

BAB 4

EVALUASI JARINGAN PIPA DAN PENENTUAN KATEGORI PIPA

4.1 EVALUASI JARINGAN PIPA

Pada awal tahun 2010, pasokan gas bumi di Sumatera Utara dari Lapangan *offshore* Glagah Kambuna, Langkat akan berproduksi sebesar ± 40 MMSCFD. Gas bumi tersebut kemudian disalurkan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik PT PLN (Persero) sebesar 28 MMSCFD dan industri di Medan sebesar 12 MMSCFD. Dari Lapangan Glagah Kambuna, gas bumi disalurkan melalui pipa transmisi bawah laut PT Pertamina EP hingga di Stasiun Metering Pangkalan Brandan, kemudian diteruskan ke Stasiun Kompresor Gas (SKG) Wampu dengan menggunakan pipa milik PT Pertamina Gas.

Selanjutnya penyaluran gas bumi dari SKG Wampu ke pembangkit listrik PT PLN (Persero) di Belawan, melalui pipa transmisi SKG Wampu – Belawan milik PT PGN (Persero) Tbk. Sedangkan penyaluran gas bumi dari SKG Wampu ke konsumen di Kawasan Industri Medan dapat melalui :

- a. Pipa transmisi ruas SKG Wampu – Hampan Perak – Paya Pasir milik PT PGN (Persero) Tbk dengan kategori *Open Access* (sesuai dengan fasilitas dan sarana pengangkutan yang tercantum dalam Izin Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa Nomor 1110 K/IO/m/2009 tanggal 2 April 2009), kemudian diteruskan melalui pipa distribusi milik PT PGN (Persero) Tbk dari Metering-Regulation Station (MRS) Paya Pasir ke Kawasan Industri Medan dengan kategori pipa *Dedicated Hilir* (sesuai dengan fasilitas dan sarana pengangkutan yang tercantum dalam Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated Hilir* Nomor 1507.K/10.01/DJM.O/2009 tanggal 27 Januari 2009).
- b. Pipa distribusi milik PT PGN (Persero) Tbk dari SKG Wampu Pertamina Gas ke Kawasan Industri Medan dengan kategori pipa *Dedicated Hilir* sesuai dengan fasilitas dan sarana pengangkutan yang tercantum dalam Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa *Dedicated Hilir* Nomor 1507.K/ 10.01/ DJM.O/2009 tanggal 27 Januari 2009).

Alternatif penyaluran lainnya yaitu dengan membangun pipa dari SKG Wampu ke Kawasan Industri Medan apabila dari aspek teknis dan ekonomis pipa sebagaimana dimaksud pada butir a dan b tersebut tidak dapat dimanfaatkan bersama.

4.1.1 Analisa Teknis Pemanfaatan Pipa Transmisi Ruas SKG Wampu – Hampanan Perak – Paya Pasir – Kawasan Industri Medan dan Pipa Distribusi SKG Wampu - Kawasan Industri Medan

Untuk evaluasi diperlukan data teknis pipa yaitu kapasitas pipa dimana untuk pipa transmisi ruas SKG Wampu – Hampanan Perak – Paya Pasir memiliki kapasitas 72 MMSCFD, sedangkan untuk pipa distribusi di wilayah Medan memiliki kapasitas 46 MMSCFD. Data teknis pipa dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1. Data Teknis Pipa Wampu – Hampanan Perak – Paya Pasir – Kawasan Industri Medan

RUAS	Kabupaten/Kota	Existing		Kapasitas	Keterangan
		(Inch)	Kelas Lokasi	MMSCFD	
Wampu - Hampanan Perak - Paya Pasir	Binjai, Deli Serdang, Medan	16	2 - 4	72	Open Access
Distribusi Medan, Binjai, Deli Serdang	Medan, Binjai, Deli Serdang	20 mm - 12"	4	46	Dedicated Hilir

Saat ini pemanfaatan pipa Wampu – Hampanan Perak – Belawan untuk mengangkut gas bumi dari SKG Wampu ke PLN Belawan, Medan dengan volume pengangkutan pada tahun 2008 sebesar 17,46 MMSCFD dan semester I tahun 2009 sebesar 11,41 MMSCFD. Volume pengangkutan ini belum mencapai kapasitas penuh dari pipa tersebut yaitu 72 MMSCFD karena pasokan gas bumi dari lapangan gas bumi di Sumatera Utara yang belum dapat memenuhi kebutuhan PLN Medan. Dengan berproduksinya Lapangan Glagah Kambuna pada tahun 2010, maka tingkat pemanfaatan pipa transmisi ruas Wampu – Hampanan Perak – Belawan akan meningkat dengan mengalirnya gas bumi ke PLN Belawan sebesar

28 MMSCFD, sehingga pemanfaatan pipa tersebut sebesar ± 50 MMSCFD atau sekitar 69,5% dari kapasitas disain.

Masih ada kapasitas pipa yang tersisa untuk mengangkut tambahan gas bumi sebesar 12 MMSCFD untuk industri di Medan, sehingga akan meningkatkan pemanfaatan pipa tersebut untuk ruas tersebut menjadi ± 62 MMSCFD atau sekitar 86% dari kapasitas disain. Volume penyaluran gas bumi melalui pipa Wampu – Hampanan Perak – Belawan dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2. Volume Pengangkutan Gas Bumi Pipa Transmisis Ruas Wampu – Hampanan Perak – Belawan.

Data diolah dari BPH Migas

TAHUN	VOLUME PENGANGKUTAN	
	MSCF	MMSCFD
2008	6,373,973.66	17.46
2009 (Januari - Juni)	2,065,259.53	11.41

Sedangkan untuk pipa distribusi di Medan yang mengalirkan gas bumi ke konsumen industri, komersial dan rumah tangga baru hanya sebesar 19,6 MMSCFD di tahun 2007 dan menurun menjadi sebesar 12,4 MMSCFD di tahun 2008. Pemanfaatan tersebut jauh di bawah kapasitasnya sebesar 46 MMSCFD atau 26% dari kapasitas disain.

4.1.2 Analisa Pasar Gas Bumi Sumatera Utara

Konsumsi gas bumi oleh konsumen domestik yang sebagian besarnya adalah sektor industri dan pembangkit listrik yang sudah terikat kontrak pada tahun 2008 sebesar 56,70 MMSCFD tetapi realisasi penyaluran gas bumi hanya sebesar 31,03 MMSCFD. Kontrak gas bumi mengalami penurunan sesuai dengan tingkat produksi lapangan yang ada, untuk pembangkit listrik sendiri telah *committed* sebesar 159 MMSCFD dan meningkat menjadi 190 MMSCFD pada tahun 2015. Dengan meningkatnya pertumbuhan industri di Sumatera Utara


diperkirakan potensial kebutuhan sebesar 267 – 300 MMSCFD. Perkiraan kebutuhan gas bumi di Sumatera Utara dapat di lihat pada Tabel 4.3 di bawah ini.

Tabel 4.3. Perkiraan Kebutuhan Gas Bumi di Sumatera Utara Tahun 2007 – 2015 (Ditjen Migas)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEMAND									
A	CONTRACTED								
EKSPOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMESTIK									
INDUSTRI									
Bahan Baku	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahan Bakar	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LISTRIK	42.00	36.00	31.00	27.00	24.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENERGI	7.50	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70	8.70
Sub Total IA	61.50	56.70	51.70	47.70	44.70	8.70	8.70	8.70	8.70
B	COMMITTED								
EKSPOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMESTIK									
INDUSTRI									
Bahan Baku	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahan Bakar	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	21.00	21.00	21.00	21.00
LISTRIK	148.00	154.00	159.00	163.00	166.00	190.00	190.00	190.00	190.00
ENERGI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub Total IB	157.00	163.00	168.00	172.00	175.00	211.00	211.00	211.00	211.00
C	POTENSIAL								
EKSPOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
INDUSTRI									
Bahan Baku	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahan Bakar	263.00	267.00	271.00	275.00	260.00	284.00	289.00	295.00	300.00
LISTRIK	0.00	0.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ENERGI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub Total IC	263.00	267.00	307.00	311.00	296.00	320.00	325.00	331.00	336.00
TOTAL DEMAND	481.50	486.70	526.70	530.70	515.70	539.70	544.70	550.70	555.70

Kebutuhan tersebut tidak dapat dipenuhi oleh produksi gas bumi dari lapangan di Sumatera Utara, sehingga untuk permintaan kontrak ditambah dengan *committed demand* dan potensial kebutuhan, neraca gas bumi untuk Provinsi Sumatera Utara ini mengalami kekurangan gas bumi. Besarnya kekurangan pasokan gas bumi sebesar 446,5 MMSCFD dan keadaan ini terus berlangsung sampai diperkirakan di tahun 2015. Perkiraan pasokan gas bumi di Sumatera Utara dapat di lihat pada Tabel 4.4 di bawah ini.

Tabel 4.4. Perkiraan Pasokan Gas Bumi di Sumatera Utara Tahun 2007 – 2015 (Ditjen Migas)



Dengan belum terhubungnya daerah Sumatera Utara dengan daerah produksi lainnya seperti region Sumatera Bagian Tengah (Jambi dan Riau) karena belum terealisasinya pembangunan pipa transmisi Duri – Dumai – Medan dan belum adanya fasilitas LNG *Receiving Terminal*, kekurangan pasokan gas bumi ini belum dapat terpenuhi pada jangka waktu 2 - 3 tahun ke depan. Dengan terealisasinya rencana pembangunan pipa transmisi Duri – Dumai – Medan dan/atau LNG *Receiving Terminal* di Sumatera Utara oleh PT PGN (Persero) Tbk akan menambah pasokan gas bumi ke Medan sehingga kebutuhan gas bumi di Sumatera Utara terpenuhi, dengan demikian pemanfaatan pipa distribusi di Medan akan mencapai tingkat kapasitas disainnya.

4.1.3 Evaluasi Tingkat Pemanfaatan pipa Wampu – Hampan Perak – Paya Pasir – Kawasan Industri Medan

Berdasarkan data teknis dan data suplai – kebutuhan gas bumi di Sumatera Utara sebagaimana dimaksud pada butir 4.1.1 dan 4.1.2 serta dengan mempertimbangkan peraturan perundang-undangan, maka evaluasi dilakukan dengan pertimbangan sebagaimana dimaksud pada Tabel 4.5 berikut ini. Evaluasi juga mempertimbangkan jadwal penyaluran gas bumi pada Januari 2010 sesuai dengan rencana produksi lapangan Glagah Kambuna dimana apabila jaringan pipa distribusi tersebut akan dimanfaatkan oleh pihak lain perlu menyiapkan sistem manajemen *open access* karena pada saat awal pembangunan pipa distribusi tidak diperuntukan untuk *open access* dan kondisi wilayah Medan yang kekurangan pasokan gas bumi karena pasokan gas buminya terus menurun. Apabila gas bumi milik badan usaha lain mengalir melalui pipa distribusi tersebut dikhawatirkan volume gas bumi yang diangkut tidak akan sampai tujuan karena terserap oleh

konsumen yang ada pada pada sisi awal pipa distribusi. Sehingga pipa distribusi MRS Paya Pasir – Kawasan Industri Medan dan pipa distribusi SKG Wampu – Kawasan Industri Medan untuk saat ini tidak dapat dimanfaatkan bersama untuk mengalirkan pasokan gas bumi baru dari Lapangan Glagah Kambuna sebesar 12 MMSCFD.

