REFORMINER'S
Policy Review

Salam Edisi Perdana

Pembaca yang budiman,

Pertama-tama, ijinkan kami menghadirkan ***ReforMiner's Policy Review*** edisi perdana ini di hadapan pembaca yang budiman sekalian. Adalah tinjauan dan analisis terhadap hal-hal yang berkaitan dengan aspek ekonomi dan kebijakan sektor energi dan pertambangan, khususnya di tanah air, yang menjadi isi pokok dari ***ReforMiner's Policy Review*** ini.

Sulit untuk memungkiri kenyataan yang ada bahwa sektor energi dan pertambangan, dengan segala kompleksitas permasalahan, tantangan, dan peluang di dalamnya, selama ini (masih) merupakan salah satu tulang punggung perekonomian dan pembangunan nasional secara keseluruhan. Maka, merupakan suatu kebanggaan bagi **ReforMiner Institute** apabila dapat turut berkontribusi di dalam pembangunan di sektor energi dan pertambangan di tanah air tersebut secara nyata.

Melalui ***ReforMiner's Policy Review,*** yang kami rencanakan akan terbit setiap dua bulan sekali ini, kami berupaya untuk menyajikan pandangan dan analisis yang seobyektif mungkin terhadap isu-isu dan permasalahan penting yang berkaitan dengan aspek ekonomi dan kebijakan di sektor energi dan pertambangan di tanah air kepada masyarakat. Harapan kami, dengan turut mencerdaskan kehidupan bangsa melalui pemahaman bidang energi dan pertambangan yang lebih baik dari semua pemangku kepentingan yang ada, akan semakin banyak muncul upaya dan langkah penyelesaian masalah di sektor energi dan pertambangan yang lebih baik pula; yang lebih proporsional dan lebih komprehensif, serta secara fundamental menuntaskan permasalahan yang ada hingga ke akarnya.

Empat topik bahasan kami coba tinjau untuk ***ReforMiner's Policy Review*** edisi perdana ini; (1) kondisi investasi di hulu migas, (2) pemahaman tentang cost recovery migas, (3) kebijakan pembatasan konsumsi bahan-bakar minyak (BBM) bersubsidi untuk kendaraan, dan (4) kebijakan kenaikan Tarif Dasar Listrik (TDL) 2010.

Akhir kata, tak ada gading yang tak retak, edisi perdana ***ReforMiner's Policy Review*** ini tentu masih jauh dari sempurna. Namun kami akan terus berupaya menyempurnakannya dari waktu ke waktu. Saran, kritik, dukungan, dan kerjasama yang sinergi dari segenap pemangku kepentingan di sektor pertambangan dan energi di tanah air, dan khususnya dari pembaca yang budiman sekalian sangat kami harapkan. Atas nama tim **ReforMiner Institute,** kami sampaikan terima kasih.

Jakarta, Juli 2010
ReforMiner Institute

Pri Agung Rakhmanto, Ph.D.
Direktur Eksekutif

MENCERMATI INVESTASI HULU MIGAS

Produksi *(lifting)* minyak nasional menunjukkan kecenderungan terus menurun dalam kurang lebih satu setengah dekade terakhir ini. Setelah mencapai puncaknya pada tahun 1995 dengan 1,526 juta barel per hari, produksi minyak nasional terus menurun hingga saat ini hanya berada di kisaran 950-960 ribu barel per hari[1]. Selama periode itu pula, argumentasi yang sering dikemukakan untuk menjustifikasi hal ini adalah lebih pada bahwa produksi sebagian besar ditopang oleh lapangan-lapangan tua. Argumentasi ini pada dasarnya memang tidak salah, namun sesungguhnya hanya menunjukkan apa yang ada dipermukaan, atau suatu akibat saja. Sementara apa yang menjadi penyebabnya, dengan argumentasi itu kemudian menjadi kabur.

Ketergantungan produksi nasional terhadap lapangan-lapangan tua tentulah tidak terjadi dengan sendirinya, melainkan merupakan akibat dari minim atau rendahnya investasi untuk menemukan dan memroduksikan minyak dari lapangan-lapangan baru. Rendahnya investasi inilah yang seringkali tidak diakui secara terbuka oleh pemerintah dengan mengemukakan bahwa iklim investasi tetap kondusif dan besaran nilai investasi terus meningkat dari waktu ke waktu.

Jika melihat besaran total investasi hulu migas, katakanlah selama periode 2004 - 2008 pada tabel 1.1 berikut, memang terlihat bahwa investasi menunjukkan kecenderungan meningkat dari waktu ke waktu. Namun, jika dicermati lebih jauh, khususnya jika dilihat pada besaran investasi yang dibelanjakan untuk sumur eksplorasi, akan terlihat bahwa peningkatan total investasi yang terjadi selama ini bukanlah menggambarkan suatu iklim investasi hulu migas yang benar-benar kondusif. Rata-rata proporsi investasi sumur eksplorasi terhadap total investasi hulu migas selama kurun waktu tersebut hanya 5,6 %. Angka ini jelas menggambarkan minat yang rendah dari investor untuk mencari dan menemukan sumber-sumber minyak dari lapangan-lapangan baru yang sesungguhnya sangat diperlukan baik untuk meningkatkan produksi di masa kini maupun untuk menjamin kelangsungan produksi di masa yang akan datang. Investor hanya berminat untuk melakukan investasi pada lapangan-lapangan *existing* - yang dikatakan sebagian besar sudah tua - yang memang sudah berproduksi saja.

Dari tabel ini saja, sekilas sebenarnya sudah dapat terjawab mengapa produksi minyak nasional terus menurun karena penurunan produksi dari lapangan *existing* tidak mampu ditutup oleh produksi dari lapangan baru maupun upaya investasi yang dibelanjakan pada lapangan existing tersebut. Dan jika dicermati lebih jauh lagi, kilas balik ke tahun-tahun sebelumnya, sebagaimana dirangkum dalam tabel 1.2 berikut, akan makin terlihat jelas mengapa produksi minyak nasional selama kurun waktu 1995 - 2007 (dan juga hingga saat ini) terus menurun.

Tabel 1.1

Periode	Investasi Migas (Juta USD)	Investasi Sumur Eksplorasi (Juta USD)	%
2004	5.919,59	295,98	5%
2005	8.268,67	578,81	7%
2006	9.662,56	579,75	6%
2007	11.179,66	558,98	5%
2008	12.212,96	610,65	5%

Sumber : DESDM & BP Migas, disusun kembali

Tabel 1.2

Periode	Proporsi Pengeluaran Eksplorasi Terhadap Total Investasi (%)	Proporsi Pengeluran Administrasi Terhadap Total Investasi (%)	Penemuan Minyak (MMBBL)	Produksi Minyak (MBOPD)
1995	9%	12%	41	1.526
1996	8%	11%	55	1.504
1997	11%	10%	98	1.482
1998	13%	10%	66	1.455
1999	6%	12%	76	1.397
2000	5%	11%	15	1,304
2001	5%	10%	6	1.225
2002	4%	9%	26	1.140
2003	5%	8%	19	1,033
2004	5%	11%	20	1,096
2005	7%	10%	31	1.062
2006	6%	8%	14	1.005
2007	5%	9%	15	954

Sumber : BP Migas

[1] Angka ini pun sejatinya patut dipertanyakan karena memperhitungkan 50 ribu barel per hari minyak Chevron Pacific Indonesia yang ditukar *(swap)* dengan gas milik ConocoPhillips Indonesia, yang sebelum tahun 2008 tidak dimasukkan sebagai lifting.

