

DUALISME KETENTUAN *COST RECOVERY* SEBAGAI DASAR PUNGUTAN NEGARA PADA INDUSTRI HULU MIGAS

Maria R.U.D. Tambunan
Fakultas Ilmu Administrasi, Universitas Indonesia
email: maria.tambunan@ui.ac.id

Ginda Togatorop
Fakultas Ilmu Administrasi, Universitas Indonesia
email: ginda.simakui@gmail.com

disampaikan 7/2/2020 – di-review 19/7/2020 – diterima 31/5/2021
DOI: 10.25123/vej.v7i1.3740

Abstract

This article traces and describes the changes made from time to time, to the calculation and determination of government share, as obtained from corporate revenues and tax deducted based on Production Sharing Contract, as used in the Indonesian natural gas and oil sector. Qualitative data is gathered by performing a legal audit and literature review. The issue discussed here is the disagreement existing between the government and contractor regarding the calculation of recoverable cost (based on the Production Sharing Contract) and amount of corporate income tax imposed based on the prevailing tax law. Based on the review of legal materials and literature, the recommended action is to harmonize these two different tax-revenue schemes.

Keywords:

Corporate Income Tax, State-Revenue, Production Sharing Contract.

Abstrak

Tulisan ini membahas perubahan, dari masa ke masa, pengaturan-penetapan bagian penerimaan pemerintah yang berasal dari Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dan perhitungan pengenaan Pajak dalam Kontrak Bagi Hasil (KBH) di sektor minyak bumi dan gas alam di Indonesia. Data kualitatif diperoleh dari audit hukum dan studi pustaka. Ditemukan bahwa pemerintah dan kontraktor masih memperdebatkan pembebanan pembagian keuntungan berdasarkan kontrak (dengan pengembalian biaya produksi) dan pengenaan pajak penghasilan perusahaan berdasarkan ketentuan pajak umum. Rekomendasi yang dapat diberikan adalah pemerintah harus segera menyelaraskan ketentuan perpajakan yang tumpang tindih ini.

Kata kunci:

Pajak, PNBP, Kontrak Bagi Hasil

Pendahuluan

Penerimaan negara dari sektor migas sangat signifikan dalam APBN.¹ Terjadinya fluktuasi harga migas dunia akan sangat berpengaruh terhadap

¹ PricewaterhouseCoopers mempublikasikan bahwa pada tahun 2018, Indonesia berada pada urutan ke 11 negara penghasil gas global dengan cadangan terbukti mencapai hingga 96 trillion cubic feet (TCF) pada tahun 2018. Hal ini juga menjadikan Indonesia sebagai negara ke 13 didunia sebagai negara penghasil gas berdasarkan rata-rata produksi dan berada pada posisi ke 2 di Asia Pasifik sebagai penghasil gas berdasarkan rata-rata produksi. Informasi

besarnya penerimaan negara yang dapat dihimpun oleh pemerintah,² yang diperoleh dari pajak dan penerimaan negara bukan pajak bukan pajak (PNBP). Dalam kondisi yang demikian juga diharapkan tetap memberikan keuntungan yang adil bagi kontraktor dan pemerintah³ yang didasarkan pada prinsip transparansi dan akuntabilitas⁴. Sehubungan dengan komponen penerimaan negara, pungutan pajak merupakan pungutan yang dilakukan oleh negara, yang didasarkan atas Undang-undang Perpajakan, bersifat memaksa dan bagi pembayarannya tidak mendapat kontraprestasi langsung.⁵ Sementara, PNBP adalah seluruh penerimaan pemerintah pusat yang tidak berasal dari penerimaan perpajakan. Pada hakekatnya, meskipun PNBP berbeda dari pajak, namun pemungutannya dapat dikategorikan sebagai suatu instrument yang memaksa karena dipungut berdasarkan suatu perangkat perundang-undangan⁶. PNBP adalah merupakan penerimaan dalam bentuk penerimaan dari sumber daya alam, pendapatan bagian laba BUMN, PNBP lainnya, serta pendapatan Badan Layanan Umum (BLU). PNBP sumber daya alam dibedakan antara PNBP migas dan PNBP non migas yang meliputi pendapatan pertambangan mineral dan batubara, kehutanan, perikanan, dan panas bumi. Proses penerimaan migas dalam APBN meliputi perencanaan dan pelaksanaan. Proses perencanaan penerimaan migas dalam APBN meliputi *lifting* migas, harga minyak mentah Indonesia dan *cost recovery*.

diunduh dari *PricewaterhouseCoopers, Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide*, the 10th ed. (2019), <https://www.pwc.com/id/en/pwc-publications/industries-publications/energy--utilities---mining-publications/oil-gas-guide-2019.html> diakses pada 07 Mei 2020

² Cut D.R. Agustina, et.,al, *Black Hole or Black Gold? Impact of Oil and Gas Price on Indonesia's Public Finance, The World Bank Policy Research Working Paper* No. 4718, (2008).; Mas'udin, *Dinamika Perubahan Ekonomi Makro dan Dampaknya terhadap Pertumbuhan Penerimaan Pajak Penghasilan Non Migas*, *Jurnal Pajak Indonesia*, Vol. 1, No. 1, 2017, hlm.23-37.

³ Andrey Hernandoko & M.N. Imanullah, *Implikasi Berubahnya Kontrak Bagi Hasil (Production Sharing Contract) ke Kontrak Bagi Hasil Gross Split terhadap Investasi Minyak dan Gas Bumi di Indonesia*, *Privat Law* Vol. VI No. 2 Juli-Desember 2018, hlm. 160-167.

⁴ Rahayu S.A.P., *Prinsip Hukum dalam Kontrak Kerja Sama Kegiatan Usaha Hulu Migas dan Minyak Bumi*, *Yuridika*, Vol. 32, No. 2, 2017, hlm. 336-354

⁵ Rochmat Soemitro, *Pengantar Singkat Hukum Pajak*, PT Eresco, Bandung, 1992, hlm. 7

⁶ Santoso & Nugroho, *Pemanfaatan Penerimaan Negara Bukan Pajak di Bidang Kehutanan dalam Melestarikan Fungsi Lingkungan*, *Mimbar Hukum*, Vol. 21, No. 3, 2009, hlm. 409-628.

Dalam realisasi PNBП Tahun 2013 sd 2016 didominasi penerimaan SDA Migas, namun pada tahun 2015 mengalami penurunan karena penerimaan migas sangat dipengaruhi *lifting* migas, ICP (*Indonesia Crude Price*) atau harga minyak mentah, nilai tukar (kurs) dan biaya penggantian pengelolaah migas yang dimintakan oleh badan usaha pengelola (kontraktor) kepada pemerintah (yang dikenal dengan *cost recovery*). Sementara, PNBП Lainnya (PNBП Fungsional dan Umum pada K/L) sejak tahun 2013 sd 2016 terus mengalami peningkatan, bahkan pada tahun 2016 meningkat sebesar 44% dari penerimaan tahun 2015.⁷

Dalam memastikan bahwa negara sebagai penguasa sumber daya menerima bagian yang sesuai dari eksploitasi hasil minyak dan gas, maka ketentuan fiskal terkait pengelolaan sektor migas harus dirancang secara tepat terutama dalam kondisi dimana ketika produksi SDA migas mengalami penurunan. Selain itu, pengelolaan sumber daya dengan cermat diperlukan karena deposit minyak mentah atau gas alam tersebut merupakan sumber daya yang tidak dapat diperbaharui (*non-renewable*).⁸ Untuk mengubah aset ini menjadi sumber keuangan, pemerintah harus menarik pemilik modal/ investor dengan syarat-syarat yang telah ditentukan oleh pemerintah. Dalam hal ini pemerintah berupaya menjamin untuk memperoleh bagian terbesar dalam situasi ketidakpastian tentang berapa nilai sumber daya (kandungan) yang dapat dieksploitasi.

Di sisi lain, dengan karakteristik sektor Migas yang beresiko tinggi dan besarnya biaya investasi, pemerintah memberikan kesempatan kepada pihak swasta pemilik modal dan teknologi untuk mengelola penambangan migas terutama terkait eksploitasi dan eksplorasi yang diwujudkan dengan kontrak kerja sama yang dikenal dengan *Production Sharing Contract* (PSC).⁹ Adanya PSC

⁷ Direktorat Jenderal Anggaran, Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP), 2017, diakses dari <http://www.anggaran.depkeu.go.id/content/Publikasi/bimtek%20mataram/2017%20-%204%20Pengelolaan%20PNBP%20KL.pdf>. pada 16 Januari 2020.

⁸ Badan Pemeriksa Keuangan RI, Pengawasan atas Pendapatan Bagi Hasil Migas Perlu Dilakukan dengan optimal, diunduh dari <https://www.bpk.go.id/news/pengawasan-atas-pendapatan-bagi-hasil-migas-perlu-dilakukan-secara-optimal> pada 18 Juni 2020.

⁹ Puji Wibowo, Menyoal Dualisme Kebijakan Penyetoran Penerimaan Negara Sektor Hulu Minyak dan Gas Bumi, *Jurnal Manajemen dan Keuangan Publik*, Vol.1, No.1, 2017, hlm.47-56.

menjamin keterlibatan pemerintah terhadap bagian perolehan migas yang diperoleh oleh kontraktor dan besaran bagian pemerintah atas perolehan migas dalam suatu kurun waktu yang telah disepakati¹⁰, misalnya dalam kurun waktu 20 hingga 30 tahun dalam suatu masa kontrak¹¹. Hal ini pulalah yang menyebabkan adanya perubahan berbagai rezim PSC. Selain itu, PSC juga menjamin bahwa adanya konsep *cost recovery*, dimana seluruh biaya selama masa eksplorasi jika sudah memasuki tahap produksi, maka atas biaya yang telah dikeluarkan akan diberikan penggantian oleh Pemerintah.¹²

Dalam tataran teknis, pelaksanaan PSC diawali dari adanya penunjukan kontraktor Migas oleh pemerintah setelah suatu proses lelang resmi. Kontraktor Migas tersebut mengelolah suatu wilayah kerja pertambangan. Dalam proses pengelolaan wilayah kerja pertambangan tersebut, pemerintah akan diwakili oleh suatu badan khusus.¹³ Seluruh biaya eksplorasi dan pengembangan ditanggung oleh kontraktor dan apabila proses pengerjaan pertambangan telah memasuki tahap eksploitasi dan tahap komersial, maka atas biaya-biaya tersebut dapat dimintakan kembali ke pemerintah dalam bentuk *cost recovery*¹⁴. Hasil penambangan migas nantinya akan dibagi hasil dengan persentase tertentu antara

¹⁰ Id.

¹¹ Puji Wibowo, Menuju Kebijakan Akuntansi yang Paripurna: Studi Kasus Penerimaan Negara Bukan Pajak Sektor Hulu Migas, *Balance Vocation Accounting Journal*, Vol. 3, No. 1, 2009, hlm. 67-85.

¹² Johnston D., How to Evaluate The Fiscal Terms of Oil Contract in Escaping the Resource Curse: M. Humpreys, et.al.eds, Columbia University Press, UK. New York, 2007, hlm. 53-88.