Tingkat pemanfaatan pipa transmisi Wampu – Hampan Perak – Belawan saat ini 70% dengan adanya tambahan pasokan gas bumi sebesar 28 MMSCGD ke PLN Sektor Pembangkitan Belawan untuk jangka waktu penyaluran gas selama 8 tahun. Untuk tambahan pasokan gas bumi sebesar 12 MMSCFD dengan jangka waktu penyaluran gas selama 10 tahun, pipa transmisi Wampu – Hampan Perak – Belawan tersebut masih dapat menerima. Selain dari aspek tingkat pemanfaatan pipa, juga perlu dilakukan rekualifikasi dan reassesment terhadap pipa tersebut mengingat pipa transmisi Wampu – Hampan Perak – Belawan dibangun pada tahun 1985 dan telah mencapai *life time*-nya. Rekualifikasi dilakukan untuk menghitung kembali spesifikasi teknis pipa yaitu ketebalan pipa dengan memasukan kondisi operasi saat ini seperti tekanan operasi, laju alir gas yang mengalir dalam pipa dan faktor lingkungan (kelas lokasi pipa) yang akan menentukan faktor desain pipa. *Reassesment* dilakukan oleh pemilik pipa untuk menganalisa resiko-resiko yang mungkin terjadi apabila pipa tersebut dioperasikan, pencegahannya dan cara penanganannya. Dokumen teknis hasil rekualifikasi dan *reassesment* tersebut dievaluasi oleh pemerintah dan apabila layak maka kepada pipa tersebut dapat diberikan Surat Kelayakan Penggunaan Peralatan.

No.	Alternatif	Analisa Teknis	Analisa Ekonomis	Peraturan	Kesimpulan
1.	<p>(1) Pipa transmisi Wampu – Hamparan Perak – Paya Pasir (<i>Open Access</i>)</p> <p>(2) Pipa distribusi Paya Pasir – KIM (<i>Dedicated Hilir</i>)</p>	<p>(1) Kapasitas pemanfaatan pipa transmisi saat ini dan 6 tahun ke depan sebesar 69.5% dari kapasitas disain. Hal ini memungkinkan untuk penambahan volume gas bumi yang diangkut sebesar 12 MMSCD selama 10 tahun ke depan, tanpa mengganggu kegiatan operasional pemilik fasilitas.</p> <p>(2) Kapasitas pemanfaatan pipa distribusi saat ini sebesar 26% dari kapasitas disain. Dengan rencana pembangunan LNG <i>Receiving Terminal</i> untuk pemenuhan kebutuhan gas bumi di wilayah Medan dari LNG, pemanfaatan oleh pihak lain akan mengganggu kegiatan operasional pemilik fasilitas.</p>	<p>(1) Pemanfaatan pipa transmisi oleh <i>shipper</i> baru akan menambah tingkat pendapatan transporter dari tarif pengangkutan yang dipungutnya.</p> <p>(2) Pipa distribusi yang ada diperuntukan hanya untuk menyalurkan gas bumi ke konsumen, yang dirancang tidak untuk <i>open access</i>. Pemanfaatan oleh pihak lain akan mengganggu kepentingan keekonomian pemilik fasilitas.</p>	<p>(1) Pipa transmisi tersebut wajib untuk <i>open access</i> sesuai dengan Pasal 31 Peraturan Pemerintah Nomor. 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Migas yaitu Badan Usaha wajib memberikan kesempatan kepada pihak lain untuk secara bersama memanfaatkan fasilitas dan sarana pengangkutan Gas Bumi melalui pipa yang dimilikinya dengan pertimbangan aspek teknis dan ekonomis.</p> <p>(2) Pipa distribusi dapat dimanfaatkan bersama apabila Direktur Jenderal Migas mewajibkan pemilik fasilitas untuk <i>open access</i>, sesuai dengan Pasal 13 Permen ESDM No. 19 Tahun 2009 tentang Kegiatan Usaha Gas Bumi Melalui Pipa bahwa dalam rangka efisiensi dan mengoptimalkan pemanfaatan dan pemenuhan kebutuhan Gas</p>	<p>Pipa transmisi Wampu – Hamparan Perak – Paya Pasir dapat dimanfaatkan oleh pihak lain.</p> <p>Pipa distribusi Paya Pasir – KIM adalah pipa <i>Dedicated Hilir</i></p>

				Bumi dalam negeri, Direktur Jenderal Migas dapat mewajibkan Badan Usaha pemegang Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa <i>Dedicated</i> Hilir untuk pemanfaatan bersama fasilitas yang dimilikinya oleh pihak lain.	
2.	Pipa distribusi SKG Wampu – KIM (<i>Dedicated</i> Hilir)	Kapasitas pemanfaatan pipa distribusi saat ini sebesar 26% dari kapasitas disain. Dengan rencana pembangunan LNG <i>Receiving Terminal</i> untuk pemenuhan kebutuhan gas bumi di wilayah Medan dari LNG, pemanfaatan oleh pihak lain akan mengganggu kegiatan operasional pemilik fasilitas.	Pipa distribusi yang ada diperuntukan hanya untuk menyalurkan gas bumi ke konsumennya, yang dirancang tidak untuk <i>open acces</i> . Pemanfaatan oleh pihak lain akan mengganggu kepentingan keekonomian pemilik fasilitas.	Pipa distribusi dapat dimanfaatkan bersama apabila Direktur Jenderal Migas mewajibkan pemilik fasilitas untuk <i>open access, sesuai</i> dengan Pasal 13 Permen ESDM No. 19 Tahun 2009 tentang Kegiatan Usaha Gas Bumi Melalui Pipa bahwa dalam rangka efisiensi dan mengoptimalkan pemanfaatan dan pemenuhan kebutuhan Gas Bumi dalam negeri, Direktur Jenderal Migas dapat mewajibkan Badan Usaha pemegang Izin Usaha Niaga Gas Bumi Melalui Pipa <i>Dedicated</i> Hilir untuk pemanfaatan bersama fasilitas yang dimilikinya oleh pihak lain.	Pipa distribusi SKG Wampu – KIM adalah pipa <i>Dedicated</i> Hilir

4.2 PENENTUAN KATEGORI PIPA

Hasil evaluasi ruas pipa Wampu ke Kawasan Industri Medan digunakan untuk menentukan kategori pipa sesuai dengan Keputusan Menteri ESDM Nomor 2950K/21/MEM/2006 tanggal 29 Desember 2006 tentang Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional. Maka kategori pipa untuk ruas :

- c. Pipa transmisi SKG Wampu – Hampan Perak – Paya Pasir dapat dimanfaatkan bersama (*open access*); sedangkan
- d. Pipa distribusi SKG Wampu – Kawasan Industri Medan hanya digunakan untuk menyalurkan gas bumi milik badan usaha yang telah beroperasi, pipa tersebut dikategorikan sebagai pipa *dedicated* hilir.

4.3 ALTERNATIF PENYALURAN GAS BUMI DARI SKG WAMPU – KAWASAN INDUSTRI MEDAN

Sesuai dengan evaluasi bahwa pipa transmisi Wampu – Hampan Perak – Paya Pasir dapat dimanfaatkan oleh pihak lain. Untuk itu dilakukan analisa alternatif penyaluran gas bumi ke Kawasan Industri Medan, yaitu:

Alternatif 1: Gas bumi dari SKG Wampu diangkut melalui pipa transmisi ruas Wampu – Hampan Perak – Paya Pasir, kemudian melalui pipa distribusi baru yang dibangun dari Paya Pasir sampai ke Kawasan Industri Medan.

Alternatif 2: Gas bumi dari SKG Wampu diangkut melalui pipa baru yang dibangun dari Wampu sampai Kawasan Industri Medan.

Langkah awal yang dilakukan adalah menganalisis terhadap data-data kondisi operasi, peta Sumatera Utara, jalur pipa eksisting dan pipa yang akan dibangun. Berdasarkan hasil survei lapangan yang dilakukan oleh pemilik gas bumi bahwa jalur pipa gas mulai SKG Wampu ke Kawasan Industri Medan akan melintasi kawasan perkebunan tebu milik PTPN II (Persero) dan bahu jalan eksisting. Dibahu jalan kiri dan kanan jalan di area perkebunan tebu terdapat pipa

gas bumi eksisting yaitu pipa distribusi ukuran Ø 8 inch menuju KIM Medan dan pipa transmisi Wampu – Hamparan Perak Ø 12 inch menuju PLTGU Sicanang, Belawan. Setelah Desa Klumpang, pipa transmisi Ø 12 inch menerus menuju Hamparan Perak sedangkan pipa distribusi Ø 8 inch terus menuju KIM Medan melintasi daerah yang telah masuk kedalam kawasan Kota Medan dimana cukup padat pemukiman penduduk dan ruko. Sementara pipa transmisi Ø 12 inch masih terus melintasi lahan perkebunan tebu milik PT Perkebunan Negara II (Persero). Untuk lintasan pipa distribusi eksisting dari MRS Paya Pasir ke Kawasan Industri Medan juga melintasi jalan umum yang berada pada daerah pemukiman penduduk dan ruko yang cukup padat yang telah masuk kedalam wilayah administrasi Kota Medan.

Penentuan jalur pipa yang diambil dengan mempertimbangkan perizinan yang diperoleh dari instansi terkait untuk melakukan kegiatan penanaman pipa dengan mendapatkan rekomendasi teknis dan kelayakan kegiatan dari instansi berwenang dan juga penerimaan masyarakat terhadap kegiatan penanaman pipa tersebut.