Dari tabel 1.2 tersebut, diketahui bahwa rata-rata proporsi investasi eksplorasi terhadap total investasi tidaklah signifikan, sebagian besar dibawah 10 %. Jika dihitung, selama 13 (tiga belas) tahun (1995 - 2007), rata-rata persentase biaya eksplorasi terhadap total investasi hanyalah sebesar 6,71 %. Angka ini lebih rendah jika dibandingkan dengan porsi investasi yang dialokasikan untuk biaya administrasi, dimana pada periode yang sama rata-rata proporsinya terhadap total investasi mencapai 10 %. Dari tabel 1.2 tersebut, terlihat bahwa kecenderungan menurunnya persentase investasi eksplorasi selama periode 1995 - 2007, berdampak pada kecenderungan menurunnya penemuan cadangan dan produksi minyak. Porsi investasi eksplorasi terhadap total biaya investasi hulu migas yang mengalami penurunan dari sekitar 9,4 % pada periode 1995 - 1999 menjadi hanya 5,3 % pada tahun 2000 - 2007, berdampak pada penurunan penemuan cadangan minyak dari rata-rata 67 MMBL pada periode 1995 - 1999, menjadi hanya sekitar 18 MMBL pada periode 2000 - 2007, sehingga pada akhirnya berdampak terhadap penurunan produksi minyak nasional yang rata-rata mencapai sekitar 3,8 % setiap tahunnya.

Tabel 1.3

	Realisasi Investasi 2008 (Juta USD)		Realisasi Investasi 2009 (Juta USD)	
	Blok Produksi	Blok Non Produksi	Blok Produksi	Blok Non Produksi
Exploration	532	1,198	529	823
Development	2,523	37	2,411	1
Production Operation	6,579	0	6,352	0
G & A	981	248	683	74
Total	10,615	1,483	9,976	898
Total Investasi	**12,096**		**10,874**	

Sumber : BP Migas

Dalam dua tahun terakhir (2008 - 2009), meskipun ada sedikit peningkatan, namun tidaklah signifikan, dan pada dasarnya masih menunjukkan kecenderungan yang sama, yaitu bahwa proporsi investasi eksplorasi terhadap total investasi masih sangat rendah. Rincian proporsi realisasi investasi pada periode 2008 dan 2009 adalah seperti pada tabel 1.3 disamping.

Dari data tersebut kembali tercermin bahwa iklim investasi yang benar-benar kondusif di industri hulu migas nasional saat ini sebenarnya belum terwujud. Investor masih tetap enggan menanamkan investasinya pada kegiatan eksplorasi, tetapi hanya pada lapangan yang sudah berproduksi saja, (mungkin hal ini salah satunya juga disebabkan karena 'tekanan' dari pemerintah yang seringkali memasang target produksi yang cenderung tidak realistis). Kondisi di tahun 2010 ini pun tampaknya masih menegaskan keengganan investor tersebut. Sampai dengan kuartal I 2010, realisasi investasi sektor hulu migas baru mencapai 2,61 miliar USD atau baru sekitar 16 % dari target pemerintah sebesar 15,99 miliar USD (2,36 miliar USD diantaranya ditargetkan untuk wilayah eksplorasi).

Dengan kondisi ini, peningkatan produksi dalam jumlah yang signifikan - katakanlah hingga total produksi minyak nasional di atas 1,1 juta barel per hari - dalam waktu dekat sulit diharapkan akan terjadi. Dari mulai kegiatan eksplorasi, dan jika di dalamnya ditemukan cadangan minyak dalam jumlah besar - paling tidak seukuran Blok Cepu yang mengandung tak kurang dari 600 juta barel minyak -, sampai pada tahap pengembangan dan produksi dapat memakan waktu tak kurang dari 4-6 tahun. Seiring dengan itu pula, lapangan *existing* yang dikatakan sudah tua tentu akan semakin berumur lagi dan akan semakin menurun produksinya. Maka, apabila ingin mengembalikan lagi tingkat 'kejayaan' produksi minyak nasional, tidak ada jalan lain kecuali membuka pintu seluas-luasnya bagi investasi eksplorasi yang lebih masif. Pendekatan yang bersifat kemitraan *(partnership)* antara pemerintah dengan KKKS - yang lebih menekankan kaidah-kaidah bisnis - kiranya harus lebih dikedepankan dibandingkan pendekatan yang bersifat birokratis, yang seolah selalu menempatkan pemerintah sebagai pengawas dan KKKS seolah semata sebagai objek dan pihak yang harus selalu diawasi, diatur dan 'ditekan'.

Aturan perpajakan yang memberatkan - seperti *withholding tax* untuk mendatangkan peralatan pengeboran eksplorasi -, peraturan perundangan yang berpotensi tumpang tindih dan tidak sinkron - seperti RPP *Cost Recovery*, Permen ESDM No.6 Tahun 2010 tentang Pedoman Kebijakan Peningkatan Produksi Minyak dan Gas Bumi, dan berlakunya UU No.32 Tahun 2009 tentang Pengelolaan dan Perlindungan Lingkungan Hidup -, dan rencana penetapan anggaran eksplorasi dengan persentase tertentu sebagai syarat pemberian persetujuan investasi-, adalah beberapa pendekatan bersifat birokratis yang kiranya patut ditinjau kembali dan bilamana perlu dibatalkan penerapannya.*

MELURUSKAN PERMASALAHAN *COST RECOVERY*

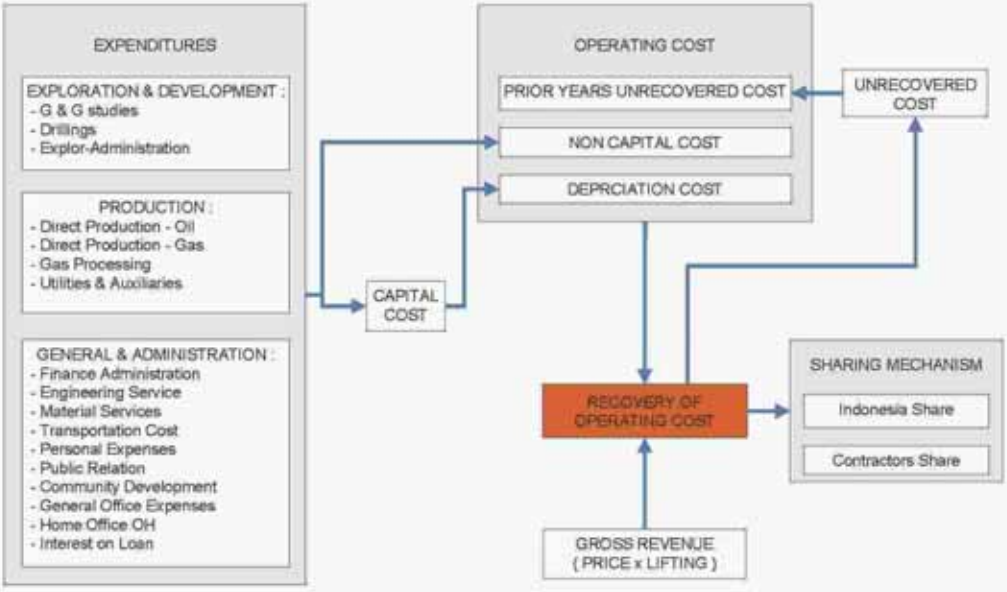
Sejak mulai bergulir dan mendapatkan perhatian besar publik di tahun 2006, penyelesaian permasalahan menyangkut *cost recovery* migas tampaknya kian jauh menyimpang dari yang semestinya. Dari mulai dimasukkannya *cost recovery* sebagai salah satu item yang dibahas dalam penyusunan anggaran di DPR, munculnya peraturan MESDM No. 22/2008 yang memuat *negative list* 17 biaya yang tidak dapat dimasukkan sebagai *cost recovery,* pembatasan *(capping)* terhadap alokasi *cost recovery* setiap tahunnya dalam pembahasan anggaran di DPR, hingga kemudian mulai bergulirnya RPP *cost recovery* yang melibatkan Kementrian Keuangan di luar Kementerian ESDM, sulit untuk tidak mengatakan bahwa hampir semuanya pada dasarnya belum menyentuh langsung pada inti/pokok masalah yang seharusnya dibenahi.