¹³ UU No. 21 tahun 2001 memberikan mandat kepada Pemerintah sebagai pemegang kuasa pertambangan. Pemerintah membentuk badan untuk mengendalikan pengelolaan kegiatan hulu migas. Pengelolaan hulu migas yang dilaksanakan berdasarkan kontrak kerja sama setidaknya memuat hal berikut (i) kepemilikan sumber daya alam tetap di tangan Pemerintah sampai pada titik penyerahan; (ii) pengendalian manajemen operasi berada pada Badan Pelaksana (iii) Modal dan resiko seluruhnya ditanggung badan usaha atau badan usaha tetap. Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) adalah institusi yang dibentuk oleh pemerintah Republik Indonesia melalui Peraturan Presiden (Perpres) Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. SKK Migas bertugas melaksanakan pengelolaan kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi berdasarkan Kontrak Kerja Sama.

¹⁴ Kastella & Prabowo, Mekanisme Transparansi dan Akuntabilitas atas Cost Recovery Berdasarkan Production Sharing Contract Minyak dan Gas Bumi dari Kontraktor KKS ke Pemerintah Melalui SKK Migas, *Jurnal Ekonomi dan Bisnis*, Vol. 23, No. 1, hlm. 1-20.

pemerintah dan kontraktor yang telah disepakai dengan perjanjian kontrak bagi hasil (*production sharing contract*)¹⁵.

Konflik utama antara perusahaan minyak dan gas dan pemerintah atas pembagian risiko (*risk*) dan bagi hasil (*production sharing*) dari proyek minyak bumi. Keduanya pihak ingin memaksimalkan hasil dan menggeser sebanyak mungkin risiko kepada pihak lain¹⁶. Besar kecilnya *cost recovery* yang dapat dimintakan kepada pemerintah akan berpengaruh terhadap besar kecilnya bagian perolehan yang akan dibagikan ke pemerintah dan kontraktor. Hal ini merupakan kekhawatiran pemerintah akan adanya penggelembungan biaya dari kontraktor migas yang dilaporkan oleh kontraktor karena apabila semakin besar biaya yang dimintakan kepada pemerintah, maka besaran bagi hasil yang diperoleh pemerintah sebagai bagian bagi hasil akan semakin kecil, karena bagi hasil atas sebagian besar produksi tersebut akan ditentukan setelah pengurangan *cost recovery*¹⁷. Namun demikian, pilihan yang tepat dari rezim fiskal dapat meningkatkan *trade-off* di antara kepentingan masing-masing pihak, pengorbanan kecil dari satu pihak dapat menjadi keuntungan besar bagi pihak lain. Perjanjian bagi hasil migas dan peraturan fiskal terkait menetapkan "*price*" atas sumber daya dalam hal bonus, royalti, pajak atau pembayaran lain yang akan dilakukan investor kepada pemerintah selama masa proyek berlangsung akan mempengaruhi berapa besaran yang diperoleh pemerintah¹⁸.

Disisi lain, terkait pengaturan perpajakan atas penghasilan yang diperoleh oleh badan usaha yang bergerak dalam sektor industri hulu migas, Pasal 31D Undang-Undang Nomor 36 Tahun 2008 tentang Perubahan Keempat Atas Undang-Undang Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan (selanjutnya disebut UU

¹⁵ F. Kurniawan, Bentuk Perlindungan Hukum terhadap Kekayaan Minyak dan Gas Bumi sebagai Aset Negara Melalui Instrumen Kontrak, *Jurnal Hukum dan Peradilan*, Vol. 2, No. 3, 2013, hlm. 471-492.

¹⁶ Benny Lubiantara, *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*, Grasindo, Jakarta, 2013, hlm. 39

¹⁷ Ocktarani, Analisis Kebijakan Pajak pada Industri Minyak dan Gas Bumi Guna Mendorong Investasi, Perbandingan dengan Malaysia dan Thailand, Tesis, Universitas Indonesia, 2016, hlm. 93-96.

¹⁸ Sihotang, *A Longitudinal Analysis of the Indonesian Production Sharing Contract (PSC): The Question of Economic Accountability*, *Journal the Winners*, Vol. 4, No. 2, 2013, hlm. 94-111

36/2008) mengatur secara khusus bahwa terkait perhitungan perpajakan industri hulu migas diatur melalui Peraturan Pemerintah.¹⁹ Sebagai ketentuan pelaksana dari UU tersebut, pemerintah menerbitkan Peraturan Pemerintah No. 79 tahun 2010 jo. Peraturan Pemerintah No. 27 tahun 2017 tentang Biaya Operasional yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Peraturan tersebut menguraikan perihal bagi hasil yang dikenakan pajak atas pengasilan yang diterima oleh kontraktor kontrak kerja sama migas (K3S). Secara khusus, ketentuan tersebut juga menguraikan komponen perhitungan pajak penghasilan beserta beban yang dapat dikembalikan (*cost recovery*) untuk tujuan perhitungan perpajakan.

Bagi beberapa pihak, terutama kontraktor, adanya ketentuan PP No.79/2010 jo. PP No. 27/2017 dipandang menambah beban baru bagi kontraktor ditengah harga minyak yang terus menurun²⁰. Sebelum hadirnya ketentuan tersebut, seluruh biaya yang timbul dalam rangka eksploitasi migas dapat dimintakan kembali seluruhnya (*full recoverable*) kepada pemerintah. Namun dengan hadirnya PP No. 79/2010 jo. PP No. 27/2017, terdapat pengaturan kembali dan pembatasan biaya-biaya yang dapat dimintakan kembali (*recoverable*).²¹

Adanya kesepakatan antara pemerintah dan kontraktor yang diatur terkait bagi hasil serta *cost recovery* dalam PSC serta eksistensi PP No. 79/2010 jo. PP No. 2017 sering mengakibatkan pertentangan. Hal tersebut disebabkan bahwa atas komponen biaya yang tidak dapat *direcoverable* atau tidak diakui oleh pemerintah berdasarkan PP No. 79/2010 jo. PP No. 2017 akan menjadi tambahan beban/biaya

¹⁹ Pada dasarnya, pemungutan pajak di Indonesia diatur dalam dasar negara UUD 1945 Pasal 23 (2) menyebutkan bahwa “segala pajak untuk keperluan negara berdasarkan Undang-undang”, kemudian dalam perubahan ketiga UUD 1945, pada pasal 23A menyebutkan bahwa “pajak dan pungutan bersifat memaksa diatur dalam Undang-undang”. Mengutip Ariana (2016, 5) dalam disertasinya berjudul “Penerapan Hukum Pajak terhadap Uplift dalam Sektor Migas di Indonesia” menguraikan terkait kerkait pemungutan pajak, bahwa sebelum amandemen ketiga UUD 1945 Pasal 23 (2) dimungkinkan bahwa pemungutan pajak ditetapkan bukan dengan Undang-undang sepanjang didelegasikan oleh Undang-undang.

²⁰ Sejak tahun 2014, dengan konsumsi BBM yang terus meningkat, terjadi penurunan produksi migas rata-rata 3,07%. Roziqin, Pengelolaan Sektor Minyak Bumi di Indonesia Pasca Reformasi: Analisis Konsep Negara Kesejahteraan, Jurnal Tata Kelola & Akuntabilitas Keuangan Negara, 2015, hlm. 128-140.

²¹ Ocktarani, supra no. 17, hlm. 93-96.

yang akan ditanggung oleh kontraktor, yang pada akhirnya akan mengurangi keuntungan bersih yang diterima kontraktor dari bagi hasil migas. Disisi lain, terdapat prinsip *uniformity* dalam perhitungan bahwa *cost of oil* yang diatur dalam PSC dan *cost of tax* yang diatur dalam peraturan perpajakan sudah selayaknya beriringan. Artikel ini akan membahas mengenai bagian penerimaan pemerintah dari yang berasal dari PNB dan Pajak yang diatur dalam PSC dari masa ke masa. Selain itu, artikel ini juga akan mengulas terkait hal-hal yang perlu diperhatikan pemerintah terkait pelaksanaan *uniformity* ketentuan PP No. 79 tahun 2010 jo. No. 27 tahun 2017 dalam konteks adanya PSC yang telah disepakati oleh pemerintah Indonesia dan investor.

Pembahasan

Kebijakan Penerimaan Negara Bukan Pajak dan Penerimaan dari Sektor Migas Di Indonesia

1. Konsep Pungutan Negara atas Sektor Migas

David Nellor menyebutkan bahwa pemerintah mempunyai dua kepentingan fiskal dalam hal pengelolaan sumber daya alam (SDA).²² Adapun kepentingan tersebut berupa (1) sebagai pemegang hak pemajakan, dan (2) pemegang kuasa SDA atas nama negara. Sebagai pemegang hak pemajakan, pemerintah harus dapat meyakinkan masyarakat bahwa terdapat kontribusi yang nyata dan terukur dari sektor SDA pada keuangan negara seperti sektor lainnya. Sementara itu, sebagai pemegang kuasa SDA pemerintah berhak mendapat harga *appropriate* atas eksploitasi terhadap SDA yang dilakukan sehingga atas bagian hasil SDA tersebut pemerintah dapat mendistribusikannya kepada masyarakat dengan berbagai instrument. Selanjutnya sebagai pihak yang memiliki kuasa atas pemungutan pajak pajak, pemerintah dapat memanfaatkan instrumen fiskal, termasuk pengenaan pajak penghasilan atas industri migas, kemudian sebagai pemegang kuasa untuk mengelola SDA, pemerintah berhak untuk memperoleh penerimaan dari SDA berupa bonus sewa (*lease bonuses*), royalti, penerimaan

²² David Mellor, ed. Parthasarathi Some, *Handbook of Tax Policy, International Monetary Fund, Washington DC*, 2012, hlm. 112

lainnya yang berasal dari sumber daya dan ekuitas pemerintah (*government equity- production sharing*) dalam bentuk penerimaan negara bukan pajak.²³

Pada dasarnya, secara khusus terkait fungsi pajak dalam industri migas, setidaknya pemungutan pajak seyogyanya memenuhi peranan berikut:²⁴

- a. *Financing government expenditure*; pemerintah memperoleh penerimaan yang cukup signifikan dari sektor migas untuk mengisi kas Negara.
- b. *Rent extranction*, perpajakani merupakan salah satu instrumen yang digunakan pemerintah untuk mengumpulkan berbagai manfaat ekonomi dari sektor migas.
- c. *Distribution of benefit*, penerimaan pajak yang diperoleh negara dari sektor migas dipergunakan untuk mendistribusikan layanan bagi masyarakat.

Secara khusus, terkait pemajakan atas sector Migas, Nakhle menekankan bahwa pemajakan atas migas merupakan suatu bentuk mekanisme pembagian keuntungan untuk membagi keuntungan atas pembagaian dari industri migas ini antara pemerintah dan investor, seperti yang dikemukakan oleh Nakhle:

*It is to acquire for the state in whose legal territory the resource in question lie, a fair share of the wealth accruing from their extraction, whilst encouraging investors to ensure optimal economic recovery for those hydrocarbon resources.*²⁵

Pernyataan tersebut mengandung dua hal penting yaitu, pertama pengenaan pajak atas sumber daya migas ditujukan untuk memastikan bahwa pembagian penerimaan yang adil antara negara sebagai pemilik sumber daya alam serta bagi pihak investor yang melakukan kegiatan eksplorasi, kedua eksploitasi sumber daya alam memerlukan adanya dukungan dari pemerintah untuk terus dilakukannya investasi disektor ini, yang pada dasarnya dilakukan oleh investor pada tahap awal.

