



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS METODE PENDANAAN  
*TRUSTEE BORROWING SCHEME (TBS) :*  
STUDI KASUS PADA  
*PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC) X***

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Manajemen**

**LITA LIANA**

**0906654273**

**FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN  
KEKHUSUSAN MANAJEMEN KEUANGAN  
JAKARTA  
DESEMBER 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS METODE PENDANAAN  
*TRUSTEE BORROWING SCHEME (TBS) :*  
STUDI KASUS PADA  
*PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC) X***

**TESIS**

**LITA LIANA**

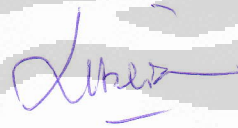
**0906654273**

**FAKULTAS EKONOMI  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN  
JAKARTA  
DESEMBER 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Lita Liana  
NPM : 09006654273  
Tanda Tangan :





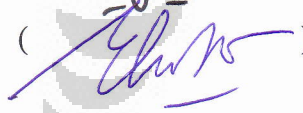
Tanggal : 4 Januari 2012

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :  
Nama : Lita Liana  
NPM : 0906654273  
Program Studi : Magister Manajemen  
Judul Tesis : Analisis Metode Pendanaan  
*Trustee Borrowing Scheme (TBS) : Studi Kasus pada  
Production Sharing Contract (PSC) X*

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Manajemen pada Program Studi Magister Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia**

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ancella Anitawati Hermawan, MBA (  )  
Penguji : Dr. Sylvia Veronica NPS (  )  
Penguji : Eko Rizkianto, ME (  )

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 4 Januari 2012

## KATA PENGANTAR

Puji syukur yang sedalam-dalamnya penulis haturkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen pada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Penulis sangat menyadari bahwa tanpa adanya bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, sejak masa perkuliahan hingga pada akhir penyusunan tesis ini, akan sangatlah sulit bagi penulis untuk dapat menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

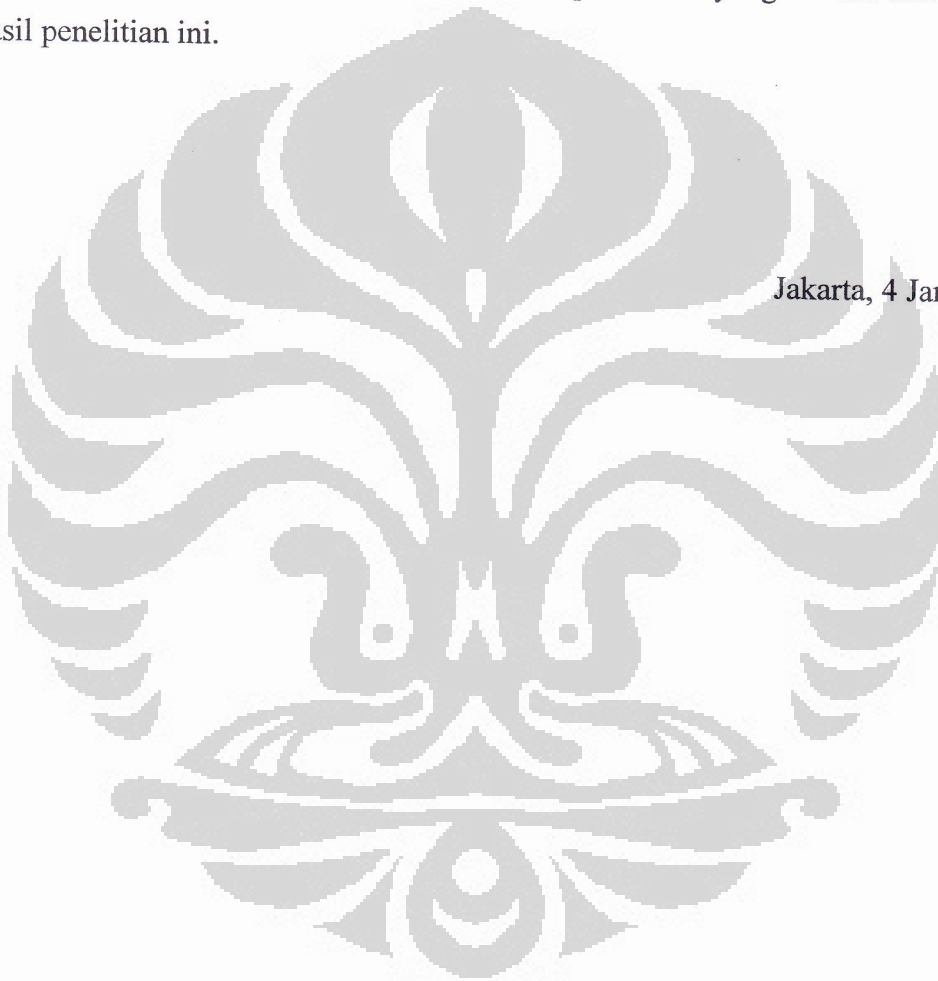
- (1) Bapak Prof. Rhenald Kasali, Ph. D selaku ketua program Magister Manajemen, Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia;
- (2) Ibu Dr. Ancella Anitawati Hermawan, MBA. Selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan tesis ini;
- (3) Ibu Dr. Sylvia Veronica NPS dan Bapak Eko Rizkianto, ME. Selaku dosen-dosen penguji yang telah menyediakan waktu serta memberikan saran dalam revisi penyusunan tesis ini;
- (4) Seluruh staf pengajar Magister Manajemen Universitas Indonesia yang telah membagi pengetahuan serta pengalamannya kepada penulis dalam masa perkuliahan hingga pada penyusunan tesis ini;
- (5) Seluruh staf kampus dan staf perpustakaan Magister Manajemen Universitas Indonesia yaitu Pak Alex, Pak Rusmanto, Bu Mini, Pak Herman, Pak Harino, Bu Lies dan Pak Darngadi yang telah membantu dan memudahkan penulis dalam menyusun tesis ini;
- (6) Seluruh teman-teman FS092 Sore dan KS092 Sore, sebagai teman senasib sepenanggungan dan penyemangat serta penghibur dalam menjalani masa perkuliahan;
- (7) INPEX Corporation, Strategic Planning Group yang telah memberikan dukungan serta menyediakan data yang dibutuhkan penulis;

- (8) Robertus Deddy Gunawan, suami tercinta yang selalu memberi dukungan, semangat dan juga kesempatan bagi penulis untuk melanjutkan studi;
- (9) Gregorius Timothy Gunawan dan Theodorus Nicholas Gunawan, putra tercinta yang sangat pengertian jika ditinggal pergi ke kampus. Thank you so much for your understanding.

Akhir kata, penulis berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini dapat berguna bagi sivitas akademika Universitas Indonesia, dan pihak lain yang merasa membutuhkan hasil penelitian ini.

Jakarta, 4 Januari 2012

Penulis



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Lita Liana  
NPM : 0906654273  
Program Studi : Magister Manajemen  
Departemen : Manajemen  
Fakultas : Ekonomi  
Jenis karya : Tesis

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**ANALISIS METODE PENDANAAN *TRUSTEE BORROWING SCHEME*  
(*TBS*) : STUDI KASUS PADA *PRODUCTION SHARING CONTRACT*  
(*PSC*) X**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 4 Januari 2012

Yang menyatakan



(Lita Liana)

## ABSTRAK

Nama : Lita Liana  
Program Studi : Magister Manajemen  
Judul Tesis : Analisis Metode Pendanaan  
*Trustee Borrowing Scheme (TBS) : Studi Kasus pada  
Production Sharing Contract (PSC) X*

Tesis ini menganalisis metode pendanaan kapal *Floating LNG (FLNG)* dengan membandingkan metode *Trustee Borrowing Scheme (TBS)* dan Skema *Production Sharing Contract (PSC Scheme)* pada PSC X. Metode penelitian yang dilakukan adalah studi kepustakaan dan observasi perusahaan melalui data internal dan eksternal perusahaan. Hasil analisis berdasarkan perhitungan keekonomian menyimpulkan bahwa proyek pembangunan kapal FLNG ini memberikan nilai tambah bagi perusahaan baik pada metode TBS maupun dengan skema PSC. Melalui metode TBS diperoleh tingkat pengembalian investasi yang lebih besar dibandingkan dengan skema PSC karena adanya faktor pembayaran biaya bunga yang dijadikan prioritas dalam *cost recovery*. Analisis sensitivitas memperlihatkan bahwa harga jual LNG yang mengacu kepada harga minyak merupakan variabel yang paling sensitif. Selain itu analisis juga dilakukan pada alternatif pendanaan dengan menggunakan skema *leasing* yang juga memberikan kontribusi yang tinggi bagi perusahaan namun perlu diperhatikan akan adanya peraturan mengenai kepemilikan aset yang tidak dapat dimiliki oleh pemerintah, besarnya tingkat pengembalian yang diharapkan perusahaan *leasing* serta kemampuan perusahaan *leasing* untuk mendanai proyek pembangunan kapal FLNG.

Kata Kunci :

*Trustee borrowing scheme, project finance, cost recovery, production sharing contract, analisis keekonomian.*



## **ABSTRACT**

*Name* : Lita Liana  
*Study Program* : Master of Management  
*Title* : Analysis of Financing Method  
Trustee Borrowing Scheme (TBS) : A Case Study on  
Production Sharing Contract (PSC) X

*This thesis analyzes financing methods of floating LNG (FLNG) by comparing the Trustee Borrowing Scheme (TBS) and Production Sharing Contract (PSC Scheme) in PSC X. The research method uses literatur study and company's observation through internal and external data provided. The analysis results the development project of FLNG add value to the company both on TBS and PSC Scheme. The value of project in TBS is higher than PSC Scheme mainly due to interest cost and loan payment prioritization. In addition, sensitivity analysis shows that LNG sales price which index to oil price is the most sensitive variable. This thesis also analyzes an alternative financing method which is a lease scheme. The lease scheme gives higher contribution to the company compare to TBS however the application of the scheme obstructed by the regulation that for asset leased it will not become the property of Government of Indonesia, IRR expected by the leasing company and also capability of leasing company in financing this FLNG project.*

*Key words :*  
*Trustee borrowing scheme, project finance, cost recovery, production sharing contract, economic analysis.*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR RUMUS.....	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiv
<b>1. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Permasalahan.....	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	4
1.4 Manfaat Penelitian.....	4
1.5 Metode Penelitian.....	5
1.6 Sistematika Pembahasan.....	6
<b>2. LANDASAN TEORI.....</b>	<b>8</b>
2.1 Penganggaran Modal.....	8
2.2 Proyeksi Arus Kas.....	8
2.3 Biaya Modal ( <i>Cost of Capital</i> ).....	11
2.4 Teknik Dalam Melakukan Penganggaran Modal.....	12
2.4.1 <i>Net Present Value</i> (NPV).....	12
2.4.2 <i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	14
2.4.3 <i>Profitability Index</i> (PI).....	15
2.4.4 <i>Payback Period</i> .....	16
2.5 <i>Project Finance</i> .....	16
2.5.1 Jenis Risiko Yang Ada Pada <i>Project Finance</i> .....	18
2.5.2 Jenis-jenis Model <i>Project Finance</i> .....	21
2.6 Bisnis dan Pendanaan LNG di Indonesia.....	28
2.6.1 Konsep <i>Production Sharing Contract</i> .....	29
2.6.2 Pendanaan LNG Di Indonesia.....	32
<b>3. PROFIL INDUSTRI DAN PERUSAHAAN.....</b>	<b>34</b>
3.1 Profil Industri.....	34
3.1.1 Sektor Gas.....	37
3.1.2 Sektor Minyak.....	38
3.2 <i>Liquified Natural Gas</i> (LNG).....	39
3.2.1 <i>LNG Value Chain</i> .....	40
3.3 Profil Perusahaan.....	44
3.4 Konsep Bagi Hasil di PSC X.....	48
3.5 Proyek Pembangunan Kapal FLNG.....	50
<b>4. ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>54</b>
4.1 Analisis Kondisi Makro Ekonomi Indonesia.....	54
4.1.1 Analisis Kebijakan Pemerintah Akan Harga Jual Gas.....	55

4.2	Analisis Keuangan Proyek.....	56
4.2.1	Periode Proyeksi Arus Kas.....	56
4.2.2	Estimasi Pendapatan.....	56
4.2.3	Estimasi Biaya-biaya Yang Akan Dikeluarkan Oleh Perusahaan.....	57
4.2.3.1	Biaya <i>Overhead</i> dan Biaya Desain Kapal.....	57
4.2.3.2	Biaya Operasional.....	57
4.2.3.3	Biaya Pra Operasional Perusahaan.....	58
4.2.3.4	Biaya <i>Abandonment</i> dan Restorasi.....	58
4.2.3.5	Pajak Pertambahan Nilai.....	59
4.2.3.5	<i>Parent Company Overhead</i> (PCO).....	60
4.2.4	Estimasi Investasi Awal.....	61
4.3	Analisis Proyeksi Arus Kas.....	62
4.3.1	Harga Jual.....	62
4.3.2	Struktur Permodalan.....	62
4.3.3	Pajak.....	63
4.3.4	<i>Discount Rate/Required Rate of Return</i> .....	63
4.3.5	Aliran Kas pada TBS.....	64
4.3.6	Aliran Kas pada Skema PSC.....	65
4.4	Pembahasan Analisis Keekonomian Proyek untuk Pendanaan dengan TBS dan Skema PSC.....	66
4.4.1	Analisis Sensitivitas.....	70
4.4.1.1	Jangka Waktu Kontrak Bagi Hasil.....	71
4.4.1.2	Alokasi Penjualan untuk Pasar Domestik.....	72
4.4.1.3	Harga Jual LNG dan Kondensat.....	73
4.4.1.4	Biaya Kapital Pembangunan Kapal FLNG.....	74
4.4.1.5	Biaya Operasional.....	75
4.4.1.6	Tingkat Suku Bunga Pinjaman.....	76
4.4.2	Pembahasan Analisis Sensitivitas.....	77
4.4.3	Nilai Keekonomian dengan Metode TBS pada Kondisi Biaya Bunga Yang Tidak Dapat Dikembalikan ( <i>non cost recoverable</i> ) dan Alokasi Penjualan Domestik sebesar 25% dari bagian Kontraktor.....	80
4.4.4	Alternatif Pendanaan dengan menggunakan Skema <i>Leasing</i> .....	82
4.4.5	Komponen Biaya <i>Leasing</i> dan Perlakuan <i>Leasing</i> pada Konsep Bagi Hasil.....	82
4.4.6	Hasil Analisis Keekonomian Alternatif Pendanaan dengan Skema <i>Leasing</i> .....	83
<b>5.</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>87</b>
	<b>DAFTAR REFERENSI.....</b>	<b>92</b>