Dari apa yang sudah dilakukan, terlihat bahwa upaya penyelesaian masalah yang dipilih cenderung menggunakan pendekatan birokratis, yaitu dengan mengeluarkan aturan-aturan baru dan dengan melibatkan institusi-institusi lain yang sesungguhnya bukan merupakan pemegang otoritas langsung dalam hal *cost recovery* ini. Pada titik tertentu, juga terlihat bahwa pendekatan penyelesaian masalah cenderung ditujukan untuk *'lips service'* semata, khususnya untuk meredam tekanan politis dan publik. Aspek-aspek mendasar, khususnya terkait hakekat/filosofi dasar dari cost recovery, dalam hal ini cenderung diabaikan. Dalam konteks ini, adalah penting untuk memahami filosofi dasar dari *cost recovery* ini secara utuh, karena hanya dengan pemahaman yang utuh tersebut - dan dengan *'political will'* yang kuat tentunya - upaya penyelesaian masalah secara komprehensif yang lebih mengena pada pokok permasalahan yang ada dapat dilakukan.

Back To Basic

Istilah *cost recovery* sesungguhnya tidak ada dalam terminologi fiskal dalam Kontrak Bagi Hasil *(Production Sharing Contract)* migas. Yang ada adalah *recovery of operating cost* - pengembalian biaya-biaya operasi dari hasil produksi migas yang ada. Biaya-biaya operasi ini pada dasarnya adalah biaya-biaya yang dikeluarkan (terlebih dahulu) oleh kontraktor bagi hasil migas di dalam melakukan kegiatan operasi eksplorasi dan eksploitasi (produksi) migas. Adapun biaya-biaya operasi yang dapat dikembalikan *(recoverable costs)* dari hasil produksi migas tersebut sebagaimana diatur dalam *Exhibit* C Kontrak Bagi Hasil migas terdiri dari biaya operasi tahun berjalan dan biaya operasi periode sebelumnya yang belum dikembalikan *(prior years unrecovered costs).* Keduanya pada dasarnya meliputi biaya eksplorasi dan pengembangan, biaya operasi produksi, dan biaya umum dan administrasi seperti terlihat pada bagan 2.1 berikut ;.

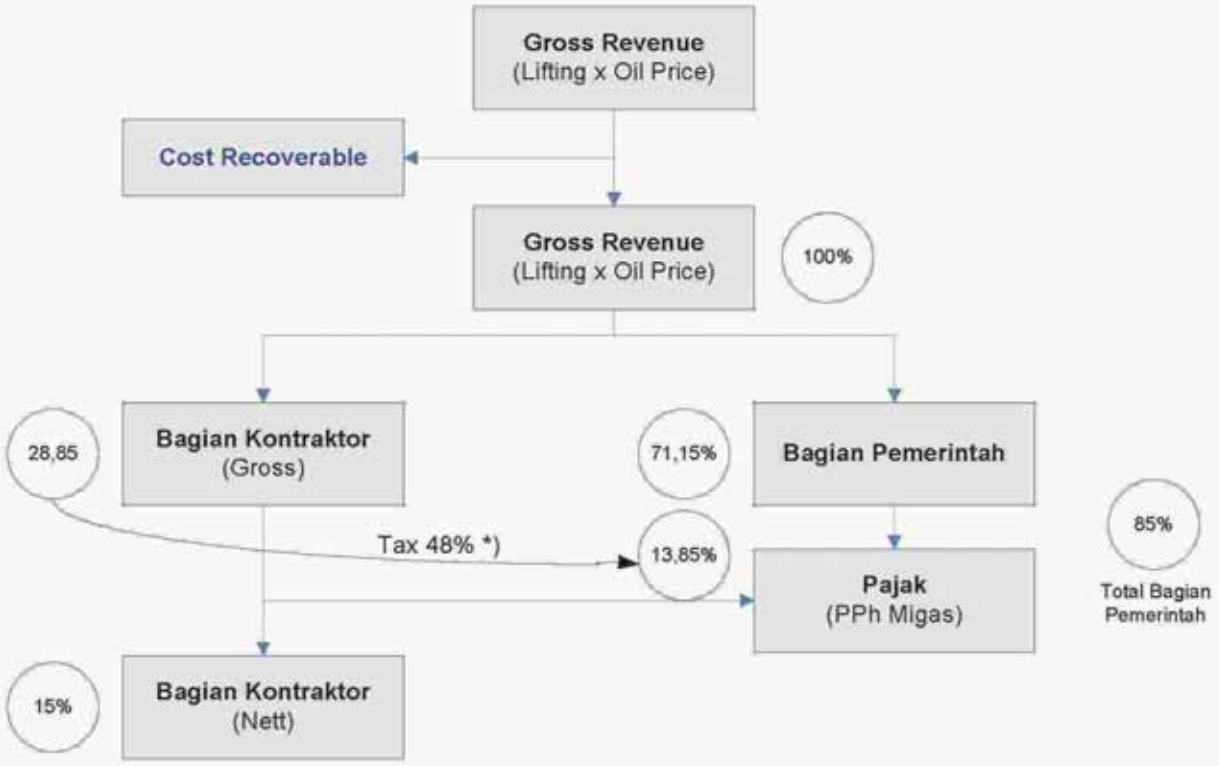
Bagan 2.1



Di dalam mekanismenya di dalam kontrak bagi hasil, biaya-biaya operasi tersebut dapat di-*recovered* (dapat dikembalikan) setelah mendapatkan persetujuan dari suatu badan/organisasi negara/pemerintah yang memegang otoritas/kewenangan terhadap hal tersebut. Pasca berlakunya UU Migas 22/2001, lembaga pemerintah yang memegang kewenangan ini adalah Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Migas (BP Migas). Instrumen yang digunakan BP Migas sebagai dasar dalam memberikan/menolak persetujuan pengembalian biaya operasi tersebut *(pre-audit)* meliputi AFE *(authorization for expenditures)* yang didasarkan atas WP&B *(Work Program and Budget)* dan POD *(Plan of Development)* yang sebelumnya telah diajukan oleh kontraktor dan telah disetujui BP Migas untuk dilaksanakan.

Disamping *pre-audit,* pengawasan melalui mekanisme *current-audit* dan *post-audit* juga dilakukan oleh BP Migas dengan melibatkan institusi lain seperti Badan Pemeriksa Keuangan (BPK) dan Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP). Di tingkat perusahaan/kontraktor, mekanisme pengawasan internal juga dilakukan. Dalam hal akuntabilitas, pengembalian biaya operasi ini juga harus memenuhi *General Accepted Accounting Principles* sebagai salah satu standar/acuan akuntansi keuangan yang lazim digunakan dalam bisnis internasional. Secara garis besar, dapat dikatakan bahwa sistim pengendalian biaya operasi migas yang ada selama ini sesungguhnya sudah cukup tertata *(well-established).* Adapun di dalam skema kontrak bagi hasil migas, posisi pengembalian biaya operasi tersebut digambarkan pada bagan 2.2 berikut :

Bagan 2.2



* Tax rate terdiri dari Corporate Tax : 35% dan Branch Profit Tax : 20% atau [35% + (100% - 35%) x 20%)]

Filosofi Dasar *Cost Recovery*

Dari hal di atas, dan ditinjau dari sisi filosofi asal muasalnya, satu hal mendasar yang penting untuk diketahui adalah bahwa diterapkannya mekanisme pengembalian biaya operasi dari hasil produksi (setelah mendapatkan persetujuan) tersebut sesungguhnya muncul sebagai suatu konsekuensi dari suatu kondisi 'dipilihnya' sistim kontrak bagi hasil dalam pengelolaan migas yang masih menghendaki agar pengendalian manajemen masih ada di tangan negara. Aspek pengendalian ini menjadi penting - dan oleh karenanya dikehendaki - karena dianggap merepresentasikan semangat Pasal 33 UUD 1945 yang memang mengamanatkan agar bumi dan air dan kekayaan alam yang terkandung di dalam bumi Indonesia dikuasai oleh negara. 'Dipilihnya' sistem bagi hasil migas itu sendiri sesungguhnya adalah suatu konsekuensi dari suatu kondisi keterbatasan yang ada pada negara ini (pada waktu itu, dan sepertinya pada saat ini juga masih) baik dalam hal kemampuan finansial maupun kemampuan teknologi di dalam pengelolaan dan pengembangan sumberdaya migasnya. Dengan kata lain, keputusan untuk menerapkan sistim bagi hasil yang didalamnya terdapat mekanisme pengembalian biaya operasi (pada waktu itu) bagi bangsa Indonesia dapat juga dikatakan merupakan suatu keniscayaan (kenyataan yang tak dapat dihindari).