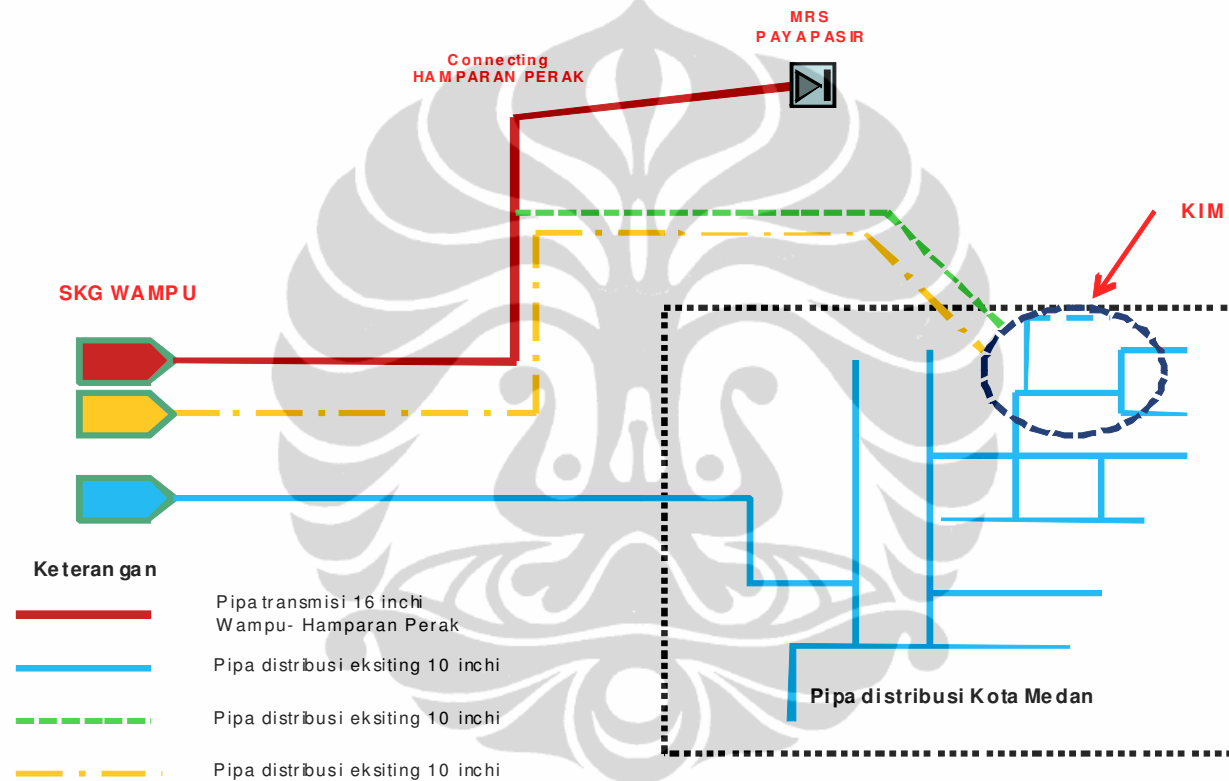
Evaluasi juga mempertimbangkan dampak dari kegiatan konstruksi pipa terhadap komponen lingkungan. Kegiatan konstruksi pipa yang diawali dengan penggalian yang dilakukan secara bertahap, kemudian pipa yang secara teknis telah sesuai diturunkan serta kemudian dilakukan pegelasan terhadap sambungan pipa, akan menimbulkan dampak terutama kegiatan penggalian yang menyebabkan kemacetan, debu apabila penggalian pada waktu musim kemarau, gangguan pada fasilitas yang ada di sekitar galian. Penanaman pipa diusahakan menghindari sebanyak mungkin daerah padat penduduk dan bangunan serta mudah untuk mendapatkan perizinan dari instansi terkait.

Evaluasi terhadap Alternatif 1 dimana lintasan pipa distribusi dari MRS Paya Pasir ke KIM melintasi daerah pemukiman padat penduduk dan bangunan sehingga dipertimbangkan untuk tidak dipilih. Untuk itu dilakukan alternatif lainnya yaitu pipa distribusi tidak dibangun setelah MRS Paya Pasir tetapi sebelum MRS Paya Pasir dengan memilih jalur pipa yang sedikit mungkin

dusahakan tidak melintasi daerah perkotaan yaitu Kota Medan dan memilih lintasan yang terpendek ke KIM.

Untuk sampai ke ke KIM, jalur pipa akan melintasi Kota Medan meliputi Jalan Platina, Jalan Yos Sudarso (jalan propinsi), maka dipilih jalur yang melintasi sedikit mungkin Jalan Yos Sudarso dan jalur yang terpendek untuk tie-in dengan pipa transmisi. Survey lapangan dengan titik tolak dari KIM, lintasan pipa akan melewati Jalan Platina, Jalan Yos Sudarso, setelah itu pipa akan berbelok melewati Jalan Platina Raya dan Jalan Marelan IX sebelum melintasi perkebunan tebu. Panjang lintasan sebelum masuk perkebunan tebu tersebut kurang lebih 6,19 kilometer. Kemudian pipa akan melintasi perkebunan tebu sepanjang 1,86 kilometer dan bertemu dengan pipa transmisi eksisting yang menuju Hampan Perak di pertigaan Banjaran Kebun Klumpang.

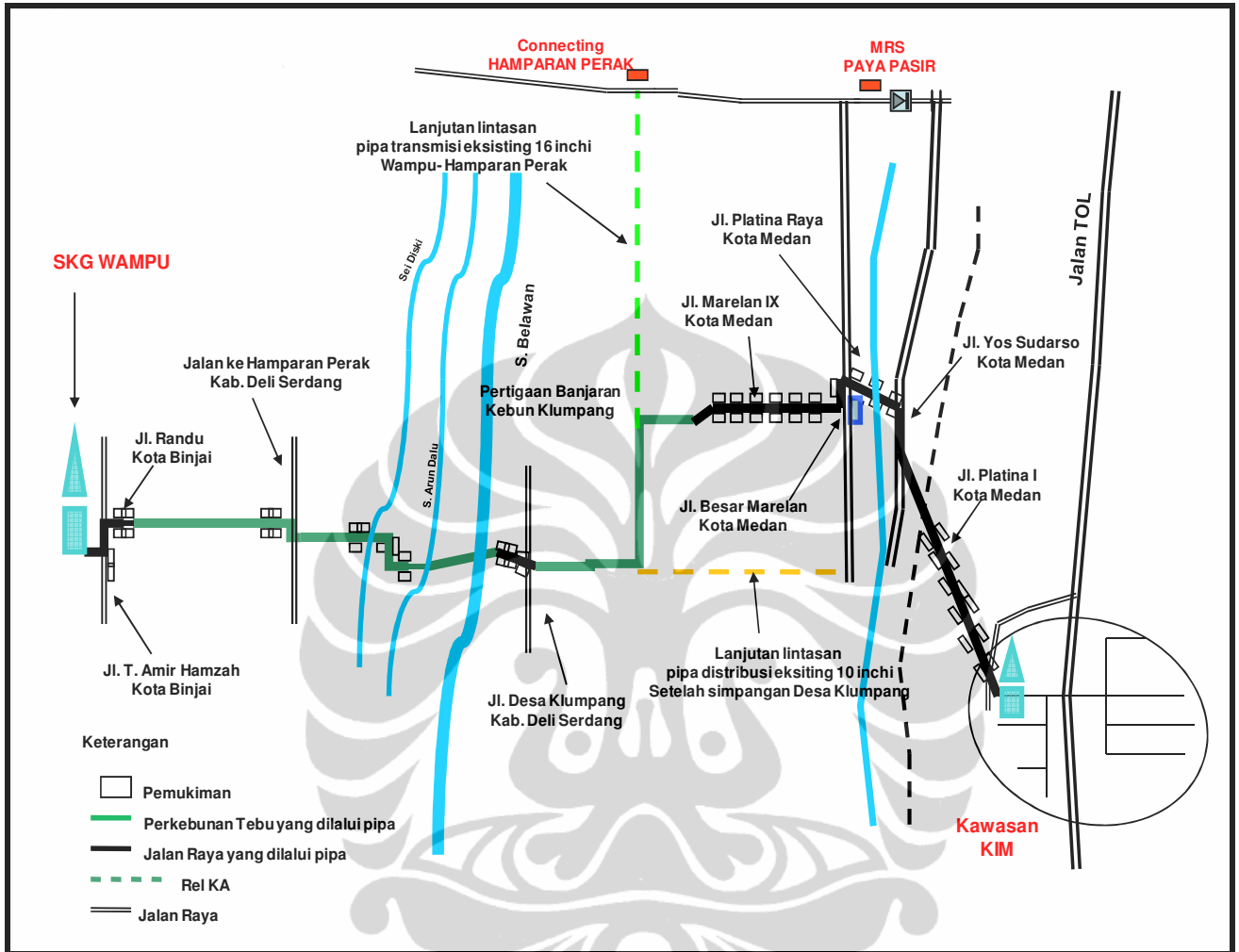
Untuk alternatif ke dua, pipa baru yang dibangun mulai dari SKG Wampu akan melintasi jalur yang sama dengan pipa transmisi eksisting sampai pertigaan Banjaran Kebun Klumpang, kemudian mengikuti lintasan pipa alternatif pertama. Matriks evaluasi alternatif pertama dan alternatif kedua sebagaimana dimaksud pada Tabel 4.6 berikut. Peta skematik yang menggambarkan alternatif pembangunan pipa sebagaimana dimaksud pada Gambar 4.1. Sedangkan jalur pipa dan kondisi lintasan yang dilalui dari SKG Wampu ke KIM sebagaimana dimaksud pada Gambar 4.2.



Gambar 4.1. Peta Skematik Alternatif Pembangunan Pipa Penyaluran Gas Bumi Ke Kawasan Industri Medan

Tabel 4.6. Evaluasi Alternatif Jalur Pembangunan Pipa Distribusi

No.	Jalur Pipa Distribusi	Kondisi Lintasan	Dampak Lingkungan	Kesimpulan
1.	Pipa distribusi dari MRS Paya Pasir – Kawasan Industri Medan	Berada dalam wilayah admisnitrasi Kota Medan, merupakan daerah yang padat pemukiman penduduk dan bangunan komersialnya. Pada jalur tersebut perlu dipastikan keberadaan pipa air bersih, kabel listrik atau telepon sehingga izin dan koordinasi terhadap instansi terkait harus dilakukan. Dipilih pembangunan pipa distribusi sebelum MRS Paya Pasir dengan tie-in di pertigaan Banjaran Kebun Klumpang kemudian melintasi perkebunan tebu, jalan raya eksisting Kota Medan sampai ke KIM, pipa tersebut sepanjang 8 kilometer.	Kegiatan penggalian menimbulkan dampak meningkatnya potensi kemacetan, debu terutama apabila penggalian pada waktu musim kemarau, gangguan pada fasilitas yang ada di sekitar galian.	Ditetapkan alternatif pertama penyaluran gas bumi melalui pipa transmisi eksisting Ø inch sepanjang 15 kilometer dari Wampu sampai pertigaan Banjaran Klumpang, kemudian melalui pipa baru sepanjang kilometer sampai ke MRS Koramil di Kawasan Industri Medan.
2.	Pipa distribusi dari SKG Wampu ke Kawasan Industri Medan	Melintasi daerah perkebunan tebu dimana pipa dibangun sejajar dengan jalur pipa distribusi eksisting 10” sepanjang 9,6 KM sampai simpang Desa Klumpang, kemudian dari simpang Desa Klumpang pipa dibangun sejajar dengan daerah perkebunan tebu sepanjang 7,1 KM selanjutnya melintasi jalan raya eksisting sekitar 2,2 KM.	Kegiatan penggalian menimbulkan dampak meningkatnya potensi kemacetan, debu terutama apabila penggalian pada waktu musim kemarau, gangguan pada fasilitas yang ada di sekitar galian.	Ditetapkan alternatif kedua penyaluran gas bumi melalui pipa baru sepanjang 23 kilometer dari Wampu ke Koramil – Pertigaan Banjaran Klumpang - Kawasan Industri Medan.



Gambar 4.2 Peta Skematik Jalur Pipa Distribusi SKG Wampu – KIM

BAB 5

ANALISA EKONOMI

Berdasarkan evaluasi sebelumnya terdapat dua alternatif penyaluran gas bumi dari Wampu ke Kawasan Industri Medan yaitu :

1. Penyaluran gas bumi melalui pipa transmisi eksisting Ø 16 inch sepanjang 15 kilometer dari Wampu sampai pertigaan Banjaran Klumpang, kemudian melalui pipa baru sepanjang 8 kilometer sampai ke MRS Koramil di Kawasan Industri Medan.
2. Penyaluran gas bumi melalui pipa baru sepanjang 23 kilometer dari Wampu ke MRS Koramil di Kawasan Industri Medan.

