

RINGKASAN EKSEKUTIF

PENELITIAN INDUSTRI HULU MIGAS



**Direktorat Ekonomi
Kedeputan Kajian dan Advokasi
Komisi Pengawas Persaingan Usaha
2019**

I. PENDAHULUAN

Tahun 2017 Indonesia adalah produsen minyak terbesar ke-21 di dunia dan terbesar kedua di wilayah Asia Pasifik (setelah Tiongkok). Sedangkan untuk gas, pada tahun 2017 Indonesia adalah penghasil gas alam terbesar ke-12 dunia dan terbesar keempat di wilayah Asia Pasifik (setelah Tiongkok, Malaysia dan Australia). Sementara itu, berdasarkan data *EMIS Insights Industry Report* tahun 2019, Indonesia juga tercatat sebagai eksportir *Liquefied Natural Gas* (LNG) ketiga di dunia dan terbesar kedua di wilayah Asia Pasifik pada tahun 2017 (setelah Australia). Namun pada satu sisi, Indonesia merupakan *net*importir minyak, karena produksi dalam negeri tidak mencukupi untuk memenuhi kebutuhan domestik.

Sebagai negara penghasil sekaligus konsumen Migas, menempatkan Indonesia dalam posisi yang cukup dinamis, mengingat konsumsi Migas tidak sebanding dengan ketersediaan sumber Migas. Banyak pihak telah memprediksi bahwa dalam beberapa tahun ke depan, sektor hulu Migas diperkirakan akan semakin kurang menarik untuk investasi. Meski kebijakan Pemerintah secara jelas telah mengatur tata laksana dan juga aturan main dalam pengelolaan Migas, misal dalam proses lelang wilayah kerja dan pengadaan barang dan jasa pada proses eksplorasi dan eksploitasi, rangkaian regulasi tersebut tidak bisa secara efektif mengantisipasi tren penurunan gairah investasi di sektor hulu. Pada tahun 2015, sebagai contoh, untuk proses lelang pengelolaan delapan blok eksplorasi, hanya terdapat dua pelaku usaha yang mendaftar. Terlebih lagi, kedua investor tersebut pada akhirnya ditolak dalam proses lelang karena tidak bisa memenuhi spesifikasi dan juga *budget* yang disyaratkan Pemerintah. Setahun sebelumnya, dari 21 blok pengelolaan Migas yang dilelang hanya diminati 11 blok. Sebagai akibatnya, terjadi penurunan jumlah produksi minyak siap jual dalam beberapa tahun terakhir. Penurunan iklim kompetisi usaha pada sektor hulu Migas ini tentu menjadi permasalahan serius mengingat besaran kontribusi sektor ini pada APBN yang terbilang besar, yaitu sejumlah 20-30% (belum termasuk pajak).

Secara umum kegiatan industri Migas terdiri lima tahapan, yaitu: eksplorasi, produksi, pengolahan, transportasi, dan pemasaran. Lima kegiatan pokok ini dapat dibagi menjadi dua, yaitu: kegiatan hulu (*upstream*) dan kegiatan hilir (*downstream*). Kegiatan usaha hulu Migas meliputi kegiatan eksplorasi, pengembangan lapangan Migas, produksi/ eksploitasi, lifting minyak bumi atau gas alam, sedangkan kegiatan usaha hilir terdiri dari kegiatan pengolahan, transportasi, dan pemasaran. Penelitian ini menekankan pada

kegiatan-kegiatan minyak dan gas di sektor hulu berdasarkan dari aspek hukum, aspek ekonomi, dan aspek kebijakan.

II. ANALISIS NORMATIF HUKUM DAN PERATURAN PADA KEGIATAN DI SEKTOR HULU MIGAS

1. Penentuan Pembagian Wilayah Kerja (WK).

Dasar penentuan wilayah kerja diatur berdasarkan Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan juga diikuti dengan beberapa peraturan turunan seperti Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Peraturan Menteri Energi dan Sumber daya mineral RI Nomor 040 Tahun 2006, dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 35 Tahun 2008 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi. Peraturan-peraturan tersebut mengatur wilayah kerja dan prosedur lelang.

Dari hasil identifikasi diketahui adanya resiko terkait kemungkinan adanya intervensi oleh pejabat atau oknum yang mempunyai kewenangan lebih tinggi, adalah terkait mekanisme penentuan penawaran wilayah kerja melalui penawaran langsung wilayah kerja sebagaimana diatur dalam Pasal 6 dan 7 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (Permen ESDM) No. 35 tahun 2008, karena peran yang cukup krusial dalam mekanisme tersebut ada pada tim penilai sebagaimana diatur dalam Pasal 1 Pasal 1 angka 24 jo Pasal 10 dan Pasal 11 Permen ESDM No. 35 tahun 2008.

