

Original Article

Kajian Regulasi dan Proses Bisnis Penilaian Biaya PSC Cost Recovery: Studi Kasus Putusan Pajak Tahun 2020

Aisha Salsabila^{1✉}, Ade Lia Septiana Putri², Alfindo Wira Yudha Pradana³,
Debora Nurhary Grecia Marpaung⁴, Ilham Agista Putranto⁵, Luthfia
Almas⁶

^{1,2,3,4,5,6}Politeknik Keuangan Negara STAN, Indonesia

Correspondence Author: 4132240019_aisha@pknstan.ac.id✉

Abstract:

This study analyzes regulatory alignment and the effectiveness of business processes in assessing cost reasonableness under the Production Sharing Contract (PSC) cost recovery scheme in Indonesia's upstream oil and gas sector. The study is motivated by the high number of tax disputes arising from cost recovery adjustments previously approved by SKK Migas, as reflected in the 2020 Tax Court decisions. A qualitative descriptive approach is applied through regulatory analysis, case studies of Tax Court rulings, and evaluation of cost control business processes using secondary data, including statutory regulations, SKK Migas operational guidelines, and tax dispute decisions. The findings show that, at the normative level, cost recovery and oil and gas taxation regulations are aligned through the uniformity principle. However, the use of broadly defined terms in the negative list of operating costs has led to interpretative differences, moral hazards, and dual oversight between SKK Migas and the Directorate General of Taxes. These conditions contribute to increased tax disputes, legal uncertainty, and instability in state revenue.

Keywords: Cost Recovery; SKK Migas; Business Process; Oil and Gas Taxation

Submitted	: 05 January 2026
Revised	: 11 February 2026
Acceptance	: 09 March 2026
Publish Online	: 10 March 2026

*This is an open access article under the [CC BY-NC](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/) license.
Copyright © 2026 by Author. Published by Universitas Syiah Kuala*



Pendahuluan

Sektor minyak dan gas bumi memiliki peran penting dalam perekonomian nasional karena berkontribusi terhadap penerimaan negara melalui pajak, bagi hasil produksi, dan Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP). Realisasi penerimaan negara dari sektor hulu migas nasional hingga Semester 1 2025 tercatat sebesar US\$ 5,88 miliar atau

sekitar Rp 95,91 triliun (asumsi kurs Rp 16.312) (Nano, 2025). Pada tahun 2024, realisasi PNPB dari Sumber Daya Alam Minyak dan Gas Bumi (SDA Migas) sebesar Rp110,9 triliun atau 100,7% dari target APBN 2024. Hal ini disebabkan realisasi lifting minyak bumi, gas bumi, dan Indonesian Crude Price (ICP) lebih kecil dibandingkan asumsi yang digunakan dalam penyusunan target APBN 2024 (Aprilia, 2025). Namun, hal ini berbeda pada sektor perpajakan. Proporsi PPh Migas terhadap penerimaan negara cenderung kecil dan fluktuatif. Pada tahun 2023, penerimaan pajak yang bersumber dari PPh migas mengalami penurunan menjadi Rp 68,8 triliun dengan realisasi 96% dari target. Hal ini disebabkan penurunan harga komoditas migas dunia dan produksi minyak nasional (Kementerian Keuangan, 2024).

Berdasarkan Peraturan Menteri Keuangan Nomor 94 Tahun 2023 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Keuangan Nomor 34/PMK.03/2018 tentang Pedoman Pelaksanaan Pemeriksaan Bersama atas Pelaksanaan Kontrak Kerja Sama Berbentuk Kontrak Bagi Hasil Dengan Pengembalian Biaya Operasi di Bidang Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi, PPh Migas adalah pajak penghasilan yang merupakan bagian penerimaan negara yang terutang oleh kontraktor, yang terdiri atas pajak penghasilan atas penghasilan dalam rangka Kontrak Bagi Hasil dan/ atau pajak penghasilan atas penghasilan kena pajak untuk Kontrak Bagi Hasil setelah dikurangi pajak penghasilan atas penghasilan dalam rangka Kontrak Bagi Hasil, dengan perhitungan sesuai ketentuan Kontrak Kerja Sama kegiatan usaha hulu Minyak dan Gas Bumi. Penghasilan kena pajak pada PPh Migas ditentukan oleh sistem kontrak yang digunakan oleh kontraktor.

Dalam perkembangannya, sistem kontrak bagi hasil migas di Indonesia dapat dikelompokkan ke dalam empat periode regulasi utama. Pertama, periode kontrak sebelum diberlakukannya UU Migas No. 22 Tahun 2001. Kedua, periode kontrak setelah UU Migas 2001 hingga sebelum diberlakukannya PP No. 79 Tahun 2010. Ketiga, kontrak-kontrak PSC yang ditandatangani pada masa berlakunya PP 79 Tahun 2010 sampai sebelum peraturannya direvisi. Terakhir, kontrak yang menggunakan skema Gross Split berdasarkan PP No. 53 Tahun 2017. Saat ini, terdapat berbagai bentuk kontrak kerja sama di sektor hulu migas antara lain Joint Operation Body (JOB), Technical Assistance Contract (TAC), Kerja Sama Operasi (KSO), Unitisasi, serta dua skema utama Production Sharing Contract (PSC) yaitu PSC Cost Recovery dan PSC Gross Split. (KPP Minyak dan Gas Bumi, 2025).

Metode *cost recovery* telah diperkenalkan sejak tahun 1966 dan masih digunakan hingga saat ini. Namun, *cost recovery* kerap membuka peluang terjadinya moral hazard dan menimbulkan perbedaan interpretasi atas aturan, khususnya terkait penilaian kewajaran beban biaya operasional serta jenis biaya yang dapat diakui sebagai pengurang dalam perhitungan PPh Badan (*deductible expense*). Dalam pengelolaan sektor hulu migas, terdapat tiga lembaga utama yang berperan, yaitu Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak Dan Gas Bumi (SKK MIGAS), Direktorat Jenderal Pajak (DJP), dan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Kementerian ESDM). Secara ideal, ketiganya harus berjalan dengan sinkron dan saling mendukung. Namun, dalam praktiknya, sinkronisasi tersebut tidak selalu sejalan. Kerap terjadi perbedaan interpretasi antara ketentuan dalam kontrak PSC dan aturan perpajakan, yang memicu permasalahan.

Permasalahan ini tercermin dalam sejumlah sengketa pajak, di antaranya PUT-008449.15/2018/PP/M.XB tahun 2020 dan PUT-009481.15/2018/PP/M.VIIIB tahun 2020, di mana Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) bersengketa dengan DJP mengenai koreksi biaya *Cost recovery* yang bisa dibebankan. Hasil putusan sengketa ini adalah Majelis mengabulkan seluruhnya permohonan banding Pemohon Banding dan

membatalkan Keputusan Direktur Jenderal Pajak. Hasil putusan menunjukkan bahwa koreksi fiskal oleh otoritas pajak dinilai tidak sejalan dengan kerangka hukum fiskal hulu migas. Sehingga potensi PPh Migas yang hilang sebesar USD \$39.839.691.

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi dan mengkaji ketentuan mengenai jenis biaya yang dapat dan tidak dapat dikembalikan sesuai PP 79/2010 jo. PP 27/2017, menganalisis mekanisme penilaian kewajaran pembebanan biaya dalam skema PSC *cost recovery* oleh SKK Migas serta mengevaluasi efektivitas proses bisnis SKK Migas dalam mencegah pembebanan biaya berlebihan (*overrun*).

Kajian mengenai efektivitas proses bisnis SKK Migas serta sinkronisasinya dengan PP 79/2010 jo. PP 27/2017 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, dan regulasi perpajakan masih relatif terbatas. Belum banyak penelitian tentang efektivitas proses bisnis SKK Migas dan regulasi tersebut dalam menilai kewajaran pembebanan biaya serta dampaknya terhadap penerimaan negara.