## DAFTAR TABEL

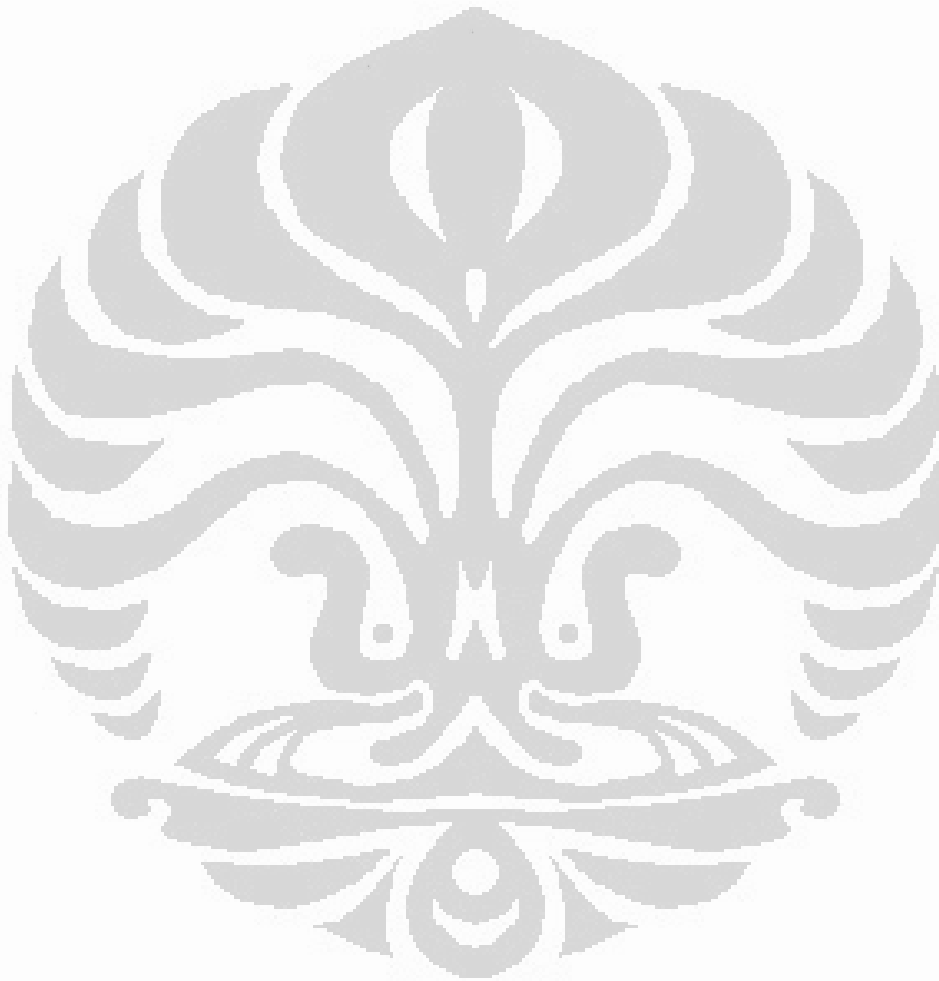
Tabel 1.1	Daftar Beberapa Proyek Pembangunan LNG dengan Metode Pendanaan Menggunakan TBS .....	2
Tabel 3.1	Produksi dan Nilai Ekspor LNG di Indonesia tahun 2010 .....	36
Tabel 3.2	Daftar Proyek yang dilakukan oleh INPEX.....	53
Tabel 4.1	Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan TBS.....	67
Tabel 4.2	Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan Skema PSC.....	68
Tabel 4.3	Perbandingan Arus Kas dan Hasil Keekonomian antara Pendanaan dengan TBS dan Skema PSC .....	69
Tabel 4.4	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Jangka Waktu Kontrak Bagi Hasil.....	71
Tabel 4.5	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Alokasi Penjualan untuk Pasar Domestik.....	73
Tabel 4.6	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Harga Jual LNG dan Kondensat.....	74
Tabel 4.7	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Biaya Kapital untuk Pembangunan Kapal FLNG.....	75
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Biaya Operasional.....	76
Tabel 4.9	Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Tingkat Suku Bunga Pinjaman.....	77
Tabel 4.10	Ranking Sensitivitas Dilihat dari NPV.....	78
Tabel 4.11	Ranking Sensitivitas Dilihat dari IRR.....	79
Tabel 4.12	Hasil Keekonomian dengan TBS pada Kondisi Biaya Bunga Yang Tidak Dapat Dikembalikan dan Alokasi Penjualan Domestik sebesar 25% dari bagian Kontraktor.....	81
Tabel 4.13	Penggunaan FPSO dan FSO di Indonesia.....	82
Tabel 4.14	Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan Skema <i>Leasing</i> .....	84

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Metode Penelitian.....	5
Gambar 2.1	Skema <i>Advanced Payment Model</i> .....	22
Gambar 2.2	Skema <i>BOT Model</i> .....	24
Gambar 2.3	<i>Trustee Borrowing Scheme</i> .....	25
Gambar 2.4	Skema <i>Leveraged Leased Model</i> .....	27
Gambar 2.5	Diagram Alur PSC.....	31
Gambar 2.6	Diagram Alur TBS pada Tangguh LNG.....	32
Gambar 3.1	Cadangan Gas Bumi di Indonesia tahun 2010.....	35
Gambar 3.2	Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi di Indonesia tahun 2010.....	35
Gambar 3.3	Kapal Pengangkut LNG.....	42
Gambar 3.4	Terminal Regasifikasi.....	44
Gambar 3.5	Wilayah Kerja PSC B dan Unit C.....	45
Gambar 3.6	Wilayah Kerja PSC D.....	46
Gambar 3.7	Wilayah Kerja PSC E.....	47
Gambar 3.8	Wilayah Kerja PSC.....	48
Gambar 4.1	Aliran Kas pada Metode TBS.....	65
Gambar 4.2	Aliran Kas pada Skema PSC.....	66
Gambar 4.3	Sensitivitas NPV Kontraktor terhadap IRR Perusahaan <i>Leasing</i> .....	85
Gambar 4.4	Sensitivitas IRR Kontraktor terhadap IRR Perusahaan <i>Leasing</i> .....	85

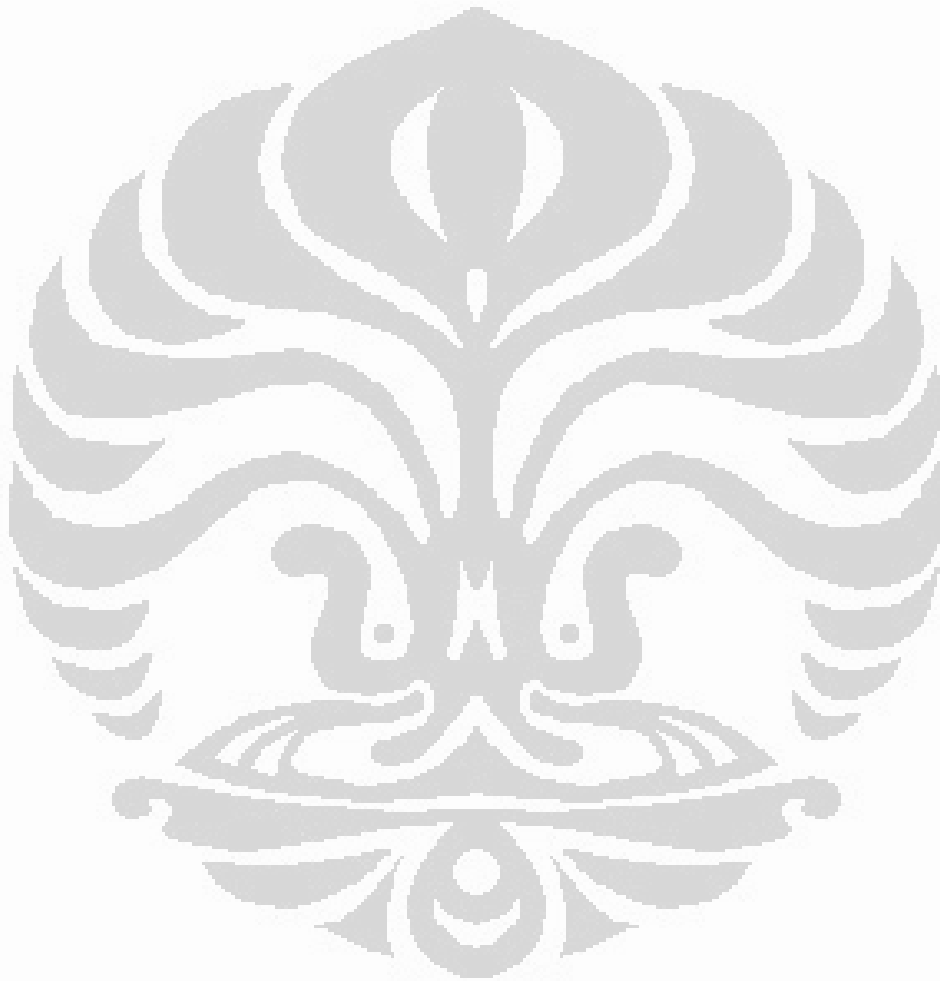
## DAFTAR RUMUS

Rumus 2.1	<i>Capital Asset Pricing Model (CAPM)</i> .....	11
Rumus 2.2	<i>Weighted Average Cost of Capital (WACC)</i> .....	12
Rumus 2.3	<i>Net Present Value (NPV)</i> .....	13
Rumus 2.4	<i>Internal Rate of Return (IRR)</i> .....	14
Rumus 2.5	<i>Profitability Index (PI)</i> .....	15
Rumus 2.6	<i>Contractor Entitlement</i> .....	31



## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Daftar Istilah dan Singkatan.....	94
Lampiran 2	Detail Arus Kas Proyek Pembangunan Kapal FLNG dengan TBS.....	99
Lampiran 3	Detail Arus Kas Proyek Pembangunan Kapal FLNG dengan Skema PSC.....	115
Lampiran 4	Detail Arus Kas Proyek Pembangunan Kapal FLNG dengan Skema <i>Leasing</i> .....	131



# BAB 1 PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

*Liquefied Natural Gas (LNG)* merupakan bentuk cair dari gas alam dimana banyak digunakan oleh masyarakat untuk kegiatan memasak, memanaskan dan untuk menghasilkan listrik dari stasiun listrik. Indonesia merupakan negara penghasil LNG terbesar di dunia, dimana nilai eksportnya adalah sekitar satu per lima dari total volume sedunia di tahun 2002. Dari sisi persediaan, pasar LNG di Jepang dan Asia Pasifik lainnya secara bertahap akan mengurangi rasa sesak dari pertengahan atau akhir 2010 karena sejumlah proyek LNG baru yang diharapkan mulai berproduksi. Salah satu proyek LNG dengan menggunakan *Floating LNG (FLNG)* di Indonesia sedang dievaluasi oleh PSC X bersama BP Migas selaku Manajemen PSC. FLNG merupakan integrasi antara dua teknologi yang telah teruji yaitu *Onshore LNG Plant* dan *Liquid Production Gas Floating Production, Storage and Offloading (LPG FPSO)*. Secara komersial dan financial cara pendanaan FLNG sangatlah menantang karena dana yang dibutuhkan cukup besar serta pengerjaan FLNG sendiri yang cukup memakan waktu dan berpengaruh pada hasil keekonomian proyek FLNG.

Berdasarkan Undang Undang Minyak dan Gas No. 22 Tahun 2001, disebutkan bahwa BP Migas melaksanakan dan bertanggung jawab atas manajemen operasional dan disebutkan pula ruang lingkup Kontraktor untuk menyediakan semua dana, teknis dan keahlian untuk pelaksanaan operasional *Production Sharing Contract (PSC)*. Melalui skema PSC (Skema Kontrak Bagi Hasil), Kontraktor membiayai kegiatan eksplorasi dan pengembangan dan berhak atas pengembalian biaya-biaya tersebut (*cost recovery*) sebelum minyak atau gas tersebut dibagi dengan pemerintah. Konsep skema PSC ini diperkenalkan pada tahun 1971 dan masih berlaku hingga saat ini pada industri migas. Secara khusus dalam proyek LNG (industri hilir Migas) terjadi evolusi dari skema PSC menjadi sistem pendanaan yang dikenal sebagai *Trustee Borrowing Scheme (TBS)*. Pada TBS, seluruh hasil penjualan LNG akan dikirimkan langsung kepada *Offshore*



*Trustee* dan pembayaran pinjaman kepada *Lender* ditentukan sekian persen dari pendapatan LNG dan merupakan prioritas yang pertama kali dibayarkan sebelum pengembalian biaya-biaya operasional lainnya. Perbedaan *cash flow waterfall* antara TBS dengan skema PSC memberikan hasil yang cukup signifikan dalam hal keekonomian proyek FLNG baik bagi Kontraktor maupun bagi Pemerintah (dalam hal ini adalah BP Migas).