Untuk menentukan alternatif mana yang akan dipilih, selanjutnya dilakukan analisa keekonomian. Sebagai langkah awal dalam analisis kelayakan ekonomi, harus disusun perkiraan aliran kas (*cash flow*) tahunan. Untuk itu dibutuhkan komponen-komponen pendapatan, biaya dari proyek diantaranya biaya investasi dengan komponen terbesar adalah harga pipa.

Perhitungan besaran investasi dan pendapatan ditentukan oleh besarnya volume gas bumi yang disalurkan ke Kawasan Industri Medan dan kebutuhan industri akan gas bumi di kawasan tersebut. Pada tahap awal gas bumi yang disalurkan sebesar 12 MMSCFD. Volume gas bumi tersebut belum memenuhi kebutuhan gas bumi di Kawasan Industri Medan dan pada tahap awal disalurkan untuk industri-industri yang telah menyatakan minatnya untuk membeli gas bumi tersebut. Kebutuhan gas bumi di Kawasan Industri Medan diperkirakan sebesar 20 MMSCFD.

Sementara itu pasokan dari lapangan gas bumi akan menurun sesuai dengan kondisi alamiah lapangan gas bumi, dimana pada tahun pertama sampai tahun ke empat sebesar 12 MMSCFD, tahun ke lima sebesar 9 MMSCFD, tahun ke enam sebesar 7 MMSCFD dan tahun ke tujuh sebesar 5 MMSCFD, tahun-tahun berikutnya berikutnya sebesar 4 MMSCFD. Tetapi dengan mempertimbangkan adanya tambahan pasokan gas bumi dengan terealisasinya pembangunan LNG *Receiving Terminal* di Medan dan/atau pipa transmisi Duri –

Dumai - Medan, diasumsikan bahwa akan ada peningkatan penyaluran gas bumi di Kawasan Industri Medan secara bertahap dengan asumsi bahwa pada tahun ke empat 14 MMSCFD, tahun ke lima 16 MMSCFD, tahun ke enam 18 MMSCFD dan untuk tahun ke delapan sampai tahun ke sepuluh sebesar 20 MMSCFD. Perhitungan aliran kas tahunan dengan volume gas bumi yang diterima apa adanya sebagai skenario dasar, sedangkan berdasarkan adanya peningkatan pasokan gas bumi ditetapkan sebagai skenario optimis.

5.1 PERHITUNGAN PIPA DISTRIBUSI

Setelah ditetapkan lintasan yang akan dilalui pipa, kemudian dilakukan perhitungan pipa distribusi dengan memasukan volume gas bumi yang disalurkan, kondisi operasi serta komposisi gas bumi yang akan dialirkan. Kapasitas pipa ditetapkan sebesar 20 MMSCFD berdasarkan permintaan gas bumi di Kawasan Industri Medan. Kondisi operasi yang dimasukan yaitu temperature gas 25° C dan tetap selama mengalir dalam sistem. Sedangkan tekanan gas bumi untuk perhitungan alternatif 1 sebesar 256 psig di *tie-in* pertigaan Banjaran Klumpang. Untuk alternatif 2, tekanan gas bumi di SKG Wampu 261 psig yang merupakan tekanan minimum gas bumi di SKG Wampu. Table 5.1 menunjukkan komposisi gas bumi yang mengalir melalui SKG Wampu.

Tabel 5.1 Komposisi Gas Bumi
(Hasil Laboratorium SBU Teknik Reservoir PT Pertamina EP Region Sumatera Field Pangkalan Susu tanggal 16 November 2009)

Komponen	Satuan	Nilai
CH ₄	% mol	75.8759
C ₂ H ₆	% mol	11.6119
C ₃ H ₈	% mol	5.6762
nC ₄ H ₁₀	% mol	1.3631
iC ₄ H ₁₀	% mol	0.6873
iC ₅ H ₁₂	% mol	0.6701
nC ₅ H ₁₂	% mol	0.1935
Hexana Plus	% mol	0.0000
CO ₂	% mol	4.0752
N ₂	% mol	0.2689
Tekanan	barg	22.6

Temperatur	⁰ C	28.0
Gross Heating Value	BTU/SF	1203.45

Dari analisis data-data tersebut, dibuat perhitungan diameter pipa yang akan digunakan dengan menggunakan Persamaan Weymouth yang biasa digunakan dalam perhitungan jaringan pipa distribusi.

$$Q_b = 432.7 \frac{T_b}{P_b} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{0.0375G \cdot \Delta H \cdot P_{ave}^2}{T_{ave} \cdot Z_{ave}}}{Z_{ave} \cdot T_{ave} \cdot G \cdot L}} \cdot D^{2.667} \quad (5.1)$$

Dimana:

- Q_b : laju alir gas pada kondisi dasar (SCFD)
- T_b : tekanan pada kondisi dasar = 520 °R
- P_b : tekanan pada kondisi dasar = 14.7 psia
- P_1 : tekanan gas inlet perpipaan (psia)
- P_2 : tekanan gas exit (psia)
- G : gravitasi gas
- DH : perubahan elevasi (ft)
- P_{ave} : tekanan rata-rata (psia)
- T_{ave} : temperatur rata-rata (°R)
- Z_{ave} : faktor kompresibilitas pada P_{ave} , T_{ave}
- L : panjang pipa (mile)
- D : diameter dalam pipa (inch)
- R : konstanta gas = 10.73 psia.ft³/(lbmoles.°R)

Dari hasil perhitungan didapatkan pipa Ø 8 inch untuk alternatif 1 dan pipa Ø 10 inch untuk alternatif 2. Untuk Selanjutnya dari MR/S Koramil ke industri-industri di kawasan KIM digunakan pipa Ø 6 inch. Pembangunan pipa distribusi tersebut melintasi jalan-jalan di Kawasan Industri Medan untuk konsumen yang telah memiliki kontrak dan juga konsumen-konsumen potensial, dimana pipa dirancang sepanjang 15.357 m. Pembangunan pipa distribusi dilakukan keseluruhan pada awal tahun sehingga apabila ada tambahan konsumen hanya memerlukan pipa service saja. Pertimbangan berdasarkan saat adanya tambahan pasokan gas bumi pada tahun ke empat, telah tercapainya pengembalian investasi.

Selanjutnya dilakukan pengecekan apakah tercapai pengaliran gas bumi sampai ke gate konsumen di Kawasan Industri Medan sesuai dengan volume dan

tekanan gas bumi permintaan konsumen. Untuk itu dibuat peta skematik pipa dan dibuat *flowsheet* pada program Pipesim 2003 dengan komponen-komponen yang terkait. Hasil simulasi untuk alternatif 1 dengan pipa \varnothing 8 inch, tercapai tekanan 5 barg di konsumen yang terjauh dari MR/S Koramil. Demikian juga dengan alternatif 2 dengan pipa \varnothing 10 inch tercapai tekanan dan volume gas bumi terbesar yang terjauh dari MR/S Koramil. Total panjang pipa yang akan dibangun adalah 24,51 kilometer untuk alternatif 1 dan 37,85 kilometer untuk alternatif 2. Tabel 5.2 menunjukkan data teknis pipa yang dibangun untuk masing-masing alternatif investasi.

Tabel 5.2. Data teknis pipa

Design Pipa	Panjang (meter)	Diameter (inch)	Tekanan in (psia)	Tekanan out (psia)	Panjang (meter)	Diameter (inch)
Alternatif 1	Tie in Banjaran Klumpang – MR/S Koramil				Pipa Distribusi	
	7.975	8	256	184,7	15.357	6
Alternatif 2	SKG Wampu – MR/S Koramil				Pipa Distribusi	
	21.320	10	261	214,5	15.357	6

Berdasarkan perhitungan ASME B. 31.8, diperoleh ketebalan pipa seperti yang tertera dalam Tabel 5.3. Perhitungan selengkapnya diperlihatkan Lampiran 1 untuk Alternatif 1 dan Lampiran 2 untuk Alternatif 2.

Tabel 5.3. Ketebalan pipa

Diameter Nominal Pipa (inch)	Alternatif 1 (inch)	Alternatif 2 (inch)
8	0.064	
6	0.041	
10		0.08
6		0.041

Spesifikasi teknis pipa yang digunakan untuk distribusi gas dari SKG Wampu hingga industri di Kawasan Industri Medan tercantum pada tabel 5.4 berikut ini. Dipilih pipa dengan *schedule number* 40 dimana ketebalan pipa yang dibutuhkan masih berada dalam range ketebalan pipa *schedule number* 40.

Tabel 5.4. Spesifikasi teknis pipa yang digunakan (ANSI B36.10-1959)

Ukuran pipa nominal Inch	Diameter luar (OD) inch	Tipe - Grade	Schedule Number	Ketebalan dinding inch	Diameter dalam (ID) inch
10	10,75	API 5L- X-52B, ERW, Bevelled End 40 ft	40	0,365	10,020
8	8,625	API 5L- X-52B, ERW, Bevelled End 40 ft	40	0,322	7,981
6	6,625	API 5L-B, ERW, Bevelled End 40 ft	40	0,280	6,065

Secara keseluruhan jalur lintasan pipa gas bumi dari SKG Wampu di Kecamatan Binjai Utara, Kota Binjai hingga Kawasan Industri Medan di Kecamatan Medan Deli, Kota Medan akan memotong (*cross*) jalan raya sebanyak 6 kali, memotong rel kereta api sebanyak 1 kali, memotong sungai 4 kali dan jalan tol 1 kali.

Dari Wampu hingga MR/S Koramil, gas akan mengalir dengan tekanan 17 - 19 bar. Mengacu kepada Kepmen P & E No. 300.K/38/M.PE/1997 tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi pasal 9 ayat (1) dinyatakan pipa distribusi yang digelar dengan tekanan > 16 bar harus dirancang sesuai ketentuan klasifikasi lokasi kelas 2 dimana ruang terbuka antara pipa penyalur dengan bangunan atau hunian tetap sekitarnya yang dihitung dari sisi terluar pipa ke kiri dan kekanan adalah minimal 9 m. Namun pada ayat (4) dinyatakan jarak minimum dapat diperpendek menjadi minimal 3 m dengan syarat faktor desain tidak lebih dari 0,3 (tiga persepuluh). Pipa akan dikonstruksi di kedalaman minimal 1,5 m dari permukaan tanah.

5.2 BIAYA INVESTASI

Biaya investasi merupakan biaya modal yang diperlukan untuk pembangunan sistem perpipaan dari awal hingga siap untuk menyalurkan gas. Biaya investasi mencakup investasi modal tetap dan modal kerja. Investasi modal tetap mencakup perkiraan mengenai berapa komponen biaya langsung dan biaya tak langsung yang menentukan besarnya modal yang diperlukan untuk menyediakan fasilitas pipa.

Biaya investasi terdiri dari :

1. Biaya investasi Modal Tetap

Biaya ini merupakan biaya pembelian material seperti pipa, MR/S (*Metering Regulator/Station*) sekaligus instalasinya. Harga pipa beserta instalasinya menggunakan asumsi 22 USD/meter-inch untuk semua ukuran pipa berdasarkan *rule of thumb*, seperti tertera dalam Tabel 5.5 dan Tabel 5.6.