Jadi, dua hal pokok yang mendasari 'dipilihnya' sistim bagi hasil dengan pengembalian biaya operasi tersebut sesungguhnya sudah sangat jelas, yaitu; (1) karena keterbatasan kita sendiri dalam hal kemampuan finansial dan teknologi, (2) karena keinginan kita sendiri (dalam kondisi keterbatasan kemampuan finansial dan teknologi itu) agar pengendalian manajemen - termasuk di dalamnya manajemen biaya operasi - tetap ada di tangan negara.

Berangkat dari hal tersebut, dan dengan memperhatikan skema sistim bagi hasil yang ada, khususnya menyangkut mekanisme pengembalian biaya operasi yang ada, maka ada beberapa hal mendasar yang kiranya patut menjadi perhatian kita bersama, yaitu;

(1) Bahwa besar-kecilnya pengembalian biaya operasi (setelah mendapatkan persetujuan dan melewati mekanisme pengawasan tertentu) tersebut tidaklah tepat jika dikatakan sebagai beban dari (keuangan) negara. Benar bahwa besar-kecilnya pengembalian biaya operasi tersebut pada akhirnya akan menentukan besar-kecilnya hasil produksi migas yang akan dibagi dan oleh negara dan kontraktor, dan karenanya menentukan besar-kecilnya penerimaan negara. Namun, harus dipahami disini bahwa produksi migas senilai uang tertentu yang digunakan pengembalian biaya operasi tersebut baru akan ada setelah kontraktor - dan bukan negara - melakukan aktifitas eksplorasi-produksi migas dengan mengeluarkan biaya operasi tertentu. Sederhananya, dapat dikatakan bahwa tanpa adanya investasi (terlebih dahulu) dari kontraktor yang menghasilkan produksi migas, tidak akan ada pula produksi migas (senilai uang tertentu) tersedia untuk pengembalian biaya operasi itu. Atau, dengan kata lain, adalah tidak tepat jika sistim bagi hasil migas dengan mekanisme pengembalian biaya operasi didalamnya secara keseluruhan dikatakan membebani (keuangan) negara, karena sesungguhnya sistem dan mekanisme tersebut justru lebih merupakan *leverage* kepada negara untuk dapat memperoleh manfaat ekonomi dari sumberdaya migas yang dimilikinya untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat, termasuk didalamnya kemudian memberikan kemampuan kepada negara untuk mengembalikan biaya operasi tersebut kepada pihak-pihak yang mengeluarkannya (terlebih dahulu).

(2) Dalam konteks poin (1) tersebut, maka segenap pemangku kepentingan migas di tanah air hendaknya dapat memandang persoalan *cost recovery* ini secara lebih obyektif. Besaran *cost recovery* dapat dikatakan akan selalu bermakna ganda; semakin besar *cost recovery* di satu sisi bisa menunjukkan bahwa nilai investasi migas juga membesar dan oleh karenanya berarti positif, namun di sisi lain hal ini juga tidak menutup kemungkinan adanya inefisiensi, dalam arti *high-cost economy* dalam biaya operasi migas, yang tentunya berarti negatif. Kriteria yang jelas yang didasarkan atas indikator yang rasional - misalnya dengan membandingkan realisasi *cost recovery* dengan perencanaan semula atau dengan WP&B - yang disertai dengan transparansi dan argumentasi yang lebih baik dari otoritas yang memegang kewenangan ini kiranya akan dapat meningkatkan objektifitas dari para pemangku kepentingan yang ada di dalam menilai 'kewajaran' besaran *cost recovery*. Tanpa itu, sulit kiranya untuk begitu saja membalikkan opini publik yang sudah sedemikian terbentuk bahwa *cost recovery* tinggi selalu berkonotasi negatif

(3) Dalam konteks bahwa pengembalian biaya operasi hanya akan dilakukan manakala kegiatan usaha sudah menghasilkan produksi migas tertentu dan tetap dengan melalui mekanisme persetujuan dan pengawasan tertentu, hal ini sesungguhnya tidak hanya mempunyai makna bahwa negara tidak menanggung resiko kegagalan suatu investasi migas (resiko ini ada di tangan kontraktor), tetapi juga mempunyai makna bahwa negara tetap memiliki kewenangan pengendalian di dalam manajemen /pengelolaannya. Suatu kewenangan yang sangat wajar - dan sudah seharusnya - karena menyangkut pengelolaan sumberdaya migas yang merupakan milik seluruh rakyat dari negara Indonesia ini.

(4) Terkait kewenangan pengendalian ini, maka sekiranya terdapat permasalahan menyangkut prosedur, mekanisme, ataupun besaran pengembalian biaya operasi tersebut - seperti halnya saat ini ketika ada beberapa kalangan yang mempertanyakan tingkat kewajarannya -, maka di dalam upaya pemecahan masalah dan penyelesaiannya, yang pertama kali harus dilihat (dan barangkali harus dilakukan evaluasi dan perbaikan) semestinya adalah pada bagaimana lembaga yang memiliki kewenangan/otoritas tersebut menjalankan tugas dan fungsinya. Sehingga, bukan dengan cara menerbitkan peraturan-peraturan perundangan baru yang berpotensi tumpang tindih - karena hal ini sesungguhnya telah diatur dalam kontrak dan sistim bagi hasil yang ada - dan bukan dengan melibatkan pihak-pihak lain yang tidak terkait langsung sehingga hanya menambah kerumitan birokrasi yang ada, dan juga bukan dengan membawanya ke ranah politis yang justru berpotensi menambah unsur ketidakpastian di dalam penyelesaiaannya.

Meski (sedikit) 'terlambat', kiranya akan lebih baik bagi kita semua untuk segera kembali menempatkan persoalan *cost recovery* migas ini pada porsi yang semestinya. Terlalu mahal mempertaruhkan masa depan migas nasional hanya dengan selalu meributkan *cost recovery* ini tetapi tidak menyentuh substansi permasalahannya. Semoga masih ada *political will* yang kuat, khususnya dari para penyelenggara negara di sektor migas, untuk melakukan koreksi itu. *

© ReforMiner Institute

MENAKAR EFEKTIFITAS PEMBATASAN BBM BERSUBSIDI

Masalah (membengkaknya) subsidi BBM telah menjadi persoalan klasik di negeri ini, tidak hanya bagi sektor energi saja, tetapi juga bagi perekonomian nasional, khususnya dalam kaitan dengan APBN. Dan dalam menyikapi masalah ini, respon kebijakan yang dilakukan pemerintah dari tahun ke tahun juga terbilang 'klasik' (kalaulah tak bisa dibilang konvensional dan miskin terobosan karena lemahnya *political will* yang ada). Pilihannya selalu tak jauh dari menaikkan harga BBM subsidi atau melakukan pembatasan volume konsumsi BBM bersubsidi (konversi minyak tanah ke elpiji 3 kg dengan mengurangi ketersediaan minyak tanah subsidi secara signifikan masuk dalam kategori ini). Pilihan menaikkan harga BBM kecenderungannya enggan dilakukan, utamanya karena alasan politis (atau lebih tepatnya populis), dan sepertinya (hanya) akan dilakukan jika harga minyak kembali melambung, katakanlah di atas 100 US dolar per barel, seperti tahun 2008 lalu. Dengan paradigma pendekatan 'klasik' yang tampaknya masih belum berubah, maka pilihannya kemudian memang hanya tinggal bagaimana mengurangi atau membatasi volume konsumsi BBM bersubsidi. Itulah yang dalam beberapa tahun terakhir ini selalu (dan masih) dikutak-katik oleh pemerintah hingga tulisan ini dibuat.