PSC X adalah kontraktor minyak dan gas bumi di Blok ABC bertindak selaku operator pertama kali di Indonesia. Adapun konsep FLNG merupakan yang pertama kali dilakukan di Indonesia. Pemilihan konsep FLNG secara teknis telah dilakukan berdasarkan studi secara mendalam oleh PSC X. Dari sisi keuangan khususnya *project financing*, metode TBS telah dipakai oleh Pertamina pada tahun 1988 untuk memfasilitasi pendanaan pengeluaran kapital yang besar untuk Bontang *Plant* yang berlokasi di Kalimantan Timur. Sejak saat itu, semua LNG *Plant* di Indonesia didanai dengan skema yang sama.

Secara internasional, TBS telah dipergunakan di beberapa proyek pembangunan terminal LNG seperti pada tabel di bawah ini :

**Tabel 1.1. Daftar beberapa proyek pembangunan LNG dengan metode pendanaan menggunakan TBS**

Nama Proyek	Negara	Joint Venture - Kepemilikan	Waktu Proyek
Ras Laffan	Qatar	Mobil Corp - 26.5% Qatar General Petroleum Corp. (QGPC) - 66,5% Nissho Iwai - 3% Itochu - 4%	1996
Qatar Gas II	Qatar	Qatar Petroleum (QP) - 70% ExxonMobil - 30%	2004
PNG - LNG	Papua New Guinea	ExxonMobil - 33.2% Oil Search - 29.0% State Participants - 19.6% Santos - 13.5% Nippon Oil/JPP - 4.7%	2009

Sumber : <http://www.lngpedia.com/resources/lng-project-financing-funding>

Berdasarkan data yang ada sejak tahun 1988 beberapa bank komersial telah berkomitmen sekitar US\$2 milyar dan JBIC sekitar US\$ 1.4 milyar memberikan pendanaan dalam bentuk utang kepada proyek LNG di Indonesia dengan menggunakan TBS. Atas informasi tersebut, jelas terlihat bahwa *Lender* sangat nyaman memberikan pinjaman dalam bentuk pendanaan dengan TBS.

Sejak berlakunya UU Migas No. 22 Tahun 2001, yang mengatur terbentuknya BP Migas sebagai badan indepen yang melakukan pengawasan terhadap industri migas menggantikan Pertamina, BP Migas pertama kali memberikan persetujuan penggunaan TBS kepada Tangguh PSC pada tahun 2004. Selanjutnya, untuk memperbaiki tingkat pengembalian hasil bagi pemerintah, muncul beberapa peraturan tentang biaya-biaya yang dapat dan tidak dapat dikembalikan. Dalam metode TBS terdapat biaya-biaya yang berhubungan dengan kegiatan pendanaan yang salah satunya menjadi komponen biaya yang tidak dapat dikembalikan.

Adapun penggunaan TBS bagi suatu pendanaan proyek LNG yang baru mendapat tantangan persetujuan dari pihak Pemerintah dimana saat ini kewenangan pemberian persetujuan pendanaan proyek LNG tidak lagi dipegang oleh BP Migas namun Menteri Keuangan.

## **1.2 Rumusan Permasalahan**

Berdasarkan latar belakang permasalahan tersebut, pertanyaan penelitian dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Apakah perbedaan hasil keekonomian untuk proyek pembangunan kapal FLNG yang diperoleh antara TBS dibandingkan dengan skema PSC bagi perusahaan?
2. Faktor-faktor apa saja yang dapat membuat proyek pembangunan kapal FLNG ini menjadi kurang ekonomis dan sejauh mana faktor-faktor tersebut dapat diatasi oleh Perusahaan?

3. Apakah terdapat alternatif pendanaan lain untuk proyek pembangunan kapal FLNG selain TBS dan skema PSC yang dapat dipergunakan oleh perusahaan?

### 1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang masalah dan rumusan permasalahan yang disebutkan di atas, penelitian ini diadakan untuk mencapai beberapa tujuan sebagai berikut :

1. Untuk mengetahui hasil analisis keekonomian proyek pembangunan kapal FLNG dengan metode pendanaan dengan TBS dibandingkan dengan skema PSC.
2. Untuk mengetahui faktor-faktor yang dapat membuat proyek pembangunan kapal FLNG ini menjadi kurang ekonomis dan mengetahui cara Perusahaan untuk mengatasi hal tersebut.
3. Untuk mengetahui hasil analisis keekonomian proyek pembangunan kapal FLNG dengan metode pendanaan alternatif lain selain TBS dan skema PSC.

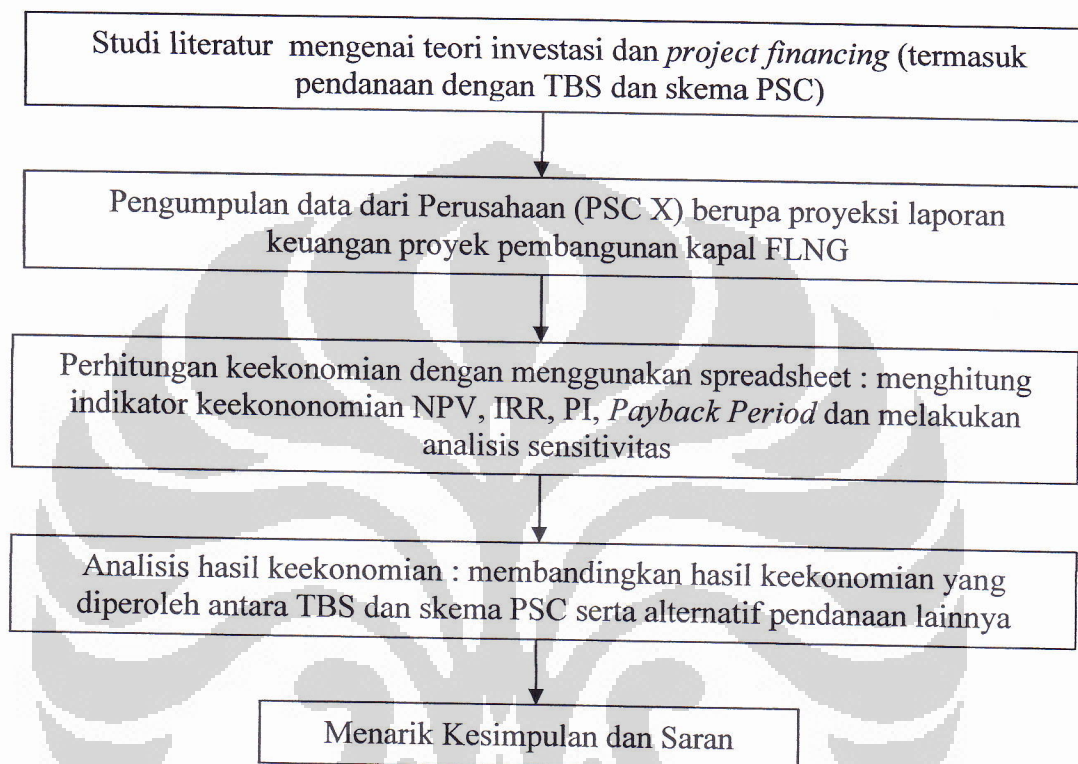
### 1.4 Manfaat Penelitian

Dari hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

- Menambah pandangan dan masukan bagi perkembangan dan penilaian terhadap metode pendanaan secara umum dan khususnya pendanaan yang berkaitan dengan *project financing* dalam industri minyak dan gas bumi.
- Menyediakan informasi bagi manajemen PSC X, untuk membantu mengidentifikasi faktor-faktor yang dapat mempengaruhi keekonomian proyek pembangunan kapal FLNG.
- Memberikan pandangan dan masukan kepada Pemerintah (BP Migas/Kementerian Energi Sumber Daya Manusia) dalam menciptakan iklim yang kondusif bagi pendanaan proyek LNG di Indonesia.

## 1.5 Metode Penelitian

Agar penelitian yang dilakukan terstruktur dan sistematis, metode penelitian yang digunakan dijelaskan dalam diagram alir (*flowchart*) sebagai berikut :



**Gambar 1.1 Diagram Alir Metode Penelitian**

Sumber : Data olahan penulis

Proses penelitian dimulai dengan melakukan studi literatur mengenai teori investasi dan *project financing* dengan memanfaatkan bahan kuliah yang didapat selama ini, makalah, jurnal, dan studi dari lembaga keuangan yang dimuat di media. Setelah itu dilanjutkan dengan melakukan studi literatur mengenai TBS dan skema PSC serta alternatif pendanaan lain khususnya pada industri migas.

Tahap berikutnya adalah mengumpulkan data kualitatif yang diperoleh dari PSC X sebagai data utama untuk perhitungan analisis keekonomian seperti total cadangan minyak dan gas bumi, laju produksi gas/LNG, biaya proyek, harga gas dan minyak bumi, *discount rate*, metode depresiasi, dan lain sebagainya. Data

kualitatif yang dikumpulkan adalah data dengan dasar perhitungan di akhir tahun 2010.

Proses berikutnya adalah melakukan analisis perhitungan keekonomian dengan perhitungan arus kas beserta *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *Profitability Index (PI)* dan *Payback Period* dengan menggunakan aplikasi komputer (*spreadsheet*) yang dilakukan menurut ketentuan yang berlaku pada kontrak bagi hasil. Pada proses ini juga dilakukan analisis sensitivitas faktor-faktor yang mempengaruhi hasil keekonomian antara lain harga jual LNG, perpanjangan masa kontrak bagi hasil, alokasi pasar untuk domestik, biaya kapital, biaya operasional dan tingkat suku bunga pinjaman.

Proses selanjutnya adalah menganalisis hasil keekonomian tersebut dan kemudian proses terakhir menarik kesimpulan dan saran.

## **1.6 Sistematika Pembahasan**

Pembahasan ini dibagi menjadi 5 bab, dilengkapi dengan abstrak dan lampiran-lampiran yang diperlukan. Kerangka penelitian ini memiliki sistematika penelitian sebagai berikut :

### **Bab 1 Pendahuluan**

Bab ini memberikan gambaran mengenai latar belakang, tujuan, metode dan sistematika penelitian karya akhir.

### **Bab 2 Landasan Teori**

Bab ini mencakup bahan-bahan teori yang berhubungan dengan masalah pada karya akhir ini. Uraian teori meliputi industri migas khususnya LNG, teori keputusan investasi dengan analisis keekonomian dengan menghitung *NPV*, *IRR*, *PI* dan *Payback Period*, teori pendanaan khususnya mengenai *project financing*.

### Bab 3 Profil Industri dan Perusahaan

Bab ini menguraikan lingkungan industri migas dilihat dari sektor minyak, gas dan LNG dari sisi hilir. Selain itu akan menjelaskan mengenai sejarah singkat perusahaan, bisnis perusahaan, jenis-jenis proyek serta pendanaan yang telah dilakukan oleh perusahaan dan uraian tentang proyek pembangunan kapal LNG yang akan dilakukan.

### Bab 4 Analisis dan Pembahasan

Bab ini akan menganalisis dan membahas perhitungan dari *NPV*, *IRR*, *PI* dan *Payback Period* sebagai analisis keekonomian proyek yang sering digunakan. Selanjutnya akan dibahas perbedaan hasil keekonomian tersebut antara TBS dengan skema PSC dari sisi Perusahaan serta alternatif skema pendanaan lainnya yang dapat digunakan oleh Perusahaan. Selain itu bab ini juga akan menganalisis faktor-faktor yang mempengaruhi nilai keekonomian proyek tersebut dari sisi Perusahaan.

### Bab 5 Kesimpulan dan Saran

Bab ini berisi kesimpulan dan saran atas penelitian yang dilakukan untuk kepentingan perusahaan dan rencana pendanaan proyek tersebut.

## BAB 2 LANDASAN TEORI

### 2.1 Penganggaran Modal

Penganggaran modal adalah proses pengambilan keputusan untuk menerima atau menolak suatu proyek (Ross *et al.*, 2009) Penganggaran modal juga merupakan proses untuk menganalisis investasi dalam suatu proyek dengan tujuan mencapai kesejahteraan bagi para pemegang saham. Kesejahteraan pemegang saham dapat maksimal dengan meningkatkan kekayaan perusahaan dan hal tersebut dapat dicapai jika keuntungan yang diperoleh dari suatu investasi akan melebihi biaya yang dikeluarkan baik sebelum, saat memulai dan setelah investasi. Penganggaran modal dilakukan dengan mempertimbangkan konsep *time value of money*, bahwa nilai yang diterima di masa mendatang lebih kecil dibandingkan dengan nilai pada saat ini.

Pada saat perusahaan memiliki uang tunai lebih maka akan ada dua tindakan yaitu membayarkan uang tunai tersebut sebagai dividen yang kemudian dipergunakan oleh pemegang saham untuk membeli *finansial asset* atau perusahaan dapat menginvestasikan uang tunai tersebut ke suatu proyek (Ross *et al.*, 2009). Perusahaan akan memutuskan alternatif yang akan diambil berdasarkan tingkat pengembalian yang tertinggi yang diharapkannya. Tingkat pengembalian disebut juga *discount rate* dan penentuan *discount rate* merupakan hal yang tidak mudah. Pada umumnya, *discount rate* yang digunakan adalah biaya modal (*cost of capital*) atau menggunakan tingkat pengembalian yang diinginkan (*expected rate of return*). *Discount rate* sering juga disebut sebagai "opportunity cost" karena investasi pada proyek mengambil kesempatan para pemegang saham untuk dapat menginvestasikan dividen dalam bentuk aset finansial.