Tabel 5.5 Estimasi Pembelian dan Instalasi Pipa Alternatif 1

Diameter Nominal (")	Panjang (meter)	m-inch	Harga (USD/m-inch)	Harga (USD)
4 Sc.40	1176.0	4,704.00	22.00	103,488.00
6 Sc.40	15357.4	92,144.58	22.00	2,027,180.76
8 Sc.40	7975.0	63,800.00	22.00	1,403,600.00
Harga pipa total (Rp)		160,648.58		3,534,268.76

Tabel 5.6 Estimasi Pembelian dan Instalasi Pipa Alternatif 2

Diameter Nominal (")	Panjang (meter)	m-inch	Harga (USD/m-inch)	Harga (USD)
4 Sc.40	1176.0	4,704.00	22.00	103,488.00
6 Sc.40	15357.4	92,144.58	22.00	2,027,180.76
10 Sc.40	21320.0	213,200.00	22.00	4,690,400.00
Harga pipa total (Rp)		310,048.58		6,821,068.76

2. Biaya Modal Kerja

Diasumsikan sebesar 5% dari biaya investasi modal tetap.

Biaya investasi berasal dari modal sendiri (*equity*) dan pinjaman (*debt*). Asumsi sumber investasi berasal dari pinjaman sebesar 70% dan modal sendiri sebesar 30%.

Pinjaman berupa pinjaman bank dengan bunga sebesar 7%, dan bunga ditetapkan berdasarkan tingkat suku bunga pinjaman bank komersial dalam USD, dan periode pengembalian pinjaman selama lima tahun. Perkiraan besaran investasi Alternatif 1 dan Alternatif 2 seperti tertera masing-masing dalam Tabel 5.7 dan Tabel 5.8.

Tabel 5.7. Perkiraan Biaya Investasi Alternatif 1

Komponen Biaya	Satuan	Jumlah Satuan	Harga Satuan (USD)	Harga (ribu USD)
I. Investasi Modal Tetap				
Pengadaan Material dan Instalasi				5,054.27
Pipa	meter-inch	160,648.58	22.00	3,534.27
Metering System	unit	1	75,000.00	75.00
Metering dan Regulator System	unit	14	100,000.00	1,400.00
Tie In di SKG Wampu	lot	1	15,000.00	15.00
Hot Tapping Pertigaan Banjaran Klumpang	lot	1	30,000.00	30.00
II. Investasi Modal Kerja				252.71
Total investasi				5,306.98

Tabel 5.8. Perkiraan Biaya Investasi Alternatif 2

Komponen Biaya	Satuan	Jumlah Satuan	Harga Satuan (USD)	Harga (juta USD)
I. Investasi Modal Tetap Pengadaan Material dan Instalasi				8,311.07
Pipa	meter-inch	310,048.58	22.00	6,821.07
Metering System	Unit	1	75,000.00	75.00
Metering dan Regulator System	Unit	14	100,000.00	1,400.00
Tie In di SKG Wampu	Lot	1	15,000.00	15.00
II. Investasi Modal Kerja				415.55
Total investasi				8,726.62

5.3 BIAYA OPERASIONAL

Biaya operasional adalah pengeluaran yang diperlukan agar kegiatan operasi berjalan lancar sehingga dapat menghasilkan keuntungan sesuai perencanaan. Biaya operasional terdiri dari sewa lahan ROW, pemeliharaan, tenaga kerja, biaya *overhead* pengelolaan jaringan pipa gas bumi.

1. Sewa lahan ROW

Lintasan pipa melalui jalan, jembatan, sungai yang berada pada kewenangan dari instansi terkait yaitu Dinas Pekerjaan Umum Provinsi Sumatera Utara (Dinas Jalan dan Jembatan), Dinas Pekerjaan Umum Kabupaten Deli Serdang, Dinas Pekerjaan Umum Kabupaten Binjai, Dinas Pekerjaan Umum Kota Medan, PT Perkebunan II (Persero), PT Kereta Api Indonesia dan PT Kawasan Industri Medan. Penggelaran pipa dapat dilakukan setelah memperoleh perizinan dari instansi terkait dan wajib membayar kompensasi atas pemanfaatan lahan tersebut sesuai dengan peraturan pada masing-masing instansi.

2. Biaya pemeliharaan

Besarnya biaya pemeliharaan jaringan pipa gas bumi diasumsikan sebesar 2% dari investasi total.

3. Asuransi

Dalam pembangunan pipa memerlukan biaya asuransi yang ditentukan 1.5% dari seluruh biaya investasi.

4. Biaya *overhead* pengelolaan jaringan diasumsikan 3% dari biaya investasi.

Besarnya biaya pemeliharaan, asuransi, biaya *overhead* dan gaji setiap tahun disesuaikan dengan tingkat inflasi yang diasumsikan 6% pertahun sebagai faktor diskonto untuk menyesuaikan kenaikan harga yang disebabkan oleh inflasi. Perhitungan biaya operasional selengkapnya dalam Lampiran 9.

5.4 PERHITUNGAN ALIRAN KAS (CASH FLOW)

Dalam melakukan perhitungan aliran kas, parameter-parameter yang ditetapkan adalah:

1. Periode Operasi

Dianggap umur penggunaan jaringan pipa distribusi diperkirakan selama 10 tahun, yaitu 2010 -2019.

2. Periode Konstruksi

Pembangunan jaringan pipa distribusi dilakukan pertengahan tahun 2009 dan selesai Januari 2010 dan dilakukan secara paralel. Gas bumi diharapkan mulai mengalir pada awal 2010.

3. Tingkat Pajak Pendapatan

Sesuai dengan kebijakan investasi, tingkat pajak pendapatan ditetapkan sebesar 30%.

4. Tingkat Diskonto

Tingkat diskonto merupakan perubahan nilai uang sebagai fungsi waktu. Pada umumnya, tingkat diskonto ditentukan berdasarkan tingkat Suku Bunga Bank Indonesia (SBI). Tingkat diskonto ditetapkan sebesar 13%.

5. Harga gas bumi

Harga beli gas bumi sesuai dengan perjanjian jual beli gas bumi dengan pemasok sebesar 5,8 USD/MMBTU. Kenaikan harga beli gas bumi sebesar 3% pertahun.

6. WACC (*Weighted Average Cost of Capital*)

$$WACC = C_0 E \times \frac{E}{(D + E)} + C_0 D + \frac{D}{(D + E)} \quad (5.2)$$

Dimana:

$$C_0 E = R_f + \beta (MEM + ICRP) = \text{biaya modal sendiri}$$

$$C_0 D = i \times (1 - t) = \text{biaya modal pinjaman}$$

E = modal sendiri

D = modal pinjaman

i = bunga pinjaman

t = tingkat pajak pendapatan

Rf = tingkat bebas resiko

β = sensitivitas laju pengembalian asset perusahaan terhadap pergerakan pasar modal

MEM = *base premium for market equity market*

ICRP = *Indonesia country risk premium*

Berdasarkan perhitungan dengan menggunakan persamaan tersebut, didapat WACC sebesar 10,37%. Perhitungan WACC tercantum dalam Lampiran 10.

7. MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*)

MARR adalah nilai yang ditetapkan pada suatu organisasi berdasarkan beberapa pertimbangan :

- a. Jumlah uang yang tersedia untuk investasi, sumber pendanaan investasi tersebut, dan nilai dari dana-dana tersebut
- b. Jumlah proyek yang menguntungkan
- c. Jumlah resiko yang berhubungan dengan kesempatan investasi dan biaya perkiraan proyek.

Nilai MARR dijadikan sebagai acuan kelayakan suatu studi keekonomian. Nilai MARR harus lebih besar dari WACC. Pada kasus ini, MARR ditetapkan sebesar 13% berdasarkan hasil nilai WACC yang didapat.

8. IRR

Agar suatu proyek dikatakan layak, IRR harus lebih besar daripada MARR. Untuk analisis keekonomian aliran kas, IRR dibuat agar layak dengan nilai mendekati MARR dengan cara mengubah-ubah margin. Besarnya IRR mempengaruhi periode pengembalian investasi. Diharapkan modal investasi telah kembali pada periode tahun ke tiga – tahun ke empat investasi, sehingga pengembalian pinjaman akan terjamin.

9. Margin adalah selisih harga jual gas bumi dengan harga beli gas bumi yang merupakan biaya transportasi dan distribusi gas yang mengalir dalam pipa per satuan energi dan sudah termasuk didalamnya keuntungan. Gas bumi diterima dari produsen gas bumi di Pangkalan Brandan, kemudian mengalir melalui pipa transmisi Pangkalan Brandan ke Wampu dengan besaran tarif sebesar 0,61 USD/MMBTU. Tarif pipa transmisi Pangkalan Brandan - Wampu tersebut ditetapkan oleh BPH Migas dalam suatu Keputusan Kepala BPH Migas Nomor 167/Tarif/BPH Migas/Kom/II/2009 tanggal 10 Pebruari 2009. Untuk Alternatif 1, dari Wampu gas dialirkan melalui pipa transmisi Wampu – Hampan Perak dengan tarif sebesar 0.074 USD/MMBtu. Sedangkan tarif pipa Wampu – Hampan Perak berdasarkan tarif yang

berlaku saat ini antara *transporter* dengan *shipper*, tarif ruas pipa tersebut masih dalam proses di BPH Migas.

Maka harga gas bumi di MR/S Koramil untuk:

$$\text{Alternatif 1} = \text{Harga Beli} + \text{Tarif}_{\text{P. Brandan-Wampu}} + \text{Tarif}_{\text{Wampu-Hamparan Perak}} \quad (5.3)$$

$$\text{Alternatif 2} = \text{Harga Beli} + \text{Tarif}_{\text{P. Brandan-Wampu}} \quad (5.4)$$

Parameter lain yang dihitung adalah

1. Pendapatan

Pendapatan hanya berasal dari margin, sehingga dihitung dengan mengalikan margin dengan volume gas yang mengalir.

2. Biaya Operasional

Biaya operasional adalah biaya yang dikeluarkan untuk pengoperasian pipa.

3. Depresiasi

Seluruh fixed asset didepresiasi selama 10 tahun dengan metode straight line.

4. Iuran BPH Migas

Sesuai dengan Peraturan Pemerintah Nomor 1 tahun 2006 tentang Besaran dan Penggunaan Iuran Badan Usaha Dalam Kegiatan Usaha Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa, maka besaran iuran yaitu 0.3% dari nilai pendapatan dari penjualan gas bumi.

5. Pembayaran Pinjaman dan Bunganya

Merupakan jumlah pembayaran pinjaman pertahunnya ditambah dengan bunga pinjaman.

6. Pendapatan Sebelum Kena Pajak adalah besar pendapatan dikurangi dengan biaya operasional, biaya depresiasi, iuran BPH Migas, pembayaran pinjaman dan bunga.