²³ Gunadi, Sambutan Pengantar dalam Diskusi Disinsentif Fiskal dalam Proses Bisnis Hulu Migas, Tax Centre Universitas Indonesia, November 2016, tidak dipublikasikan.

²⁴ A. Madjedi Hasan, Kontrak Minyak dan Gas Bumi Berazas Keadilan dan Kepastian Hukum, PT. Fikahati Aneska, Jakarta, 2009, hlm. 5

²⁵ C. Nakhle, *Petroleum Taxation Sharing the Oil Wealth: A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today and Tomorrow*, Routledge Studies in International Business and the World Economy, 2008, hlm. 5.

Karakter industri migas termasuk *highly uncertainty and regulated*, depletif, *sunk cost*, *assymetri of information* dan mengundang komplikasi internasional²⁶. SKK Migas menguraikan bahwa sektor hulu Migas mempunyai setidaknya 4 karakteristik; (1) pendapatan baru dapat diterima setelah investasi yang besar dalam kurun waktu yang lama, (2) sektor hulu migas merupakan jenis bisnis yang beresiko tinggi dengan teknologi yang canggih ditengah ketidakpastian yang tinggi (3) investasi yang diperlukan membutuhkan modal yang sangat besar (4) industri hulu migas mempunyai potensi keuntungan yang sangat besar²⁷. Dengan karakteristik demikian, dalam kegiatan eksploitasi SDA khususnya sektor migas sering terdapat benturan kepentingan antara pengusaha dengan pemerintah mengenai imbalan dan risiko pengembangan SDA. Kedua pihak ingin maksimalisasi imbalan (kontraktor atau *government take*) dan minimalisasi atau *shifting* risiko ke pihak lain.²⁸

Pada tataran lain, kontrak SDA dan ketentuan fiskal terkait merupakan sarana perwujudan identitas kepentingan kedua pihak. *Magnitude* penghasilan yang akan dibagi dapat dimaksimalkan dengan disain pengaturan fiskal yang mendorong stabilitas lingkungan fiskal dan pengembangan SDA²⁹. Dalam pengembangan stabilitas hubungan fiskal pengusaha dan pemerintah, kontrak migas dan pertambangan umumnya berlangsung sekitar 10 – 30 tahun dengan beberapa asumsi, seperti: (1) *nailed down rule*, tanpa menomor duakan *prevailing rule*; (2) *ceiling cost recovery system* dengan PP 79/2010; (3) *ring-fencing rule*; dan (4) *uniformity principle* (untuk biaya – *cost of oil* adalah *cost of tax*, dan *single government audit*; (5) kontrak karya tunduk pada postulat *pacta sunt servanda* karena satu pihak penandatanganan adalah privat apakah termasuk hukum publik atau hukum privat internasional, apakah *lex specialis* dari Perjanjian Persetujuan Pajak Berganda (P3B) menjadi diskusi public. Kemudian, jika ketentuan umum P3B lebih *favorable* ketimbang aspek pajak dalam kontrak karya apakah dapat

²⁶ Chandranegara I.S., Desain Konstitusional Hukum Migas untuk Sebesar-besarnya Kemakmuran Rakyat, Jurnal Konstitusi, Vol. 14, No. 4, 2017, hlm. 45-79

²⁷ Gunadi, Supra no 23, hlm. 1

²⁸ Ocktarani, supra no. 17., hlm. 93-96.

²⁹ Gunadi, supra no. 23, hlm. 1

berlaku teori *cherry picking* atas *branch-profit tax* juga masih terus dipertanyakan; dan (6) masih terus menjadi diskusi terkait apabila terjadi sengketa *production sharing* yang berujung dengan pajak apakah solusinya harus berujung ke arbitrase internasional.³⁰

Selama masa kontrak yang cukup lama terdapat dinamika terkait pergeseran kekuatan negosiasi³¹. Sebelum masa eksplorasi atau pada tahap awal, kekuatan tersebut ada pada pengusaha karena persaingan global tarik-menarik investor sehingga pada tahap ini memerlukan relaksasi perpajakan hingga penyediaan berbagai kemudahan dan fasilitas perpajakan. Pada dasarnya, berdasarkan prinsip netralitas perpajakan menghendaki agar pajak tidak digunakan sebagai instrument intervensi bisnis baik mendorong, menghambat atau bersifat disinsentif³². Namun, ketika kesuksesan eksplorasi mulai ditetapkan oleh kontraktor yang diikuti dengan adanya dana positif *cash-flow* mengalir ke perusahaan, tekanan sosial, politik dan ekonomi memaksa pemerintah merenegosiasi ulang kontrak, meskipun pada dasarnya kedudukan pihak-pihak berkontrak adalah setara³³. Demi pelebaran jejaring *revenue-sharing* dan penguatan otonomi daerah, diterbitkan berbagai ketentuan perihal pengelolaan tersebut, termasuk diterbitkannya alokasi bagi pemerintah daerah. Misalnya, diterbitkannya PP No. 35/2004 tentang Kegiatan Hulu Migas menyebut hak Pemda melalui BUMD untuk memilik 10% *participating interest*. Dengan alasan sempitnya ruang fiskal Pemda, terdapat wacana agar kontraktor kerja sama menalangi pendanaannya. Pada akhir masa ketika mineral hampir sepenuhnya tereksplorasi, posisi negosiasi bergeser ke pengusaha yang dapat saja meninggalkan pekerjaan pengelolaan yang sedang berlangsung ketika merasa pemerintah terlalu banyak meminta bagian diluar kesepakatan awal.³⁴

³⁰ Gunadi, Supra no. 23, hal. 1

³¹ Utomo, Busro & Priyono, Aspek Hukum Penerapan Asas Kekuatan Mengikat dalam Kontrak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi di Indonesia, Diponegoro Law Journal, Vol. 5, No. 4, 2016, hlm. 1-16.

³² Khairunissa, Tinjauan Hukum Internasional terhadap Pengelolaan Minyak dan Gas di Indonesia, Tadulako Law Review, Vol. 1, Issue 1, 2016, hlm. 55-75.

³³ Rokhim, Hubungan Kontraktual antara Pemerintah dan Kontraktor Swasta dalam Kontrak Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, Rechtidee, Vol.12, No. 1, Juni 2017, hlm. 27-46.

³⁴ Gunadi, supra no.23 hlm. 2

Perancangan fiskal proyek migas, menyangkut pertimbangan fiskal dan nonfiskal terutama politik, termasuk *trade-off* antara unsur penerimaan, risiko, *timing* penerimaan, dan persaingan global investor migas. Sistem fiskal yang lebih menekankan pada royalti daripada penerimaan dari pajak penghasilan dapat memberikan stabilitas penerimaan dengan tepat waktu. Dengan demikian, kebijakan fiskal di negara harus merupakan pengaturan luas berbagai instrumen dengan titik berat pada kepastian penerimaan, penurunan eksposur risiko pemerintah, relaksasi pajak dan beban administrasi serta kepatuhan minimum. Mengingat sektor migas dapat mendatangkan dan menguras devisa, berpengaruh pada kehidupan ekonomi, sosial politik dan pertahanan keamanan negara, maka eksplorasi dan eksploitasi sektor ini harus dapat diterjemahkan menjadi berbagai manfaat ekonomi bagi negara dan kemakmuran rakyat. Sementara, dari sisi kontraktor, sistem fiskal yang diharapkan adalah sistem yang mampu memberikan penghasilan kepada *shareholder* di negara asal (*residence country*) dengan kebijakan pemerintah yang transparan, dapat diprediksi, stabil dan sesuai dengan kelaziman internasional. Dengan mempertimbangan kedua pihak yang berkepentingan tersebut, keputusan investasi dapat dibuat secara rasional ekonomi, terukur dan tepat.³⁵

Kriteria umum yang digunakan untuk menilai instrumen fiskal yang digunakan, antara lain:³⁶

- A. Kompetitif; instrumen fiskal yang disusun oleh negara lokasi (*source country*) harus bersifat kompetitif dengan negara lain. Saat ini banyak negara sedang berlomba menarik investor agar melakukan investasi pertambangan di negaranya terutama di negara berkembang.
- B. Netral dan efisien; instrumen fiskal disebut netral jika aplikasinya tidak akan mengubah kondisi baik secara keuntungan atau keekonomian suatu proyek dibandingkan sebelum terdapat instrumen fiskal tersebut. Pada umumnya

³⁵ Simamora, Rudi M. Hukum Minyak dan Gas Bumi, cet. Ke-1. Dian Rakyat, Jakarta, 2000, hlm. 18

³⁶ Widjajono, Migas dan Energi di Indonesia Permasalahan dan Analisis Kebijakan. Development Studies Foundation, Bandung, 2009, hlm. 23.

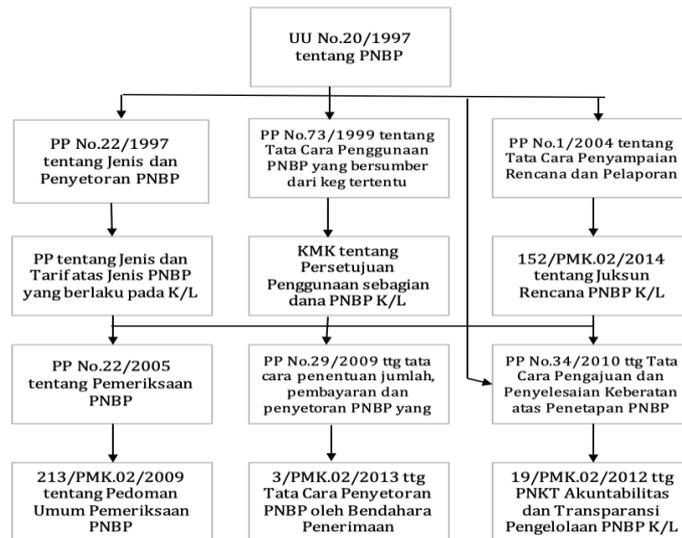
netralitas ini digunakan untuk mengetahui kebijakan fiskal yang memiliki dampak negatif terhadap perekonomian secara keseluruhan.

- C. **Fleksibilitas dan stabilitas.** Kegiatan pertambangan pada umumnya dilakukan dalam jangka panjang. Oleh karena itu, investasi harus mendapat jaminan stabilitas negara yang ada. Semakin tidak stabil kondisi ekonomi maupun politik suatu negara, maka akan meningkatkan risiko bagi investor. Sementara itu, pemungutan penerimaan atas kegiatan pertambangan ini diharapkan fleksibel, mengikuti kondisi dari kegiatan usaha yang dilakukan. Artinya, pemungutan penerimaan tersebut apabila kondisi perusahaan membaik, maka Pemerintah dapat mengumpulkan dana lebih besar sedangkan apabila kondisi ekonomi Kontraktor menurun, maka pemungutan penerimaan tersebut juga mengikutinya.
- D. **Risiko.** Pemerintah, mengaitkan risiko dengan berapa jumlah penerimaan yang akan diperoleh (*government take*) dan kapan penerimaan tersebut akan diterima. Sementara itu, investor mengaitkan risiko dengan dampak yang ditimbulkan oleh kebijakan fiskal terhadap industri, terutama terkait kepastian hukum.
- E. **Administrasi dan biaya kepatuhan.** Bagi pemerintah, biaya administrasi merupakan beban untuk menyusun, mengimplementasikan dan mengawasi pelaksanaan instrumen fiskal. Di lain pihak, bagi investor, biaya kepatuhan merupakan biaya yang dikeluarkan untuk melaksanakan instrumen fiskal yang ada.