### 2.2 Proyeksi Arus Kas

Proses penganggaran modal didasarkan pada perhitungan berbagai ukuran dari perkiraan arus kas. Proyeksi arus kas dari suatu investasi proyek melibatkan

penggunaan asumsi akan masa depan, oleh karenanya ketepatan pengambilan keputusan akan penganggaran modal sangat ditentukan oleh keakuratan proyeksi arus kas proyek tersebut (Damodaran, 2000)

Arus kas suatu proyek memiliki pola konvensional yang melibatkan tiga komponen dasar (Gitman, 2006) yaitu :

- a. Investasi Awal (*Initial Investment*). Investasi awal adalah arus kas keluar yang relevan bagi suatu proyek pada tahun ke nol. Investasi awal berupa *capital expenditure* ini akan didepresiasi pada tahun-tahun berikutnya.
- b. Arus kas operasi (*Operating Cash Inflows*). Arus kas operasi adalah *incremental* arus kas masuk setelah pajak yang dihasilkan dari suatu proyek selama umur ekonomis proyek tersebut.
- c. Arus kas pada akhir masa proyek (*Terminal Cash Flow*). Arus kas pada akhir masa proyek adalah arus kas non operasi setelah pajak yang muncul di tahun terakhir suatu proyek dan biasanya berkaitan dengan likuidasi suatu proyek.

Proyeksi arus kas pada proyek yang berkaitan dengan energi akan dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

- a. Penentuan harga

Harga yang akan disetujui baik oleh pembeli dan pemasok sangatlah penting dalam menentukan arus kas. Dalam hal proyek energi khususnya LNG formulasi harga menggunakan beberapa sistem dalam industri minyak dan gas yaitu (Miranda, 2001):

- Harga disetujui per kapasitas gas yang ada tidak melihat apakah akan digunakan atau tidak
- Harga didasari atas harga per unit gas yang akan dikirim
- Harga ditambah dengan biaya-biaya yang berhubungan
- Harga berasal dari nilai penggantian gas atas barang penggantinya di pasaran.



Baik pembeli dan penjual akan menandatangani suatu perjanjian yang akan mengatur lebih lanjut mengenai penentuan harga dalam suatu proyek energi yang disebut *Gas Sales Agreement (GSA)* atau pada proyek energi LNG disebut *Sale and Purchase Agreement (SPA)*. Masing-masing pihak harus dapat mendesain formula harga yang dapat mengatasi perubahan pasar di masa mendatang. Struktur harga harus merefleksikan perubahan pada biaya produksi gas, nilai uang, nilai tukar, pajak, harga dari produk saingan atau variabel lainnya.

b. Permintaan dan Penawaran Pasar

Tingginya populasi dan berkembangnya ekonomi menjadi penyebab utama meningkatnya permintaan energi secara global, konsumsi gas diharapkan memakan seperempat dari total konsumsi global energi sampai dengan tahun 2030, dari sekitar 20% saat ini (Kumar *et al.*, 2011). Sementara penawaran pasar oleh perusahaan gas menggunakan berbagai *tools* dalam menyelaraskan variasi serta fluktuasi dalam permintaan gas terhadap penawaran gas yang terbatas. Liberalisasi pasar mengubah pandangan tradisional dan membawa pendekatan faktor pendorong pasar yang baru menjadi lebih fleksibel (Kumar *et al.*, 2011).

c. Biaya pengangkutan

Dalam bisnis LNG idealnya LNG tersebut diangkut dengan menggunakan tanker *cryogenic* melalui darat, kapal dan gerbong kereta. Lebih lanjut pengurangan biaya dalam rantai LNG mulai dicapai dalam beberapa tahun belakang (Gandolphe, 2005). Turunnya harga tanker dalam dekade terakhir serta turunnya biaya untuk likuifaksi LNG membuat proyek LNG menjadi lebih *feasible* dan lebih kompetitif pada pasar (Shukri, 2004) Kebanyakan cadangan-cadangan gas yang belum dikembangkan berada jauh dari pasar negara-negara berkembang dan hal ini menjadi jelas bahwa LNG akan memainkan peranan yang penting dalam membawa gas tersebut kepada pasar pada saat jarak atau halangan alam lainnya membuat penggunaan transportasi pipa menjadi tidak mungkin (Kumar *et al.*, 2011)

### 2.3 Biaya Modal (*Cost of Capital*)

Investasi pada suatu proyek membutuhkan dana untuk pelaksanaannya dimana dapat diperoleh baik melalui pendanaan oleh perusahaan sendiri maupun melalui dana pihak ketiga. Oleh karena itu diperlukan suatu analisis untuk mengetahui biaya modal yang digunakan oleh perusahaan. Dalam melakukan penganggaran modal suatu proyek, analisis untuk mengetahui biaya modal sangatlah penting karena tinggi atau rendahnya biaya modal akan mempengaruhi kelayakan proyek tersebut secara finansial. Biaya modal dapat dijelaskan sebagai tingkat pengembalian minimum yang harus diperoleh perusahaan dalam melaksanakan proyek untuk dapat menjaga nilai pasar dan tetap bertahan pada bisnisnya (Gitman, 2006).

Sumber pendanaan untuk pelaksanaan proyek dapat diperoleh dari berbagai macam sumber dengan tingkat biaya modal yang berbeda-beda. Perusahaan dapat menggunakan seluruh dana dari perusahaan sendiri (*unlevered*) maupun mengkombinasikan dana perusahaan dengan sebagian pendanaan dari pihak ketiga dalam bentuk utang (*levered*). Pada perusahaan yang menggunakan dana perusahaan sendiri, maka tingkat pengembalian yang diharapkan biasanya dihitung dengan metode *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) yang merupakan tingkat pengembalian dari saham perusahaan dengan asumsi bahwa tingkat risiko proyek sama dengan tingkat risiko perusahaan. Rumus CAPM dijabarkan sebagai berikut (Ross *et al.*, 2009:342) :

$$R_S = R_F + \beta \times (R_M - R_F) \quad (2.1)$$

Dimana :

$R_S$	= Tingkat pengembalian yang diharapkan perusahaan
$R_F$	= <i>Risk Free Rate</i>
$\beta$	= Beta perusahaan
$R_M - R_F$	= <i>Market Risk Premium</i>

Sedangkan pada perusahaan yang menggunakan utang dalam struktur pendanaan proyek maka digunakan metode *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* yang mengkombinasi biaya-biaya modal yang ada pada proyek tersebut (Ross *et al.*, 2009). Perhitungan WACC dapat diformulasikan sebagai berikut (Ross *et al.*, 2009:353) :

$$R_{WACC} = \frac{S}{B+S} \times R_S + \frac{B}{S+B} \times R_B \times (1 - t_C) \quad (2.2)$$

Dimana :

- $\frac{S}{B+S}$  = Proporsi pendanaan dengan menggunakan modal sendiri  
 $\frac{B}{S+B}$  = Proporsi pendanaan dengan menggunakan utang  
 $R_S$  = Tingkat pengembalian yang diharapkan pemilik modal (*cost of equity*)  
 $R_B$  = Tingkat suku pinjaman utang (*cost of debt*)  
 $t_C$  = Tingkat pajak

## 2.4 Teknik Dalam Melakukan Penganggaran Modal

Dalam melakukan perhitungan penganggaran modal, terdapat beberapa indikator yang digunakan untuk menarik kesimpulan bahwa investasi jangka panjang pada suatu proyek layak untuk dilakukan.

### 2.4.1 *Net Present Value (NPV)*

*Net Present Value* didefinisikan sebagai *present value* dari *net cash flow* atau dapat diartikan sebagai perbedaan dari *present value* penerimaan di masa yang datang dikurangi dengan *present value* biaya yang dikeluarkan (Ross *et al.*, 2009).

Beberapa hal yang perlu diperhatikan pada saat menghitung NPV adalah :

- a. Perhitungan NPV menggunakan arus kas bukan pendapatan. NPV lebih melihat arus kas pada masa proyek sedangkan akuntansi lebih melihat pendapatan.

- b. Perhitungan NPV menggunakan *discount rate* tertentu untuk mendiskontokan arus kas.
- c. Perhitungan NPV menganalisis arus kas proyek yang bersangkutan bukan satu perusahaan secara keseluruhan.

Konsep NPV dapat ditulis dalam persamaan matematika sebagai berikut (Ross *et al.*, 2009:162) :

$$NPV = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (2.3)$$

dimana :

$CF_t$  = arus kas bersih yang diharapkan pada periode t

r = *cost of capital* proyek atau *discount rate*

t = pada akhir tahun ke – t

n = umur proyek

$CF_0$  = arus kas bersih pada tahun ke nol

Keunggulan dan kelemahan cara perhitungan dengan NPV (Ross *et al.*, 2009 dan Gitman, 2006) adalah sebagai berikut :

Keunggulan :

- Berasumsi bahwa arus kas *intermediate* yang dihasilkan diinvestasikan kembali pada *cost of capital* perusahaan (secara teoritis lebih disukai).
- Nilai dari perusahaan merupakan gabungan dari nilai-nilai yang diperoleh dari beberapa proyek dalam perusahaan. Oleh karena itu NPV disebut sebagai suatu nilai tambah bagi perusahaan.

Kelemahan :

- Secara praktis, penggunaan NPV kurang intuitif karena diekspresikan dalam bentuk pengembalian dolar (jumlah uang) bukan *rate of return*.

### 2.4.2 Internal Rate of Return (IRR)

Indikator lainnya dalam menilai kelayakan proyek adalah *Internal Rate of Return* atau disingkat dengan IRR. Menurut Ross *et al.* (2009) IRR menyediakan satu angka yang meringkas tingkat pengembalian suatu perusahaan, oleh karena itu disebut *Internal Rate of Return* yang artinya adalah angka tersebut merupakan internal atau intrinsik bagi proyek dan tidak tergantung pada tingkat bunga yang berlaku namun hanya, melihat dari arus kas proyek.

Dalam membandingkan beberapa proyek yang independen dengan *cost of capital* yang sama, maka proyek-proyek tersebut dapat diterima jika mempunyai IRR yang lebih besar dari *cost of capital*. Namun jika proyek-proyek tersebut bersifat *mutually exclusive*, maka yang dipilih adalah proyek yang memiliki NPV yang terbesar.

Konsep IRR dapat ditulis dalam persamaan matematika sebagai berikut (Ross *et al.*, 2009:169) :

$$-CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.4)$$

dimana :

$CF_t$  = arus kas bersih yang diharapkan pada periode t

r = IRR

t = pada akhir tahun ke - t

n = umur proyek

$CF_0$  = arus kas bersih pada tahun ke nol

Keunggulan dan kelemahan cara perhitungan dengan IRR (Ross *et al.*, 2009 dan Gitman, 2006) adalah sebagai berikut :

Keunggulan :

- Secara praktis lebih disukai karena pada umumnya para pebisnis melihat *rate of return* dibandingkan dengan *actual dollar return*.

- Mudah untuk dimengerti dan dikomunikasikan.

Kelemahan :

- Pada proyek yang pola arus kasnya non konvensional (pengeluaran awal yang diikuti dengan kumpulan pemasukan dan pengeluaran kas) dapat menghasilkan *multiple* IRR.
- Dapat membawa kepada keputusan yang kurang benar dalam perbandingan investasi yang *mutually exclusive*.

### 2.4.3 Profitability Index (PI)

*Profitability Index* adalah ratio *present value* dari arus kas di mana mendatang setelah investasi awal dibagi dengan nilai investasi awal (Ross *et al.*, 2009).

Dalam persamaan matematika dapat ditulis sebagai berikut (Ross *et al.*, 2009:181)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{CF_0} \quad (2.5)$$

dimana :

$CF_t$  = arus kas bersih yang diharapkan pada periode t

r = *cost of capital* proyek atau *discount rate*

t = pada akhir tahun ke - t

n = umur proyek

$CF_0$  = arus kas bersih pada tahun ke nol

Keunggulan dan kelemahan cara perhitungan dengan PI (Ross *et al.*, 2009 dan Gitman, 2006) adalah sebagai berikut :

Keunggulan :

- Berguna sebagai *capital rationing* pada saat perusahaan memiliki dana yang terbatas untuk melakukan beberapa proyek.

Kelemahan :

- Dapat membawa kepada keputusan yang kurang benar dalam perbandingan dari investasi yang *mutually exclusive*.

#### **2.4.4 Payback Period**

*Payback period* adalah waktu yang dibutuhkan perusahaan untuk dapat mengembalikan seluruh nilai investasi yang dilakukan. *Payback period* dapat dihitung dengan membagi total arus kas keluar dengan aliran kas masuk bersih (Ross *et al.*, 2009). Proyek yang memiliki waktu pengembalian (masa *payback*) yang singkat merupakan proyek yang layak untuk dilaksanakan. Hal ini didasari dengan pertimbangan karena semakin cepat investasi kembali, akan semakin kecil risikonya. Selain itu dengan tingkat pengembalian yang cepat dibandingkan jangka waktu pengembalian pinjaman, maka perusahaan akan memiliki kemudahan dalam melakukan pembayaran utang.

Keunggulan dan kelemahan cara perhitungan dengan *Payback Period* (Ross *et al.*, 2009 dan Gitman, 2006) adalah sebagai berikut :

Keunggulan :

- Digunakan sebagai *risk exposure* bahwa dengan semakin lama *payback period* suatu proyek maka semakin besar tingkat risiko yang harus dihadapi oleh perusahaan.

Kelemahan :

- Dapat menolak investasi yang memiliki nilai NPV yang positif karena bersifat subyektif terhadap satu angka saja, tidak melihat berdasarkan *discounted cash flow* sehingga tidak dapat melihat kontribusi nilai tambah proyek bagi perusahaan.