Landasan Teori

Welfare State Theory

Penguasaan negara atas sumber daya alam merupakan perwujudan *role of the state* dalam mengelola komoditas strategis demi sebesar-besarnya kemakmuran rakyat. Hal ini sejalan dengan *welfare state theory* yang menempatkan negara tidak hanya sebagai regulator, tetapi juga sebagai pemilik dan pengelola aset publik strategis demi kepentingan umum (Titmuss, 1974). Teori tersebut sesuai dengan Pasal 33 ayat (3) UUD NRI Tahun 1945 yang menegaskan penguasaan negara atas bumi, air, dan kekayaan alam untuk kemakmuran rakyat. Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 menetapkan minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang dikuasai oleh negara, dengan pelaksanaan kegiatan usahanya dilakukan melalui mekanisme Kontrak Kerja Sama (*Production Sharing Contract*). Skema ini menegaskan posisi negara sebagai pemilik utama sumber daya, sementara kontraktor bertindak sebagai pelaksana. Secara prinsip, PSC lebih menguntungkan negara dibandingkan sistem konsesi karena menjaga kedaulatan sumber daya, memberikan penerimaan berbasis produksi, dan mempertahankan kendali strategis negara atas energi nasional.

Agency Theory

Dalam kerangka kegiatan usaha minyak bumi dan gas bumi, pemerintah sebagai pemegang mandat konstitusional atas sumber daya alam berperan sebagai principal, sedangkan KKKS sebagai pelaksana kegiatan eksplorasi dan eksploitasi bertindak sebagai agent. Teori keagenan (*agency theory*) menjelaskan hubungan antara prinsipal dan agen merupakan hubungan kontraktual pada dasarnya dibangun atas pendelegasian wewenang dari prinsipal kepada agen untuk melaksanakan tugas tertentu atas nama prinsipal (Jensen & Meckling, 1976). Namun, masing-masing pihak pasti memiliki tujuan, preferensi, dan kepentingan yang berbeda, sehingga muncul potensi konflik kepentingan yang melekat (Eisenhardt, 1989). Sumber utama dalam konflik kepentingan adalah asimetri informasi, yaitu kondisi ketika agen memiliki informasi yang lebih banyak dan lebih rinci tentang proses operasional dibanding prinsipal. Ketimpangan informasi ini menjadi celah yang mendorong agen untuk berperilaku menyimpang dari kepentingan prinsipal (*moral hazard*).

Dalam kontak bagi hasil PSC, dinamika keagenan tersebut tercermin dalam perbedaan mekanisme *cost recovery* dan *gross split*. Pada skema *cost recovery*, tingkat asimetri informasi dan potensi moral hazard cenderung lebih tinggi karena KKKS selaku

agen memiliki keleluasaan untuk mengajukan penggantian biaya operasi kepada pemerintah. Sebaliknya, pada skema *gross split*, tingkat asimetri informasi cenderung lebih rendah karena skema tersebut menempatkan sebagian risiko dan pembiayaan pada KKKS selaku agen.

Skema PSC Cost Recovery

Skema *cost recovery* merupakan skema di mana di mana kontraktor PSC menanggung biaya eksplorasi, pengembangan, dan produksi, kemudian atas biaya tersebut dapat dikembalikan (diganti) oleh negara sebelum pembagian hasil antara pemerintah dan kontraktor. Mekanisme *cost recovery* disebut dalam Pasal 56 PP Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi yang menyatakan bahwa Kontraktor mendapatkan kembali biaya-biaya yang telah dikeluarkan untuk melakukan Eksplorasi dan Eksploitasi yaitu biaya investasi dan operasi sesuai dengan rencana kerja dan anggaran serta otorisasi pembelanjaan finansial (*Authorization Financial Expenditure*) yang telah disetujui oleh Badan Pelaksana (saat ini SKK Migas) setelah menghasilkan produksi komersial.

Skema *cost recovery* diawali oleh pemerintah yang membuka wilayah kerja migas kepada badan usaha atau bentuk usaha tetap melalui mekanisme lelang wilayah kerja. Pemerintah, yang diwakili oleh SKK Migas, bertindak sebagai pemegang kuasa pertambangan, sedangkan pihak swasta bertindak sebagai KKKS. Hubungan hukum antara pemerintah dan kontraktor dituangkan dalam kontrak kerja sama PSC sebagaimana diatur dalam Pasal 6 dan Pasal 11 Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi.

Setelah kontrak PSC ditandatangani, kontraktor memasuki tahap eksplorasi, yaitu kegiatan untuk mencari cadangan migas melalui survei seismik, pengeboran eksplorasi, dan studi geologi. Seluruh biaya eksplorasi pada tahap ini sepenuhnya ditanggung oleh kontraktor, dan belum dapat dikembalikan karena belum terdapat produksi. Risiko kegagalan eksplorasi berada sepenuhnya pada kontraktor, sesuai prinsip *risk sharing* dalam PSC. Ketentuan ini selaras dengan PP Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas. Apabila pada tahap eksplorasi ditemukan cadangan yang layak secara teknis dan ekonomis, kontraktor mengajukan pengembangan lapangan (*Plan of Development/POD*) untuk disetujui oleh SKK Migas. Setelah POD disetujui, kontraktor memasuki tahap pengembangan dan produksi (eksploitasi). Pada tahap ini, kontraktor mulai membangun fasilitas produksi dan melakukan lifting minyak dan/atau gas bumi.

Dalam mekanisme PSC dengan *cost recovery*, seluruh produksi minyak bumi yang dihasilkan dari kegiatan hulu migas pertama-tama dihitung sebagai *gross revenue*, yaitu hasil perkalian antara *lifting* (volume produksi) dengan harga minyak. Atas sebagian *gross revenue* ini pemerintah berhak memperoleh FTP (*First Tranche Petroleum*) yaitu bagian hasil produksi yang diberikan terlebih dahulu kepada pemerintah. Sebagian *gross profit* lainnya akan dikurangkan dengan biaya-biaya yang dapat dikembalikan (*recoverable cost*) sesuai PP No. 79 Tahun 2010. *Recoverable cost* hanya dikembalikan setelah produksi dimulai dan harus sesuai dengan *Work Program & Budget* (WP&B) yang disetujui pemerintah.

Setelah pengurangan *gross profit* dengan *recoverable cost*, diperoleh *net operating income* yang menjadi dasar pembagian hasil produksi (*profit sharing*) antara pemerintah dan kontraktor. Bagian pemerintah merupakan PNBP migas, sedangkan bagian kontraktor berupa keuntungan kotor kontraktor yang selanjutnya dikenakan Pajak Penghasilan (PPh) Migas. Setelah dikurangi biaya operasi lainnya, diperoleh keuntungan

bersih kontraktor. Selain itu, kontraktor juga memiliki kewajiban *Domestic Market Obligation* (DMO), yaitu kewajiban menjual sebagian produksi migas ke pasar domestik guna menjamin ketersediaan energi serta menjaga stabilitas harga dan pasokan BBM, LPG, dan gas bumi di dalam negeri.

Skema *cost recovery* memiliki kelebihan dan keterbatasan. Secara teori ekonomi, skema *cost recovery* didasarkan pada prinsip *risk sharing*, yaitu pembagian risiko antara negara dan kontraktor. Kegiatan eksplorasi migas memiliki tingkat risiko yang sangat tinggi karena memerlukan modal besar dan hasil yang tidak pasti. Dengan adanya jaminan pengembalian biaya melalui *cost recovery*, risiko finansial kontraktor menjadi lebih rendah sehingga dapat mendorong minat investasi, memungkinkan pengembangan lapangan migas yang berisiko tinggi atau marginal, serta menjamin keberlanjutan aktivitas eksplorasi nasional. Namun, dari perspektif *agency theory*, skema ini menimbulkan potensi masalah asimetri informasi dan *moral hazard*, karena kontraktor memiliki informasi yang lebih lengkap mengenai struktur dan besaran biaya. Hal ini membuka peluang terjadinya pembengkakan biaya (*overrun*) dan penggunaan biaya yang tidak efisien.

Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan deskriptif kualitatif dengan desain studi kasus dan analisis regulasi. Pendekatan kualitatif dipilih untuk menganalisis secara mendalam ketentuan hukum dan praktik kelembagaan terkait mekanisme Production Sharing Contract (PSC) *cost recovery*. Studi kasus difokuskan pada putusan sengketa pajak tertentu guna mengilustrasikan dan memperkuat temuan mengenai dualisme penafsiran biaya antara SKK Migas dan Direktorat Jenderal Pajak (DJP), sekaligus mengkaji efektivitas proses bisnis SKK Migas dan keselarasan dengan regulasi perpajakan sektor hulu migas.

Data yang digunakan merupakan data sekunder yang bersumber dari dokumen formal dan publik, meliputi regulasi fiskal dan migas seperti Undang-Undang Pajak Penghasilan, Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 jo. PP Nomor 27 Tahun 2017, PMK Nomor 94 Tahun 2023, serta Pedoman Tata Kerja SKK Migas. Data kunci juga berasal dari putusan sengketa pajak Pengadilan Pajak, yaitu Putusan Nomor PUT-008449.15/2018/PP/M.XB Tahun 2020 dan PUT-009481.15/2018/PP/M.VIIIIB Tahun 2020, yang dipilih secara purposive karena merepresentasikan pertentangan penafsiran antara deductible expense dan cost recoverable.

Analisis data diawali dengan analisis isi (content analysis) terhadap dokumen regulasi untuk mengidentifikasi biaya dalam negative list dan biaya yang disengketakan. Selanjutnya, dilakukan analisis komparatif regulasi dengan membandingkan kriteria pengakuan biaya menurut Pedoman Tata Kerja SKK Migas yang berbasis logika operasional dengan kriteria tax deductible DJP yang berbasis logika fiskal, guna mengidentifikasi ketidakselarasan penafsiran, seperti pada biaya interest recovery dan kesejahteraan pegawai (Krippendorff, 2018).

Tahap akhir menggunakan analisis efektivitas proses bisnis untuk mengevaluasi mekanisme pengendalian biaya SKK Migas pada tahap preaudit, current audit, dan postaudit. Analisis difokuskan pada kelemahan struktural, khususnya ketiadaan standar baku penilaian kewajaran biaya yang berpotensi menimbulkan moral hazard dan pembebanan biaya berlebih. Hasil analisis kemudian menjadi dasar perumusan rekomendasi strategis terkait reformasi proses bisnis, penguatan standar kewajaran biaya, serta harmonisasi implementasi regulasi antara SKK Migas dan DJP.

Hasil dan Pembahasan

Jenis Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan Berdasarkan PP 79/2010 jo. PP 27/2017

PP Nomor 27 Tahun 2017 mengatur mekanisme cost recovery dan perlakuan PPh pada kegiatan usaha hulu migas dengan aturan pembebanan biaya yang didasarkan pada asas keseragaman (uniformity principle). Dengan asas tersebut, jenis biaya yang dapat dikurangkan secara fiskal dari penghasilan harus identik dengan jenis biaya yang dapat dimintakan penggantian oleh KKKS kepada pemerintah.

Pasal 13 PP 27 Tahun 2017 merumuskan daftar negatif (negative list) 22 kategori biaya operasi yang tidak diperkenankan untuk dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil maupun PPh. Di samping itu, terdapat dua kategori tambahan yang telah lebih dahulu diklasifikasikan sebagai negative list dalam PP 79 Tahun 2010, sehingga secara total terdapat 24 jenis biaya yang tidak dapat dikembalikan sebagaimana ditampilkan pada tabel 1.

Table 1. Biaya yang Tidak Dapat Dikembalikan

Biaya	
1	Biaya yang dibebankan atau dikeluarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga pekerja, pengurus, pemegang saham, maupun pemegang participating interest.
2	Biaya pembentukan atau penambahan dana cadangan, kecuali cadangan untuk penutupan dan pemulihan tambang yang ditempatkan pada rekening bersama Kontraktor dan SKK Migas di bank umum milik Pemerintah Indonesia.
3	Nilai harta yang diserahkan sebagai hibah.
4	Sanksi administratif berupa bunga, denda, atau kenaikan, serta sanksi pidana berupa denda yang terkait pelanggaran peraturan perundang-undangan di bidang perpajakan, termasuk tagihan atau denda lain yang timbul karena kesalahan Kontraktor, baik karena kesengajaan maupun kelalaian.
5	Biaya penyusutan atas barang dan peralatan yang digunakan tetapi bukan merupakan milik negara.
6	Insentif, iuran pensiun, dan premi asuransi yang dibayarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga tenaga kerja asing, pengurus, dan pemegang saham.
7	Biaya tenaga kerja asing yang tidak memenuhi ketentuan rencana penggunaan tenaga kerja asing (RPTKA) atau tidak memiliki izin kerja tenaga asing (IKTA).
8	Honorarium atau biaya jasa konsultan hukum yang tidak mempunyai hubungan langsung dengan kegiatan operasi perminyakan dalam rangka kontrak kerja sama.
9	Biaya jasa konsultan pajak.
10	Biaya pemasaran minyak dan/atau gas bumi bagian Kontraktor, kecuali biaya pemasaran gas bumi yang telah mendapat persetujuan Kepala SKK Migas.

-
- 11 Biaya representasi, termasuk jamuan dan bentuk pengeluaran sejenis lainnya, kecuali jika didukung daftar nominatif penerima manfaat beserta Nomor Pokok Wajib Pajak (NPWP) masing-masing.
 - 12 Biaya pelatihan teknis yang diperuntukkan bagi tenaga kerja asing.
 - 13 Biaya yang berkaitan dengan kegiatan merger, akuisisi, atau pengalihan participating interest.
 - 14 Biaya bunga atas pinjaman.
 - 15 Pajak Penghasilan karyawan yang ditanggung oleh Kontraktor, kecuali apabila dibayarkan dalam bentuk tunjangan pajak; serta PPh yang wajib dipotong atau dipungut atas penghasilan pihak ketiga di dalam negeri yang kemudian ditanggung Kontraktor atau dibayar melalui mekanisme gross-up
 - 16 Biaya pengadaan barang dan jasa serta kegiatan lain yang tidak sesuai dengan prinsip kewajaran dan kaidah keteknikan yang baik, termasuk pengeluaran yang melebihi 10% dari nilai otorisasi pembelanjaan finansial, kecuali untuk jenis biaya tertentu yang dikecualikan menurut ketentuan dan prosedur yang ditetapkan Menteri.
 - 17 Biaya yang timbul akibat surplus material yang tidak sejalan dengan rencana penggunaan material yang telah disetujui.
 - 18 Nilai buku dan biaya pengoperasian aset yang tidak dapat digunakan kembali karena kelalaian Kontraktor.
 - 19 Biaya transaksi yang tidak melalui proses tender sebagaimana dipersyaratkan dalam peraturan perundang-undangan, kecuali untuk keadaan tertentu yang diatur khusus; atau transaksi yang bertentangan dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.
 - 20 Pembayaran bonus kepada Pemerintah.
 - 21 Biaya yang timbul sebelum tanggal penandatanganan kontrak kerja sama.
 - 22 Biaya audit komersial.
 - 23 Biaya pengembangan lingkungan dan pemberdayaan masyarakat setempat pada tahap eksploitasi sebagaimana diatur dalam PP 79 Tahun 2010.
 - 24 Insentif interest recovery (Interest Cost recovery) sebagaimana diperkenalkan dalam PP 79 Tahun 2010, yaitu insentif yang memungkinkan Kontraktor memperoleh penggantian atas biaya bunga yang berkaitan dengan investasi modal untuk proyek yang telah mendapat persetujuan SKK Migas.
-

Sumber: PP 79/2010

Keberadaan negative list dalam Pasal 13 PP 79/2010 jo. PP 27/2017 dimaksudkan untuk memberi kepastian biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan maupun dikurangkan dalam perhitungan PPh Migas. Namun, pengalaman praktik dan putusan di Pengadilan Pajak menunjukkan bahwa untuk beberapa jenis biaya, ruang interpretasi cukup luas sehingga menimbulkan sengketa.