2. Ketentuan Umum terkait PNBP di Indonesia

Secara umum, adapun ketentuan terkait aturan PNBP diuraikan sebagai berikut:

Gambar 1: Ketentuan Yuridis terkait PNB



Sumber: Direktorat Jenderal Anggaran (2017)

Berdasarkan ketentuan tersebut, pembagian kelompok Penerimaan Negara Bukan Pajak, meliputi:

- a. penerimaan yang bersumber dari pengelolaan dana pemerintah; antara lain, penerimaan jasa giro, Sisa Anggaran Pembangunan, dan Sisa Anggaran Rutin.
- b. penerimaan dari pemanfaatan sumber daya alam; meliputi antara lain royalti di bidang perikanan, royalti di bidang kehutanan dan royalti di bidang pertambangan. Khusus mengenai penerimaan dari minyak dan gas bumi walaupun sesuai dengan Undang-undang No. 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara terdapat unsur royalti, namun karena di dalamnya terkandung banyak unsur-unsur perpajakan, maka penerimaan yang merupakan bagian pemerintah dari minyak dan gas bumi tidak termasuk jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak.
- c. penerimaan dari hasil-hasil pengelolaan kekayaan negara yang dipisahkan; antara lain, dividen, bagian laba Pemerintah, dana pembangunan semesta, dan hasil penjualan saham Pemerintah.
- d. penerimaan dari kegiatan pelayanan yang dilaksanakan pemerintah; antara lain, pelayanan pendidikan, pelayanan kesehatan, pelayanan pelatihan,

pemberian hak paten, merek, hak cipta, pemberian visa dan paspor, serta pengelolaan kekayaan negara yang tidak dipisahkan.

- e. penerimaan berdasarkan putusan pengadilan dan yang berasal dari pengenaan denda administrasi; antara lain, lelang barang rampasan negara dan denda.
- f. penerimaan berupa hibah yang merupakan hak pemerintah; hibah yang dimaksud dalam pasal 2 ayat (1) huruf f ini adalah penerimaan negara berupa bantuan hibah dan atau sumbangan dari dalam dan luar negeri baik swasta maupun pemerintah yang menjadi hak pemerintah. Hibah dalam bentuk natura, antara lain, yang secara langsung untuk mengatasi keadaan darurat seperti bencana alam atau wabah penyakit tidak dicatat dalam Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara.
- g. penerimaan lainnya yang diatur dalam undang-undang tersendiri.

Tarif atas jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak perlu ditetapkan dengan pertimbangan secermat mungkin, karena hal ini membebani masyarakat. Faktor-faktor yang mempengaruhi besar kecilnya jumlah tarif atas jenis penerimaan negara bukan pajak (PNBP).³⁷

- a. pertimbangan dampak pengenaan terhadap masyarakat dan kegiatan usahanya,
- b. beban biaya yang ditanggung Pemerintah atas penyelenggaraan kegiatan pelayanan, dan pengaturan oleh pemerintah yang berkaitan langsung dengan jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak,
- c. aspek keadilan agar beban yang wajib ditanggung masyarakat adalah wajar, adil di sini berarti sesuai dengan yang ada jika semakin besar pendapatan/basis penetapan maka semakin besar pula tarif yang dikenakan.
- d. memberikan kemungkinan perolehan keuntungan atau tidak menghambat kegiatan usaha yang dilakukan masyarakat.

³⁷ Kurniasih, Pembaharuan Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak, Media Pembinaan Hukum Nasional. Vol. 5, No. 2, 2016, hlm. 213-228.

Dengan demikian, pendekatan umum yang digunakan untuk menetapkan tarif penerimaan negara bukan pajak (PNBP):³⁸

a. Tarif *cost minus*

Pendekatan ini dilakukan ketika pada suatu kondisi besaran tarif dari penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang dikenakan lebih rendah daripada dana yang dikeluarkan untuk memberikan pelayanan atau yang lainnya.

b. Tarif *cost recovery*

Pendekatan ini dilakukan ketika pada suatu kondisi besaran tarif dari penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang dikenakan sama dengan dana yang dikeluarkan untuk memberikan pelayanan atau yang lainnya.

c. Tarif *cost plus*

Pendekatan ini akan berlaku ketika besaran tarif dari penerimaan negara bukan pajak (PNBP) yang dikenakan lebih besar daripada dana yang dikeluarkan untuk memberikan pelayanan atau yang lainnya.

Beberapa prinsip pengelolaan penerimaan negara bukan pajak, antara lain:

1. Penerimaan negara bukan pajak (PNPB) harus disetorkan secepatnya pada kas negara. Pasal 4 UU No. 20 Tahun 1997 tentang Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB).
2. Penerimaan negara bukan pajak (PNPB) secara keseluruhan wajib disetorkan pada waktunya atau waktu yang tepat sesuai Pasal 16 ayat 3 UU No. 1 Tahun 2004 tentang Perbendaharaan Negara.
3. Besarnya tarif atas jenis penerimaan negara bukan pajak (PNPB) telah ditetapkan dalam Undang- undang atau peraturan pemerintah yang bertindak untuk menetapkan jenis penerimaan negara bukan pajak (PNPB). Pasal 3 ayat 2 UU Nomor 20 Tahun 1997 tentang Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB).

³⁸ Nakhle Carole, *Petroleum Fiscal Regime Evolution and Challenges, The Taxation of Petroleum and Minerals: Principle, Problems and Practice, Routledge, 2010*

4. Penerimaan yang berasal dari kementerian atau lembaga tidak boleh digunakan secara langsung untuk membiayai segala pengeluaran yang sudah terjadi atau yang akan terjadi sesuai dengan program kerja yang telah disusun. Pasal 16 ayat 3 UU No.1 Tahun 2004 tentang Perbendaharaan Negara.
5. Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB) dikelola dalam sistem APBN. Pasal 5 UU No. 20 tahun 1997 tentang Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB).
6. Segala penerimaan yang menjadi hak negara dalam tahun anggaran yang telah ditentukan dan bersangkutan harus dimasukkan ke dalam APBN. Pasal 3 ayat 5 UU No. 17 tahun 2003 yang tentang keuangan negara.
7. Sebagian dana dari Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB) bisa digunakan untuk melaksanakan kegiatan tertentu yang berhubungan dengan jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB) yang telah ditetapkan oleh Menteri Keuangan.
 - a. penelitian dan pengembangan teknologi;
 - b. pelayanan kesehatan;
 - c. pendidikan dan pelatihan;
 - d. penegakan hukum;
 - e. pelayanan yang melibatkan kemampuan intelektual tertentu;
 - f. pelestarian sumber daya alam.

PNBP yang harus dibayar pada suatu saat atau dalam suatu periode tertentu menurut peraturan perundang-undangan yang berlaku disebut PNBP yang terutang. Jumlah PNBP yang terutang ditentukan dengan cara (i) ditetapkan oleh instansi pemerintah, antara lain pemberian paten, pelayanan pendidikan, pelayanan kesehatan, dan penjualan karcis masuk; atau (ii) dihitung sendiri oleh wajib bayar antara lain pemanfaatan sumber daya alam. Juklak PNBP terutang terdapat dalam Peraturan Pemerintah No. 29 Tahun 2009 tentang Tata Cara Penentuan Jumlah, Pembayaran, dan Penyetoran Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Terutang, dihitung dengan menggunakan tarif spesifik.

Menurut perundang-undangan, sebagian dana dari suatu jenis PNBP dapat digunakan untuk kegiatan tertentu yang berkaitan dengan jenis PNBP tersebut oleh instansi yang menghasilkan penerimaan tersebut. Kegiatan tertentu

dimaksud meliputi kegiatan penelitian dan pengembangan teknologi, pelayanan kesehatan, pendidikan dan pelatihan, penegakan hukum, pelayanan yang melibatkan kemampuan intelektual tertentu, serta pelestarian sumber daya alam. Dengan adanya pengaturan tersebut, sekalipun PNBPN yang dihasilkan dicatat dalam penerimaan negara secara menyeluruh, penggunaannya hanya dapat dialokasikan untuk belanja dari kementerian negara/lembaga yang menghasilkan PNBPN tersebut. Dengan kata lain, pemanfaatan PNBPN di-*earmarked* sesuai dengan besarnya persentase tertentu pagu penggunaan PNBPN untuk belanja instansi yang mengenaikannya.³⁹ Akibatnya, proporsi pagu penggunaan PNBPN mempengaruhi fleksibilitas dalam pengalokasian anggaran.

Di sisi lain, pendapatan negara bukan pajak dari badan layanan umum (BLU) digunakan 100% untuk kegiatan BLU itu sendiri sehingga PNBPN dari BLU tersebut tidak dapat digunakan untuk menambah kapasitas fiskal. Transaksi PNBPN BLU sifatnya hanya “numpang lewat” dalam postur APBN, karena keluar masuknya pendapatan BLU dan belanja BLU melalui rekening BLU itu sendiri.

Tabel 1: Besaran Pajak dan PNBPN sebagai Dana Bagi Hasil

Penerimaan	Besaran	Transfer ke Daerah
Penerimaan Pajak		
PBB	Seluruh penerimaan di luar biaya pungut	DBH PBB
BPHTB	100%	Dikelola daerah
PPh Psl 25/20 OP dan PPh Psl 21	20%	DBH Perseorangan
Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBPN)		
Kehutanan		DBH Kehutanan
IIUPH	80%	DBH IIUPH
PSDH	80%	DBH PSDH
Dana reboisasi	40%	DBH Dana Reboisasi
Pertambangan umum	80%	DBH Pertambangan umum
Perikanan	80%	DBH Perikanan
Pertambangan minyak bumi	15,5%	DBH Minyak Bumi
Pertambangan gas bumi	30,5%	DBH Gas Bumi
Pertambangan panas bumi	80%	DBH Panas Bumi

Sumber: Direktorat Dana Perimbangan (2017)

³⁹ Das-Gupta A., *Non Tax-Revenue in Indian States: Principles and Case Studies, A Consultation Report for the Asia Development Bank, 2005*, hlm. 5-6

Pengawasan perlu dilakukan karena jumlah Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) tidak sedikit. Instansi pemerintahan yang memiliki kewenangan untuk melakukan pengawasan atau pemeriksaan khusus atas Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dilakukan sesuai Pasal 4 Peraturan Pemerintah No. 22 tahun 2005 yakni Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP). Pemeriksaan ini memiliki beberapa tujuan yakni meningkatkan efisiensi dan efektifitas pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP), untuk menguji kepatuhan pihak-pihak yang bersangkutan atas pemenuhan kewajiban sesuai dengan peraturan dan perundang-undangan khususnya di bidang Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) dan melaksanakan peraturan perundang-undangan yang berkaitan dengan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP).