2. Pelaksanaan Tender untuk Penunjukkan Kontraktor

Peraturan Tata Kerja Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Nomor: PTK-007/SKKMA0000/2017/S0 Revisi 4 (terakhir) tanggal 17 Mei 2017 (PTK 007) pada dasarnya dibuat sebagai sarana kontrol bagi Pemerintah atas biaya yang akan dikeluarkan oleh Kontraktor yang berpengaruh pada besaran *cost recovery*. Disamping sebagai sarana kontrol atas biaya, didalam PTK 007 diatur mengenai mekanisme pengadaan barang dan jasa yang berfungsi sebagai rujukan prosedural sekaligus sarana kontrol oleh pemerintah. Berdasarkan analisis normatif sesuai dengan ketentuan dalam PTK 007 tersebut, permasalahan pada setiap tahapan proses pengadaan barang dan jasa berada pada **tingkat risiko besar**.

Konteks dari PTK 007 dengan penekanan pada *cost recovery control* belum menyentuh pada konteks isu persaingan usaha secara detail. Bahwa untuk itu, rezim hukum Migas saat ini mengandalkan sistem audit dan kontrol yang dilakukan oleh Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) sebagai mekanisme *cost control* terkait dengan masalah biaya yang bisa direcoveri (*cost recovery control*) dan tidak langsung menyentuh pengendalian terkait dengan persaingan usaha.

Berdasarkan analisis normatif yang akan menjadi acuan bagi penelitian secara empiris oleh bidang lainnya, terdapat beberapa, catatan sehubungan dengan kemungkinan adanya penyimpangan dalam proses pengadaan barang dan/atau jasa oleh Kontraktor Migas diantaranya sebagai berikut:

- a. Intervensi oleh pejabat tinggi dalam keputusan perencanaan pengadaan;
- b. Pengkondisian terhadap spesifikasi tertentu yang berujung pada pengarahannya pemenang pada pihak tertentu (persekongkolan *vertical*);
- c. Kurangnya kompetisi atau dalam beberapa kasus terjadi kolusi penawaran (persekongkolan *horizontal*);
- d. Konflik kepentingan pada proses evaluasi.

Dari potensi penyimpangan tersebut di atas, untuk selanjutnya perlu dilakukan penelitian lanjut/ pengawasan yang melekat terkait proses pengadaan barang dan jasa oleh kontraktor migas.

3. Pelaksanaan Tender dalam Pembelian Minyak Mentah (impor)

Dalam Peraturan Menteri Perdagangan Nomor 75 Tahun 2018 tentang Angka Pengenal Importir, diatur bahwa minyak bumi dan gas bumi hanya dapat diimpor oleh badan usaha yang melakukan kegiatan usaha hilir minyak dan gas bumi setelah mendapatkan Angka Pengenal Impor (API) minyak dan gas bumi dari Menteri Perdagangan. Berdasarkan Peraturan Menteri Perdagangan ini, maka kegiatan impor migas merupakan suatu aktivitas yang masuk dalam kegiatan hilir migas dan juga dilakukan berdasarkan beberapa ketentuan dan izin yang diatur dalam ketentuan ini. Selain peraturan ini, khususnya impor diatur dalam Peraturan Menteri Perdagangan Nomor 48/ M-DAG/PER/7/2015 tentang Ketentuan Umum di Bidang Impor.

III. ANALISIS ASPEK EKONOMI DI SEKTOR HULU MIGAS

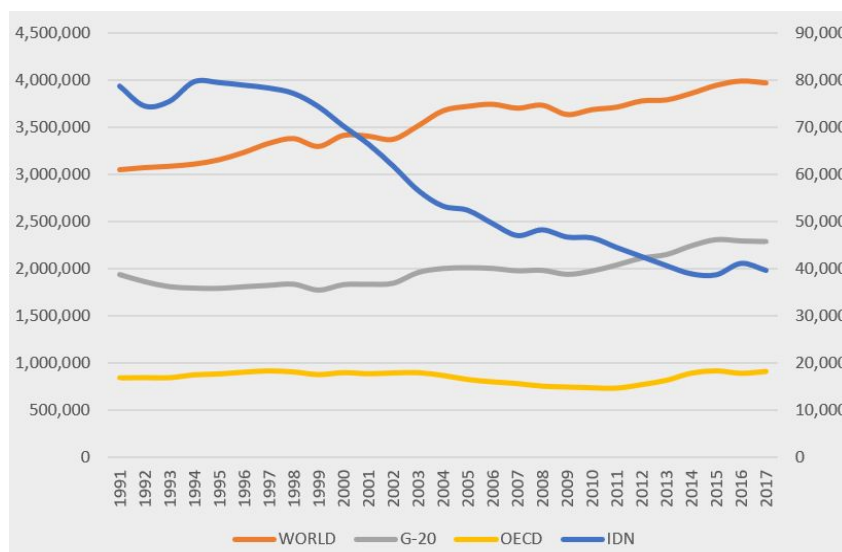
1. Penetapan Harga Minyak Mentah Indonesia

Metodologi formula harga minyak mentah Indonesia sebagaimana dijelaskan dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 23 Tahun 2012 tentang Tata Cara Penetapan Metodologi dan Formula Harga Minyak Mentah Indonesia, menggunakan metode *benchmarking* dan/atau indeksasi. Metode *benchmarking* mengacu pada harga minyak mentah Indonesia yang diperdagangkan di pasar internasional dan dipublikasikan oleh publikasi internasional. Pada pelaksanaannya, penetapan formula harga minyak mentah Indonesia mengalami beberapa kali perubahan.