#### **2.5 Project Finance**

*Project Finance* adalah transaksi yang melibatkan mobilisasi utang, ekuitas, sekumpulan ekuitas, lindung nilai dan bermacam-macam jaminan terbatas melalui

suatu perusahaan yang baru terorganisir, rekanan atau *contractual joint venture* atau disebut *a project vehicle* (Khan, 2003). Terminologi *project finance* dikembangkan oleh para *bankers* untuk mengacu pada metode tertentu untuk memobilisasi *corporate finance*. Proyek yang menggunakan teknik ini adalah proyek yang *highly leveraged* dan didanai oleh *lender* dengan *limited recourse* bagi sponsor. Pada *project finance* sumber pembayaran utang bagi *lender* adalah arus kas yang proyek dan asset lainnya yang menjadi milik *project vehicle*.

Secara luas, *lender* mendanai perusahaan besar dengan melakukan dua hal sebagai berikut (Khan, 2003) :

- a. Pinjaman tradisional didukung dengan kredit dari *corporate balance sheet*. Keputusan meminjamkan didasarkan pada prospek proyek yang akan dibangun dan juga *credit rating* dari perusahaan peminjam.
- b. *Limited recourse loan*. *Limited recourse loan* berarti pendanaan dalam bentuk pemberian pinjaman dengan kewajiban yang terbatas pada komitmen yang pasti dari sponsor. Kata '*limited*' digunakan untuk sekumpulan aset dan atau *performance bonds* yang dapat dicairkan hanya untuk memenuhi risiko konstruksi dan operasi yang telah diidentifikasi dan dinegosiasikan secara spesifik.

Menurut Khan (2003), biasanya dalam suatu *greenfield project*, para peserta *project finance* terdiri atas :

- a. *Sponsor(s)*  
*Project sponsor* dapat terdiri dari satu atau lebih perusahaan. *Sponsor* biasanya sudah terbiasa mengerjakan pembangunan serta pengoperasian fasilitas yang akan dibangun atau dioperasikan.
- b. *Project Vehicle*  
*Sponsor* biasanya membentuk suatu *special purpose vehicle* (SPV) yang terdaftar pada suatu negara *host* untuk tujuan mengimplementasikan dan mengoperasikan proyek. *Sponsor* dibutuhkan untuk membuat investasi kapital pada SPV sesuai dengan terminologi di dalam perjanjiannya. Dalam



hal suatu *corporate joint venture*, *lead sponsor* akan menjadi pimpinan konsorsium dan dalam hal kemitraan akan menjadi mitra yang dominan pada perjanjian *joint operation*.

c. *Construction Contractor*.

*Construction contractor* adalah entitas yang membangun proyek atas *EPC Contract (Engineering, Procurement dan Construction)*.

d. *Lender*.

Beberapa tipe *lender* antara lain :

- *Multilateral dan Bilateral Agencies* contohnya *World Bank, International Finance Corporation, Multilateral Investment Guarantee Agency*.
- *Commercial Lenders* biasanya *private banks*, perusahaan asuransi, *credit corporation* dan lembaga keuangan lainnya.
- *Export Credit Agencies* contohnya *Export Import Bank, Japan Bank for International Cooperation*.
- *Private Placement dan Bond Market*. Penghimpunan dana melalui penerbitan surat utang kepada publik.

e. *Insurance Provider*.

*Project Sponsor* akan memperoleh seluruh *coverage* asuransi yang dibutuhkan berdasarkan hukum. Sebagai tambahan untuk memproteksi investasi mereka, *sponsor* atau *lender* biasanya juga mencari tambahan *coverage* asuransi seperti asuransi untuk risiko politik.

Untuk memberikan pengertian yang komprehensif, penjelasan akan istilah serta singkatan yang dipergunakan dalam penulisan tesis ini dapat dilihat pada lampiran 1.

### 2.5.1 Jenis Risiko yang ada pada *Project Finance*

Faktor risiko dalam *project finance* sangat sering dikemukakan dan didiskusikan. Alokasi risiko selalu ada dalam pelaksanaan *project finance* contohnya bahwa *contruction contractor* akan bersedia untuk menerima risiko

tertentu yang berhubungan dengan pembangunan suatu fasilitas baru. Dan sebagai timbal baliknya *contractor* akan meminta harga yang lebih tinggi untuk kontrak *turn key project*, dan kontraktor setuju untuk menerima risiko pembangunan fasilitas yang tepat waktu, sesuai jadwal, dan menanggung kelebihan biaya jika ada. Hal ini sangat penting bagi *sponsor* dan *lender* karena akan memitigasi ketidakpastian-ketidakpastian kunci yang berhubungan dengan pembangunan suatu fasilitas.

Jenis-jenis risiko yang ada pada *project finance* dan cara menanggulangnya antara lain adalah (*Norton Legal Law Firm, 2000*) :

a. Risiko Penyelesaian.

Apakah proyek diselesaikan tepat waktu, sesuai anggaran, sesuai dengan spesifikasi dan mampu menghasilkan kualitas dan kuantitas *output* sesuai dengan yang direncanakan? Risiko ini termasuk risiko akan lokasi, infrastruktur dan peralatan, kompetensi dan kredibilitas kontraktor, penilaian yang akurat atas ekonomis dan teknik penilaian proyek, ketersediaan tenaga kerja.

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- Menggunakan *fixed price turnkey project*
- Komitmen atas *cost overrun* oleh sponsor untuk mendanai kelebihan biaya dalam arti menambah ekuitas atau pinjaman
- *Completion Guarantee* oleh *sponsor* atau kontraktor
- *Performance Bonds, Bank Guarantees*
- Asuransi

b. Risiko Bahan Baku.

Apakah bahan baku dasar dapat diakses dengan mudah baik dalam hal kualitas dan kuantitas dan dengan harga yang sesuai termasuk di dalamnya harga pembelian, pajak, pungutan lainnya, dan biaya transportasi?

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- *Lender* membentuk suatu kontrak pengadaan jangka panjang dengan pemasok barang dengan kualitas dan kuantitas yang sesuai.
- Mengamankan jaminan atas ijin-ijin penting dan *custom clearance* dalam pengadaan di negara bersangkutan.

c. Risiko Pasar.

Apakah permintaan masih ada, bagaimana persaingan domestik, pertumbuhan ekonomi secara keseluruhan, apakah terdapat alternatif produk, perubahan dalam peraturan impor, ekspor, tarif dan pajak?

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- Membuat kepastian kontrak (*contractual assurance*) seperti *long term off take agreement, tariff agreement*.
- Menggunakan distributor yang sudah mampu dan efektif atau sudah biasa dalam memasarkan produk.

d. Risiko *Sponsor*.

Apakah integritas dan reputasi *sponsor* dalam membiayai proyek termasuk didalamnya adalah kekuatan keuangan *sponsor* dapat menunjang proyek, teknikal dan kemampuan *manager sponsor, track record sponsor* pada proyek serupa, kemampuan *sponsor* dalam memecahkan permasalahan?

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- Ada suatu garansi termasuk garansi pembayaran, *performance, completion* dan lainnya.
- Membuat beberapa dokumentasi penunjang kredit seperti *standby L/C, comfort letter*, dan lainnya.

e. Risiko Produksi.

Pada saat memasuki tahapan produksi apakah fasilitas yang dibangun dapat berfungsi dengan baik baik dari sisi operasi dan pemeliharaan?

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- Membuat analisis kelayakan proyek yang komprehensif.
- Membuat kontrak *Operating and Maintenance (O&M)* dengan operator internasional yang kompeten di industri yang relevan.

f. Risiko Lingkungan.

Apakah ada efek bagi lingkungan atas pembangunan proyek yang bersangkutan?

Usaha untuk menanggulangi risiko di atas adalah :

- Mematuhi aturan mengenai lingkungan di negara yang bersangkutan (*project compliance*) dan menganalisis dampak lingkungan dengan menggunakan konsultan teknikal yang independen.

### 2.5.2 Jenis-jenis Model *Project Finance*

Beberapa jenis model *Project Finance* menurut Nevitt (1989) antara lain adalah sebagai berikut:

a. *Advanced Payment Model*

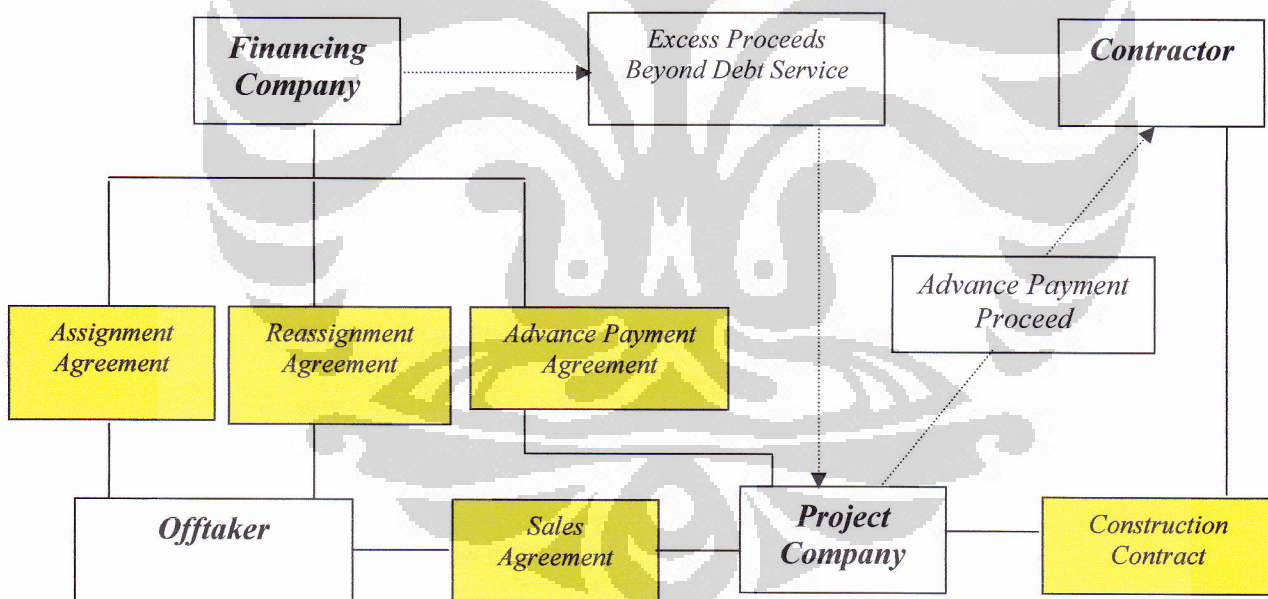
Menggunakan "*advanced payment*" sebagai *offtake project* yang memperbolehkan *lender* untuk menyerap sebagian risiko pasar akan proyek. Pada umumnya *advanced payment model* ini digunakan oleh perusahaan-perusahaan minyak dan gas serta perusahaan yang bergerak dalam eksploitasi bahan mineral seperti batu bara. Kewajiban pembayaran akan dilakukan melalui hasil penjualan dari bahan mineral tersebut.

Pinjaman biasanya dalam bentuk sindikasi bank oleh karena itu keahlian dan reputasi dari operator merupakan faktor yang penting dalam penilaian kredibilitas transaksi. Model ini banyak digunakan pada perusahaan pengembangan infrastruktur menyangkut sumber daya alam di lapangan minyak dan gas di laut

utara (*North Sea*) dan juga di Amerika Serikat. Skema *Advanced Payment Model* digambarkan pada gambar 2.1.

Model ini memiliki keunggulan bahwa merupakan model yang familiar dan banyak digunakan dalam industri minyak dan gas bumi, namun adanya pembayaran dimuka sebelum masa produksi mengharuskan lender dan SPV melakukan suatu *forward agreement* akan harga yang akan dipakai pada saat produksi sehingga kesepakatan akan *forward agreement* sangatlah penting bagi pendapatan dimasa depan terlebih dengan adanya volatilitas dari harga minyak dan komoditas lainnya.

Kesepakatan harga yang tercantum pada *forward agreement* harus dilakukan secara teliti menggunakan eskalasi yang sesuai karena nilai tersebut akan menentukan kesuksesan nilai ekonomis proyek yang akan dilakukan.



**Gambar 2.1 Skema *Advanced Payment Model***

Sumber : Ioannis, 2002

- *Project Company* melakukan *Construction Contract* dengan *Contractor*
- *Project Company* melakukan *Advanced Payment Agreement* dengan *Financing Company*.