3. Rezim Fiskal dan PNBP sektor Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Pemerintah dapat menghimpun penerimaan dari sektor minyak dan gas bumi dalam bentuk pajak dan Penerimaan Negara Bukan Pajak. Sebagian negara mengumpulkan bagian dari pemanfaatan ekonomi kekayaan alam melalui instrumen berbasis produksi atau berbasis laba. Di beberapa negara, pemerintah dapat berpartisipasi langsung dalam proyek dengan mengambil bagian ekuitas (penyertaan modal). Dalam pengelolaan sektor migas di Indonesia, dilakukan berdasarkan kontrak bagi hasil. Disisi lain, pembuat kebijakan juga memutuskan perlakuan pajak atas kontrak kerja tersebut, termasuk pajak penghasilan, pajak tidak langsung seperti PPN dan bea masuk serta pajak pajak lainnya.

a) *Production Sharing Contract (PSC)*

Indonesia merupakan salah satu negara yang menggagas pelaksanaan kontrak bagi hasil (PSC)⁴⁰. Model ini memiliki beberapa ketentuan keuangan dan fiskal paling ketat di dunia, dimana model kontrak ini harus mampu

⁴⁰ R. Fabrikant; "Oil Discovery and Technical Change in Southeast Asia - Legal Aspects of Production Sharing Contracts in the Indonesian Petroleum Industry"OGEL 1 (2005), www.ogel.org, laman: www.ogel.org/article.asp?key=1750; Rulandari et. al., *Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery vs. Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contract in Indonesia and the Aspect of Public Services. IOP Conference Series: Journal of Physics Series* 1114(2018) 012132, 2018. Diakses pada 10 Juni 2020.

mengakomodasi potensi pengelolaan hidrokarbon yang sangat besar, kepentingan perusahaan milik negara Pertamina dan pemerintah Indonesia.⁴¹

Secara sederhana, kontrak bagi hasil antara kontraktor dengan pemerintah dilakukan sebagai berikut. Pemerintah melakukan lelang (*bidding*) atas wilayah kerja pertambangan (blok) yang memiliki potensi kandungan minyak dan gas bumi sesuai dengan informasi data seismik dan geologi yang dimiliki Kementerian ESDM. Kontraktor yang memenangkan lelang akan menandatangani kontrak kerjasama dengan pemerintah c.q. Kementerian ESDM dan membayar kepada pemerintah bonus tanda tangan (*signature bonus*). Pembayaran tersebut wajib bagi kontraktor karena telah berstatus sebagai pemenang tender dan berhak memperoleh data dan informasi geologi atas blok. Pembayaran tersebut bagi pemerintah diakui sebagai Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP)⁴².

Kontraktor, setelah memperoleh hak pengelolaan, wajib melakukan tahapan eksplorasi dan mendanai terlebih dahulu proyek eksplorasi. Apabila telah ditemukan kandungan minyak dan gas bumi dalam kondisi ekonomis untuk dieksploitasi (dilakukan produksi), maka kontraktor wajib mengajukan persetujuan dari SKK Migas sesuai kewenangannya untuk melakukan tahapan produksi berupa pembelian barang dan peralatan produksi. Rencana pembelian barang modal dan peralatan produksi tersebut harus telah mendapat persetujuan dari SKK Migas. Hal ini penting karena seluruh pengeluaran tersebut nantinya akan diganti (*direcovery*) dari hasil penjualan produksi⁴³.

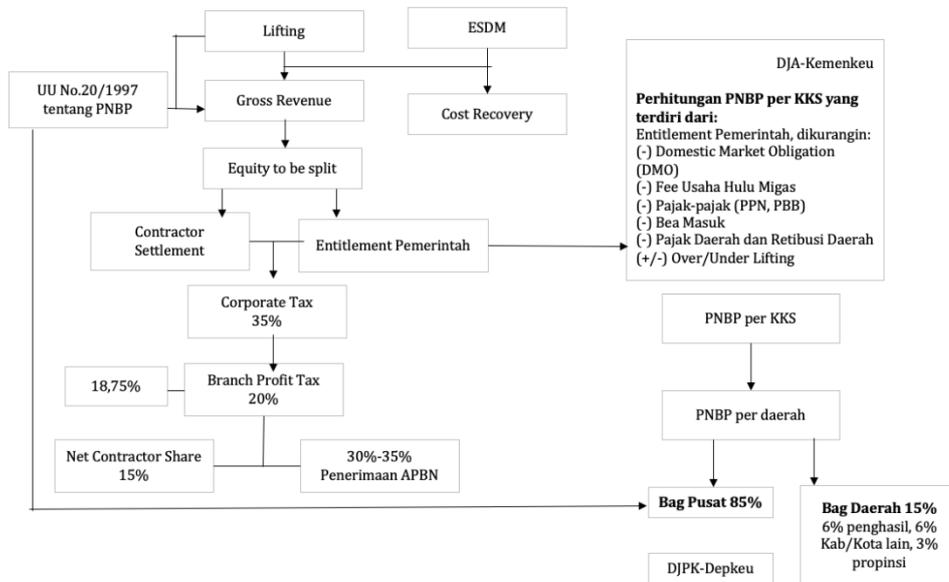
Konsep *cost recovery* merupakan konsep dalam PSC dimana seluruh pengeluaran dan beban eksplorasi lebih dahulu dibiayai dan ditalangi oleh kontraktor. Penggantian biaya (*cost recovery*) nanti diperhitungkan kembali dengan hasil penjualan produksi untuk mengganti pengeluaran terlebih dahulu. Hasil bersih setelah dikurangi biaya *cost recovery* yang disebut *equity to be split*, merupakan bagian hasil yang akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor.

⁴¹ Zhiguo Gao, "International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions", Kluwer Academic Publisher, 1994, hlm. 29

⁴² Kastella & Prabowo, supra no. 14, hlm. 8

⁴³ Kurniawan, supra no. 37, hlm. 220

Gambar 2: Ketentuan Fiskal Kontrak Bagi Hasil Migas



Sumber: Direktorat Jenderal Anggaran (2017)

PSC Generasi Pertama tahun 1960-1975

Pada PSC generasi ini, *cost recovery* terbatas hingga 40 persen dari produksi tahunan dengan sisa produksi terbagi 65/35 untuk kepentingan pemerintah. Biaya yang belum dikembalikan pemerintah kepada investor (belum mendapat *cost recovery*) akan dilanjutkan di tahun berikutnya. Biaya operasi yang dapat dikembalikan kepada kontraktor tidak termasuk pembayaran bunga atas utang. Pada tahun 1972, beberapa PSC memberikan formula yang mempertahankan 65/35 pembagian di tingkat dasar, dapat meningkat ketika produksi mencapai tingkat tertentu. Harga minyak digunakan untuk *recovery* biaya dan tujuan penghitungan pajak yang ditetapkan oleh pemerintah sesuai dengan harga panduan jenis OPEC.

Dalam hal pembayaran bonus, pembayaran bonus bervariasi antara masing-masing PSC. Pembayaran bonus ditanggung sendiri oleh kontraktor dan tidak dapat diperhitungkan dalam komponen biaya operasi, yang dapat dikembalikan oleh pemerintah kepada kontraktor yang diperoleh dari produksi. Namun, komponen bonus tersebut dapat dibebankan terhadap kewajiban pajak

setelah dimulai kegiatan operasi yang menguntungkan. Pada umumnya, bonus tanda tangan (*signature bonus*) berkisar antara \$ 1 juta hingga \$ 5 juta. Dalam suatu masa kontrak, kemungkinan akan terjadi 2 hingga 5 bonus produksi yang dipicu oleh volume produksi. Terdapat beberapa jenis kelas produksi, yaitu dari yang rendah 0 - 50.000 barel per hari hingga tinggi 100.000 - 500.000 barel per hari. Komitmen bonus total biasanya berkisar dari \$ 15 juta hingga \$ 50 juta.

Domestic market obligations (DMO) merupakan kewajiban untuk memenuhi pasar kebutuhan dalam negeri atas produksi minyak dan gas bumi. Sejak 1968, ketentuan ini bersifat wajib bagi semua perusahaan asing. Kuantitas yang disediakan oleh masing-masing perusahaan bervariasi sesuai dengan volume produksinya dan berbanding terbalik dengan produksi Indonesia secara keseluruhan, dengan ketentuan bahwa kuantitas pro rata tidak melebihi 25 persen dari total produksi dari wilayah kontraknya. Harga minyak untuk pasokan domestik ditentukan sebagai berikut, bahwa untuk lima tahun pertama produksi, harga pasokan domestik sama dengan harga yang diterima oleh kontraktor untuk pemulihan biaya operasi (harga ekspor). Setelah lima tahun pertama produksi, harganya adalah biaya ditambah \$ 0,20 per barel.⁴⁴

PSC Generasi Kedua tahun 1976-1988

Selain adanya krisis minyak dunia yang mendorong perundingan ketentuan baru PSC, ketentuan PSC generasi pertama belum mengatur ketentuan perpajakan secara jelas. Bagian pemerintah 65% sudah dianggap termasuk pajak yang dibayar oleh kontraktor. Pada periode tersebut, otoritas pajak Amerika, *Internal Revenue Service* (IRS) menolak mengakui pajak yang dibayarkan oleh kontraktor melalui Pertamina sebagai pengurang pajak sehingga kontraktor Migas Amerika Serikat terancam melakukan pembayaran pajak berganda. Ketentuan PSC generasi kedua dilakukan untuk mengatasi permasalahan akibat isu kewajiban pajak berganda yang harus dibayarkan Kontraktor sehingga ketentuan PSC dimodifikasi sedemikian

⁴⁴ Benny Lubiantara, *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*, Grasindo, Jakarta, 2013, hlm. 39.

rupa supaya negara tidak dirugikan dari sisi perpajakan. Perubahan yang dilakukan PSC generasi kedua adalah sebagai berikut:

- a. *Cost recovery* tidak lagi dibatasi dan didasarkan pada *General Accepted Accounting Principle (GAAP)*
- b. Selisih antara pendapatan bruto dengan *cost recovery* kemudian dibagi antara Pertamina dan Kontraktor masing-masing sebesar 65,91%: 34,09% untuk minyak dan 31,82%: 68,18% (gas)
- c. Bagian kontraktor akan dikenakan tarif pajak sebesar 56% (terdiri dari 45% pajak penghasilan dan 20% pajak dividen), dengan demikian pembagi bersih setelah pajak adalah 85%:15% (minyak) dan 70%:30% (gas)
- d. Dengan diundangkannya UU Pajak tahun 1984 dimana tarif pajak turun dari 56% menjadi 48%, maka untuk mempertahankan pembagian diatas, pembagian produksi sebelum pajak diubah menjadi 71,15%:28,85% (minyak) dan 42,31%: 57,69% (gas)
- e. Untuk lapangan baru, kontraktor diberikan kredit investasi sebesar 20% dari pengeluaran capital untuk fasilitas produksi
- f. Pengeluaran capital dapat diakselerasi selama 7 tahun dengan metode *double declining balance* (DDB)

Perubahan penting di PSC generasi ini adalah hilangnya *cost recovery ceiling* dan perubahan bagi hasil minyak yang sebelumnya 65%: 35% dinaikkan menjadi 85%: 15%.⁴⁵

PSC Generasi Ketiga 1988 seterusnya

Menurunnya harga minyak, meningkatnya biaya produksi dan ketatnya persaingan internasional untuk pendanaan investasi mempengaruhi perubahan PSC. *First Tranche Petroleum* (FTP), peningkatan kredit investasi, pembagian hasil progresif, deregulasi di bidang-bidang tertentu dan promosi investasi. Pada tahun 1988, ketentuan terkait *First Tranche Petroleum* (FTP) diperkenalkan, yaitu adanya bagian dari produksi minyak/gas sebesar 20 persen dibagi antara Pemerintah dan kontraktor setiap tahun atas dasar rasio pembagian keuntungan

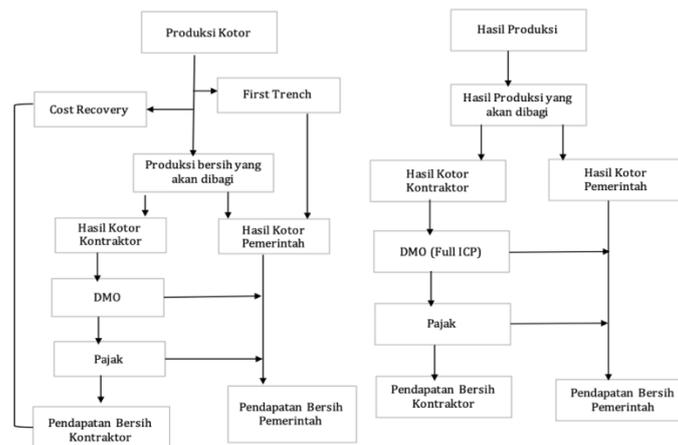
⁴⁵ Id.

yang berlaku sebelum pengurangan pemulihan biaya. FTP sebenarnya merupakan royalti dalam bentuk yang bervariasi sesuai dengan volume produksi dan rasio pembagian yang berlaku. Pengenalan formula harga baru di mana pemerintah menetapkan harga minyak berdasarkan harga spot rata-rata bulanan untuk lima minyak mentah yang diperdagangkan secara internasional.