7. Pajak

Pajak setiap tahun dihitung *flat* sebesar 30% dari pendapatan kena pajak

8. Pendapatan Bersih

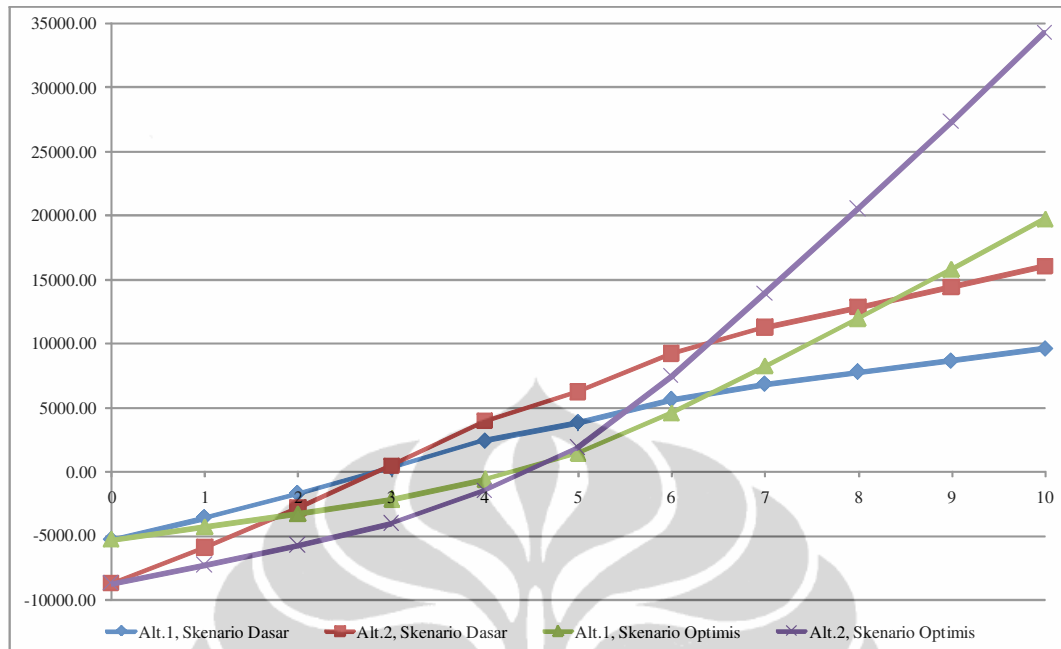
Pendapatan Bersih adalah pendapatan sebelum kena pajak dikurangi pajak

9. NCF (*Net Cash Flow*)

NCF dihitung dengan mengurangi jumlah investasi dan pendapatan dengan jumlah biaya operasional, iuran BPH Migas, pembayaran pinjaman dan bunga serta pajak.

10. Akumulasi Kas

Akumulasi Kas adalah jumlah NCF dari tahun ke tahun. Dari nilai akumulasi kas dapat diketahui waktu pengembalian investasi. Apabila IRR ditetapkan sebesar 30%, maka waktu pengembalian investasi pada skenario dasar untuk Alternatif 1 yaitu 2,86 tahun dan Alternatif 2 yaitu 2,87 tahun. Sedangkan pada skenario optimis, waktu pengembalian investasi Alternatif 1 yaitu 4,43 tahun dan Alternatif 2 yaitu 4,45 tahun pada tingkat IRR 30%. Gambar 5.1 menunjukkan aliran kas Alternatif 1 dan Alternatif 2 dari skenario dasar dan skenario optimis pada tingkat IRR 30%.



Gambar 5.1. Waktu Pengembalian Investasi Alternatif 1 Dan Alternatif 2 Pada Skenario Dasar dan Skenario Optimis pada Tingkat IRR 30%.

5.5 ANALISA KELAYAKAN

Berdasarkan perkiraan aliran kas pada Skenario Dasar seperti tercantum dalam Lampiran 54 untuk Alternatif 1 dan Lampiran 5 untuk Alternatif 2, dihitung beberapa parameter kelayakan (NPV, IRR, PBP). Hasil analisa kelayakan proyek dengan menetapkan IRR sebesar 30% dan mentrial marginnya adalah sebagai yang tertera pada Tabel 5.9 berikut ini.

Pada skenario dasar untuk Alternatif 1, IRR 30% (di atas MARR yang telah ditentukan sebesar 13%), didapatkan margin sebesar 0,91 USD/MMBtu. Sedangkan Alternatif 2 dengan IRR 30% (di atas MARR yang telah ditentukan sebesar 13%), didapatkan margin sebesar 1,446 USD/MMBtu. Nilai NPV Alternatif 2 yaitu 5.735,45 ribu USD lebih besar dibandingkan dengan NPV Alternatif 1 sebesar 3.457,87 ribu USD, karena margin Alternatif 2 lebih besar 60% dibandingkan margin Alternatif 1 untuk mendapatkan tingkat pengembalian modal 30%. Berdasarkan parameter-parameter yang tertera pada Tabel 5.9, ke dua

alternatif investasi tersebut layak untuk dilakukan dimana NPV bernilai positif, rasio B/C > 1 dan *payback period* sekitar 3 – 4 tahun.

Tabel 5.9 Hasil Perhitungan Parameter Kelayakan (Skenario Dasar)

Parameter	Nilai		Batas Nilai
	Alternatif 1	Alternatif 2	
MARR (%)	13	13	
IRR (%)	30%	30%	> MARR 13%
Margin (USD/MMBTU)	0,91	1,446	
NPV (ribu USD)	3.457,87	5.735,45	> 0
PBP (tahun)	2,86	2,87	
Rasio Benefit Cost	1,65	1,66	> 1

Aliran kas pada Skenario Optimis tercantum dalam Lampiran 5 untuk Alternatif 1 dan Lampiran 6 untuk Alternatif 2, dihitung beberapa parameter kelayakan (NPV, IRR, PBP). Hasil analisa kelayakan proyek dengan menetapkan IRR sebesar 30% dan mentrial marginnya adalah sebagai yang tertera pada Tabel 5.10 berikut ini.

Tabel 5.10 Hasil Perhitungan Parameter Kelayakan (Skenario Optimis)

Parameter	Nilai		Batas Nilai
	Alternatif 1	Alternatif 2	
MARR (%)	13	13	
IRR (%)	30%	30%	> MARR 13%
Margin (USD/MMBTU)	0,59	0,85	
NPV (ribu USD)	6.108,83	10.549,96	> 0
PBP (tahun)	4,3	4,45	
Rasio Benefit Cost	2,15	2,21	> 1

Untuk Alternatif 1, IRR 30% (di atas MARR yang telah ditentukan sebesar 13%), didapatkan margin sebesar 0,59 USD/MMBtu. Sedangkan Alternatif 2 dengan IRR 30% (di atas MARR yang telah ditentukan sebesar 13%), didapatkan margin sebesar 0,85 USD/MMBtu. Nilai NPV Alternatif 2 yaitu 10.549,96 ribu USD lebih besar dibandingkan dengan NPV Alternatif 1 sebesar 6.108,83 ribu

USD, karena margin Alternatif 2 lebih besar 44% dibandingkan margin Alternatif 1 untuk mendapatkan tingkat pengembalian modal 30%.

Pada $IRR = 30\%$, margin skenario optimis lebih kecil 54% - 70% dibandingkan dengan margin skenario dasar, sehingga PBP-nya menjadi lebih lama yaitu 4,3 – 4,45 tahun. Margin tersebut masih dapat ditingkatkan menjadi sama dengan margin skenario dasar sehingga untuk Alternatif 1 dengan margin 0,91 USD diperoleh NPV 15.024,23 ribu USD; IRR 51,34% dan PBB selama 2,42 tahun. Untuk Alternatif 2 dengan margin 1,446 diperoleh NPV 30.938,81 ribu USD; IRR 58,53% dan PBB selama 2,1 tahun.

5.6 Sensitivitas Margin

Besarnya margin berpengaruh terhadap aliran kas masuk (pendapatan bersih) dari proyek. Untuk itu dilakukan analisa pengaruh margin terhadap kelayakan proyek. Jika IRR sama dengan MARR maka besarnya margin minimum bisa ditentukan. Besarnya margin (keuntungan) minimum Alternatif 1 Skenario Dasar ialah 0,69 USD/MMBtu dan Alternatif 2 Skenario Dasar ialah 1,1 USD/MMBtu. Untuk dapat mengestimasi besarnya margin yang layak secara ekonomi, maka parameter-parameter kelayakan ekonomi dihitung kembali pada rentang margin 0,65 – 1,75 USD/MMBtu.

Perubahan margin terhadap parameter kelayakan ekonomi (NPV, IRR dan PBP) dapat dilihat pada Tabel 5.11 untuk Alternatif 1 dan Tabel 5.12 untuk Alternatif 2.

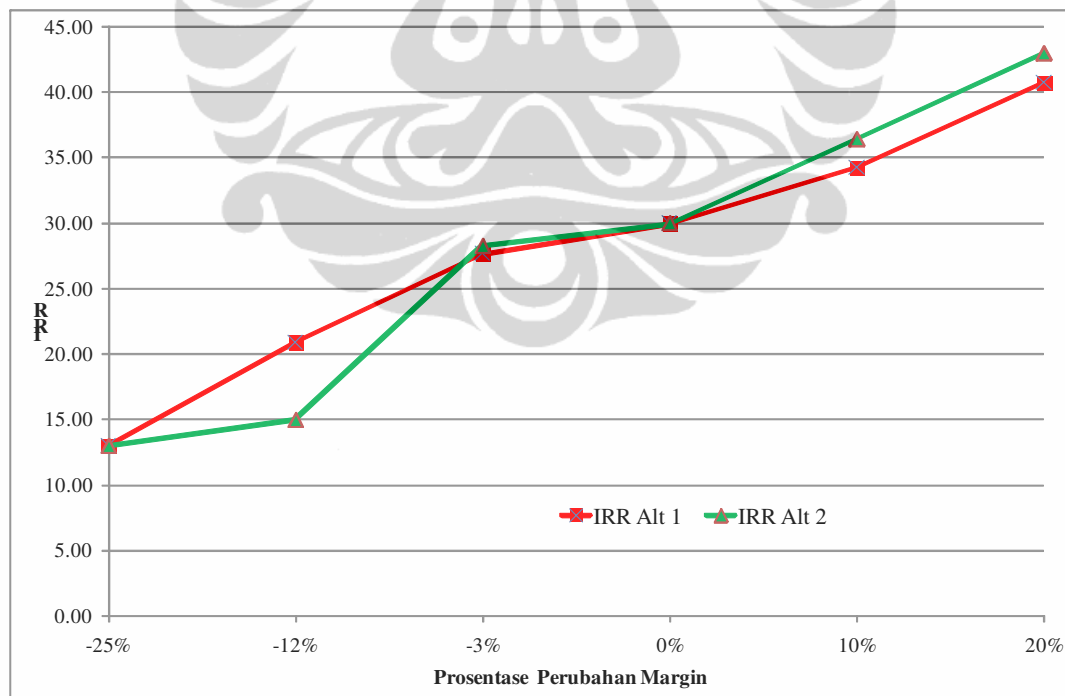
Tabel 5.11 Margin Terhadap Kelayakan Alternatif 1 (Skenario Dasar)

Margin (USD/MMBtu)	IRR	NPV (Ribu USD)	PBB (Tahun)	B/C Ratio	Harga Jual
0.65	9.38	-691.83	5.67	0.87	7.13
0.69	13.00	0.00	5.02	1.00	7.18
0.80	20.90	1,572.61	3.59	1.30	7.28
0.88	27.67	2,973.46	3.02	1.56	7.36
0.91	29.97	3,457.87	2.86	1.65	7.39
1.00	34.26	4,374.30	2.58	1.82	7.48
1.10	40.73	5,775.15	2.20	2.09	7.58