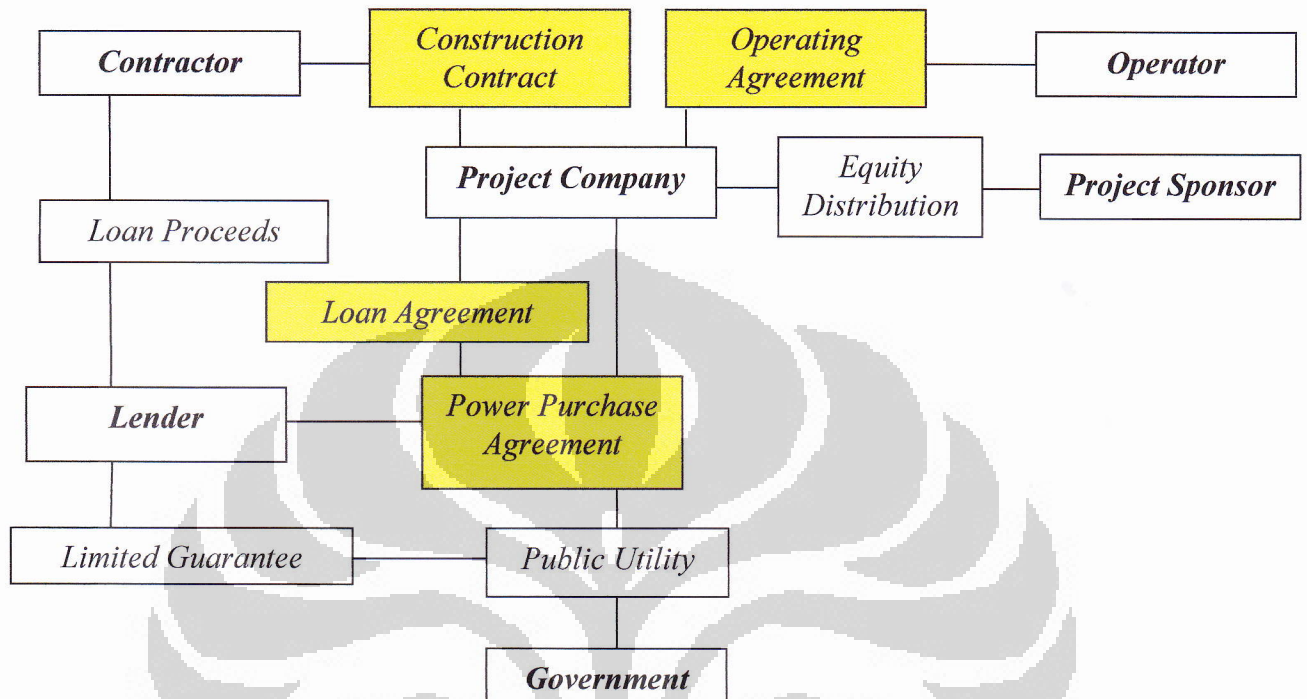
- *Project Company* melakukan *Advanced Payment Proceed* dengan *Contractor*.
- *Project Company* melakukan *Sales Agreement* dengan *Offtaker*.
- *Financing Company* sebagai *Lender* membuat *Assignment Agreement* dengan *Offtaker* dimana memuat perjanjian bahwa dana hasil penjualan dari *Offtaker* ditransfer ke *Financing Company* tidak ke *Project Company*.
- Selanjutnya *Financing Company* juga membuat *Reassignment Agreement* dengan *Offtaker* yang memuat klausul jika terdapat ekstra dana.
- Sisa dana yang diperoleh oleh *Financing Company* setelah dikurangi dengan *Debt Service* akan ditransfer ke *Project Company*.

b. *Build, Operate and Transfer (BOT) Model*

Model ini dikembangkan untuk memungkinkan pemerintah atau perusahaan negara mengandalkan keahlian dari sektor swasta untuk membangun dan mengoperasikan proyek tertentu dengan perjanjian untuk memindahkan fasilitas di beberapa titik kembali ke pemerintah. Obyek pada model BOT adalah menggunakan sektor swasta, semua pengeluaran wajib dan ketentuan keuangan dilakukan oleh swasta (Yumurtaci dan Erdem, 2006).

Pada umumnya BOT model ini digunakan oleh pemerintah dalam bekerja sama dengan perusahaan swasta dalam proyek-proyek pekerjaan umum (sanitasi, jalan raya, bendungan, dll). Skema BOT Model disajikan pada gambar 2.2. Model ini mempunyai keuntungan bagi sektor swasta yaitu menghasilkan pendapatan lebih besar dari nilai investasi dan biaya operasi, mengoperasikan *plant* sesuai dengan keahlian mereka dan dari sisi pemerintah meningkatkan keuntungan finansial, meningkatkan kepercayaan kredibilitas negara karena tidak diperlukannya utang publik serta meningkatkan arus modal dari luar negeri ke dalam negeri karena adanya pandangan positif tersebut. Namun demikian, model BOT ini sangat sensitif akan stabilitas ekonomi dan politik, juga terhadap kemungkinan terjadinya perubahan-perubahan kebijakan dalam investasi, untuk

itu sektor swasta membutuhkan adanya jaminan akan kestabilan untuk memperoleh *retun* dalam berinvestasi.



**Gambar 2.2 Skema BOT Model**

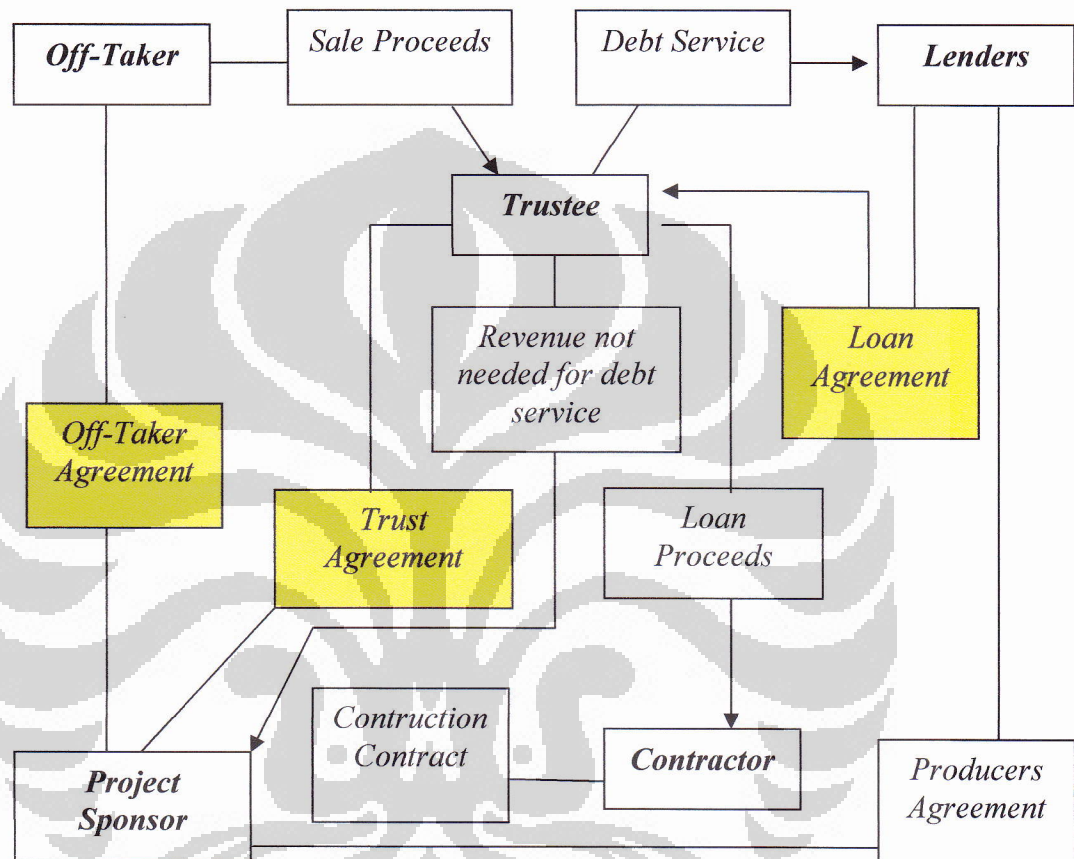
Sumber : Ioannis, 2002

- *Project Company* melakukan *Power Purchase Agreement* dengan *Public Utility*.
- *Project Company* melakukan *Construction Contract* dengan *Contractor*.
- *Project Company* melakukan *Loan Agreement* dengan *Lender*.
- *Lender* membuat *Loan Proceeds* kepada *Contractor* dan membuat *Limited Guarantee* kepada *Public Utility*.
- *Project Company* membuat *Operating Agreement* dengan *Operator*.

c. *Trustee Borrowing Scheme/Model*

Menggunakan *trustee* yang dipilih oleh *lender* untuk mengatur arus kas dari *project vehicle*, menulis cek dan membayar tagihan. Selain itu, juga termasuk melakukan pembayaran dividen dari *project vehicle* kepada perusahaan induk

jika telah disetujui akan serangkaian tes keuangan dan operasi kegiatan. Kebanyakan perusahaan menggunakan metode ini untuk menjamin keamanan dari arus kas yang akan diterima oleh *lender* dimana *lender* membiayai pembangunan proyek-proyek dalam skala besar dan masih sangat berisiko. Metode TBS dapat dijelaskan sebagai berikut:



**Gambar 2.3 Trustee Borrowing Scheme**

Sumber : Kabir Khan (2003)

- *Sponsor* melakukan *EPC Contract* dengan *Contractor*.
- *Sponsor* membuat suatu *trust* sebagai saluran untuk pembayaran tagihan dan hal-hal yang menyangkut proyek. *Trustee* biasanya berupa bank komersial yang besar, dipilih oleh *lender* dan berlokasi di pusat keuangan dunia (London atau New York).
- *Trustee* dan *Lender* membuat perjanjian pinjaman, terbatas hanya pada asset yang ada pada *trustee*.



- Pembayaran akan dilakukan oleh *trustee* kepada *contractor* dari hasil pinjaman.
- *Sponsor* atau pihak ketiga akan melakukan *offtake agreement* dengan *trustee*
- *Sponsor* membuat suatu "*limited recourse*" *producer agreement* langsung dengan *lender* dan setuju untuk mengoperasikan dan mengurus proyek. *Sponsor* setuju untuk membuat pembayaran *cash* kepada *lender* jika ada *debt service shortfall* (kekurangan pembayaran jasa utang) yang disebabkan karena kegagalan pihak *lender* dalam mengoperasikan atau menjaga proyek.
- *Sponsor* menginstruksikan *third party offtaker* untuk mengirimkan seluruh hasil penjualan ke *trustee*.
- *Trustee* menggunakan uang yang diterima dari *offtaker* untuk membayar *debt service* kepada *lender*.
- Bagian pendapatan yang tidak digunakan untuk pembayaran *debt service*, *trustee's fee* akan dibayarkan oleh *trustee* kepada *sponsor* secara berkala.

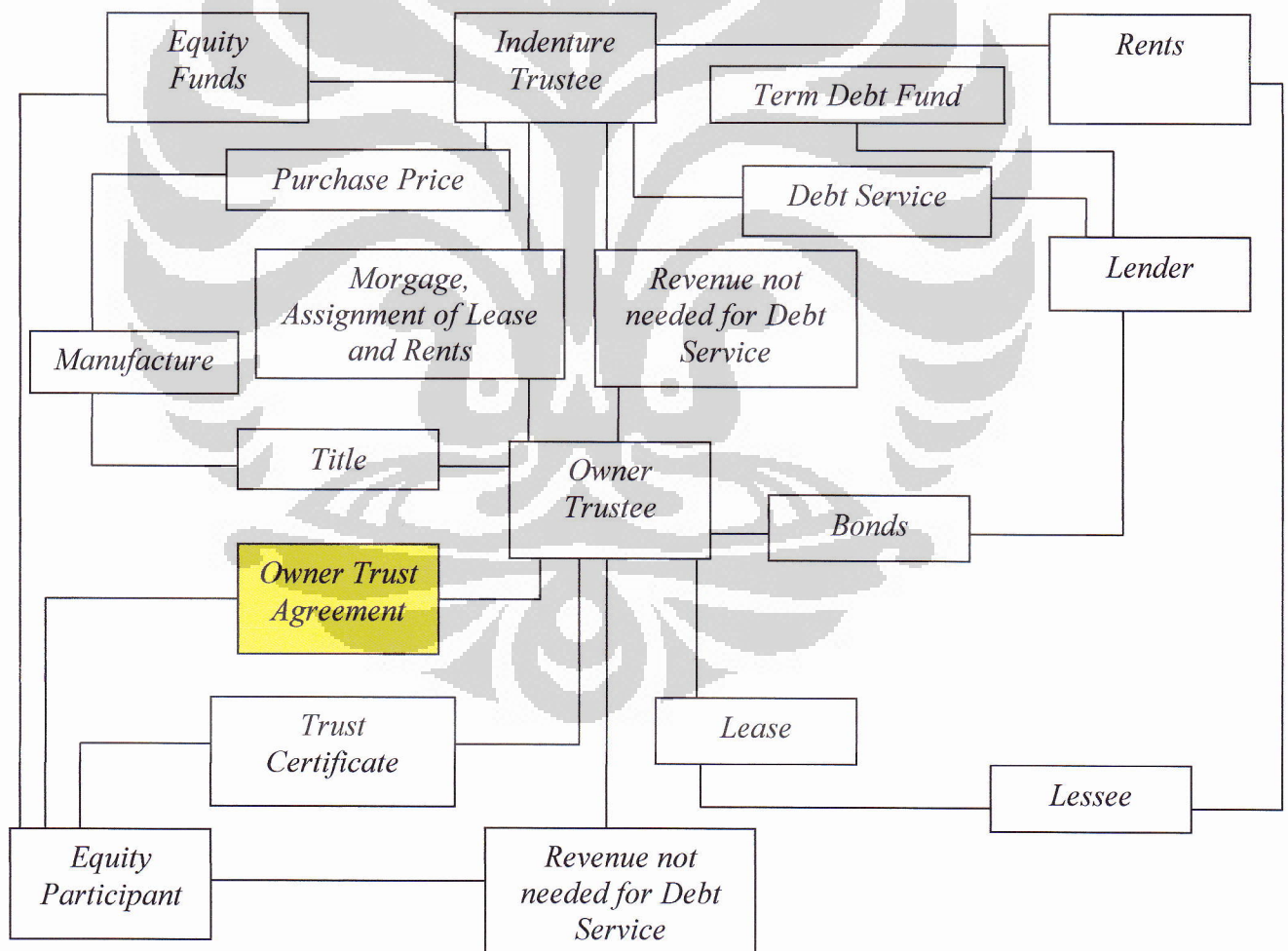
Model ini memberikan jaminan akan prioritas pembayaran pinjaman (*debt service*) kepada *Lender*. Kebanyakan *lender* merasa nyaman dengan adanya *trustee* yang bertindak secara independen dan mendahulukan pembayaran *debt service* ataupun *trustee's fee* atas hasil yang diperoleh dari *offtaker*. Namun demikian, atas prioritas pembayaran tersebut perlu dibuat perjanjian tersendiri yang mengatur secara detail urutan pembagian hasil (*cash waterfall*) dan perjanjian tersebut harus disepakati bersama dengan *Lender*, *Trustee* dan *Project Company*.