Setelah berulang kali berganti wacana - dari *smart-card*, konversi premium RON 88 ke RON 90 atau lebih tinggi, dan pembatasan bensin premium bersubsidi untuk mobil pribadi atau sepeda motor - , kini pilihan agaknya mulai mengerucut pada pembatasan bensin premium bersubsidi untuk mobil. Meskipun sudah mulai mengerucut, namun kepastian skenario yang akan dipilih, yang dalam hal ini menyangkut basis atau dasar acuan pembatasannya apakah akan berdasarkan tahun produksi, ataukah besarnya kapasitas mesin (cc), ataukah yang lain hingga kini belum kunjung ada kejelasan. Karena belum ada kejelasan akan hal itu, seberapa besar potensi penghematan subsidi yang dapat diperoleh, atau dengan kata lain seberapa efektif kebijakan itu akan memberikan hasil yang diharapkan hingga kini juga masih menjadi tanda tanya besar bagi banyak kalangan.

Kajian **ReforMiner** terkait wacana dan rencana pembatasan konsumsi bensin premium bersubsidi sebagaimana hasilnya terangkum dalam tulisan ini kiranya dapat memberikan gambaran akan hal tersebut.

Pembatasan berdasarkan tahun produksi

Dalam perkembangan terakhir pada saat tulisan ini dibuat, wacana yang mengemuka adalah akan diterapkannya pembatasan konsumsi BBM bersubsidi terhadap kendaraan penumpang (mobil, tidak termasuk bus dan truk) berdasarkan tahun produksi, yaitu tahun 2005. Dalam hal ini, hanya mobil yang diproduksi sebelum tahun 2005 saja yang diperbolehkan mengkonsumsi BBM bersubsidi, selebihnya tidak. Argumentasi yang digunakan dalam hal ini adalah karena berdasarkan asesmen pemerintah, pemilik mobil yang diproduksi tahun 2005 dan sesudahnya tergolong lebih mampu dibandingkan pemilik mobil yang diproduksi sebelum tahun 2005.

Tabel 3.1

Jenis	2008[1]	2009[2]	Pertumbuhan per tahun[3]
Mobil penumpang	9.859.926	11.552.875	17,20%
Sepeda motor	47.683.681	55.141.409	15,60%
Bus	2.583.170	3.166.450	22,60%
Truk	5.146.674	6.038.078	17,30%

Sumber : BPS, diolah

Basis data yang menjadi dasar **ReforMiner** dalam melakukan kajian ini adalah data jumlah kendaraan 2005 - 2009 yang utamanya bersumber dari statistik perhubungan BPS, sebagaimana tercantum dalam tabel 3.1 disamping.

Dari pengolahan data BPS tersebut, diketahui bahwa pertambahan jumlah kendaraan mobil penumpang (tidak termasuk bus dan truk) dari tahun 2005 sampai tahun 2009 adalah sebesar 4.937.771 unit[4]. Dengan menggunakan asumsi rata-rata jarak tempuh kendaraan mobil penumpang 15.788 km per tahun[5], dengan tingkat konsumsi BBM rata-rata[6] 11 liter per km, maka perkiraan konsumsi BBM bersubsidi maksimal yang dapat dihemat dengan melakukan pembatasan berdasarkan tahun produksi tahun 2005 adalah sebesar 7,08 juta kilo liter per tahun[7]. Jika kebijakan ini diterapkan mulai awal September 2010 nanti - sebagaimana wacana pemerintah saat ini - maka kemungkinan penghematan konsumsi BBM bersubsidi yang dapat diperoleh maksimal hanya sebesar 2,36 juta kilo liter per tahun. Atau jika dinominalkan, dengan asumsi harga keekonomian bensin premium sebesar Rp. 6.000 per liter, potensi penghematan anggaran subsidi yang dapat diperoleh adalah sekitar Rp. 3,54 triliun.

Pembatasan berdasarkan kapasitas silinder (cc) kendaraan

Dengan menggunakan acuan data jumlah mobil penumpang yang sama, ditambah dengan data proporsi jumlah mobil penumpang berdasarkan kapasitas silinder (cc) yang bersumber dari GAIKINDO, diperoleh hasil seperti terlihat pada tabel 3.2 dan tabel 3.3 disamping. Berdasarkan proporsi tersebut, dengan menggunakan asumsi jarak tempuh kendaraan yang sama, 15.788 km per tahun, dan dengan menggunakan asumsi rata-rata konsumsi BBM per satuan jarak yang wajar untuk masing-masing kelas kendaraan berdasarkan kapasitas silinder (cc)[8], diperoleh hasil sebagaimana terangkum dalam tabel 3.4 pada halaman selanjutnya.

Tabel 3.2

Kapasitas silinder	Persentase	Jumlah mobil (premium)
<=1.500 cc	79,49%	8.402.258
1.500 cc – 2.500 cc	20,20%	2.134.758
> 2.500 cc	0,31%	32.659

Sumber : GAIKINDO-BPS, diolah

Tabel 3.3

Kapasitas silinder	Persentase	Jumlah mobil (Solar)
<=1.500 cc	0,00%	0
1.500 cc – 2.500 cc	68,30%	671.518
> 2.500 cc	32,70%	311.682

Sumber : GAIKINDO-BPS, diolah

[1] Data bersumber dari statistik perhubungan BPS.

[2] Merupakan angka proyeksi berdasarkan rata-rata pertumbuhan jumlah kendaraan per tahun yang dihitung berdasarkan data statistik perhubungan BPS dari tahun 2004 - 2008. Dari data BPS tersebut diperoleh rata-rata pertumbuhan kendaraan per tahun untuk mobil penumpang 17,2 %, sepeda motor 15,6 %, bus 22,6 % dan truk 17,3 %. Dalam hal ini, sebenarnya tersedia data jumlah kendaraan tahun 2009 - bersumber dari Kepolisian RI -, namun dari angka yang ada menunjukkan peningkatan jumlah kendaraan yang sangat mencolok dibandingkan tahun 2008. Sebagai contoh, jumlah sepeda motor yang di tahun 2008 hanya berjumlah 47.683.681 di tahun 2009 jumlahnya melonjak 82,7 % menjadi 87.136.358. Hal yang sama juga berlaku untuk mobil penumpang, bus, dan truk dimana masing-masing (dalam unit) berjumlah 18.675.469, 6.020.471, 10.512.103, atau berarti masing-masing tumbuh sebesar 77,8 %, 92,8 %, 90,2 % dari total jumlah keseluruhan di tahun 2008. Jika data ini digunakan sebagai acuan perhitungan konsumsi BBM bersubsidi, misalkan data jumlah sepeda motor yang disebutkan berjumlah 87.136.358 unit, dengan asumsi konsumsi bensin premium rata-rata dalam seminggu 5 liter, maka tingkat konsumsi bensin premium hanya untuk sepeda motor saja sudah mencapai 20,9 juta kilo liter per tahun, atau sudah 98,6 % dari kuota bensin premium bersubsidi di APBN-P 2010. Di sisi lain, data dari GAIKINDO menyebutkan bahwa jumlah penjualan mobil (untuk semua jenis) untuk domestik di tahun 2009 total hanya sebesar 483.548 unit. Jika dibandingkan dengan data yang menyebutkan bahwa jumlah mobil pada tahun 2009 adalah 18.675.469 unit, itu artinya hanya 2,6 % saja. Dari sudut pandang manajemen inventory, besaran ini dapat dikatakan tidak cukup wajar. Berdasarkan pertimbangan hal-hal tersebut, secara moderat **ReforMiner** lebih memilih menggunakan angka proyeksi jumlah kendaraan tahun 2009 yang dihitung menggunakan basis data dari BPS sebagai acuan di dalam melakukan perhitungan dibandingkan menggunakan data jumlah kendaraan tahun 2009 yang tersedia.

[3] Dihitung oleh BPS, berdasarkan data histori jumlah kendaraan tahun 2004-2008.

[4] Pendekatan yang digunakan dalam kajian ini adalah bahwa pertambahan jumlah kendaraan dari tahun ke tahun diasumsikan merupakan jumlah kendaraan yang diproduksi pada kurun waktu tahun yang bersangkutan.