Dalam sengketa yang pernah terjadi di pengadilan pajak dengan putusan nomor PUT-008449.15/2018/PP/M.XB Tahun 2020, salah satu pokok perkara ialah terkait penerapan interest cost recovery yang dikoreksi oleh DJP. Secara umum, UU PPh memperkenankan biaya bunga pinjaman sebagai pengurang penghasilan sepanjang untuk kegiatan usaha dan memenuhi prinsip kewajaran. Namun, PP 79/2010 dan

perubahannya menempatkan bunga pinjaman dan insentif interest recovery dalam negative list untuk cost recovery sehingga tidak diperkenankan untuk dikembalikan maupun menjadi dasar perhitungan PPh migas.

Kajian Tambunan (2021) menyebut fenomena ini sebagai dualisme ketentuan cost recovery. Di satu sisi, kontrak PSC dan peraturan teknis membuka ruang interest recovery sebagai insentif investasi. Di sisi lain, PP 79/2010 menutupnya sebagai biaya yang dapat dikembalikan dan bahkan menempatkan interest recovery sebagai kategori tersendiri dalam negative list. Dalam konteks PSC, ketidaksesuaian antara penilaian SKK dan DJP berpotensi menimbulkan sengketa, terutama ketika bunga pinjaman dikemas sebagai interest recovery atau insentif finansial lain. Temuan audit BPK (sebagaimana dikutip dalam dokumen ICW) menunjukkan adanya masalah pada klaim Investment Credit (IC) dan Interest Recovery (IR). Interest recovery diidentifikasi sebagai area rawan rekayasa sehingga pengawasan fiskal perlu dilakukan secara ekstra ketat.

Pada putusan sengketa lainnya, yakni putusan nomor PUT-009481.15/2018/PP/M.VIIIB Tahun 2020, biaya yang menjadi pokok sengketa adalah terhadap biaya-biaya sebagai berikut:

1. Rest and relax allowance
2. Leisure membership
3. Food and beverage
4. Accommodation expenses
5. Other travelling expenses
6. Car ownership program (amortization of COP)
7. Community development
8. Government relations
9. Entertainment & corporate relations
10. Entertainment and representation expenses
11. Employee relationship
12. Participation and contribution
13. Equipment to be capitalized

Menilik negative list dalam PP 79/2010 jo. PP 27/2017, sebagian besar menggunakan istilah-istilah umum seperti “biaya yang dibebankan atau dikeluarkan untuk kepentingan pribadi dan/atau keluarga pekerja, pengurus, pemegang saham dan pemegang participating interest”, “biaya representasi termasuk jamuan dan bentuk pengeluaran lainnya yang sejenis”, serta “biaya pengadaan barang dan/atau jasa serta kegiatan lain yang tidak sesuai dengan prinsip kewajaran dan kaidah keteknikan yang baik”. Rumusan yang bersifat generic memberi ruang interpretasi yang luas bagi otoritas pajak untuk mengelompokkan berbagai jenis pengeluaran seperti rest and relax allowance, leisure membership, employee relationship, maupun biaya entertainment dan government relations sebagai biaya yang bernuansa kenikmatan pribadi, jamuan, atau kontribusi/sumbangan yang pada dasarnya telah dilarang pembelanjannya baik dalam kerangka UU PPh maupun dalam negative list biaya operasi migas.

Selain itu, perbedaan sudut pandang antara logika ekonomi migas dan logika fiskal umum turut menjelaskan mengapa 13 biaya tersebut relatif mudah “ditarik” ke dalam negative list. Dalam perspektif tata kelola migas, berbagai pengeluaran seperti community development, government relations, rest and relax allowance, dan program kepemilikan

mobil pegawai dipandang sebagai bagian integral dari biaya operasi, baik untuk mempertahankan tenaga ahli di lokasi terpencil, membangun social licence to operate di masyarakat sekitar, maupun menjaga relasi dengan pemangku kepentingan kunci ([Ryandhita, 2018](#); [Kastella, 2020](#)). Sebaliknya, dalam perspektif fiskal, pengeluaran yang berwujud kenikmatan karyawan, jamuan, hibah, atau sumbangan cenderung diperlakukan sebagai biaya non-produktif yang harus dibatasi atau dilarang pembebanannya. Ketika perspektif fiskal ini kemudian sejalan dengan negative list jenis biaya yang tidak dapat dikembalikan dalam PP 79/2010 jo. PP 27/2017, otoritas pajak memiliki justifikasi yang kuat untuk mengklasifikasikan 13 jenis biaya tersebut ke dalam berbagai butir negative list, meskipun secara kontraktual dan ekonomis biaya-biaya itu telah diakui sebagai bagian dari cost recovery dalam PSC.

Kedua perkara yang dijadikan ilustrasi, yakni sengketa dengan putusan nomor PUT-008449.15/2018/PP/M.XB Tahun 2020 dan PUT-009481.15/2018/PP/M.VIIIIB Tahun 2020, Majelis Hakim Pengadilan Pajak mengabulkan seluruhnya permohonan banding Pemohon Banding dan membatalkan Keputusan Direktur Jenderal Pajak. Hasil putusan menunjukkan bahwa koreksi fiskal yang dilakukan oleh otoritas pajak dinilai tidak sejalan dengan kerangka hukum yang mengatur rezim fiskal hulu migas, khususnya asas *lex specialis* PSC atas ketentuan pajak yang diperjanjikan, serta asas keseragaman antara biaya yang diakui sebagai cost recovery dan biaya yang dapat dikurangkan secara fiskal (*uniformity principle*).

Ketentuan dalam PMK Nomor 94 Tahun 2023

PMK Nomor 94 Tahun 2023 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Keuangan Nomor 34/PMK.03/2018 tentang Pedoman Pelaksanaan Pemeriksaan Bersama atas Pelaksanaan Kontrak Kerja Sama Berbentuk Kontrak Bagi Hasil dengan Pengembalian Biaya Operasi di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi menjelaskan bahwa kontraktor dalam melaporkan kewajiban pajak penghasilan dengan besaran PPh Migas dalam SPT Tahunan PPh harus sesuai dengan besaran PPh Migas berdasarkan Final Financial Quarterly Report (FQR) Kuartal IV, Final FQR Tahun Buku Terakhir, atau FQR Final Settlement Right and Obligation.

SKK Migas mengharuskan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) untuk menyampaikan laporan FQR setiap kuartal dalam rangka pelaksanaan kegiatan hulu migas. Dengan demikian, KKKS diwajibkan untuk melaporkan empat laporan FQR dalam setahun. Laporan FQR ini berfungsi sebagai penilaian mandiri dari KKKS mengenai pelaksanaan kegiatan hulu migas yang dilakukan pada tahun tersebut.