PSC *Gross Split*

Gross Split merupakan skema kontrak bagi hasil pengganti PSC dengan meniadakan mekanisme pengembalian biaya operasi atau *cost recovery*. *Gross Split* diterbitkan pada 13 Januari 2017, dengan dikeluarkannya Peraturan Pemerintah No. 8 tahun 2017 tentang Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* dengan menggunakan mekanisme bagi hasil awal (*base split*) yang dapat disesuaikan dengan *variable split* dan *progressive split*. Komponen variabel yang dimaksud adalah status wilayah kerja, lokasi lapangan, kedalaman reservoir, ketersediaan infrastruktur, jenis reservoir, kandungan CO₂, kandungan H₂S, API minyak bumi, TKDN, dan tahapan produksi. Kontrak Bagi Hasil *Gross Split* paling sedikit memuat persyaratan yaitu kepemilikan sumber daya alam tetap ditangan pemerintah sampai pada titik penyerahan, pengendalian manajemen operasi berada pada Satuan Kerja Khusus Usaha Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas (SKK Migas), modal dan resiko seluruhnya ditanggung oleh kontraktor.

Gambar 3: Persandingan PSC Konvensional dengan PSC *GrossSplit*



Sumber: data diolah Penulis

Adapun uraian singkat terkait persandingan biaya yang diperhitungkan dengan menggunakan sistem *cost recovery* dan *gross split* sebagai berikut.

Tabel 2: Persandingan Biaya *Cost recovery* dengan *Gross Split*

<i>Cost Recovery</i>	<i>Gross Split</i>
<i>Cost recovery</i> menjadi beban pemerintah. Biaya operasi yang pada awalnya dikeluarkan oleh kontraktor, pada akhirnya menjadi tanggungan pemerintah (<i>cost recovery</i>)	Biaya operasi menjadi beban kontraktor
<i>Cost recovery</i> tidak efisien. <i>Cost recovery</i> pada akhirnya akan ditanggung pemerintah	Kontraktor secara alami akan melakukan penghematan
Sejak tahun 2015, <i>cost recovery</i> lebih besar dari penerimaan migas negara	Penerimaan migas negara lebih pasti, karena tidak dipengaruhi oleh <i>cost recovery</i>
Persetujuan <i>cost recovery</i> rumit dan panjang	Birokrasi lebih efisien dan sederhana, karena tidak ada proses persetujuan <i>cost recovery</i> oleh pemerintah
	Gross split tidak akan menghilangkan kendali negara karena beberapa aspek berikut: <ul style="list-style-type: none"> • penentuan wilayah kerja di tangan negara • penentuan kapasitas produksi dan lifting serta aspek komersial migas ditentukan negara • pembagian hasil ditentukan negara • penerimaan negara menjadi lebih pasti produksi dibagi di titik serah

Sumber: Permen ESDM No 8 Tahun 2017 mengenai kebijakan mengganti skema PSC (*Production Sharing Contract*) atau *Cost Recovery* menjadi skema *Gross Split*, diolah Penulis

b) Penerimaan Negara dari Sektor Minyak dan Gas Bumi di Indonesia

Penerimaan negara dari pengelolaan minyak dan gas bumi dapat dibedakan menjadi 2 (dua) kelompok besar yaitu penerimaan pajak dan penerimaan negara bukan pajak. Penerimaan dari pajak terdiri atas (1) pajak langsung yang meliputi Pajak Penghasilan korporasi (PPh Badan kontraktor) dan Pajak Penghasilan dari pegawai, (2) pajak tidak langsung (*indirect tax*) meliputi bea masuk atas impor barang modal dan peralatan pertambangan, Pajak Pertambahan Nilai atas impor barang dan pemanfaatan jasa. Pajak Penghasilan harus dipungut pada perusahaan minyak dan gas (kontraktor), seperti perusahaan lainnya atas keuntungan yang diperoleh perusahaan dari pengelolaan berupa bagian hasil yang diterima. Pada prinsipnya tarif pajak atas laba untuk perusahaan minyak dapat lebih tinggi daripada tarif umum untuk perusahaan lain sehubungan dengan ketentuan tarif pajak penghasilan badan yang disetujui di

tahun kontrak ditandatangani. Selain itu, kewajiban pajak lain yaitu PBB pertambangan migas yang ditagihkan oleh Ditjen Pajak, Pajak Daerah dan Retrubusi Daerah (PDRD) berupa Pajak Pengelolaan dan Pemanfaatan Air Bawah Tanah dan Air Permukaan (P3ABT&AP) serta Pajak Penerangan Jalan Umum non PLN yang ditagihkan oleh Pemerintah Daerah.

Hal tersebut juga sejatinya telah disebutkan dalam UU Pajak Penghasilan, bahwa bagi wajib pajak yang menjalankan usaha bidang pertambangan migas berdasarkan kontrak bagi hasil dan kontrak tersebut masih berlaku saat dilakukannya perubahan UU Pajak Penghasilan, maka mekanisme perhitungan pajaknya dihitung berdasarkan kontrak bagi hasil sampai berakhirnya masa kontrak⁴⁶. Kemudian, dalam UU Pajak Penghasilan tahun 2008 mengatur kembali terkait perlakuan pajak penghasilan⁴⁷. Dengan kata lain, dapat disebutkan bahwa meskipun atas UU Perpajakan dilakukan amandemen dan berlaku untuk pengenaan pajak secara umum, ketentuan pengenaan pajak yang tercantum bagi kontraktor sebagaimana diatur dalam PSC tetap berlaku bagi kontraktor hingga masa kontrak berakhir, termasuk terkait tarif serta tata cara perhitungannya⁴⁸. Namun, penekanan yang demikian masih belum menjadi perhatian penting. Pada dasarnya ketentuan pajak mengatur secara dinamis perilaku ekonomi dan bisnis, sehingga menyebabkan dinamika pengaturan perpajakan yang signifikan dari tahun ke tahun⁴⁹ yang mungkin akan berbeda dengan pengaturan industri ekstraktif.

⁴⁶ Mengacu pada Pasal 33 (3) UU Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan menyebutkan “Ordonansi Pajak Perseroan 1925, dan Undang-undang Pajak atas Bunga, Dividen dan Royalty 1970 beserta semua peraturan pelaksanaannya tetap berlaku terhadap penghasilan kena pajak yang diterima atau diperoleh dalam bidang penambangan minyak dan gas bumi dan dalam bidang penambangan lainnya yang dilakukan dalam rangka perjanjian Kontrak Karya dan kontrak Bagi Hasil, sepanjang perjanjian Kontrak Karya dan Kontrak Bagi Hasil tersebut masih berlaku pada saat berlakunya undang-undang ini”.

⁴⁷ Mengacu pada Pasal 31D UU Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan UU Nomor 36 Tahun 2008 tentang Perubahan Keempat atas UU Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan menyebutkan “Ketentuan mengenai perpajakan bagi bidang usaha pertambangan minyak dan gas bumi, bidang usaha panas bumi, bidang usaha pertambangan umum termasuk batubara, dan bidang usaha berbasis syariah diatur dengan atau berdasarkan Peraturan Pemerintah”.

⁴⁸ Arina Novizas Shebubakar, Penerapan Hukum Pajak terhadap Uplift dalam Sektor Migas di Indonesia, Disertasi Doktor Universitas Indonesia, Jakarta, 2016, hlm. 243-244.

⁴⁹ Id, hlm. 21.

Pungutan atas PNBP diatur berdasarkan kontrak bagi hasil (*production sharing contract*) dari masa ke masa pada umumnya mengatur hal berikut meliputi meliputi (1) penerimaan bagi hasil dari minyak dan gas bumi (*in-kind*) atau *government equity share* ; (2) penerimaan atas pembayaran dari FTP (*First Tanche Petroleum*); (3) penerimaan atas DMO (*Domestic market Obligation*);(4) penerimaan bonus produksi. Sementara, PNBP yang diatur berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 9 Tahun 2012 terdiri atas (1) Bonus tanda tangan (*signature bonus*) yang menjadi kewajiban kontraktor minyak dan gas bumi atas pada saat memenangkan lelang wilayah kerja (blok); (2) kewajiban finansial atas pengakhiran kontrak kerjasama (*terminasi*) yang belum memenuhi komitmen pasti eksplorasi. Sedangkan pungutan lainnya terdiri atas *fee* SKK Migas (yang merupakan *fee* yang diterima SKK Migas berdasarkan jumlah anggaran yang disetujui) dan *fee* Penjual Migas Bagian Pemerintah yaitu *fee* yang diberikan kepada PT Pertamina (persero) yang dihitung dari volume dikalikan tarif.

Pada dasarnya, PNBP yang berasal dari sumber daya alam dikenakan karena negara menguasai sumber daya alam tersebut. Oleh karena itu segala sesuatu upaya yang ditujukan untuk mendapat manfaat ekonomisnya melalui kegiatan eksplorasi, eksploitasi, makan atas manfaat tersebut, negara memiliki hak untuk mendapatkannya. Dalam hal penguasaan sumber daya alam yang kemudian didelegasikan kepada unit usaha apakah BUMN atau swasta seyogyanya didasarkan pada prinsip memaksimalkan manfaat sumber daya alam itu untuk masyarakat dan tentu dari sisi kelestarian dan keberlanjutannya.