[5] Angka ini merupakan ekstrapolasi data rata-rata jarak tempuh mobil penumpang (2003-2006) yang bersumber dari *Handbook* Statistik Energi DESDM 2007.

[6] Angka ini merupakan angka rata-rata tertimbang yang didasarkan atas proporsi jumlah kendaraan mobil penumpang berdasarkan kapasitas silinder (cc) yang diolah dari data GAIKINDO. Dari pengolahan data GAIKINDO diketahui bahwa proporsi jumlah kendaraan mobil penumpang (gabungan yang berbahan bakar bensin premium dan solar) berdasarkan kapasitas silinder (cc) adalah 69,7 % untuk cc dibawah 1.500, 26,2 % untuk cc antara 1.500 hingga 2.500, dan 4,1 % untuk cc diatas 2.500.

[7] Dalam kenyataan bahkan dapat lebih kecil karena angka ini mencakup pula konsumsi solar dan BBM non-subsidi. Berdasarkan pengolahan data dari GAIKINDO diketahui bahwa proporsi mobil penumpang berbahan bakar solar rata-rata dari tahun 2005 - 2009 adalah sekitar 8,5 %.

[8] Berdasarkan data spesifikasi teknis jenis kendaraan yang masuk dalam klasifikasi kapasitas silinder (cc) tersebut, ReforMiner menggunakan asumsi perbandingan konsumsi BBM per satuan jarak untuk jenis kendaraan penumpang berbahan bakar bensin premium sebagai berikut: 1: 16 untuk kelas dibawah 1.500 cc, 1:10 untuk kelas 1.500 cc - 2.500 cc, dan 1:6 untuk kelas di atas 2.500 cc. Sedangkan untuk kendaraan penumpang berbahan bakar solar adalah 1:13 untuk kelas 1.500 cc - 2.500 cc dan 1: 10 untuk kelas di atas 2.500 cc.

© ReforMiner Institute

Tabel 3.4

Kapasitas silinder	Konsumsi Premium (Kilo Liter/tahun)
<=1.500 cc	8.290.771
1.500 cc – 2.500 cc	3.370.293
> 2.500 cc	85.934
Total	11.746.999

Tabel 3.5

Kapasitas silinder	Konsumsi Solar (Kilo Liter/tahun)
<=1.500	0
1.500 cc – 2.500 cc	815.517
> 2.500 cc	492.075
Total	1.307.592

Dengan hasil di atas, jika pemerintah mulai 1 September 2010 mendatang benar-benar menerapkan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi berdasarkan kapasitas silinder (cc), katakanlah untuk kendaraan di atas 2.500 cc, maka volume BBM bersubsidi yang dapat dihemat adalah sekitar 85.934 kilo liter untuk bensin premium dan 492.075 kilo liter untuk solar. Dengan asumsi harga keekonomian bensin premium Rp. 6.000 per liter sedangkan solar Rp. 6.200 per liter, maka nominal nilai penghematan anggaran subsidi BBM yang akan diperoleh dapat mencapai Rp. 128,90 miliar untuk bensin premium dan Rp 836,52 miliar untuk solar. Dari angka-angka tersebut, terlihat bahwa manfaat yang dapat diperoleh jika pemerintah benar-benar menerapkan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi, baik berdasarkan tahun - misal, tahun 2005 - ataupun berdasarkan kapasitas silinder (cc) - misal, 2.500 cc - untuk tahun 2010 ini sebenarnya tak terlalu signifikan.

Untuk pembatasan berdasarkan tahun produksi, jika memang benar-benar diterapkan dan lancar di dalam implementasinya, manfaatnya yang lebih terasa barangkali baru dapat dinikmati untuk tahun-tahun selanjutnya, karena kendaraan-kendaraan yang baru diproduksi nantinya tidak akan diperbolehkan menggunakan BBM bersubsidi. Artinya, akan tetap ada sejumlah kendaraan yang tetap akan menggunakan BBM bersubsidi namun volume BBM bersubsidinya dapat dikatakan relatif akan tetap - karena jumlah kendaraan sebelum tahun 2005 diasumsikan tetap. Jadi, secara objektif, ada sisi positif yang dapat diperoleh jika kebijakan ini diterapkan secara baik dan benar. Kekurangan dari kebijakan ini adalah bahwa subsidi sebenarnya relatif tetap tidak tepat sasaran, karena pada kenyataannya belum tentu pemilik kendaraan yang diproduksi setelah tahun 2005 lebih mampu dibandingkan pemilik kendaraan yang diproduksi sebelum tahun 2005. Meskipun dalam hal ini, jika diasumsikan jenis kendaraannya tergolong kelas yang sama, maka orang yang lebih mampu tentu akan cenderung memilih mobil dengan tahun yang lebih baru.

Sementara untuk pembatasan berdasarkan kapasitas silinder (cc), jika asumsinya adalah untuk kendaraan dengan tahun produksi yang sama, dari aspek 'tepat sasaran', kebijakan ini dapat dikatakan relatif lebih mengena dibandingkan dengan jika dibatasi berdasarkan tahun produksi. Karena secara umum, untuk kendaraan dengan tahun produksi yang sama, orang yang kemampuan ekonominya lebih tinggi akan cenderung memilih kendaraan dengan kapasitas silinder (cc) lebih kecil. Disamping itu, kapasitas silinder (cc) besar juga memang relatif lebih identik dengan lebih boros konsumsi BBM - sehingga dapat juga dikatakan secara relatif lebih mampu. Hanya, dalam konteks pengendalian konsumsi BBM di masa yang akan datang, tidak ada jaminan bahwa kebijakan ini dapat berkontribusi signifikan, karena kebijakan ini bisa saja justru lebih memicu pertumbuhan konsumsi kendaraan ber-cc kecil.

Meskipun ada sisi positif yang dapat diperoleh jika pilihan kebijakan di atas dijalankan dengan benar - terutama pada pembatasan berdasarkan tahun produksi - , namun di dalam implementasi keduanya tidaklah mudah. Mekanisme identifikasi jenis kendaraan dan jaminan ketersediaan BBM non-subsidi menjadi penentu lancar tidaknya implementasi kebijakan ini. Dan pemerintah tak boleh abai dalam hal ini. Data yang akurat mengenai jumlah dan jenis kendaraan juga menjadi kunci bagi efektif tidaknya kebijakan ini. Hingga tulisan ini dibuat, masalah keakuratan (dan kewajaran) data tampaknya juga belum tersentuh. Masih sangat sering kita jumpai angka jumlah kendaraan yang beragam, bahkan meskipun data itu berasal dari sumber yang sama, sehingga dalam kajian ini pun ReforMiner lebih memilih menggunakan pendekatan dan perhitungan berdasarkan asumsi dan pertimbangan yang kiranya lebih logis dibandingkan begitu saja menggunakan data matang yang tersedia.

Di luar itu semua, patut juga dicatat bahwa sebenarnya pilihan kebijakan pembatasan ini, pada dasarnya adalah kebijakan yang hanya cenderung populis dan tidak menyelesaikan akar masalah yang ada. Bukankah jika pemerintah konsisten menyatakan bahwa jumlah penduduk miskin yang ada adalah sebanyak 31,02 juta jiwa (BPS, Maret 2010) maka sesungguhnya yang berhak mendapatkan subsidi hanya mereka? Mengapa setelah sekian lama berkutat dengan masalah subsidi BBM, masih juga lebih memilih sekadar kebijakan pembatasan - secara sangat terbatas pula - ketimbang secara perlahan tapi pasti mengalihkan anggaran subsidi untuk subsidi langsung - melalui mekanisme jaminan sosial yang baku dan terintegrasi - kepada yang benar-benar membutuhkan? Jika cara yang tidak instan ini yang dipilih, sebenarnya bukan saja satu 'kanker' di sektor energi akan tercerabut - sehingga energi alternatif lain juga akan lebih cepat berkembang -, tapi sekaligus juga konsumsi BBM secara keseluruhan akan lebih terkendali karena pertumbuhan kendaraan juga akan melambat? Penyelundupan BBM, kemacetan lalu lintas dan distorsi ekonomi lainnya pun akan surut jika penanganan masalah ini dilakukan secara lebih sistematis dan komprehensif. Semuanya berpulang pada para pengambil kebijakan. Semoga bukan selalu cara instan yang dipilih.*