Peraturan Presiden Nomor 36 Tahun 2018 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 9 Tahun 2013 tentang Penyelenggaraan Pengelolaan Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi memberikan otoritas bagi SKK Migas untuk menyelenggarakan pengelolaan kegiatan hulu minyak dan gas bumi, sehingga persetujuan terkait FQR merupakan tugas dari SKK Migas. Di samping itu, PMK Nomor 94 Tahun 2023 juga menyebutkan bahwa Final FQR Kuartal IV yang diakui dan digunakan SKK Migas digunakan untuk penyelesaian perhitungan bagi hasil dan perhitungan PPh Migas kontraktor sesuai dengan ketentuan Kontrak Kerja Sama.

Atas hal tersebut, PPh bagi kontraktor berdasarkan PMK Nomor 94 Tahun 2023 dihitung berdasarkan Final FQR Kuartal IV, FQR Settlement Right and Obligation, dan Final FQR Tahun Buku Terakhir yang merupakan laporan anggaran dan realisasi untuk suatu tahun buku yang mencakup antara lain lifting, biaya operasi, dan perhitungan bagi

hasil serta perhitungan PPh Migas, yang wajib disampaikan oleh operator pada suatu wilayah kerja kepada SKK Migas atau BPMA secara kuartalan untuk setiap wilayah kerja yang selanjutnya digunakan untuk perhitungan PPh Migas setelah FQR diakui oleh SKK Migas.

Ketentuan Perpajakan Pajak Penghasilan (PPh) Migas, dalam skema PSC Cost recovery

Dalam rezim Production Sharing Contract (PSC) dengan skema cost recovery, pengaturan PPh Migas berada pada irisan antara ketentuan kontraktual PSC dan peraturan perpajakan nasional. Secara yuridis, Pasal 31D dan Pasal 33A UU PPh memberi mandat bahwa ketentuan perpajakan sektor hulu migas diatur lebih lanjut dengan Peraturan Pemerintah, sekaligus mengakui bahwa penghitungan pajak untuk kontraktor migas mengikuti ketentuan yang disepakati dalam kontrak selama masa berlakunya kontrak tersebut. PP 79 Tahun 2010 jo. PP 27 Tahun 2017 kemudian diterbitkan untuk mengatur biaya operasi yang dapat dikembalikan dan perlakuan PPh di bidang usaha hulu migas, termasuk merinci jenis biaya yang dapat dikategorikan sebagai cost recoverable maupun non-cost-recoverable untuk tujuan bagi hasil dan perhitungan PPh kontraktor. Dalam kerangka ini, PPh Migas dihitung atas penghasilan neto kontraktor, yaitu selisih antara bagian produksi (profit oil/gas) yang menjadi jatah kontraktor dengan biaya operasi yang diakui, sehingga klasifikasi suatu biaya sebagai deductible atau non-deductible secara langsung memengaruhi besaran PPh terutang serta struktur penerimaan negara dari pajak dan PNBP Migas.

Hubungan antara cost recovery dan PPh Migas didasarkan pada *uniformity principle* yang menegaskan bahwa biaya yang digunakan dalam menghitung Penghasilan Kena Pajak harus ditafsirkan sama dengan biaya yang dihitung berdasarkan PSC. Dengan kata lain, cost of oil harus sama dengan cost of tax, sehingga biaya operasi yang boleh dibebankan menurut PSC idealnya sama dengan biaya yang boleh dibebankan menurut UU PPh (dengan beberapa pengecualian terbatas). Namun, setelah berlakunya PP 79/2010 jo. PP 27/2017 yang memperkenalkan negative list biaya operasi dan membatasi jenis biaya yang dapat dikembalikan, muncul potensi dualisme: di satu sisi, PSC dan SKK Migas mengakui sekumpulan biaya sebagai cost recoverable, sementara di sisi lain Direktorat Jenderal Pajak (DJP) dapat menolak biaya yang sama sebagai pengurang penghasilan bruto berdasarkan tafsir atas PP 79/2010 jo. PP 27/2017.

Perbedaan penafsiran antara SKK Migas dan DJP ini berdampak langsung terhadap besaran PPh Migas yang terutang dan komposisi penerimaan negara. Jika SKK Migas menyetujui suatu pengeluaran sebagai biaya operasi dalam WP&B dan AFE, biaya tersebut akan mengurangi cost oil yang ditanggung kontraktor dan pada gilirannya mempengaruhi besaran PNB (porsi bagi hasil negara). Namun apabila DJP kemudian mengoreksi biaya yang sama menjadi non-deductible expenses untuk tujuan PPh, maka dasar pengenaan pajak (penghasilan kena pajak) kontraktor akan meningkat, sehingga PPh terutang bertambah tanpa penyesuaian simultan terhadap struktur cost recovery dalam PSC. Kondisi ini menciptakan apa yang oleh Tambunan dan Togatorop (2021) disebut sebagai “dualisme ketentuan cost recovery” sebagai dasar pungutan negara.

Efek dualisme tercermin pada perkara cost recovery yang berujung sengketa di Pengadilan Pajak. Dalam kasus yang dikaji Pawoko, Khalimi, dan Hakim (2025), DJP menerbitkan SKPKB PPh terhadap kontraktor hulu migas dengan mengoreksi sejumlah biaya operasi yang sebelumnya telah disetujui sebagai cost recovery oleh SKK Migas, antara lain rest & relax allowance, food & beverage, community development, dan government relations yang semula deductible expenses menjadi non-deductible expenses.

Koreksi tersebut menyebabkan kenaikan signifikan atas PPh terutang, meskipun dari sudut pandang PSC dan SKK Migas biaya yang sama sudah dipandang wajar dan relevan dengan kegiatan eksplorasi & eksploitasi. Dengan demikian, satu jenis pengeluaran yang sama berpotensi “digunakan dua kali” sebagai basis penerimaan negara: pertama, mengurangi profit oil yang dibagi antara pemerintah dan kontraktor (melalui cost recovery), dan kedua, tidak diakui sebagai pengurang dalam perhitungan PPh, sehingga memperlebar basis pajak kontraktor.

Putusan Pengadilan Pajak No. PUT-009481.15/2018/PP/M.VIIIB Tahun 2020 dan PUT-008449.15/2018/PP/M.XB Tahun 2020 menjadi ilustrasi bagaimana perbedaan tafsir ini direspons oleh peradilan. Dalam kedua putusan tersebut, Majelis Hakim mengabulkan seluruhnya permohonan banding Wajib Pajak dan membatalkan Keputusan DJP. Pengadilan juga menekankan bahwa biaya yang telah disetujui oleh SKK Migas dan diaudit oleh BPKP sebagai cost recoverable pada dasarnya harus diakui pula sebagai tax deductible untuk menjaga uniformity principle antara cost of oil dan cost of tax. Dari perspektif penerimaan negara, putusan-putusan tersebut pada jangka pendek mengurangi tambahan penerimaan PPh yang semula diharapkan DJP dari hasil koreksi, karena SKPKB yang mendasarkan diri pada pembacaan sempit terhadap negative list dibatalkan. Namun dalam jangka panjang, harmoni antara ketentuan PSC, PP 79/2010 jo. PP 27/2017, dan UU PPh menjadi krusial untuk menjaga kepastian hukum, menarik investasi hulu migas, dan pada akhirnya menstabilkan basis penerimaan negara dari PNPB dan PPh migas. Dualisme penafsiran antara SKK Migas dan DJP yang tidak segera diselesaikan berpotensi menimbulkan sengketa berulang, menambah compliance cost bagi kontraktor, dan menciptakan volatilitas dalam proyeksi penerimaan negara.

Proses Bisnis SKK Migas dalam Penilaian Kewajaran Pembebanan Biaya (Cost Recoverable) pada Skema PSC Cost recovery.