2. Produksi Minyak Mentah Indonesia

Produksi minyak mentah Indonesia memiliki trend yang negatif, dengan perkataan lain cenderung menurun. Pada fase Asian Financial Crisis (medio 1997 – 1998) hingga tahun 2007, produksi minyak mentah Indonesia mengalami masa dimana penurunannya yang paling tajam. Hal yang sebaliknya tidak terjadi apabila melihat kondisi pada dunia (*world*) dan negara-negara G-20, dimana Indonesia adalah salah satu anggotanya. OECD secara umum menunjukkan produksi minyak mentah yang cenderung stabil, dimana fase penurunannya terjadi pada rentang tahun 2004 – 2011, namun penurunan tersebut tidaklah terlalu signifikan. (Gambar 1)

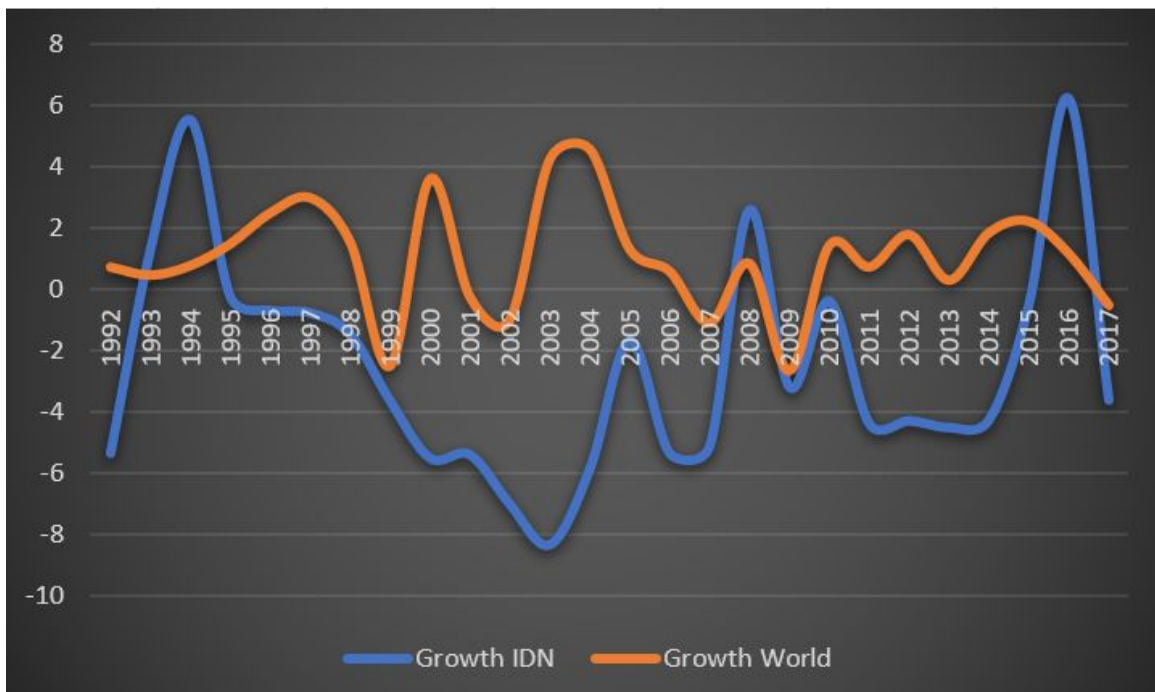
Gambar 1. Produksi Minyak Mentah Indonesia, Dunia, G-20, dan OECD
(TOE = tonne of oil equivalent)



Sumber: OECD diolah

Demikian juga, apabila dilakukan perbandingan antara pertumbuhan produksi minyak Indonesia dan Dunia, maka hasilnya dapat dilihat pada gambar berikut ini:

Gambar 2. Pertumbuhan Produksi Minyak Mentah Indonesia dan Dunia (% YoY).