© ReforMiner Institute

KENAIKAN TDL - Jangan (Lagi) Sekedar Menambal Defisit

Satu hal yang sepertinya sudah menjadi pemahaman yang sangat umum adalah bahwa kenaikan Tarif Dasar Listrik (TDL) identik dengan (perbaikan) kualitas pelayanan listrik oleh Perusahaan Listrik Negara (PLN). Beberapa pejabat teras pemerintah pun, dalam banyak kesempatan, termasuk pada saat pengumuman resmi kenaikan TDL akhir Juni lalu, mengatakan bahwa dengan kenaikan TDL ini maka PLN harus meningkatkan mutu pelayanan listriknya kepada masyarakat seolah seperti membenarkan bahwa keduanya memang berkorelasi langsung. Pertanyaannya, benarkah? atau apakah keduanya memang berkaitan langsung bahwa kenaikan TDL akan menaikkan kualitas pelayanan listrik PLN kepada masyarakat? Bisa jadi, atau mungkin saja hal itu memang semestinya berkorelasi langsung. Namun, untuk kasus kenaikan TDL 2010 yang resmi diberlakukan 1 Juli lalu, dengan menilik sedikit kronologis 'lahir'nya opsi kebijakan kenaikan TDL itu, dimana opsi kebijakan ini muncul seiring dengan perubahan asumsi APBN 2010 (APBN Perubahan 2010), keterkaitan antara keduanya - antara kenaikan TDL dan peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN - tampaknya perlu dilihat lebih jauh lagi. Data dalam tabel 4.1 berikut menunjukkan perbandingan antara asumsi makro yang terkait subsidi listrik di APBN dan APBN-P 2010.

Tabel 4.1

Indikator	APBN 2010	APBN-P 2010	Perbedaan Asumsi
Nilai Tukar (Rp/USD)	10	9,2	800
Harga Minyak (ICP)	65	80	15
Margin Usaha (%)	5	8	3
Penjualan Listrik (TWh)	144,5	144,5	0
Total Subsidi (Rp Triliun)	37,8	55,1	17,3

Sumber: RDP Komisi VII & Sidang Paripurna DPR-RI 3 Mei 2010

Dari data tersebut terlihat bahwa dengan adanya perubahan asumsi harga minyak *(Indonesian Crude Price, ICP)* dari 65 US dolar per barel menjadi 80 US dolar per barel dan disetujuinya peningkatan margin usaha PLN dari 5 % menjadi 8 %, menyebabkan anggaran subsidi listrik yang semula disepakati sebesar Rp. 37,8 triliun membengkak. Dalam hal ini, 'pembengkakan' yang disepakati di dalam APBN-P 2010 adalah sebesar Rp. 17,3 triliun, sehingga total anggaran subsidi listriknya menjadi Rp. 55,1 triliun.

Kajian **ReforMiner** terkait perubahan asumsi makro subsidi listrik ini, menunjukkan bahwa dengan perubahan asumsi-asumsi yang ada, total tambahan subsidi listrik yang diperlukan semestinya mencapai Rp. 22,17 triliun. Atau, dengan kata lain, total subsidi listrik yang dianggarkan dalam APBN-P 2010 semestinya adalah Rp. 59,97 triliun, dan bukan Rp. 55,1 triliun sebagaimana yang ada dalam APBN-P 2010 saat ini. Perincian tambahan anggaran subsidi listrik sebesar Rp. 22,17 triliun akibat adanya perubahan asumsi itu dapat dilihat pada tabel 4.2 disamping.

Tabel 4.2

Rincian Tambahan Subsidi Listrik 2010	Besaran (Rp Triliun)
Tambahan Biaya BBM	7,94
Tambahan Margin PLN (3 %)	4,4
Carry Over 2009	4
Tambahan Biaya Pembelian Listrik dari Swasta	5,83
Tambahan Subsidi Listrik 2010	**22,17**
Tambahan Subsidi Listrik yang diajukan Pemerintah	17,3
Defisit anggaran subsidi listrik	4,87

Sumber: RDP Komisi VII & Sidang Paripurna DPR-RI 3 Mei 2010

Jadi, jika pada kenyataannya APBN-P 2010 hanya mengalokasikan anggaran subsidi listrik sebesar Rp. 55, 1 triliun - sehingga secara matematis terdapat defisit subsidi listrik sebesar Rp. 4,87 triliun -, dan kemudian lahir pilihan kebijakan untuk menaikkan TDL dalam besaran rata-rata sebesar 10 %, hal ini sesungguhnya tak terlalu mengherankan. Kajian **ReforMiner** terkait hal ini menunjukkan bahwa kenaikan TDL rata-rata sebesar 10 % yang diberlakukan mulai 1 Juli 2010 dapat memberikan tambahan pendapatan bagi PLN - yang dalam hal ini dengan sendirinya mengurangi beban pemerintah dalam menutup defisit subsidi listrik - sebesar Rp. 5,03 triliun. Atau dengan kata lain, berdasarkan kajian ini, potensi 'pendapatan bersih' yang diterima PLN dari kenaikan TDL ini hanya sekitar Rp. 160 miliar saja.

Dua hal setidaknya dapat ditarik dari hasil kajian ini: Pertama, bahwa kenaikan TDL 2010 ini lebih merupakan keputusan politik untuk menutup defisit anggaran yang tampaknya sedari awal memang telah sepakat untuk membatasi alokasi anggaran subsidi listrik pada jumlah tertentu saja. Kedua, bahwa kenaikan TDL 2010 ini tidak terkait langsung dengan upaya peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN kepada masyarakat. Tambahan pendapatan sebesar Rp. 160 miliar kiranya tak akan dapat secara signifikan meningkatkan kualitas pelayanan listrik PLN karena kebutuhan investasi listrik PLN untuk tahun 2010 saja diperkirakan mencapai Rp. 21 triliun. Maka, jelas kiranya bahwa kenaikan TDL 2010 sesungguhnya tak berkaitan langsung dengan peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN, tetapi lebih merupakan 'buah' kesepakatan politik anggaran antara pemerintah dan DPR saja. Hal ini juga diperkuat dari data dalam tabel berikut yang menujukkan bahwa dengan adanya perubahan asumsi makro APBN 2010 ke APBN-P 2010, ternyata didalamnya tak terdapat perubahan atau perbaikan terhadap indikator-indikator makro kelistrikan nasional yang ada.

© ReforMiner Institute

Tabel 4.3

Indikator	APBN 2010	APBN-P 2010	Perubahan
Penjualan Tenaga Listrik (TWh)	144,52	144,52	0
Kapasitas Terpasang (MW)	29,37	29,37	0
Rasio Elektrifikasi (%)	64,8	64,8	0
Susut Jaringan (%)	10,27	10,27	0
Susut Distribusi (%)	8,35	8,35	0
Susut Transmisi (%)	2,1	2,1	0

Sumber: RDP Komisi VII & Sidang Paripurna DPR-RI 3 Mei 2010

Berdasarkan hal-hal di atas, maka tak sepatutnya (lagi) harus selalu 'menjanjikan' kepada masyarakat bahwa dengan kenaikan TDL maka pelayanan listrik akan meningkat. Yang harus diungkapkan secara lebih apa adanya adalah bahwa kenaikan TDL adalah kenaikan TDL (titik), yang merupakan kebijakan yang dipilih oleh pemerintah di dalam upaya menutup defisit anggaran listrik yang memang sudah ditetapkan terbatas.