#### d. Leverage Lease Model

Sewa *leverage* adalah struktur pembiayaan serbaguna yang memanfaatkan sewa, memungkinkan *sponsor* untuk mengembangkan proyek tanpa menimbulkan utang di neraca dan yang mengurangi biaya pendanaan melalui realokasi efisien dari manfaat pajak yang dihasilkan oleh proyek.

Model ini memiliki keunggulan yakni *lessor* dapat mengklaim *tax benefit* dari kepemilikan *leased asset* sehingga *rate* yang diberikan oleh *lessor* dapat lebih rendah setelah memasukan unsur *tax benefit* tersebut. Meskipun demikian model ini sangat kompleks dalam hal dokumentasi, keterlibatan legal, serta banyaknya pihak yang terlibat sehingga proses penyelesaian dan negosiasi akan lebih lama dibandingkan dengan model *project finance* lainnya. Selain itu kecenderungan pandangan dari pihak pemerintah bahwa pihak *lessor* akan menarik keuntungan yang lebih tinggi sehingga pihak pemerintah akan sangat hati-hati dalam memilih model ini.

Skema *Leverage Lease Model* sebagai berikut:



**Gambar 2.4 Skema Leverage Lease Model**

Sumber : Nevitt (1989)

- *Owner Trust* dibentuk atas *equity participants*, kemudian dikeluarkan *trust certificate* dan perjanjian *leasing* ditandatangani oleh *Owner Trust* sebagai *lessor* dan *lessee*.
- *Owner Trustee* menandatangani *security agreement* dengan *indenture trustee*, hak *mortgage* diberikan atas aset yang disewakan.
- *Bonds* dikeluarkan oleh *Owner Trustee* kepada *Lender*, *term debt fund* dibayar oleh *Lender* kepada *indenture trustee*, *equity fund* dibayar oleh *equity participant* kepada *indenture trustee*.
- *Purchase price* dibayar dan hak (*title*) diberikan kepada *owner trustee*.
- *Lease* dilakukan, sewa dibayarkan oleh *lessee* kepada *indenture trustee*.
- *Debt Service* dibayarkan oleh *Indenture trustee* kepada *Lender*.
- Pendapatan yang tidak dipergunakan untuk *debt service* atau *trustee's fee* dibayarkan kepada *Owner Trustee* dan selanjutnya diserahkan kepada *equity participant*.

## 2.6 Bisnis dan Pendanaan LNG di Indonesia

Indonesia merupakan penghasil LNG dan pengeksport LNG terbesar di dunia. Kebanyakan pengimpor LNG dari Indonesia adalah Jepang dan sebagian kecil volume ke Taiwan dan Korea Selatan. Secara regional, cekungan Pasifik (*Pacific Basin*) merupakan penghasil LNG terbesar di dunia yang menyediakan hampir 50% dari keseluruhan ekspor global di tahun 2002. Indonesia sendiri menyumbang sekitar 21%. Negara-negara di Timur Tengah dipimpin oleh Qatar, yang mengeksport sebesar 23%, sementara negara di cekungan Atlantik (*Atlantic Basin*) dipimpin oleh Algeria, yang mengeksport sebesar 29% pada tahun 2002 (Rogers, 2001).

Atas meningkatkan permintaan pasar tersebut Pemerintah Indonesia sangat mendukung terlaksananya proyek-proyek besar LNG baik dari sisi hulu maupun hilir. Dibutuhkannya investasi yang tinggi dalam mengeksplotasi dan mengangkut LNG serta analisis akurat mengenai strategi pendanaan LNG tersebut.

### 2.6.1 Konsep *Production Sharing Contract*

Indonesia merupakan negara pertama yang menggunakan *Production Sharing Contract (PSC)* yaitu pada bulan Agustus 1966.

Ketentuan-ketentuan pokok dalam kontrak bagi hasil antara lain adalah :

- a. Jangka waktu kontrak.
  - 30 Tahun
  - Dimulai dengan 6 tahun masa eksplorasi dengan masa opsi perpanjangan selama 4 tahun.
  - Bila pada masa akhir periode eksplorasi tidak ditemukan jumlah cadangan minyak yang komersial dari Wilayah Kerja tersebut maka secara otomatis kontrak menjadi batal seluruhnya.
- b. Manajemen.
 

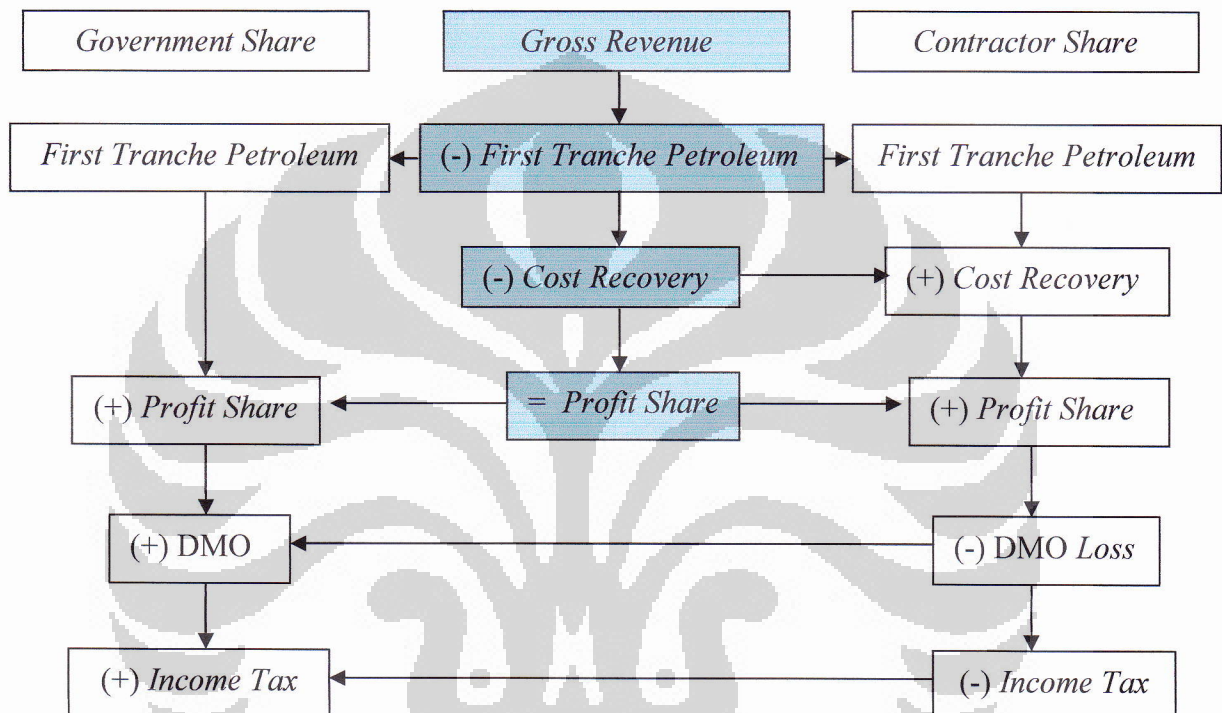
BP Migas melaksanakan dan bertanggung jawab atas manajemen operasional.
- c. Ruang Lingkup Kontraktor.
  - Bertanggung jawab kepada BP Migas atas pelaksanaan operasional sesuai dengan ketentuan-ketentuan di dalam Kontrak.
  - Menyediakan semua dana, teknis dan keahlian untuk pelaksanaan operasional.
  - Menanggung segala risiko atas biaya operasi dan karena itu mempunyai kepentingan-kepentingan ekonomi guna mengembangkan cadangan di wilayah kerja tersebut.
- d. Pengembalian Biaya (*Cost Recovery*) dan Pembagian Produksi (*Production Split*) :
  - Kontraktor berwenang dan berkewajiban untuk memasarkan semua minyak mentah yang dihasilkan dan disimpan.

- Kontraktor akan memperoleh kembali semua biaya operasi dari hasil penjualan. Bagian yang tidak dapat dikembalikan dari akumulasi biaya tersebut akan diperoleh kembali pada tahun-tahun berikutnya.
  - Dari minyak mentah yang tersisa setelah dikurangi dengan biaya operasi, pihak-pihak berhak untuk mengambil dan menerima suatu persentase tertentu dari *entitlement* setiap tahun.
- e. *Domestic Market Obligation (DMO)*  
Setelah produksi komersial dimulai, Kontraktor setuju untuk menjual dan menyerahkan kepada Pemerintah suatu bagian dari *share of petroleum* untuk memenuhi kebutuhan pasar domestik di Indonesia.
- f. *First Tranche Petroleum (FTP)*  
Sebelum pengurangan untuk *cost recovery*, *investment Credit* dan masing-masing pihak (Pemerintah dan Kontraktor) berhak atas *first take* dan setiap tahun menerima suatu *quantity of petroleum* tertentu (umumnya 20%) dari *Petroleum Production* untuk setiap tahun.
- g. *Investment Credit*  
Merupakan insentif yang diberikan kepada Kontraktor sehubungan dengan biaya-biaya investasi kapital yang langsung diperlukan untuk pembangunan fasilitas produksi yang dihasilkan dari lapangan baru, *besarnya investment credit* umumnya 17% - 20% tergantung dari kondisi Wilayah Kerjanya.
- h. Pembayaran Bonus  
Kontraktor membayar bonus penanda-tangan, bonus kompensasi, bonus produksi dan bonus edukasi kepada Pemerintah/Pertamina/BP Migas.

Lebih lanjut untuk menjelaskan alur bagi hasil, dapat dilihat pada gambar 2.5. Pembagian hasil produksi merupakan jiwa dari PSC (Johnston, 1998). Cara terbaik untuk mengevaluasi PSC adalah dengan mengetahui bagaimana hasil

produksi dibagi. *Contractor's share* sering disebut juga sebagai *Contractor's entitlement* di Indonesia dihitung sebagai berikut (Johnston, 1994:71) :

$$\text{Contractor Entitlement} = \text{Cost Recovery} + \text{Investment Credit} + \text{Contractor Equity Share (Profit Oil/Gas)} - \text{Government Tax Entitlement} \quad (2.6)$$



**Gambar 2.5 Diagram Alur PSC**

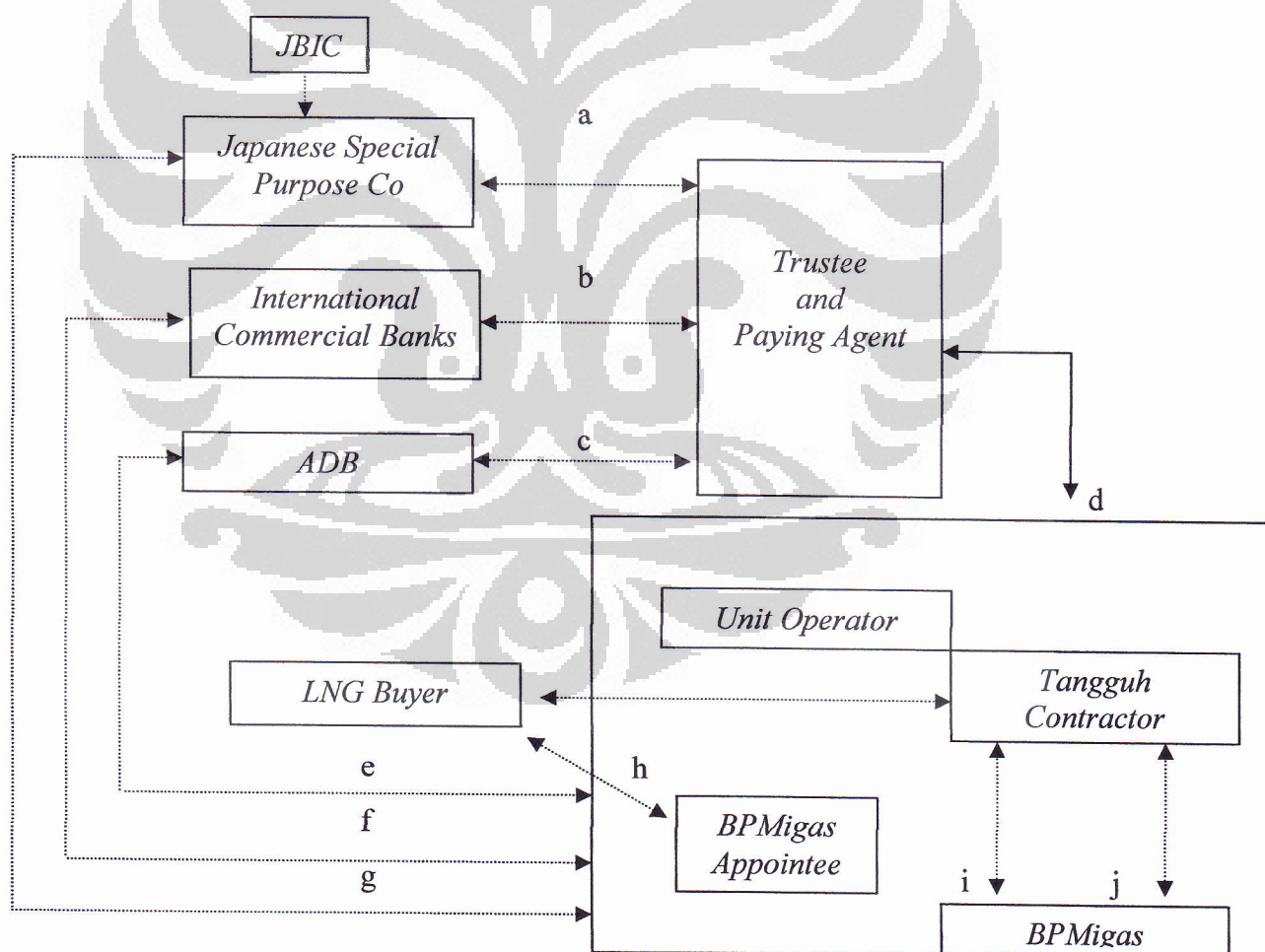
Sumber : Johnston and Bush (1998)