SKK Migas merupakan satuan kerja khusus yang dibentuk oleh Pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk mengelola kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 95 Tahun 2012 jo. Peraturan Presiden Nomor 9 Tahun 2013 sebagaimana diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 36 Tahun 2018 serta Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2022. Pengelolaan tersebut dilaksanakan berdasarkan Kontrak Kerja Sama dengan tujuan mengoptimalkan pemanfaatan sumber daya minyak dan gas bumi milik negara guna memberikan manfaat dan penerimaan sebesar-besarnya bagi kemakmuran rakyat ([SKK Migas, 2025](#)). Dalam pelaksanaannya, SKK Migas berfungsi menyetujui Work Program and Budget (WP&B) sebagai dasar persetujuan biaya cost recovery, menyetujui Authorization for Expenditure (AFE) untuk investasi per proyek, mengawasi lifting migas, serta memverifikasi klaim cost recovery guna memastikan kewajaran dan kelayakan biaya yang digantikan.

Secara garis besar, ada 3 jenis biaya operasi atas cost recovery antara lain, biaya non-kapital tahun berjalan, penyusutan biaya kapital tahun berjalan dan biaya operasi tahun-tahun sebelumnya yang belum memperoleh penggantian. Berdasarkan Pedoman Tata Kerja Nomor PTK-007/SKKIA0000/2023/S9 (2023), Proses penilaian kewajaran pembebanan biaya dimulai dari kontraktor menyusun dokumen Plan of Development (POD), Work Program & Budget (WP&B) yang berisi rencana kegiatan hulu (eksplorasi, development, produksi) dan estimasi biaya. WP&B adalah rencana kerja tahunan yang disusun oleh KKKS dan berisi gambaran umum seluruh kegiatan hulu migas dalam satu tahun kalender, termasuk rencana eksplorasi, pengembangan (development), operasi

produksi, serta estimasi anggaran tahunannya. WP&B ini diajukan ke SKK Migas. Persetujuan WP&B adalah dasar awal bahwa biaya-biaya terkait dapat diklaim sebagai Cost recovery.

Selain menyusun dokumen WP&B, kontraktor juga menyusun AFE. AFE adalah otorisasi pembiayaan rencana kerja dan anggaran atas kegiatan yang berbasis proyek yang diberikan oleh SKK Migas kepada KKKS berdasarkan evaluasi teknis dan biaya. AFE disusun untuk merinci secara detail kebutuhan biaya Capital Expenditure dan Operational Expenditure pada suatu proyek atau kegiatan tertentu dalam operasi hulu migas. Dokumen ini menjadi dasar bagi SKK Migas untuk memberikan persetujuan biaya pada tingkat yang lebih teknis dan terukur sebelum proyek dilaksanakan. Setelah AFE/WP&B disetujui, kontraktor melaksanakan kegiatan eksplorasi, pembangunan infrastruktur, pengeboran, operasional, dan kegiatan lainnya. Kemudian kontraktor mengajukan klaim cost recovery yaitu melaporkan biaya-biaya yang dikeluarkan sesuai WP&B dan AFE. SKK Migas melakukan verifikasi biaya untuk memastikan biaya diklaim memang valid, sesuai kontrak, layak, dan dalam batas WP&B dan AFE.

Setelah biaya disetujui, kontraktor menerima penggantian biaya (cost recovery). Kemudian dilakukan pembagian hasil produksi dan pajak/royalti. Setiap tiga bulan (quarterly), operator wilayah kerja migas yang menggunakan skema PSC wajib menyerahkan FQR kepada SKK Migas. Laporan FQR berisi perbandingan antara anggaran (budget) dan realisasi pendapatan dan biaya yang terjadi dalam periode tersebut. FQR digunakan untuk melihat apakah pengeluaran dan pendapatan sudah sesuai dengan rencana atau terdapat deviasi yang perlu dievaluasi oleh SKK Migas.

Efektivitas Proses Pengendalian Biaya Cost Recovery oleh SKK Migas

SKK Migas melakukan pengendalian dan pengawasan dalam tiga tahapan, yaitu saat awal akan terjadinya biaya (preaudit); saat eksekusi biaya dan pelaksanaan pekerjaan (current audit); dan setelah biaya terjadi dan pekerjaan selesai dilakukan (postaudit). Preaudit dilaksanakan dengan melakukan pengawasan atas tahap perencanaan yang disusun oleh KKKS. Pengendalian pada fase perencanaan dilakukan melalui proses persetujuan Plan of Development (POD), yang berisi rancangan pengembangan lapangan sebagai rencana jangka panjang kontraktor. Selain itu, pengawasan juga diterapkan ketika KKKS menyusun program kerja dan anggaran tahunan melalui persetujuan WP&B. Pengawasan juga dilakukan atas AFE yang wajib memperoleh persetujuan dari SKK Migas sebelum pelaksanaan dimulai. Current audit dilakukan kontraktor mengajukan permintaan penggantian biaya (cost recovery) dengan menyampaikan laporan realisasi pengeluaran yang telah dilakukan sesuai dengan WP&B dan AFE. SKK Migas kemudian melakukan verifikasi atas biaya tersebut untuk memastikan bahwa seluruh biaya yang diajukan benar-benar sah, sesuai ketentuan kontrak, wajar, serta masih berada dalam batas anggaran yang telah disetujui.

Sementara itu, postaudit dilaksanakan dengan prosedur auditing yang lazim digunakan. Audit internal atas laporan keuangan KKKS dilakukan oleh kontraktor, sedangkan audit yang berkaitan dengan kepentingan pemerintah dilakukan oleh SKK Migas, BPKP, dan BPK. BPK hanya melakukan pemeriksaan setelah biaya terealisasi (post audit), sehingga koreksi dilakukan ketika dana telah dikeluarkan dan potensi kerugian negara tidak dapat dicegah sejak awal. Pada tahun 2022, BPK menemukan pembebanan biaya cost recovery yang berlebih sebesar USD 10.012.328,97 (sekitar Rp160 miliar) terkait pembayaran insentif karyawan. Temuan ini bersifat berulang, di mana 15 perusahaan migas memasukkan insentif internal pegawai sebagai biaya cost recovery

dengan dasar persetujuan SKK Migas dalam pembahasan WP&B ([Wibowo, 2025](#)).

Dari sisi regulasi, terdapat perbedaan persepsi antara SKK Migas dan DJP. Berdasarkan PTK SKK Migas, biaya administrasi termasuk dalam biaya operasi yang dapat dikembalikan (recoverable cost), meliputi biaya tenaga kerja, transportasi, jasa penunjang, sewa, hingga biaya umum kantor yang disajikan dalam WP&B dan FQR. Namun, beberapa komponen biaya tersebut terutama biaya transportasi, tenaga kerja, hubungan kemasyarakatan, dan biaya umum kantor sering menjadi objek koreksi DJP. Secara umum, biaya yang dapat diklaim dalam skema cost recovery mencakup biaya eksplorasi, pengembangan, produksi, biaya umum dan administrasi, serta abandonment and site restoration (ASR), yang seluruhnya harus didukung dokumen dan disetujui melalui WP&B dan AFE ([Pawoko, 2025](#)).

Biaya transportasi dibagi menjadi kategori udara, mobil, dan lainnya. Biaya tenaga kerja dibagi menjadi biaya hubungan tenaga kerja; pelatihan; perjalanan dan akomodasi; kesejahteraan; dan lainnya. Hubungan kemasyarakatan dibagi menjadi biaya Perjalanan; dan biaya lainnya. Biaya Umum Kantor dibagi menjadi biaya Biaya umum kantor; Alat tulis dan perlengkapan; Komunikasi; Perabot dan peralatan (low value); Sewa dan perizinan; Perjalanan dan jamuan; Komputer; Penyusutan; dan Lainnya. Kategori biaya yang dapat diklaim dalam skema cost recovery meliputi biaya eksplorasi, pengembangan, produksi, biaya umum dan administrasi, serta abandonment and site restoration (ASR). Seluruh biaya ini harus dibuktikan melalui dokumen pendukung dan disetujui melalui WP&B dan AFE.