Peningkatan kualitas pelayanan listrik tak sepatutnya (lagi) dijadikan sebagai justifikasi atau pembenaran dari kebijakan TDL yang telah dipilih, karena berdasarkan hal di atas keduanya ternyata memang tak terkait langsung. Kalaupun ada dalam hal ini yang berkaitan dengan peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN, maka itu adalah bukan dari kenaikan TDL, tetapi dari peningkatan margin usaha PLN dari 5 % menjadi 8 %. Namun, itu semua masih akan sangat tergantung pada bagaimana jajaran PLN mendayagunakan besaran margin yang meningkat itu, baik untuk melakukan investasi listriknya secara langsung ataupun menggunakannya untuk mendapatkan pembiayaan untuk investasi listrik yang diperlukannya. Dengan kata lain, peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN lebih ditentukan oleh kinerja PLN sendiri, yang dalam hal ini masih memerlukan waktu di dalam merealisasikannya. Direktur Utama PLN Dahlan Iskan sendiri dalam suatu kesempatan mengatakan bahwa ada atau tidak kenaikan TDL, PLN akan selalu berusaha meningkatkan kualitas pelayanannya.

Hal lain terkait dampak kenaikan TDL ini, ada satu hal yang kiranya pemerintah juga perlu memerhatikannya secara lebih serius dan komprehensif, yaitu terkait dampaknya terhadap sektor industri dan kemungkinan pengurangan tenaga kerja di dalamnya. Hanya dalam hitungan hari sejak kenaikan TDL resmi diberlakukan, masalah terkait ini sudah muncul. Kalangan pengusaha yang tergabung dalam Asosiasi Pengusaha Indonesia (APINDO) dan para serikat pekerja melalui (Kompas, 24 mei 2010) menyatakan keberatannya karena berdasarkan simulasi perhitungan mereka beban kenaikan yang akan ditanggung bukan hanya 10-15 % sebagaimana angka rata-rata kenaikan yang dikemukakan pemerintah, melainkan dapat mencapai 40-50 %. Pemerintah meresponnya dengan meminta PLN menghitung ulang simulasi perhitungan kenaikan TDL yang ada dan dengan menyerahkan masalah penerapan/penghapusan tarif untuk kalangan bisnis seperti *Tarif Daya Max* dan *Tarif Multiguna* agar diselesaikan secara bisnis antara PLN dengan kalangan industri.

'Kelalaian' semacam ini, secara langsung maupun tak langsung, sejatinya mengindikasikan suatu kondisi bahwa manakala orientasi target menutup defisit anggaran subsidi listrik di tingkat makro sudah terpenuhi dengan menaikkan TDL sebesar rata-rata 10 %, maka hal-hal yang bersifat mikro yang terkait dengan bagaimana kenaikan TDL rata-rata sebesar 10 % itu diterapkan secara konkrit dalam berbagai macam tarif yang berlaku, menjadi terabaikan. Hal semacam ini, apabila tak ditangani secara serius - terlebih apabila diulang lagi di kemudian hari - dapat menimbulkan dampak yang sangat serius. Simulasi perhitungan **ReforMiner** sebagaimana terangkum dalam tabel berikut menunjukkan bahwa kenaikan TDL sebesar rata-rata 10 % dapat berimplikasi pada naiknya biaya produksi industri yang tergolong intensif dalam penggunaan listrik hingga sebesar 2,13 % seperti terlihat pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4

No	Sektor	Porsi Biaya Listrik Terhadap Total Biaya (%)	Tambahan Biaya Produksi		
			TDL 10 %	TDL 15 %	TDL 20 %
1	Tekstil	8,78	0,88%	1,32%	1,76%
2	Barang Elektronik, Komunikasi, dan Perlengkapanya	11,2	1,12%	1,68%	2,24%
3	Barang-Barang Kosmetik	13,23	1,32%	1,98%	2,65%
4	Perabot rumah tangga dan kantor dari logam	16,49	1,65%	2,47%	3,30%
5	Pakaian jadi	19,1	1,91%	2,87%	3,82%
6	Perabot rumah tangga dari kayu, bambu, dan rotan	24,38	2,44%	3,66%	4,88%
7	Jasa perorangan dan rumah tangga	26,57	2,66%	3,99%	5,31%
8	Barang-barang rajutan	27,18	2,72%	4,08%	5,44%
9	Jasa angkutan kereta api	29,21	2,92%	4,38%	5,84%
10	Alas kaki	36,55	3,66%	5,48%	7,31%
		Rata-rata	**2,13%**	**3,19%**	**4,25%**

Imbas selanjutnya dari peningkatan biaya produksi industri dapat meliputi dua hal; Pertama, industri akan menaikkan harga akhir produknya yang dijual kepada masyarakat, yang dalam hal ini akan menyumbang pada peningkatan inflasi. Kedua, industri akan mengurangi tingkat konsumsi listriknya, yang pada gilirannya dapat berimplikasi pada pengurangan utilitas mesin-mesin produksi yang ada, dan akhirnya pengurangan tenaga kerja yang bekerja di dalamnya. Seperti terlihat pada tabel 4.5 diatas, simulasi **ReforMiner** terhadap kedua hal ini memprediksikan bahwa kenaikan TDL rata-rata 10 % berpotensi menyumbang inflasi nasional sebesar 0,63 % dan berpotensi mengurangi pemakaian tenaga kerja hingga 1,17 %. Mengacu pada data BPS 2010, bahwa jumlah penduduk Indonesia yang bekerja pada Februari 2010 adalah sebesar 107,87 juta jiwa, maka potensi pengurangan tenaga kerja (1,17 %) yang dapat terjadi dengan kenaikan TDL rata-rata sebesar 10 % ini dapat mencapai 1,26 juta jiwa. Suatu angka yang tentu tidak dapat dianggap remeh. Apalagi jika ternyata di dalam praktek imbas kenaikan TDL ternyata tidak hanya 10 % tetapi sampai mencapai 40-50 % sebagaimana yang dikemukakan kalangan pengusaha tersebut. Dampaknya terhadap inflasi dan pengurangan tenaga kerja tentu akan lebih signifikan lagi. Tabel berikut merangkum hasil simulasi **ReforMiner** terkait kenaikan TDL dan dampaknya terhadap konsumsi listrik industri dan penggunaan tenaga kerja.

Tabel 4.5

Indikator Kebijakan	Dampak Kebijakan (%)	
	Konsumsi Listrik Industri	Penggunaan Tenaga Kerja
Kenaikan TDL 10 %	-6,7	-1,17
Kenaikan TDL 15 %	-10,05	-1,76
Kenaikan TDL 20 %	-13,4	-2,35

Berangkat dari hal itu, maka tak semestinya (lagi) kebijakan kenaikan TDL hanya didasarkan sebatas pada pertimbangan menutup defisit anggaran subsidi listrik saja sebagai pertimbangan utamanya. Kenaikan TDL mestinya menjadi satu bagian integral dari upaya memperbaiki kondisi kelistrikan nasional secara keseluruhan, termasuk didalamnya juga mencakup upaya peningkatan kualitas pelayanan listrik PLN secara langsung. Kenaikan TDL, jika pun akan dilakukan lagi di masa yang akan datang, hendaknya juga tak lagi mendalikan aspek-aspek mikro terkait teknis penerapannya secara langsung, mengingat dampak sosial ekonominya yang tidak sedemikian besar.

Tentang ReforMiner Institute

Kami adalah sebuah lembaga swadaya masyarakat nasional, independen, berbasis riset, yang didirikan di awal tahun 2008 di Jakarta, yang memfokuskan diri pada bidang ekonomi dan kebijakan energi dan pertambangan. Analisis, kajian, pelatihan, diskusi ilmiah, dan diseminasi informasi hal-hal yang menyangkut ekonomi dan kebijakan energi dan pertambangan, merupakan bagian inti dari ruang lingkup kegiatan kami. Di dalam menjalankan kegiatan kami, kami membuka diri dan menjalin kerjasama dengan para pemangku kepentingan di sektor energi dan pertambangan, untuk bersama-sama memberikan kontribusi positif bagi perkembangan sektor energi dan pertambangan di tanah air.

ReforMiner's Policy Review
Edisi : # I - JULI 2010

Hak Cipta dokumen ini dimiliki oleh :

REFORMINER Institute
Lantai 1 Gedung Trisula Perwari
Jl. Menteng Raya No. 35
Jakarta Pusat 10340
Telp./Fax. : +62-21-32093557
email : info@reforminer.com
website : www.reforminer.com

www.scientificamerican.com