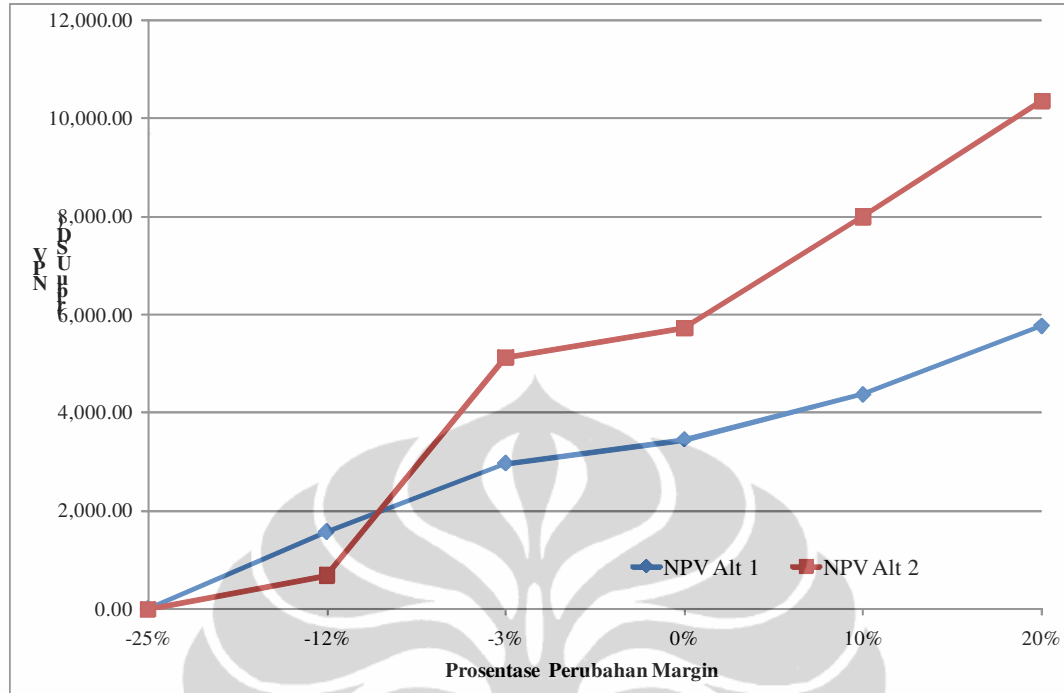
Tabel 5.12 Margin Terhadap Kelayakan Alternatif 2 (Skenario Dasar)

Margin (USD/MMBtu)	IRR	NPV (ribu USD)	PBB (Tahun)	B/C Ratio	Harga Jual
1.00	9.38	-691.83	5.67	0.87	7.41
1.10	13.00	0.00	5.07	1.00	7.51
1.28	15.00	694.82	4.59	1.07	7.69
1.42	28.29	5,142.14	2.99	1.59	7.83
1.46	30.00	5,735.45	2.87	1.66	7.87
1.60	36.42	8,007.50	2.47	1.92	8.01
1.75	42.98	10,363.46	2.17	2.19	8.16

Ditetapkan IRR 30% sebagai IRR yang ekonomis dengan periode pengembalian investasi selama 3 tahun. Pengaruh kenaikan ataupun penurunan margin terhadap parameter kelayakan ekonomi (NPV, IRR dan PBB) dapat dilihat pada Gambar 5.3, Gambar 5.4 dan Gambar 5.5, dengan basis dasar yaitu margin pada IRR 30%.



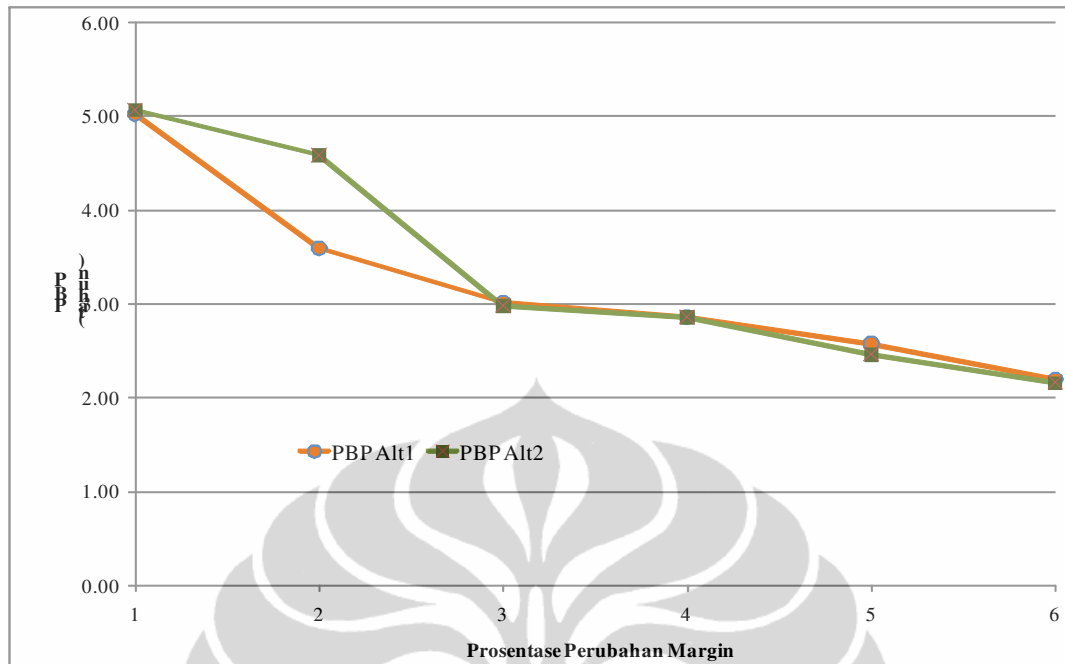
Gambar 5.2 Pengaruh Margin terhadap IRR (Skenario Dasar)



Gambar 5.3 Pengaruh Margin terhadap NPV (Skenario Dasar)

Dari Gambar 5.2 dan Gambar 5.3 tersebut menunjukkan bahwa kenaikan margin menyebabkan kenaikan nilai IRR dan NPV. Nilai margin yang menghasilkan nilai IRR di bawah MARR dan NPV yang negatif yang berarti tidak *feasible* untuk kelayakan. Semakin besar margin yang ditetapkan maka semakin layak investasi tersebut yang ditunjukkan nilai IRR yang meningkat, yang nilainya berada di atas MARR.

Tetapi peningkatan margin akan meningkatkan harga jual. Berdasarkan analisa kelayakan ekonomi untuk ke dua alternatif dengan IRR ditetapkan 30%, diperoleh margin sebesar 0,91 USD/MMBtu untuk Alternatif 1, maka harga jual untuk Alternatif 1 sebesar 7,39 USD/MMBtu. Sedangkan untuk Alternatif 2 diperoleh margin sebesar 1,46 USD/MMBtu, maka harga jual Alternatif 2 sebesar 7,87 USD/MMBtu.



Gambar 5.4 Pengaruh Margin terhadap PBP (Skenario Dasar)

Pada Skenario Optimis, besarnya margin (keuntungan) minimum Alternatif 1 yaitu 0,37 USD/MMBtu dan Alternatif 2 yaitu 0,54 USD/MMBtu. Untuk dapat mengestimasi besarnya margin yang layak secara ekonomi, maka parameter-parameter kelayakan ekonomi dihitung kembali pada rentang margin 0,30 – 1,15 USD/MMBtu.

Tabel 5.13 Margin Terhadap Kelayakan Alternatif 1 (Skenario Optimis)

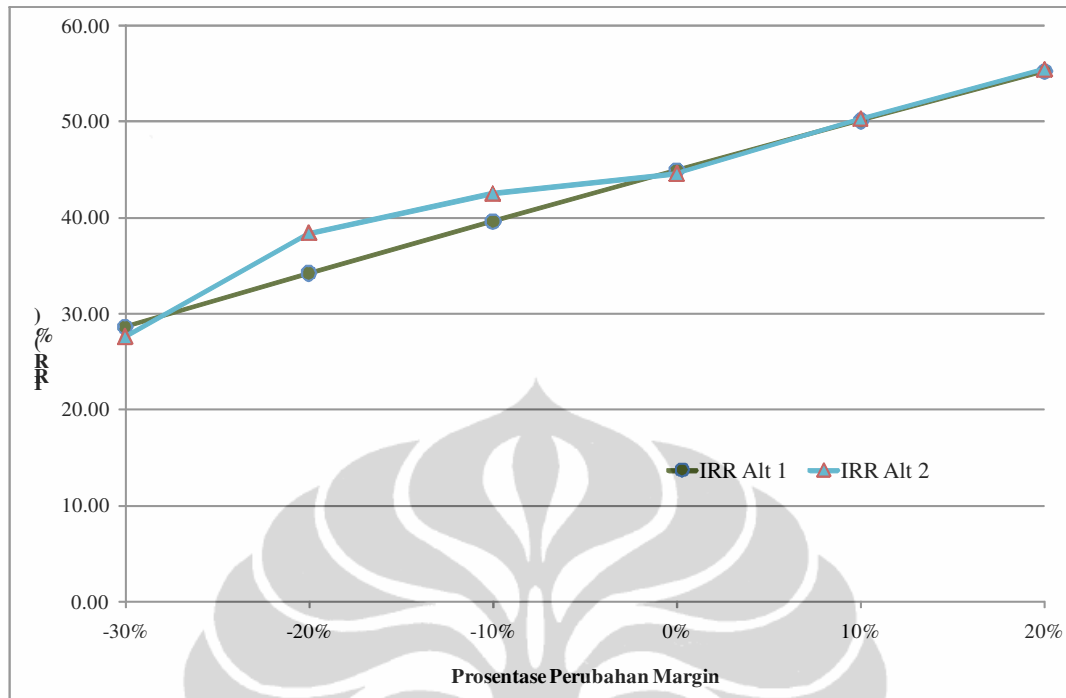
Margin (USD/MMBtu)	IRR	NPV (ribu USD)	PBB (Tahun)	B/C Ratio	Harga Jual
0.30	6.98	-1,794.06	7.88	0.66	6.78
0.37	13.00	0.00	6.65	1.00	6.85
0.57	28.63	5,570.14	4.47	2.05	7.05
0.59	30.00	6,108.83	4.30	2.15	7.07
0.65	34.23	7,800.64	3.82	2.47	7.13
0.73	39.65	10,033.89	3.28	2.89	7.21
0.81	44.96	12,276.77	2.86	3.31	7.29
0.89	50.13	14,500.38	2.50	3.73	7.37
0.97	55.27	16,733.63	2.20	4.15	7.45

Tabel 5.14 Margin Terhadap Kelayakan Alternatif 2 (Skenario Optimis)