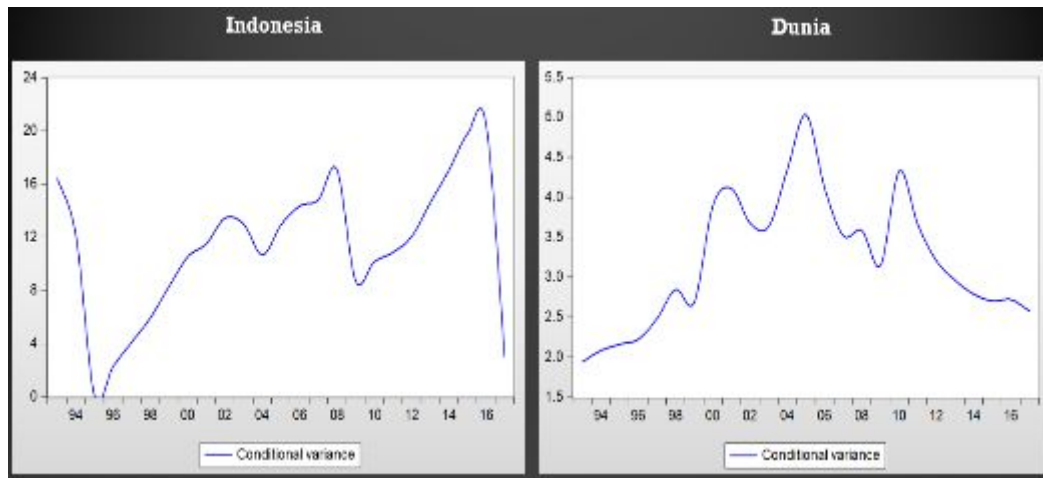


Sumber: OECD, diolah

3. Pemodelan Volatilitas Pertumbuhan Produksi Minyak Mentah

Pemodelan volatilitas pertumbuhan produksi minyak mentah di Indonesia dan dunia. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui variasi kondisional antar waktu atas pergerakan pertumbuhan produksi minyak mentah di Indonesia. Secara umum, semakin tinggi variasinya maka dapat dikatakan produksi minyak mentah Indonesia lebih berfluktuasi dibandingkan Dunia. Misal, luaran estimasi ekonometrika Gambar 6 menunjukkan bahwa volatilitas pertumbuhan produksi minyak mentah Indonesia jauh lebih tinggi daripada Dunia. Volatilitas pertumbuhan produksi yang tinggi menunjukkan adanya ketidakstabilan dalam pertumbuhan produksi minyak mentah. Kondisi ini tidak ideal dalam konteks upaya pemerintah dalam menjamin keberlanjutan (*sustainability*) dan ketersediaan bahan bakar minyak untuk kebutuhan masyarakat Indonesia.

Gambar 3. Variasi Kondisional Pertumbuhan Produksi Minyak Mentah Indonesia dan Dunia

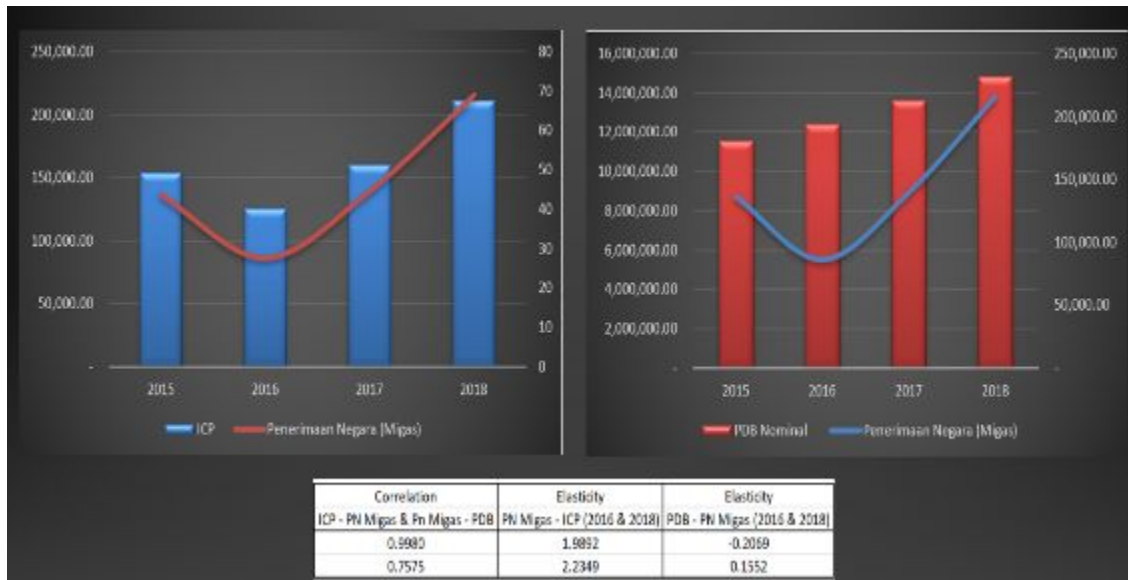


Target pemerintah yang tertuang dalam RPJP tahun 2004, dimana terdapat keinginan untuk menyikapi tantangan meningkatkan produksi minyak bumi, dan dikaitkan dengan hasil analisis yang dilakukan sebelumnya di atas, berpotensi akan cukup sulit untuk dicapai. Dari analisis yang dapat dilakukan diketahui hal hal sebagai berikut:

- a. Dua kontributor terbesar dalam sektor pertambangan dan penggalian Indonesia adalah sub-sektor pertambangan minyak, gas, dan panas bumi; dan sub-sektor pertambangan batubara dan lignit.
- b. Pendapatan Domestik Bruto (PDB) sub-sektor pertambangan minyak, gas, dan panas bumi secara umum memiliki trend yang negatif, yaitu cenderung menurun, dimana kondisi ini konsisten dengan data produksi minyak mentah Indonesia yang memiliki karakter yang sama. Di lain pihak, PDB sub-sektor pertambangan batubara dan lignit menunjukkan trend yang positif, atau memiliki kecenderungan peningkatan.

Berkaitan dengan penerimaan negara atas sub-sektor migas, dan hubungannya dengan indikator Indonesia *Crude Oil Price* (ICP) serta PDB Nominal Indonesia, dapat dilakukan infografis dan analisis sebagai berikut:

Gambar 4. Penerimaan Negara Sub-sektor Migas, PDB Nominal, dan ICP
(Rp. Milyar-US\$/Barrel).



Sumber: BPS, Kementerian ESDM (diolah).

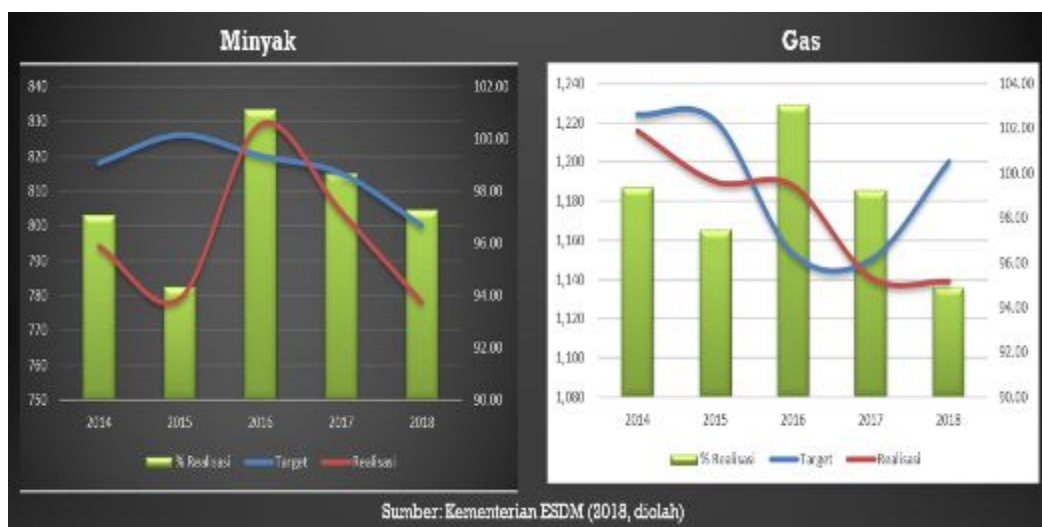
Informasi yang dapat ditarik atas Gambar 10 di atas adalah sebagai berikut:

- Selama periode tahun 2015 – 2018, terdapat korelasi yang sangat tinggi antara Pendapatan Negara atas sub-sektor Migas dengan Indonesia *Crude Oil Price* (ICP). Besaran koefisien korelasi diantara kedua indikator tersebut adalah 0.998. Hal ini menunjukkan arah kecenderungan pergerakan yang dapat dianggap mirip diantara kedua indikator tersebut.
- Kondisi pada poin 1 di atas, terkonfirmasi dengan besar koefisien elastisitas persentase perubahan Pendapatan Negara atas sub-sektor Migas sebagai akibat persentase perubahan ICP. Koefisien elastisitas disini menunjukkan seberapa sensitif perubahan atas Pendapatan Negara atas sub-sektor Migas sebagai akibat perubahan dalam ICP. Besaran koefisien elastisitas yang lebih dari 1 menunjukkan bahwa suatu indikator sangat sensitif terhadap perubahan indikator lainnya. Sementara itu, perhitungan atas koefisien elastisitas pada tahun 2016 dan 2018 menunjukkan perubahan penerimaan negara atas sub-sektor migas terhadap perubahan ICP pada sangat elastis dan mengalami peningkatan (2016 = 1.99 menjadi 2018 = 2.23). Hal ini menjadi salah satu indikator yang dapat menjadi bukti ketergantungan penerimaan negara sub-sektor migas atas ICP.

