi pembangkit energi terbarukan. Pembentukan dana energi terbarukan dapat membantu menekan *financing cost* terutama untuk proyek skala kecil dan menengah, melalui berbagai bentuk instrument pendanaan.
6. Perlu penguatan dan perluasan partisipasi masyarakat dalam pencapaian target RUEN untuk mengurangi beban keuangan PLN dalam melakukan investasi dan menekan risiko- risiko yang ditanggung oleh pemerintah atas PLN. Salah satu teknologi yang dapat menarik partisipasi masyarakat adalah listrik tenaga surya, khususnya listrik surya atap (*rooftop solar PV*). Potensi investasi dari listrik surya atap hingga tahun 2030 bisa mencapai USD 11 miliar. Nilai ini setara dengan 11% dari total kebutuhan investasi energi terbarukan atau hampir 5% dari total kebutuhan investasi ketenagalistrikan hingga tahun tersebut.
7. Perlu dipersiapkan tenaga kerja terampil untuk menyokong besarnya potensi investasi di sektor ketenagalistrikan dan energi terbarukan. Kebutuhan ini dapat dipenuhi melalui pembukaan jurusan energi terbarukan di tingkat sekolah menengah maupun perguruan tinggi sedini mungkin. Selain itu, perlu diberikan peningkatan kapasitas bagi institusi- institusi yang berperan dalam pengembangan energi terbarukan, termasuk institusi keuangan.

# Daftar Pustaka

- Arinaldo, D., & Adiatma, J. (2019). *Dinamika Batu Bara Indonesia: Menuju Transisi Energi yang Adil*. Jakarta: Institute for Essential Services Reform.
- Arinaldo, D., Adiatma, J., & Simamora, P. (2018). *Indonesia Clean Energy Outlook: Reviewing 2018, Outlooking 2019*. Jakarta: Institute for Essential Services Reform.
- Batubara. (2018, April 5). Retrieved from Indonesia-investments:  
<https://www.indonesia-investments.com/id/bisnis/komoditas/batu-bara/item236>
- Coal, Australian thermal coal. (n.d.). Retrieved from Index Mundi:  
<https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=coal-australian&months=120>
- Dewan Energy Nasional. (2017). *Technology Data for the Indonesian Power Sector: Catalogue for Generation and Storage of Electricity*.
- Directorate General of Mineral and Coal. (2015). *Indonesia Mineral and Coal Information 2015*. Jakarta.
- Direktorat Sumber Daya Energi, Mineral dan Pertambangan Kementerian PPN. (2017, Desember 21). EBT Dalam Perencanaan Pembangunan Nasional. Jakarta.
- Elshurafa, A. M., Albardi, S. R., Bollino, C. A., & Bigerna, S. (2017). *Estimating the Learning curve of Solar PV Balance-of-System for Over 20 Countries*. Riyadh: King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC).
- Fu, R., Feldman, D., Margolis, R., Woodhouse, M., & Ardani, K. (2017). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017*. Denver: National Renewable Energy Laboratory.
- Gumiwang, R. (2017, Desember 6). *Berakhirnya Masa-masa Kelam Industri Batu Bara*. Retrieved from Tirto:  
<https://tirto.id/berakhirnya-masa-masa-kelam-industri-batu-bara-cBfi>
- Investasi di Sektor Batu Bara Perlu Dukungan Regulasi Pemerintah. (2018, Juni 11). Retrieved from Katadata:  
<https://katadata.co.id/opini/2018/06/11/investasi-di-sektor-batu-bara-perlu-dukungan-regulasi-pemerintah>
- Institute for Essential Services Reform. (2018). *Indonesia Memerlukan Pendanaan Khusus untuk Energi Terbarukan: Pembelajaran dari Jerman, Cina, dan India*. Jakarta, Indonesia.
- Institute for Essential Services Reform. (2018a). *Kertas Posisi: Akselerasi Pembangunan Listrik Surya Atap di Indonesia*. Jakarta: Institute for Essential Services Reform.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM). (2018). *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*.

*Minerba dalam Angka Tahun 2011-2016.* (n.d.).

Retrieved from <https://www.minerba.esdm.go.id/library/content/file/28935-Minerba%20dalam%20angka/8324b2b8499791bdf1dced3fca0212017-09-11-15-17-52.pdf>

Ocean Energy Systems. (2015). *International Levelised Cost of Energy for Ocean Energy Technologies*.

Oktaviani, K. (2018, September 1). *Rekonsiliasi Data, Sumber Daya Batubara Indonesia Kini 166 Miliar Ton, Cadangan 37 Miliar Ton* Retrieved from <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/rekonsiliasi-data-sumber-daya-batubara-indonesia-kini-166-miliar-ton-cadangan-37-miliar-ton>

*Pemerintah Patok TKDN Sektor Pertambangan Minimal 62%.* (2016, 2 25). Retrieved from CNN Indonesia: <https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20160225045813-85-113355/pemerintah-patok-tkdn-sektor-pertambangan-minimal-62>

PT PLN (Persero). (2018). *Statistik PLN 2017*. Sekretariat Perusahaan PT PLN (Persero).

PwC Indonesia. (2018). *Alternating Currents: Indonesia Power Industry Survey 2018 2nd edition*. PwC.

Ratnasari, Y. (2016, Agustus 3). *SKK Migas Sahkan Pembiayaan Proyek LNG Tangguh Train 3.*

Retrieved from Tirto.id: <https://tirto.id/skk-migas-sahkan-pembiayaan-proyek-lng-tangguh-train-3-bw5K>

*Realisasi Investasi.* (2019). Retrieved from MODI - Dashboard: <https://modi.minerba.esdm.go.id/pimpinan/investasi>

*Realisasi Produksi & Penjualan Batubara.* (2019). Retrieved from MODI - Dashboard: <https://modi.minerba.esdm.go.id/pimpinan/produksiPenjualan>

Setiawan, Y. (2017, Februari 7). *100 SMK Energi Terbarukan Siap Dibangun.* Retrieved from Direktorat Pembinaan SMK Direktorat Jenderal Pendidikan Dasar dan Menengah Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan: <http://psmk.kemdikbud.go.id/konten/2248/100-smk-energi-terbarukan-siap-dibangun>

*Tahukah Anda Kapan Cadangan Batu Bara Indonesia Akan Habis?* (2018, 1 16). Retrieved from Databoks: <https://databoks.katadata.co.id/datapublish/2018/01/16/cadangan-batu-bara-indonesia-akan-habis-pada-2096>

The Solar Foundation. (2017). *Solar Hiring and Training Insights*. The Solar Foundation.

Ulrich, E. (2016, February 25). *Soft Costs 101: The Key to Achieving Cheaper Solar Energy.*

Retrieved from Office of Energy Efficiency & Renewable Energy : <https://www.energy.gov/eere/articles/soft-costs-101-key-achieving-cheaper-solar-energy>.