Biaya seperti rest and relax allowance, leisure membership, food & beverage, accommodation expenses, dan employee relationship oleh SKK Migas dianggap sebagai biaya kesejahteraan pegawai. Biaya other travelling expenses dan car ownership program sebagai biaya transportasi. Biaya government relations dan entertainment & corporate relations sebagai biaya hubungan pemerintah (kemasyarakatan). Biaya community development sebagai biaya pengembangan masyarakat. Namun, dari sisi otoritas pajak, biaya kesejahteraan pegawai, biaya transportasi, dan biaya hubungan kemasyarakatan tersebut dianggap sebagai kenikmatan atau bukan biaya untuk mendapatkan, menagih, memelihara penghasilan (3M) dan tidak memiliki hubungan langsung dengan kegiatan usaha.

Perbedaan tersebut menunjukkan adanya regulatory gap antara ketentuan SKK Migas dan ketentuan perpajakan DJP, khususnya pedoman tata kerja terkait pengaturan klasifikasi yang dibuat untuk tujuan administratif dan operasional. SKK Migas melakukan reasonableness test dan evaluasi hubungan biaya-operasi, tetapi tidak seketat DJP dalam aspek kuantitatif dan kriteria personal/kenikmatan. Ketidadaan batasan tersebut menyebabkan interpretasi yang luas dari KKKS dalam mengategorikan berbagai pengeluaran sebagai biaya operasi. Idealnya, pengaturan biaya antara SKK Migas dan DJP perlu lebih selaras, baik dalam terminologi, prinsip pengakuan, maupun batasan teknis. Harmonisasi regulasi ini penting untuk mencegah kebingungan bagi KKKS, mengurangi potensi perbedaan interpretasi, serta meminimalkan terjadinya sengketa berulang antara pelaku usaha hulu migas dan otoritas pajak. Penyelarasan tersebut juga dapat meningkatkan kepastian hukum dan memastikan bahwa rezim fiskal migas mendukung iklim investasi tanpa mengurangi integritas pengawasan penerimaan negara.

Kesimpulan

Berdasarkan kajian regulasi, analisis proses bisnis, dan studi kasus putusan pengadilan pajak, penelitian ini menyimpulkan tiga poin utama terkait tata kelola PSC

Cost recovery:

1. Substansi Regulasi Selaras, namun Istilah Generik Memicu Interpretasi Ganda

Secara normatif, PP Nomor 79 Tahun 2010 jo. PP Nomor 27 Tahun 2017 telah menetapkan batasan biaya operasi yang dapat dan tidak dapat dikembalikan dalam skema PSC Cost Recovery melalui daftar negatif (negative list) yang mencakup 24 jenis biaya. Ketentuan ini secara prinsip telah selaras dengan asas keseragaman (Uniformity Principle) dalam perpajakan, yang menegaskan bahwa biaya yang diakui sebagai cost recoverable oleh SKK Migas idealnya juga harus diperlakukan sebagai tax deductible oleh DJP. Namun, perbedaan sudut pandang di mana SKK Migas berpegang pada logika ekonomi migas dan persetujuan WP&B/AFE, sedangkan DJP berpegang pada logika fiskal umum dan interpretasi ketat atas negative list menciptakan dualisme ketentuan. Dualisme ini muncul karena adanya istilah generik dalam regulasi (misalnya "kepentingan pribadi" atau "prinsip kewajaran") yang membuka ruang interpretasi luas seperti tertuang pada kedua perkara sengketa yang dijadikan ilustrasi.

2. Kegagalan Pencegahan Overrun Akibat Kelemahan Struktural Proses Bisnis

Mekanisme penilaian biaya PSC Cost Recovery oleh SKK Migas dilaksanakan dalam tiga tahap pengendalian: preaudit (persetujuan WP&B/AFE), current audit (verifikasi klaim), dan postaudit (pemeriksaan BPK/DJP). Tahap preaudit bertujuan menetapkan batas awal biaya yang dapat diklaim, current audit memverifikasi keabsahan dan kewajaran realisasi pengeluaran agar sesuai anggaran yang disetujui, sementara postaudit adalah bentuk verifikasi dari pihak pengawas/auditor. Klasifikasi biaya internal SKK Migas mencakup kategori luas seperti biaya administrasi dan tenaga kerja, yang seringkali tumpang tindih dengan pengeluaran yang dianggap sebagai kenikmatan pribadi atau biaya non-produktif oleh otoritas fiskal.

Efektivitas proses bisnis SKK Migas dalam mencegah pembebanan biaya berlebihan (overrun) dinilai lemah dan cenderung reaktif. Kelemahan struktural utama terletak pada ketiadaan standar baku dan kuantitatif untuk penilaian kewajaran biaya (cost reasonableness) pada tahap preaudit dan current audit yang dipandang hanya bersifat administratif. Kondisi ini menyebabkan penilaian subjektif, membuka peluang moral hazard (agency problem), dan memungkinkan biaya tidak wajar (seperti insentif pegawai) lolos persetujuan awal. Akibatnya, pengendalian biaya yang efektif baru terjadi pada tahap postaudit (oleh BPK/DJP), yang hanya mampu mengoreksi setelah dana terlanjur dikeluarkan, sehingga tidak efektif dalam mencegah kerugian negara sejak dini.

3. Dampak Dualisme Kontrol Menimbulkan Ketidakpastian Hukum

Dualisme kontrol yang timbul dari perbedaan sudut pandang antara logika ekonomi migas SKK Migas dan logika fiskal umum DJP atas biaya non-produktif (seperti community development atau rest and relax allowance) memicu konflik kepentingan yang merugikan fiskal dan menciptakan volatilitas. Meskipun Pengadilan Pajak cenderung menguatkan prinsip keseragaman (Uniformity Principle) dalam kontrak PSC lama untuk membatalkan koreksi DJP, ketidakselarasan proses bisnis SKK Migas pada tahap awal tetap menimbulkan ketidakpastian hukum bagi KKKS. Dampaknya, ketidakpastian ini tidak hanya menambah compliance cost bagi kontraktor, tetapi juga mengancam basis penerimaan negara dalam jangka panjang karena sengketa berulang dan kurangnya kepastian fiskal, yang pada akhirnya dapat mengganggu iklim investasi di sektor hulu migas.

Rekomendasi

Rekomendasi ini difokuskan pada perbaikan tata kelola implementasi di tingkat

instansi (SKK Migas dan DJP) untuk menjamin akuntabilitas fiskal:

1. Harmonisasi Implementasi Regulasi dan Joint Monitoring

Kementerian Keuangan (DJP) dan SKK Migas wajib segera menyusun Pedoman Teknis Bersama yang mendetailkan dan membatasi interpretasi atas istilah-istilah generik dalam negative list PP 27/2017 (misalnya, mendefinisikan secara kualitatif dan kuantitatif "kepentingan pribadi" atau "prinsip kewajaran"). Harmonisasi ini harus disalurkan melalui mekanisme joint monitoring atau Tim Pemeriksaan Bersama (sesuai PMK 93 Tahun 2023) yang lebih permanen. Tujuannya adalah memastikan bahwa biaya yang telah disetujui SKK Migas sesuai standar baru secara otomatis diakui sebagai tax deductible oleh DJP. Tindakan ini akan mengembalikan Uniformity Principle dalam praktik dan menghilangkan basis sengketa yang disebabkan oleh perbedaan penafsiran murni, sehingga mengurangi frekuensi sengketa dan mengembalikan kepastian hukum bagi KKKS.