4. Target dan Realisasi Lifting Migas

Penetapan target dan realisasi lifting migas akan sangat mempengaruhi kinerja sektor hulu migas di Indonesia. Perhitungan target lifting Migas setidaknya akan dipengaruhi oleh beberapa faktor utama, yaitu: target pemerintah atas penerimaan negara sub-sektor migas, dan perkiraan cadangan migas. Lebih lanjut, realisasi lifting migas akan berpotensi memiliki determinan yang lebih kompleks, namun pemerintah sudah selayaknya memperhatikan dan mengkaji setiap kesenjangan yang terjadi antara target dan realisasi lifting Migas sebagai acuan dalam penentuan di masa yang akan datang.

Gambar 5. Target, Realisasi, dan Persentase Realisasi Lifting Migas(MBOEPD-%).



Keterangan: MBOEPD = Thousand Barrels of Oil Equivalent per Day

Pada Gambar 5, secara umum dapat disimpulkan bahwa setiap tahunnya terdapat kesenjangan yang cukup besar antara target dan realisasi lifting minyak dan gas bumi di Indonesia. Beberapa informasi statistik atas Gambar 11 di atas yang telah dihitung adalah sebagai berikut:

- Koefisien korelasi antara target dan realisasi lifting minyak adalah sebesar 0.29. Hal ini memperlihatkan adanya persamaan arah gerak diantara kedua indikator yang sedang diamati, namun besaran koefisien korelasi tersebut terkategori lemah. Pada periode tahun 2015 – 2018, dapat diketahui bahwa target lifting minyak selalu lebih tinggi daripada realisasinya, terkecuali untuk tahun 2016.
- Sedikit berbeda dengan lifting minyak, koefisien korelasi antara target dan realisasi lifting gas di Indonesia sedikit lebih tinggi, yaitu 0.49. Secara umum,

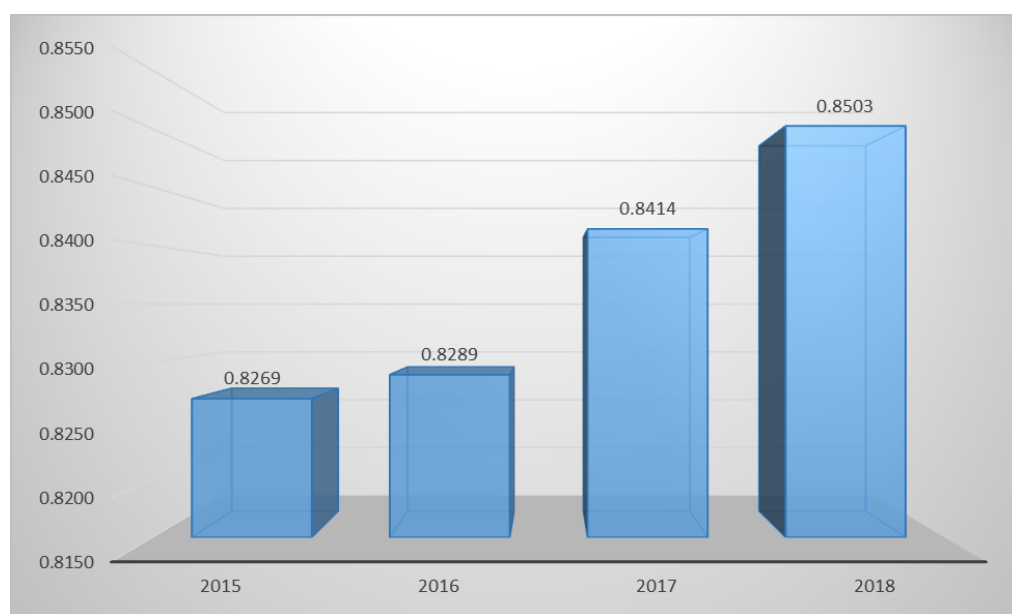
penentuan target dan realisasi atas gas di Indonesia tidak lebih senjang dibandingkan yang terjadi pada lifting minyak. Namun, koefisien korelasi tersebut masih terkategori lemah. Koefisien korelasi yang dapat dikatakan tinggi adalah lebih dari 0.80.

- c. Di lain pihak, korelasi antara realisasi lifting minyak dengan gas bumi juga terkategori rendah, yaitu sebesar 0.17. Namun, besaran koefisien korelasi tersebut masih sedikit lebih tinggi daripada korelasi antara target lifting minyak dengan gas, yang sebesar 0.08.

5. Distribusi Pendapatan

Metode menghitung distribusi pendapatan digunakan sebagai upaya guna memperjelas kondisi ketimpangan pendapatan antar pelaku usaha dalam hal ini masyarakat industri hulu migas. Ketimpangan tersebut digambarkan oleh koefisien Gini dan kurva Lorenz. Kurva Lorenz memperlihatkan hubungan kuantitatif aktual antara persentase jumlah pelaku usaha hulu migas penerima pendapatan tertentu dari total pelaku usaha hulu migas dengan persentase pendapatan yang benar-benar diperoleh dari total pendapatan selama jangka waktu tertentu. Sedangkan koefisien Gini merupakan formula yang menghitung rasio luas bidang antara garis *perfect equality* dan kurva Lorenz. Jika angkanya mendekati 0, maka distribusi pendapatan semakin merata, sebaliknya bila mendekati 1 maka distribusi pendapatan semakin tidak merata.