4. Dinamika Bagi Hasil Negara Akibat Pembebanan *Cost Recovery*

Perlu ditekankan kembali bahwa penerimaan negara dari sektor migas sangat dipengaruhi oleh produksi (*lifting*), harga minyak dunia (*crude price*), nilai tukar dan nilai *cost recovery*. Semakin besar nilai *cost recovery*, maka bagi hasil negara semakin sedikit, karena hasil *lifting* harus memperhitungkan terlebih dahulu beban *cost recovery* sebelum dilakukan perhitungan bagi hasil. Pada kenyataannya, tren *cost recovery* relatif meningkat tiap tahun. *Cost recovery* pada tahun 2010 sekitar US\$ 11,7 miliar dan meningkat menjadi US\$ 16,2 miliar pada

tahun 2014. Meskipun berdasarkan data tahun 2015 dan 2016 (*unaudited*), besaran *cost recovery* sempat menurun menjadi US\$ 13,7 miliar dan US\$ 11,5 miliar akibat rendahnya harga minyak dunia. Pada tahun 2016, penerimaan migas bagian pemerintah hanya sebesar US\$ 9,9 miliar atau lebih rendah dibanding *cost recovery* yaitu sekitar US\$ 11,4 miliar. Hal ini berarti pada kondisi nyata, pemerintah tidak mendapatkan bagi hasil bahkan dalam kondisi minus karena membayar *cost recovery* lebih besar dari bagian bagi hasil. Kondisi lebih besarnya *cost recovery* dibanding penerimaan bagian negara terjadi sejak tahun 2015.⁵⁰ Semakin besar nilai *cost recovery* maka PNBPN dari bagi hasil migas akan semakin kecil, sehingga perlu dilakukan pengawasan dalam pembebanan *cost recovery*. Informasi terkait perkembangan penerimaan Migas sejak 2008 hingga 2015 dapat diuraikan dalam tabel 3. berikut, dimana informasi tersebut memberikan gambaran kepada pemerintah untuk mengambil suatu kebijakan terkait *cost recovery*.

Tabel 3: Perkembangan Penerimaan Migas tahun 2008 sd 2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
APBN	166.0	226.8	174.4	215.3	231.3	257.3	286.0	327.0
APBN-P	257.2	151.2	215.0	249.6	278.0	267.1	309.9	139.4
Realisasi	304.4	184.6	221.0	278.4	301.6	305.6	320.3	63.7
Realisasi ICP	101.3	58.9	78.1	109.9	113.1	105.8	100.5	54.0

Sumber: dalam triliun rupiah Direktorat Jenderal Anggaran (2017) dari Laporan Gabungan KKKS dan SKK Migas⁵¹

5. Catatan Perlakuan Perpajakan dan PNBPN di Sektor Migas

PPh Migas adalah Pajak Penghasilan yang dipungut Direktorat Jenderal Pajak dari perusahaan hulu migas (atau lebih dikenal dengan Kontraktor Migas)

⁵⁰ Direktorat Jenderal Anggaran, Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBPN), 2017, diakses

<http://www.anggaran.depkeu.go.id/content/Publikasi/bimtek%20mataram/2017%20-%204%20Pengelolaan%20PNBPN%20KL.pdf>. Diakses pada 20 Januari 2020.

⁵¹ Laporan ini diperoleh dalam paparan yang disampaikan oleh Direktorat Jenderal Anggaran, Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBPN), 2017, diakses <http://www.anggaran.depkeu.go.id/content/Publikasi/bimtek%20mataram/2017%20-%204%20Pengelolaan%20PNBPN%20KL.pdf>. Diakses pada Januari 2020.

atas perolehan penghasilan dari bagian migas yang diperolehnya. PPh non Migas mengacu PPh selain migas yang sudah tidak asing lagi dalam praktik perpajakan, seperti PPh Pasal 21, 22, 23, 25/29, dan juga PPh Pasal 4(2). Penghitungan Pajak Penghasilan Migas atas kontraktor dihitung berdasarkan penghasilan dari usaha migas dikurangi biaya yang diperkenankan sebagai pengurang (*cost of tax*). Konsep *cost of tax* sama dengan *cost of oil* sering mengakibatkan tafsir yang berbeda antara biaya yang boleh diperhitungkan sebagai biaya pengurang dalam rangka menghitung bagi hasil migas dan biaya dalam rangka menghitung pajak. Biaya yang dapat diperhitungkan dalam rangka bagi hasil migas (*equity to be split*) dihitung berdasarkan kesepakatan sebagaimana yang tercantum dalam PSC. Dalam hal ini, PSC menguraikan biaya yang dapat dibebankan dan dikurangkan dalam menghitung bagi hasil minyak dan gas bumi. Sedangkan dalam rangka menghitung Pajak Penghasilan, biaya yang dibebankan menggunakan *term/clausa* dalam kontrak PSC. Namun, selain ketentuan yang diatur dalam PSC, hadir pula ketentuan terkait perpajakan yaitu Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010 tentang Biaya Operasi Yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Ketentuan ini mengatur lebih luas terkait biaya yang boleh dan biaya yang tidak boleh diperhitungkan dibandingkan dengan ketentuan dalam PSC dimana ketentuan perpajakan berlaku secara umum bagi kontraktor hulu migas.

Ketentuan PP No. 79 tahun 2010 dalam Pasal 13 menegaskan jenis biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan (*non recoverable cost*) dalam penghitungan bagi hasil yang kemudian diperhitungkan kembali untuk tujuan kewajiban pajak penghasilan. Adapun biaya-biaya tersebut meliputi:

- a. biaya yang dibebankan atau dikeluarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga dari pekerja, pengurus, pemegang participating interest, dan pemegang saham;
- b. pembentukan atau pemupukan dana cadangan, kecuali biaya penutupan dan pemulihan tambang yang disimpan pada rekening bersama Badan Pelaksana dan kontraktor dalam rekening bank umum Pemerintah Indonesia yang berada di Indonesia;
- c. harta yang dihibahkan;
- d. sanksi administrasi berupa bunga, denda, dan kenaikan serta sanksi pidana berupa denda yang berkaitan dengan pelaksanaan peraturan

perundang-undangan di bidang perpajakan serta tagihan atau denda yang timbul akibat kesalahan kontraktor karena kesengajaan atau kealpaan;

- e. biaya penyusutan atas barang dan peralatan yang digunakan yang bukan milik negara;
- f. insentif, pembayaran iuran pensiun, dan premi asuransi untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga dari tenaga kerja asing, pengurus, dan pemegang saham;
- g. biaya tenaga kerja asing yang tidak memenuhi prosedur rencana penggunaan tenaga kerja asing (RPTKA) atau tidak memiliki izin kerja tenaga asing (IKTA);
- h. biaya konsultan hukum yang tidak terkait langsung dengan operasi perminyakan dalam rangka kontrak kerja sama;
- i. biaya konsultan pajak;
- j. biaya pemasaran minyak dan/atau gas bumi bagian kontraktor, kecuali biaya pemasaran gas bumi yang telah disetujui Kepala Badan Pelaksana;
- k. biaya representasi, termasuk biaya jamuan dengan nama dan dalam bentuk apapun, kecuali disertai dengan daftar nominatif penerima manfaat dan nomor pokok wajib pajak (NPWP) penerima manfaat;
- l. biaya pengembangan lingkungan dan masyarakat setempat pada masa eksploitasi;
- m. biaya pelatihan teknis untuk tenaga kerja asing;
- n. biaya terkait merger, akuisisi, atau biaya pengalihan participating interest;
- o. biaya bunga atas pinjaman;
- p. pajak penghasilan karyawan yang ditanggung kontraktor maupun dibayarkan sebagai tunjangan pajak dan pajak penghasilan yang wajib dipotong atau dipungut atas penghasilan pihak ketiga yang ditanggung kontraktor atau di-gross up;
- q. pengadaan barang dan jasa serta kegiatan lainnya yang tidak sesuai dengan prinsip kewajaran dan kaidah keteknikan yang baik, atau yang melampaui nilai persetujuan otorisasi pengeluaran di atas 10% (sepuluh persen) dari nilai otorisasi pengeluaran;
- r. surplus material yang berlebihan akibat kesalahan perencanaan dan pembelian;
- s. nilai buku dan biaya pengoperasian aset yang telah digunakan yang tidak dapat beroperasi lagi akibat kelalaian kontraktor;
- t. transaksi yang: (1) merugikan negara; (2) tidak melalui proses tender sesuai ketentuan peraturan perundang-undangan kecuali dalam hal tertentu; atau (3) bertentangan dengan peraturan perundang-undangan.
- u. bonus yang dibayarkan kepada Pemerintah;
- v. biaya yang terjadi sebelum penandatanganan kontrak;
- w. insentif interest recovery; dan
- x. biaya audit komersial.

Berdasarkan rincian biaya diatas, dapat dilihat bahwa PP No. 79 tahun 2010, lebih luas mengatur pembebanan biaya yang tidak boleh diperhitungkan dalam menghitung Pajak Penghasilan kontraktor, sehingga dalam tataran praktis, apakah ketentuan ini juga dapat digunakan dalam menghitung kembali PNBP (bagi hasil migas), mengingat bahwa perhitungan bagi hasil migas mengacu *term* dan *clausa* dalam kontrak PSC (*PSC Contract*) masih terus menjadi pembahasan. Apabila pemerintah menggunakan ketentuan PP No. 79 tahun 2010, maka hal tersebut dianggap tidak adil karena pemerintah cenderung melakukan *wanprestasi* terhadap kontrak yang sudah ditandatangani dan berlaku selama masa kontrak. Apabila pemerintah tetap berkedudukan untuk menerapkan PP No. 79 tahun 2010 sebagai ketentuan untuk mengontrol biaya *cost recovery* maka posisi Pemerintah dapat dianggap melanggar kontrak dan dapat diajukan *arbiterasi*.

Pembayaran PNBP oleh kontraktor telah dilakukan setidaknya dalam bentuk (1) pembayaran *signature bonus*, yaitu biaya yang dibayarkan kontraktor atas perolehan data geologi, (2) pembayaran *bonus* produksi, yaitu biaya yang dibayarkan kepada pemerintah, atas tercapainya akumulasi produksi, yang mewajibkan kontraktor membayar kepada pemerintah. Secara substansial, pengeluaran *signature bonus* dan bonus produksi merupakan pengeluaran dalam rangka mendapat, memperoleh dan memelihara penghasilan atau dengan kata lain merupakan biaya yang dikeluarkan sebagai bagian dari proses produksi. Namun, dalam rangka penghitungan bagi hasil dan pajak penghasilan kontraktor, biaya-biaya tersebut merupakan biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan sebagaimana diatur dalam Pasal 13 huruf u, huruf v PP No. No 79 tahun 2010. Adanya tumpang tindih ketentuan ini telah melahirkan ketidakpastian hasil audit atas *cost recovery* yang dilakukan oleh instansi pemerintah yang berhubungan dengan pengelolaan migas. Perbedaan hasil tersebut pada akhirnya menjadi sengketa⁵². Sengketa yang terjadi tidak hanya merugikan pelaku bisnis, tetapi juga pemerintah.

⁵² PricewaterhouseCoopers, *The Pressure in on Investor Survey of the Indonesian Oil and Gas Industry*, Mei, Jakarta, 2010. Diunduh dari <https://www.pwc.com/id/en/publications/assets/oil-and-gas-survey-2010.pdf> pada 20 Mei 2020.

Dalam berbagai kasus, mengambil contoh hal yang perlu diperhatikan bahwa terminologi kata “biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan” mengandung penafsiran bahwa biaya tersebut semata mata dalam konteks *cost recovery* (penggantian biaya; *recoverable* atau *non recoverable*) dalam rangka menghitung bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor. Sementara, secara khusus terkait pembayaran kewajiban perpajakan, dalam konteks “menghitung pajak penghasilan” perlakuan biaya atas biaya dikategorikan dalam kategori dapat dikurangkan/tidak dapat dikurangkan (*deductible expenses or non-deductible expenses*), bukan dengan pengistilahan “dikembalikan” seperti yang digunakan dalam PSC. Contoh kasus terkait tafsiran yang berbeda atas “biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan” tersebut akan sangat berpotensi menimbulkan sengketa pajak.