Peningkatan kualitas SDM merupakan prasyarat mutlak untuk mendukung keberhasilan reformasi tata kelola cost recovery. Meskipun memerlukan investasi awal dalam bentuk pelatihan terstruktur dan pengembangan modul bersama, biaya ini jauh lebih rendah dibandingkan dengan agency costs yang ditanggung negara akibat dualisme kontrol, moral hazard yang memicu overrun, dan tingginya biaya litigasi akibat sengketa berulang. Program ini merupakan prasyarat mutlak untuk efisiensi fiskal, yang wajib difokuskan pada pelatihan untuk menyamakan pemahaman auditor SKK Migas dan DJP mengenai standar baku kewajaran biaya yang baru direvisi dan rezim fiskal hulu migas, termasuk uniformity principle dan interpretasi istilah generik dalam negative list.

Kondisi perbaikan paling ideal yang dicapai melalui investasi SDM ini adalah terwujudnya kapabilitas penilaian terintegrasi di kedua lembaga. Melalui proses ini, auditor fiskal akan menguasai kaidah keteknikan operasional KKKS, sementara verifikator SKK Migas memiliki sensitivitas fiskal yang tinggi. Hasilnya, implementasi regulasi menjadi seragam di lapangan, di mana setiap biaya yang disetujui SKK Migas didasarkan pada justifikasi fiskal yang kuat dan secara otomatis diakui oleh DJP. Hal ini menghilangkan dualisme kontrol, mengurangi sengketa, dan secara fundamental mendukung keberhasilan joint monitoring untuk menjamin kepastian hukum dan mengoptimalkan penerimaan negara dari PPh Migas.

2. Reformasi Probis Preaudit dan Current Audit

SKK Migas dirasa perlu untuk segera melaksanakan reformasi proses bisnis pengendalian biaya secara fundamental. Fokus pengawasan harus diubah, dari postaudit yang reaktif (mengoreksi setelah kerugian terjadi) menjadi preaudit dan current audit yang proaktif (mencegah kerugian sejak awal). Proses persetujuan AFE/WP&B harus ditingkatkan dari sekadar review dokumen formal menjadi evaluasi material yang ketat, dengan penerapan digital audit trail untuk mencegah overrun lolos pada tahap awal. Tujuannya adalah memastikan validitas dan kewajaran biaya telah terverifikasi secara mendalam sebelum pengeluaran terjadi, sehingga secara efektif menutup celah bagi moral hazard (agency problem) dan mencegah overrun sejak dini.

3. Penguatan Standar Kewajaran Biaya SKK Migas

SKK Migas dirasa perlu untuk menguatkan Standar Kewajaran Biaya (Cost Reasonableness) dalam Pedoman Tata Kerja (PTK-007). Revisi ini wajib mencakup standar baku dan ambang batas kuantitatif yang jelas (misalnya benchmark industri) untuk jenis biaya yang sensitif terhadap overrun (seperti overhead atau insentif pegawai). Penerapan standar kuantitatif ini esensial untuk mengurangi subjektivitas, mencegah lolosnya biaya tidak wajar pada tahap preaudit, dan memberikan justifikasi fiskal yang

kokoh, yang pada gilirannya akan mendukung harmonisasi pengakuan biaya dengan otoritas pajak.

4. Transisi ke Skema PSC Gross Split

Untuk mengatasi dualisme ketentuan yang timbul dari perbedaan sudut pandang antara SKK Migas (logika ekonomi migas/WP&B) dan DJP (logika fiskal/PPh) yang diperparah oleh interpretasi istilah generik dalam negative list, rekomendasi strategis mendasar adalah melakukan transisi penuh ke skema Production Sharing Contract (PSC) gross split. Skema gross split menghilangkan mekanisme cost recovery dan secara otomatis mengeliminasi negative list serta seluruh sengketa yang berkaitan dengan recoverability biaya. Dalam skema ini, Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) bertanggung jawab penuh atas seluruh biaya eksplorasi dan eksploitasi (full financing), sementara pembagian hasil minyak dan gas ditetapkan di awal berdasarkan variabel dan split yang disepakati.

Dengan penghapusan mekanisme cost recovery, dualisme kontrol antara SKK Migas dan DJP akan teratasi, karena tidak ada lagi biaya yang harus dipertanggungjawabkan kepada negara melalui mekanisme pemulihan. Biaya yang dikeluarkan KKKS sepenuhnya menjadi urusan internal mereka dan tunduk langsung pada ketentuan perpajakan umum (PPh Badan), yang meningkatkan kepastian hukum dan mengurangi compliance cost serta agency cost yang selama ini ditanggung negara. Transisi ini memberikan efisiensi fiskal yang lebih besar dan memungkinkan otoritas negara (SKK Migas dan DJP) fokus pada pengawasan produksi dan penerimaan pajak, bukan pada verifikasi detail biaya operasional.

Daftar Pustaka

- Badan Pemeriksa Keuangan Republik Indonesia. (2010, Juni 3). *Audit BPK No. 20/AUDITAMA VII/PDTT/06/2010*. Dokumen audit. Dirujuk secara sekunder dalam Indonesia Corruption Watch (2013).
- DDTC News. (2024, November 23). *Biaya operasi migas yang tak bisa dikembalikan dalam bagi hasil dan PPh (negative list PP 27/2017)*. DDTC News.
- Eisenhardt, K. M. (1989). Agency theory: An assessment and review. *Academy of Management Review*, 14(1), 57–74. <https://doi.org/10.5465/amr.1989.4279003>
- Jensen, M. C., & Meckling, W. H. (1976). Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, 3(4), 305–360. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(76\)90026-X](https://doi.org/10.1016/0304-405X(76)90026-X)
- Kastella, N., & Prabowo, H. Y. (2020). Mekanisme transparansi dan akuntabilitas atas cost recovery berdasarkan Production Sharing Contract (PSC) minyak dan gas bumi dari kontraktor KKS ke pemerintah melalui SKK Migas. *Jurnal Ekonomi dan Bisnis*, 23(1), 1–20.
- Krippendorff, K. (2018). *Content analysis: An introduction to its methodology* (4th ed.). Sage Publications.
- Pawoko, D. H. (2025). Koreksi pajak terhadap biaya cost recovery pada kontraktor kontrak kerja sama (KKS) migas. *Artikel jurnal*. Memuat ulasan Putusan Pengadilan Pajak No. 009481.15/2018/PP/M.VIII B Tahun 2020.
- Pemerintah Republik Indonesia. (1945). *Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945*. Jakarta.
- Pemerintah Republik Indonesia. (2001). *Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi*. Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2001 Nomor 136. Jakarta.
- Pemerintah Republik Indonesia. (2004). *Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*. Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2004 Nomor 123. Jakarta.
- Pemerintah Republik Indonesia. (2010). *Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010*

- tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta.
- Pemerintah Republik Indonesia. (2017). *Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta.
- Ryandhita, I., & Cahyono, A. B. (2024). Analisis implementasi hukum perjanjian dalam kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*) *gross split* pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi di Indonesia. *Lex Patrimonium*, 3(1), Article 10.
- Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas). (2015). *Pedoman Tata Kerja Nomor PTK-007/SKK00000/2023/S9 tentang Pengelolaan Rantai Suplai Kontraktor Kontrak Kerja Sama*.
- Tambunan, M. R. U. D., & Togatorop, G. (2021). Dualisme ketentuan *cost recovery* sebagai dasar pungutan negara pada industri hulu migas. *Veritas et Justitia: Jurnal Ilmu Hukum*, 7(1), 56–90.
- Titmuss, R. M. (1974). *Social policy: An introduction* (B. Abel-Smith & K. Titmuss, Eds.). London: George Allen & Unwin.