Gambar 6. Ketimpangan Pendapatan Industri Hulu Minyak Bumi 2015-2018



Hasil perhitungan yang ditunjukkan pada gambar 6 mengisyaratkan bahwa dari tahun 2015 hingga 2018 telah terjadi peningkatan dari 0,8269 menjadi 0,8289 lalu 0,8414 dan 0,8503 di tahun 2018 dimana angka tersebut dikategorikan bahwa kondisi industri hulu minyak bumi dalam tingkat ketimpangan tinggi. Sektor gas tidak dihitung dikarenakan data tidak tersedia.

6. Struktur Pasar

Analisis struktur pasar dilakukan dengan menggunakan pendekatan rasio konsentrasi dari 4 perusahaan yang mempunyai rasio terbesar. Cara ini untuk mengukur *structural power* karena melibatkan jumlah absolut perusahaan dan ukuran distribusi. Berdasarkan dua kriteria, yaitu CR4 dan HHI, terlihat adanya perbedaan interpretasi. CR4 menunjukkan adanya persaingan oligopoli yang tinggi, sedangkan HHI menunjukkan tingkat persaingan yang masih moderat. Pada umumnya bisa dikatakan bahwa tingkat persaingan di sektor Minyak dan Kondesat menunjukkan adanya “peringatan” atas tingkat persaingan yang berpotensi besar untuk menjadi terkonsentrasi hanya pada beberapa perusahaan saja. Pertama dari CR4 yang sudah mengerucut terjadinya *High Oligopoly* dan angka HHI yang mendekati angka 1800 dengan kecenderungan naik.

IV. ANALISIS TERHADAP KEBIJAKAN SEKTOR HULU MINYAK DAN GAS BUMI DI INDONESIA

1. Kelembagaan Sektor Hulu Migas

Beberapa hal yang berkaitan dengan isu kelembagaan juga perlu untuk dikaji. Dengan adanya dilema kelembagaan yang dialami Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), terdapat beberapa celah hukum di mana sinkronisasi kebijakan di sektor hulu Migas belum menjadi perhatian utama, baik antar Kementerian/Lembaga di tingkat pusat maupun hubungan antara pusat dan daerah. Hal ini berdampak pada persoalan teknis pada bisnis hulu Migas yang berujung pada munculnya ekonomi berbiaya tinggi. Kelembagaan SKK Migas paska dibubarkannya Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BP Migas) oleh Mahkamah Konstitusi (MK) juga masih menjadi persoalan yaitu apakah BP Migas berada di bawah Kementerian ESDM atau langsung di bawah Presiden. Dilema kelembagaan ini,

sebagaimana dibahas pada temuan, kerap memunculkan potensi tumpang tindih dan juga konflik kepentingan yang bisa mengintervensi proses pelelangan.

2. **Dinamika dan Perkembangkan Implementasi Kebijakan Sektor Hulu Migas**

Dalam konteks konstruksi kebijakan sektor hulu Migas, tarik ulur kepentingan yang terjadi pada kebijakan Migas dalam beberapa tahun terakhir memberikan semacam “*privilege*” bagi perusahaan maupun anak perusahaan milik negara dalam mengelola WK. Adanya “*privilege*” tersebut dikarenakan sektor migas merupakan sektor yang strategis. Namun demikian, “*privilege*” tersebut juga berpotensi mendiskriminasi pelaku usaha lain. Dalam perspektif normatif hukum, hal ini masih berada dalam koridor karena masih sejalan dengan konstruksi hukum dan kebijakan yang berlaku di Indonesia. Namun, dalam konteks politik dan ekonomi, konstruksi kebijakan tersebut tentu memiliki dampak bagi gairah investasi pada sektor hulu Migas dan juga bagi perspektif persaingan usaha.

Salah satu dampak yang dapat menjadi penelitian berikutnya adalah bagaimana *market share* yang terbentuk dari konstruksi kebijakan semacam itu dan asumsi kelesuan investasi di sektor hulu Migas dari segi ekonomi. Sebagai dampak kongkret yang bisa diukur sebagai dampak dari dilema kebijakan dan singgungan logika kebijakan di atas, tidak mengherankan jika dalam beberapa tahun terakhir produksi minyak bumi contohnya didominasi oleh empat perusahaan besar dengan total 70% lebih dari produksi minyak di Indonesia pada tahun 2018 (PWC, 2019). Terdapat perusahaan menurut hasil temuan dalam penelitian ini, bisa mendominasi produksi minyak bumi karena memiliki “*privilege*” sejarah dan memiliki blok dengan cadangan minyak yang sangat besar dimulai pada era 70-an. Inilah kiranya yang sedikit banyak berdampak pada adanya asumsi tentang lesunya gairah investasi di sektor hulu Migas Indonesia, meski kemudian asumsi ini juga bisa dibantah dengan adanya beberapa kontrak baru dalam dua tahun terakhir yang berbasiskan pada skema *Gross Split*.