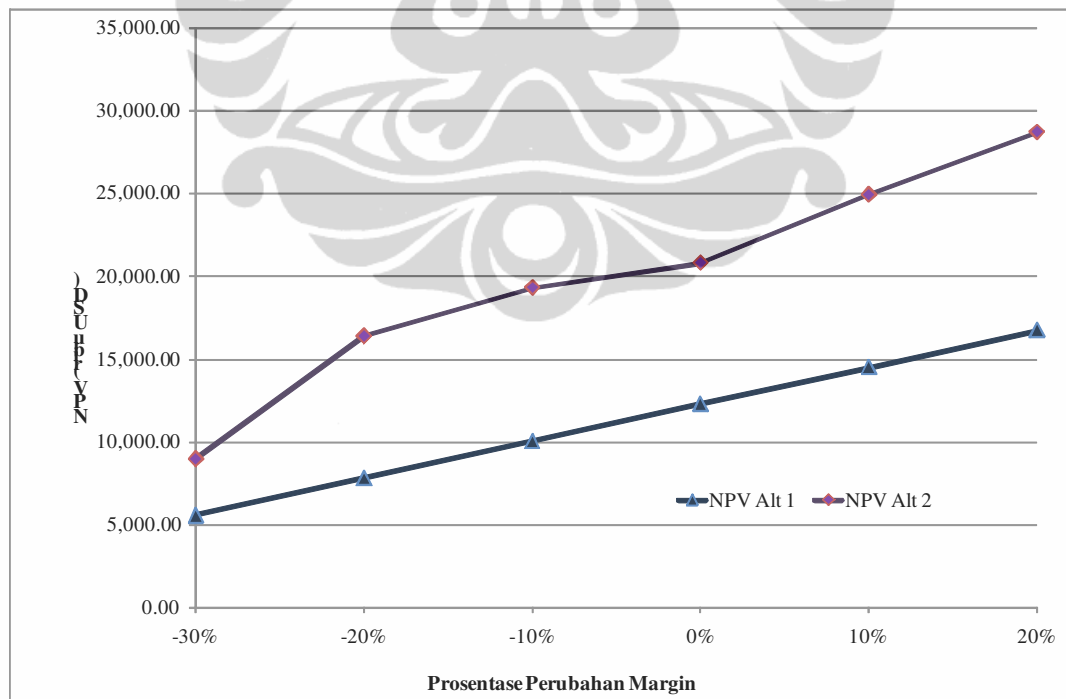
Margin (USD/MMBtu)	IRR	NPV (ribu USD)	PBB (Tahun)	B/C Ratio	Harga Jual
0.50	10.26	-1,477.56	7.25	0.83	6.94
0.54	13.00	0.00	6.75	1.00	6.98
0.69	21.53	5,033.13	5.52	1.58	7.13
0.81	27.65	8,973.81	4.78	2.03	7.25
0.85	30.00	10,549.96	4.45	2.21	7.29
0.92	38.44	16,382.28	3.50	2.88	7.36
1.04	42.54	19,298.39	3.15	3.21	7.48
1.15	44.63	20,795.85	3.00	3.38	7.59
1.27	50.30	24,907.86	2.55	3.85	7.71
1.38	55.45	28,677.21	2.22	4.29	7.82

Dari Tabel 5.13 dan Tabel 5.14, menunjukkan bahwa kenaikan margin menyebabkan kenaikan nilai IRR dan NPV. Nilai margin di bawah nilai minimum menghasilkan nilai IRR yang di bawah MARR dan NPV yang negatif yang berarti tidak *feasible* untuk kelayakan alternatif 1. Semakin besar margin yang ditetapkan maka semakin layak investasi tersebut yang ditunjukkan nilai IRR yang meningkat, yang nilainya berada di atas MARR.

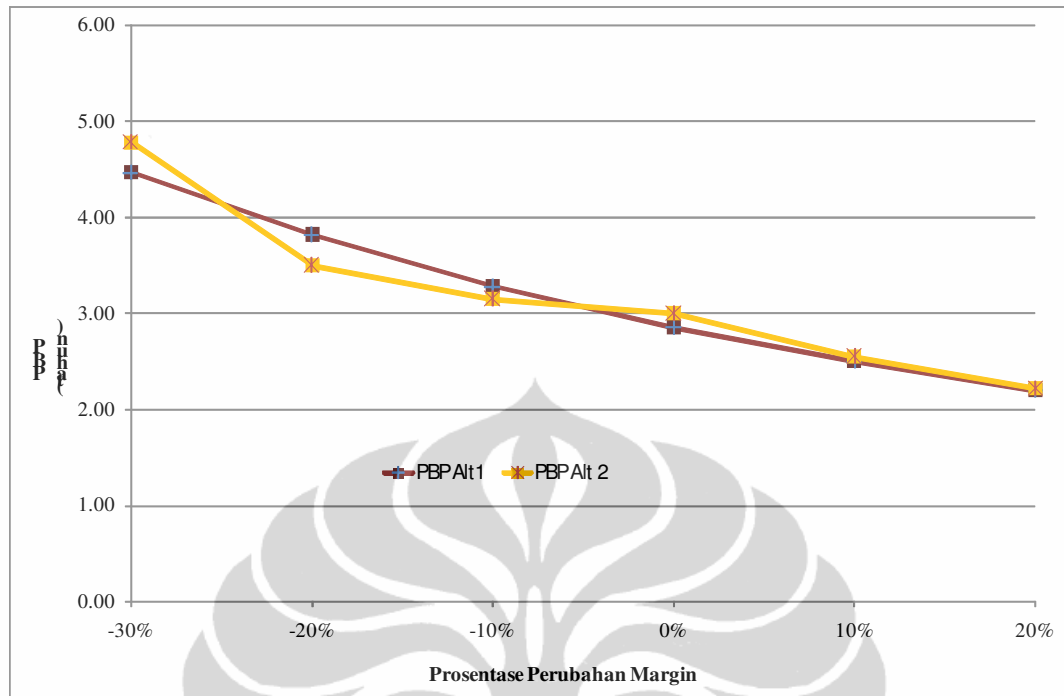
Ditetapkan IRR 45% sebagai IRR yang ekonomis dimana periode pengembalian investasi selama 3 tahun. Pengaruh kenaikan ataupun penurunan margin terhadap parameter kelayakan ekonomi (NPV, IRR dan PBP) dapat dilihat pada Gambar 5.4, Gambar 5.5 dan Gambar 5.6, dengan basis dasar yaitu margin pada IRR 45%.



Gambar 5.6 Pengaruh Margin terhadap IRR (Skenario Optimis)



Gambar 5.7 Pengaruh Margin terhadap NPV (Skenario Optimis)



Gambar 5.8 Pengaruh Margin terhadap PBP (Skenario Optimis)

Berdasarkan Gambar 5.6, Gambar 5.7 tersebut menunjukkan bahwa kenaikan margin menyebabkan kenaikan nilai IRR dan NPV. Semakin besar margin yang ditetapkan maka semakin layak investasi tersebut yang ditunjukkan nilai IRR yang meningkat. Untuk ke dua alternatif bahwa semakin besar margin berarti semakin besar pendapatan yang diperoleh. Dengan demikian keuntungan akhir proyek yang diperoleh akan menjadi semakin besar. Indikatornya IRR, NPV dan rasio B/C semakin besar. Jika keuntungan semakin besar setiap tahunnya, maka waktu pengembalian modal menjadi semakin cepat sehingga mudah untuk mendapatkan pinjaman bank, hal ini terlihat pada Gambar 5.8.

Tetapi peningkatan margin akan meningkatkan harga jual. Berdasarkan analisa kelayakan ekonomi untuk ke dua alternatif investasi yaitu dengan IRR ditetapkan 45%, diperoleh margin sebesar 0,81 USD/MMBtu untuk Alternatif 1, maka harga jual untuk Alternatif 1 sebesar 7,29 USD/MMBtu. Sedangkan untuk Alternatif 2 diperoleh margin sebesar 1,15 USD/MMBtu, maka harga jual Alternatif 2 sebesar 7,59 USD/MMBtu. Harga jual gas bumi tersebut lebih tinggi

dibandingkan dengan harga jual gas bumi ke industri yang ada saat ini, tetapi dapat diterima oleh konsumen yang bila dibandingkan dengan harga minyak solar sebesar 11 USD/MMBtu (harga pada bulan Mei 2009) akan memberikan penghematan biaya bagi industri. Margin ekonomis dari setiap alternatif tercantum pada Tabel 5.15 berikut.

Tabel 5.15 Margin Ekonomis dari Setiap Alternatif

Investasi		Margin (USD/MMBtu)	IRR (%)	NPV (ribu USD)	PBP (tahun)	Harga Jual (USD/MMBtu)
Skenario Dasar	Alternatif 1	0,91	29,97%	3.457,87	2,86	7,39
	Alternatif 2	1,46	30%	7.735,45	2,87	7,87
Skenario Optimis	Alternatif 1	0,81	44,96	12.276,77	2,86	7,29
	Alternatif 2	1,15	44,63	20.795,85	3,0	7,59

5.7 PEMILIHAN ALTERNATIF INVESTASI

Hasil analisa kelayakan ekonomi terhadap ke dua alternatif pada skenario dasar, bahwa dengan harga jual sebesar 7,39 USD/MMBtu untuk Alternatif 1 dan 7,87 USD/MMBtu untuk Alternatif 2, diperoleh IRR sebesar 30%. Investasi tersebut layak (*feasible*) karena NPV > 0 dan menarik (*attractiveness*) dengan IRR > MARR.

Untuk menentukan investasi manakah yang lebih ekonomis dilakukan perbandingan parameter-parameter kelayakan ekonomi pada tingkat margin yang sama 1,1 USD/MMBtu yang merupakan margin minimum Alternatif 2, dimana pada margin tersebut diperoleh IRR Alternatif 2 sebesar 13% yang sama dengan MARR. Perbandingan parameter-parameter NPV, IRR, PBP dan rasio B/C dari Alternatif 1 dan Alternatif 2 tercantum dalam Tabel 5.16.

Tabel 5.16 Perbandingan Paramater Kelayakan Ekonomi

INVESTASI	NPV (ribu USD)	IRR (%)	PBP (tahun)	Rasio B/C
Alternatif 1	6.475,57	43,92%	2,13	2,22
Alternatif 2	0	13%	5,07	1

Besarnya NPV yang diperoleh untuk Alternatif 1 yaitu sebesar 6.475,57 ribu USD/MMBtu, sedangkan NPV alternatif 2 sama dengan 0. Nilai NPV Alternatif 1 lebih besar dibandingkan dengan NV Alternatif 2, maka dipilih investasi Alternatif 1.

Pemilihan Alternatif 1 juga akan memberikan keuntungan bagi pemilik pipa transmisi Wampu – Hampanan Perak, karena akan meningkatkan volume aliran gas bumi yang mengalir dan juga meningkatkan pendapatan bagi pemilik pipa transmisi. Juga menguntungkan bagi konsumen karena harga jual gas bumi menjadi lebih murah dimana pada skenario dasar dengan margin sebesar 0,91 USD/MMBtu telah tercapai IRR sebesar 30% dan investasi telah dapat kembali selama jangka waktu 2,86 tahun. Pada skenario optimis dengan margin sebesar 0,81 USD/MMBtu telah tercapai IRR sebesar 45% dan investasi telah dapat kembali selama jangka waktu 2,86 tahun. Proyek tersebut telah layak untuk dilaksanakan.