Dalam kondisi yang demikian, terjadinya tumpang tindih regulasi diakibatkan oleh adanya tumpang tindih kewenangan dari beberapa instansi terkait dan saling beririsan. Atas kondisi tersebut perlu dilakukan kordinasi. Kordinasi antar lembaga pemerintah yang memiliki kewenangan yang beririsan yaitu pihak yang mengatur terkait kegiatan bisnis kontraktor hulu migas yaitu Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui SKK Migas dan Kementerian Keuangan yang mengatur terkait pemenuhan kewajiban perpajakan serta Badan Pengawas Keuangan dan Pembangunan diperlukan. Kordinasi tersebut diharapkan mampu menciptakan harmonisasi ketentuan. Dalam tataran praktis, kordinasi tersebut juga diharapkan dapat menciptakan proses audit yang terkordinasi dan selaras. Harmonisasi ketentuan tersebut diharapkan akan dapat mengurangi kemungkinan terjadinya sengketa.

Penutup

Berdasarkan uraian diatas, beberapa hal yang dapat disimpulkan sebagai berikut. Pertama, peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010, lebih luas mengatur pembebanan biaya yang tidak boleh diperhitungkan dalam menghitung bagi hasil untuk pajak penghasilan kontraktor dalam menentukan *cost recovery* untuk perhitungan PNB dan pajak penghasilan. Namun mengingat ketentuan ini

timbul sejak tahun 2010, apakah ketentuan ini dapat berlaku mengingat *term* dan *clausa* dalam kontrak PSC telah diatur biaya yang menjadi (*cost recovery*) masih terus menjadi diskusi dan perdebatan yang pada akhirnya berdampak hingga pada persengketaan. Kedua, apabila pemerintah tetap menggunakan ketentuan PP 79 Tahun 2010 sebagai ketentuan yang berlaku umum bagi kontraktor PSC, maka perlakuan tersebut dianggap tidak adil dan *wanprestasi* terhadap kontrak yang sudah ditandatangani dimana kontrak berlaku selama 30 tahun. Apabila pemerintah tetap untuk menerapkan PP 79 Tahun 2010 sebagai ketentuan untuk mengontrol biaya *cost recovery* maka posisi Pemerintah dapat dianggap melanggar kontrak dan dapat diajukan gugatan arbiterasi. Ketiga, dengan kondisi yang demikian, diperlukan kordinasi antar instansi terkait. Kordinasi tersebut mencakup harmonisasi ketentuan terkait pengelolaan kegiatan industri hulu migas secara menyeluruh, termasuk pemenuhan kewajiban perpajakannya serta kordinasi dalam tataran praktis. Dalam tataran praktis, diperlukan kordinasi antar instansi dalam proses audit sehingga dihasilkan hasil audit yang selaras dan terkordinasi untuk meminimalisir terjadinya sengketa.

Daftar Pustaka

Buku:

- A. Madjedi Hasan, Kontrak Minyak dan Gas Bumi Berazas Keadilan dan Kepastian Hukum, PT. Fikahati Aneska, Jakarta, 2009.
- David Mellor, ed. Parthasarathi Some, *Handbook of Tax Policy*, Washington DC, International Monetary Fund, 2012.
- D. Johnston, *How to Evaluate The Fiscal Terms of Oil Contract in Escaping the Resource Curse*: M. Humphreys, et.al.eds, Columbia University Press, UK. New York, 2007
- Gordon Barrows, *A Survey of Incentives in Recent Petroleum Contracts*, in *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, ed. by Beredjick, N. and T. Wälde, Graham & Trotman, London, 1988.
- Lubiantara Benny, *Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*, Grasindo, Jakarta, 2013.

- Nakhle Carole, Petroleum Taxation Sharing the Oil Wealth: A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today and Tomorrow, Routledge Studies in International Business and the World Economy, 2008.*
- Nakhle Carole, Petroleum Fiscal Regime Evolution and Challenges, The Taxation of Petroleum and Minerals: Principle, Problems and Practice, Routledge, 2010*
- Philip Daniel, Evaluating State Participation in Mineral Projects: Equity, Infrastructure and Taxation, in Taxation of Mineral Enterprises, ed. by Otto, J., Graham & Trotman, London, 1995.*
- Rudi M. Simamora, Hukum Minyak dan Gas Bumi, cet. Ke-1, Dian Rakyat, Jakarta, 2000.
- Thomas Baunsgaard, A Primer on Mineral Taxation”, IMF Working Paper 01/139, Washington, International Monetary Fund, 2001.*
- Widjajono, Migas dan Energi di Indonesia Permasalahan dan Analisis Kebijakan, Development Studies Foundation, Bandung, 2009.
- Zhiguo Gao, International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions, Kluwer Academic Publisher, 1994.*

Artikel dalam Jurnal:

- Chandranegara I.S., Desain Konstitusional Hukum Migas untuk Sebesar-besarnya Kemakmuran Rakyat, Jurnal Konstitusi, Vol. 14, No. 4, 2017.
- F. Kurniawan, Bentuk Perlindungan Hukum terhadap Kekayaan Minyak dan Gas Bumi sebagai Aset Negara Melalui Instrumen Kontrak, Jurnal Hukum dan Peradilan, Vol. 2, No. 3, 2013,
- Kastella & Prabowo, Mekanisme Transparansi dan Akuntabilitas atas Cost Recovery Berdasarkan Production Sharing Contract Minyak dan Gas Bumi dari Kontraktor KKS ke Pemerintah Melalui SKK Migas, Jurnal Ekonomi dan Bisnis, Vol. 23, No. 1., 2020
- Khairunissa, Tinjauan Hukum Internasional terhadap Pengelolaan Minyak dan Gas di Indonesia, Tadulako Law Review, Vol. 1, Issue 1, 2016.
- Kurniasih, Pembaharuan Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak, Media Pembinaan Hukum Nasional. Vol. 5, No. 2, 2016.
- Mas’udin, Dinamika Perubahan Ekonomi Makro dan Dampaknya terhadap Pertumbuhan Penerimaan Pajak Penghasilan Non Migas, Jurnal Pajak Indonesia, Vol. 1, No. 1, 2017.
- Puji Wibowo, Menyola Dualisme Kebijakan Penyetoran Penerimaan Negara Sektor Hulu Migas dan Gas Bumi, Jurnal Manajemen Keuangan Publik, Vol. 1, No.1, 2017.
- Puji Wibowo, Menuju Kebijakan Akuntansi yang Paripurna: Studi Kasus Penerimaan Negara Bukan Pajak Sektor Hulu Migas, Balance Vocation Accounting Journal, Vol. 3, No. 1, 2009.
- Rahayu S.A.P., Prinsip Hukum dalam Kontrak Kerja Sama Kegiatan Usaha Hulu Migas dan Minyak Bumi, Yuridika, Vol. 32, No. 2, 2017.
- Roziqin, Pengelolaan Sektor Minyak Bumi di Indonesia Pasca Reformasi: Analisis Konsep Negara Kesejahteraan, Jurnal Tata Kelola & Akuntabilitas Keuangan Negara, 2015, hal. 128-140.

- Rokhim, Hubungan Kontraktual antara Pemerintah dan Kontraktor Swasta dalam Kontrak Pertambangan Minyak dan Gas Bumi, *Rechtidee*, Vol.12, No. 1, Juni 2017, hal. 27-46.
- Rulandari et. al., *Valuation of Production Sharing Contract Cost Recovery vs. Gross Split in Earth Oil and Gas Cooperation Contract in Indonesia and the Aspect of Public Services. IOP Conference Series: Journal of Physics Series 1114*(2018) 012132, 2018.
- Santoso & Nugroho, Pemanfaatan Penerimaan Negara Bukan Pajak di Bidang Kehutanan dalam Melestarikan Fungsi Lingkungan, *Mimbar Hukum*, Vol. 21, No. 3, 2009.
- Sihotang, *A Longitudinal Analysis of the Indonesian Production Sharing Contract (PSC): The Question of Economic Accountability*, *Journal the Winners*, Vol. 4, No. 2, 2013.
- Busro & Priyono Utomo, Aspek Hukum Penerapan Asas Kekuatan Mengikat dalam Kontrak Bagi Hasil Minyak dan Gas Bumi di Indonesia, *Diponegoro Law Journal*, Vol. 5, No. 4, 2016.

Pustaka Primer:

- Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara
- Undang-Undang Nomor 20 tahun 1997 tentang Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNPB).
- Undang-Undang Nomor 21 tahun 2001 tentang Otonomi Khusus bagi Provisin Papua
- Undang-Undang Nomor 1 tahun 2004 tentang Pembendaharaan Negara.
- Peraturan Pemerintah No. 22 tahun 2005 tentang Pemeriksaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP)
- Peraturan Pemerintah Nomor 29 Tahun 2009 tentang Tata Cara Penentuan Jumlah, Pembayaran, dan Penyetoran Penerimaan Negara Bukan Pajak.
- Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010 tentang Biaya Oprasi Yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi.
- Permen ESDM No 8 Tahun 2017 mengenai kebijakan mengganti skema PSC (*Production Sharing Contract*) atau *Cost Recovery* menjadi skema *Gross Split*.

Pustaka dalam bentuk CD-ROM:

- Ariana Novizas Shebubakar, Penerapan Hukum Pajak terhadap Uplift dalam Sektor Migas di Indonesia, Disertasi, Universitas Indonesia, 2016.
- Ocktarani, Analisis Kebijakan Pajak pada Industri Minyak dan Gas Bumi Guna Mendorong Investasi, Perbandingan dengan Malaysia dan Thailand, Tesis, Universitas Indonesia, 2016, hal 93-96.

Pustaka berasal dari situs internet:

- Badan Pemeriksa Keuangan RI, 2017, Pengawasan atas Pendapatan Bagi Hasil Migas Perlu Dilakukan dengan optimal, diunduh dari

- <https://www.bpk.go.id/news/pengawasan-atas-pendapatan-bagi-hasil-migas-perlu-dilakukan-secara-optimal-pada-18-juni-2020>
- Direktorat Jenderal Anggaran, Pengelolaan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP), 2017, diakses <http://www.anggaran.depkeu.go.id/content/Publikasi/bimtek%20mataram/2017%20-%204%20Pengelolaan%20PNBP%20KL.pdf>.
- Direktorat Dana Perimbangan Kementerian Keuangan RI, Buku Pegangan Pengalokasian Dana Bagi Hasil Sumber Daya Alam, 2017, <http://www.djpk.kemenkeu.go.id/wp-content/uploads/2017/06/Buku-Pegangan-Perhitungan-Alokasi-DBH-SDA.pdf>
- PricewaterhouseCoopers, The Pressure in on Investor Survey of the Indonesian Oil and Gas Industry, Jakarta, Mei, 2010.

Pustaka yang tidak dipublikasi:

- Gunadi, Sambutan Pengantar dalam Diskusi Disinsentif Fiskal dalam Proses Bisnis Hulu Migas, Tax Centre Universitas Indonesia, November 2016, tidak dipublikasikan