3. **Dinamika perubahan tata kelola Migas dari Cost Recovery ke Gross Split**

Di tataran operasional bisnis hulu migas, perubahan rezim dari *Cost Recovery* ke *Gross Split* menunjukkan temuan komparatif yang menarik. Dalam hal pengadaan pada skema *Cost Recovery* sebagaimana yang diatur PTK 007 yang berlaku mulai tahun 2017 dimana terdapat beberapa potensi penyimpangan yang gejalanya terkonfirmasi di lapangan. Keterjebakan sistem audit yang terpaku pada prosedur dan hal administratif kerap menjadi pembenar dari gejala penyimpangan-penyimpangan

tersebut. Mengingat bahwa PTK 007 selama ini lebih berfungsi sebagai sarana kontrol biaya yang dapat dikembalikan, maka untuk mengontrol masalah pengadaan agar tercipta pasar yang sehat bisa dioptimalkan dengan mekanisme audit yang kewenangannya diberikan kepada pemerintah dalam hal ini SKK Migas, dengan menerapkannya secara konsisten mekanisme audit yang komprehensif, mulai dari tahap awal perencanaan (evaluasi dan persetujuan *Plan of Development (POD)*, *Work Program and Budget (WP&B)* dan *Authorization for Expenditure (AFE)*), implementasi (proses pengadaan barang dan jasa, penyelesaian pekerjaan dan pemantauan penggunaan aset), sampai kepada *post-control* (analisis Laporan Perhitungan Bagi Hasil, closed out AFE, pemeriksaan khusus, pemeriksaan perhitungan bagian Negara, dan penanguhan pembebanan biaya operasi).

Lebih lanjut, perubahan rezim ke *Gross Split* ini pun mengganti tata kelola bisnis hulu migas khususnya antara Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dengan vendor di mana dalam perspektif persaingan usaha, tidak ditemukan isu persaingan karena tidak ada ketentuan *mandatory* dari hukum migas yang mengharuskan lelang.

Dengan skema *Gross Split*, KKKS tidak ada kewajiban untuk melakukan proses tender terbuka untuk pengadaan barang dan jasa pendukung operasional. Tabel 1. Perbedaan skema *Cost Recovery* dan *Gross Split*

Skema	Kelebihan	Kelemahan
<i>Cost Recovery</i> PP 35/ 2004	<ol style="list-style-type: none"> Persaingan usaha secara hukum migas dipastikan terjadi karena ada kewajiban <i>open</i> tender yang diawasi SKK Pengawasan oleh SKK dalam proses tender pengadaan barang dan jasa cukup ditakuti oleh KKKS terutama apabila sudah menjadi temuan dan sanksi sehingga sebisa mungkin KKKS patuh secara aturan dan prosedur hukum yang berlaku Keberadaan aturan main proses pengadaan barang dan jasa lewat kebijakan PTK bersifat mengikat sekaligus melindungi para pelaku usaha dari faktor kepastian hukum 	<ol style="list-style-type: none"> Skema ini merupakan zona nyaman pelaku industri migas sehingga praktik yang terindikasi penyimpangan mudah dilakukan asal sesuai prosedur yang berlaku dan tidak menjadi temuan audit Dalam proses pengadaan barang dan jasa, apabila nilai pengadaannya cukup tinggi harus ada persetujuan dari SKK. Potensi penyimpangan terjadi antara kepentingan KKKS, vendor dan SKK.
<i>Gross Split</i> PerMen ESDM 8/2017	<ol style="list-style-type: none"> Pemerintah tidak terlibat jauh dalam penentuan bagaimana cara operasionalisasi produksi dan lifting Migas. Standar dan spesifikasi diserahkan kepada pemegang kontrak sehingga ada kebebasan bagi kontraktor untuk melakukan efisiensi 	<ol style="list-style-type: none"> Tidak ada ketentuan hukum Migas yang mengharuskan tender sehingga tidak ditemukan isu persaingan usaha dalam proses pengadaan barang dan jasa pendukung operasional. Skema ini membuat KKKS sangat berhati-hati untuk menghitung kesempatan mengikuti lelang pemilihan WK karena

	2. Kontraktor bisa membuat rasionalisasi anggaran pengelolaan Migas yang lebih efisien	harus memperhatikan banyak faktor resiko yang tidak lagi dapat dibagi rugi atau dibagi untung dengan Pemerintah, karena semua biaya operasional ditanggung oleh KKKS.
--	--	---

Untuk selanjutnya KPPU dapat melakukan penelitian terkait bagaimana struktur pasar, efisiensi, dan respon KKKS mengenai rezim *Gross Split*.