Sementara elemen *cost recovery* terdiri atas :

- Amortisasi biaya non kapital dari tahun sebelumnya yang belum dikembalikan
- Depresiasi dari aset dari tahun sebelumnya yang belum dikembalikan
- Biaya-biaya yang belum dikembalikan dari tahun-tahun sebelumnya
- Biaya operasional tahun berjalan
- Biaya depresiasi tahun berjalan
- *Investment Credit*

## 2.6.2 Pendanaan LNG di Indonesia

Penandatanganan pendanaan untuk Tangguh LNG di tahun 2006 memperlihatkan kepercayaan diri dan ketertarikan komunitas keuangan internasional di Indonesia pada sektor minyak dan gas bumi sejak terbitnya Undang Undang Migas No 22 Tahun 2001 (*Indonesian Project Finance*, 2006). Pendanaan pada Tangguh LNG menggunakan TBS dimana pinjaman dibayar dari porsi penjualan kotor hasil LNG yang telah disetujui dengan *offtake contract*. Pihak pembeli membayar secara langsung ke *trustee account and paying agent*. *Trustee* merupakan peminjam dari *lender* dan pembayaran akan *debt service* dibayarkan lewat *trustee account*. Struktur TBS pada Tangguh LNG adalah sebagai berikut :



**Gambar 2.6 Diagram Alur TBS pada Tangguh LNG**

Sumber : Indonesian Project Finance (2006)

Dimana :

a = *Japanese Tranche Loan Agreement*

b = *ICB Loan Agreement*

c = *ADB Loan Agreement*

d = *Trustee and Paying Agreement*

e = *ADB PSC Parties Agreement*

f = *ICB PSC Parties Agreement*

g = *Japanese Tranche PSC Parties Agreement*

h = *LNG Sales Contract*

i = *Marketing Agreement and PS Contracts*

j = *Principle of Agreement*

Penandatanganan proyek Tangguh LNG tersebut merupakan hal yang pertama kali dilakukan sejak penerapan Undang-Undang Migas yang baru tahun 2001, sebelumnya melalui Undang-Undang Migas No. 8 tahun 1971 dimana Pertamina adalah sebagai *Management PSC*, beberapa proyek LNG *Plant* menggunakan konsep pendanaan dengan sistem TBS. Salah satu proyek penyulingan minyak di Balongan dan Cilacap (Jawa Tengah) yang disponsori oleh Pertamina juga proyek besar yang menggunakan struktur TBS. Proyek tersebut dikenal dengan nama *Blue Sky Project* menggunakan *trustee* sebagai *borrower* dan dibayar langsung kepada *offtaker* dan sumber pembayaran utang proyek tidak berhubungan langsung dengan pekerjaan yang didanai oleh utang tersebut (Crozer, 2004).



## BAB 3 PROFIL INDUSTRI DAN PERUSAHAAN

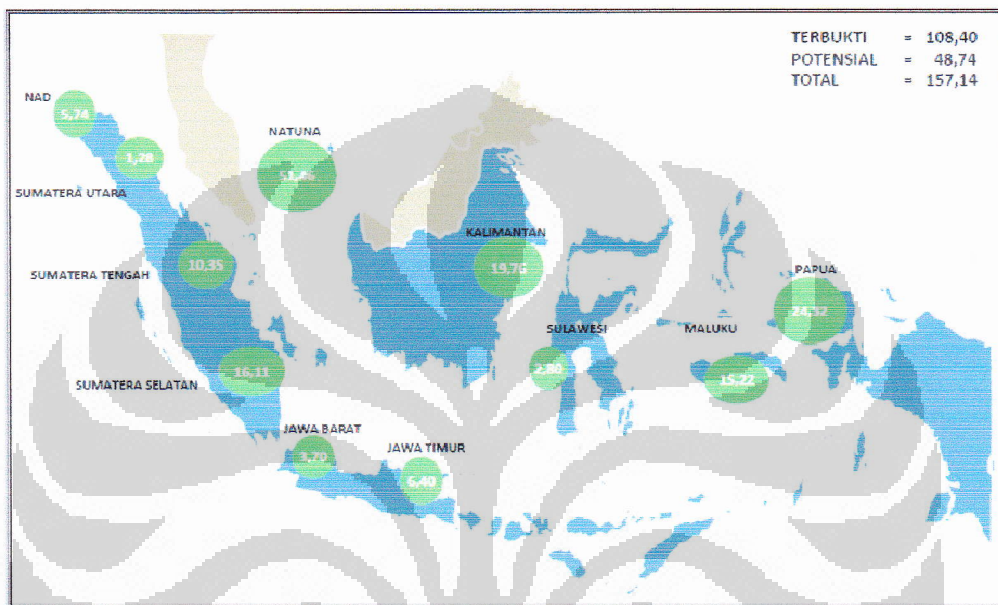
### 3.1 Profil Industri

Industri minyak dan gas (migas) di Indonesia dan di seluruh dunia mengalami perubahan yang sangat cepat dalam beberapa tahun terakhir. Meskipun harga minyak mentah selaku komoditas energi acuan tergerus ke kisaran USD30 per barel pada akhir tahun 2008 dari rekor tertingginya USD147.28 per barel pada tahun 2008 dimana kondisi tersebut juga menyeret beberapa harga komoditas lainnya seperti gas dan batu bara namun saat tersebut merupakan waktu yang tepat untuk memulai proyek-proyek energi pada saat biaya-biaya sedang murah (Explo, 2010) Namun sejalan dengan volatilitas harga minyak tersebut, total aktual investasi migas di Indonesia menunjukkan penurunan di tahun 2009 sebesar USD1.2 triliun dan pengeluaran di bidang eksplorasi masih sangat kecil meskipun terdapat prospek geologis yang menguntungkan (*Price Waterhouse Coopers*, 2010).

Indonesia telah menjadi negara pengimpor bersih minyak pada tahun 2004 dan kemudian melepaskan keanggotaan OPEC pada tahun 2008, setelah itu angka produksi minyak terus menurun. Sejak krisis di Asia tahun 1998, investasi dalam eksplorasi di ladang minyak baru mulai menyusut dan dari sisi sektor industri menyusut sekitar 3.61% di tahun 2010 berdasarkan data Biro Pusat Statistik. Indonesia masih memiliki cadangan yang signifikan baik dalam minyak dan gas namun investasi yang besar diperlukan dalam mengakses cadangan tersebut serta mendanai infrastruktur yang dibutuhkan. Perubahan dalam peraturan pemerintah juga diperlukan untuk mendorong investor dan pemulihan jaminan biaya (*cost recovery*) untuk mengeksplorasi blok baru. Fokus pemerintah menempatkan produksi minyak dan gas pada prioritas tertinggi dalam perekonomian. Pertamina menargetkan 1 juta barel per hari pada tahun 2015 untuk menjadikan Indonesia sebagai negara pengeksplor minyak. Hal ini tidaklah mudah karena sektor energi menghadapi tantangan dalam memuaskan permintaan domestik dan secara efektif

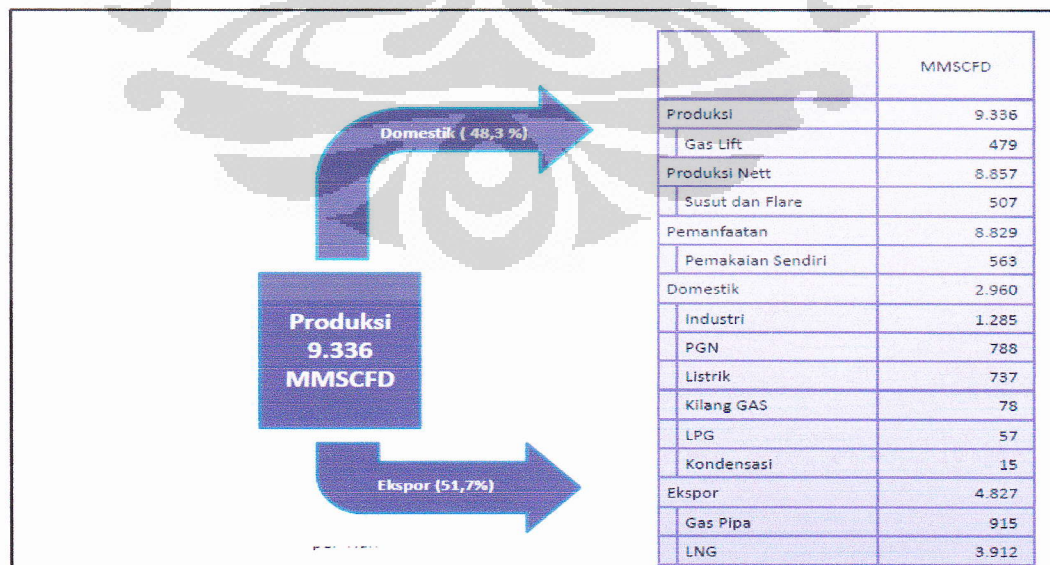
memanfaatkan sumber daya alamnya bagi kemajuan perekonomian (*Global Business Guide*, 2011).

Saat ini berdasarkan data statistik gas bumi dari website ESDM diperoleh data mengenai cadangan, produksi dan pemanfaatan gas bumi yang disajikan dalam gambar 3.1 dan gambar 3.2 berikut ini :



**Gambar 3.1 Cadangan Gas Bumi di Indonesia tahun 2010**

Sumber : Ditjen Migas, 2010



**Gambar 3.2 Produksi dan Pemanfaatan Gas Bumi di Indonesia tahun 2010**

Sumber : Ditjen Migas, 2010

Sementara produksi dan nilai ekspor LNG dari beberapa kilang LNG sejak tahun 2004 hingga 2010 adalah sebagai berikut :

**Tabel 3.1 Produksi dan Nilai Ekspor LNG di Indonesia tahun 2010**

(dalam MMBTU)

Tahun	Produksi Kilang				Ekspor
	Arun	Badak	Tangguh	Total	
2004	293.521.354	1.000.319.844	-	1.293.841.198	1.227.561.300
2005	217.529.276	1.005.610.720	-	1.223.139.997	1.217.817.190
2006	175.687.159	1.004.885.295	-	1.180.572.453	1.176.287.570
2007	146.258.117	954.439.355	-	1.100.697.468	1.079.568.900
2008	134.611.226	955.745.694	-	1.090.356.921	1.067.795.930
2009	112.581.287	899.596.203	32.498.186	1.044.675.677	1.029.274.243
2010	123.412.051	986.140.906	35.624.640	1.145.177.597	1.134.913.110

sumber : Ditjen Migas, 2010

Di masa mendatang prospek dari industri migas baik hulu maupun hilir akan semakin tinggi ditunjang dari kebutuhan primer masyarakat yang juga semakin meningkat. Sampai tahun 2030 disebut bahwa gas akan menjadi prioritas pengkonversian bahan bakar BBM dan secara global gas akan menjadi alternatif utama konsumsi bahan bakar yang dapat dilihat dari banyaknya usaha pengembangan usaha perusahaan dunia dalam membangun infrastruktur gas (Tambang, 2011). Pemerintah Indonesia sebaiknya mulai mengikuti isu masa keemasan gas dimana meningkatnya permintaan gas sebagai jawaban atas kebutuhan primer masyarakat. Caranya adalah dengan pembangunan infrastruktur dan perluasan penggunaan gas seta mengantisipasi pasar spot gas dengan membangun terminal LNG.

Pembangunan infrastruktur tersebut membutuhkan biaya investasi yang cukup besar. Agar investor tertarik dan mau mengembangkan bisnis migas di Indonesia, maka masyarakat Indonesia harus bersikap adil dan tidak menganggap investor musuh. Sebagai contoh, sebaiknya untuk kontrak kerja sama migas baru,

besaran bagi hasil pemerintah tergantung biaya operasi yang dikeluarkan. Jika biaya yang harus dikeluarkan investor tinggi, maka bagi hasil pemerintah rendah. Sebaliknya, jika biaya yang dikeluarkan rendah, bagi hasil pemerintah tinggi (ESDM, 2011).

### 3.1.1 Sektor Gas

Berdasarkan *Global Business Guide* (2011), Indonesia memiliki cadangan gas alam ketiga terbesar di kawasan Asia Pasifik dengan nilai cadangan terbukti pada akhir tahun 2010, tiga kali lipat dari cadangan minyak. Sejak tahun 2006, pemerintah bertujuan untuk reorientasi konsumsi energi domestik terhadap gas dari minyak bumi karena gas menawarkan pengurangan emisi karbon hingga 50% dan juga harga yang lebih rendah. Preferensi untuk gas tersebut telah dipakai di tingkat internasional sebagai negara Asia yang aman akan ekspor gas untuk kebutuhan energi mereka.

Pada tahun 2008, sekitar 52.2% dari gas alam diekspor ke pasar tradisional Jepang, Korea Selatan dan Taiwan. Pangsa pasokan diambil oleh pasar dalam negeri sekitar 50.3% pada tahun 2010. Sementara produksi gas telah meningkat selama dekade lalu dan naik sebesar 14% pada tahun 2010 dari tahun 2009. Indonesia juga berpotensi menjadi importir LNG dalam kurun waktu 10-15 tahun kedepan untuk memenuhi permintaan domestik.

Indonesia mula mengekspor LNG dari lapangan Badak pada tahun 1977 dan menjadi pelopor dibidang energi dan memposisikan diri sebagai pengekspor LNG di dunia sampai tahun 2005. Badan LNG mengoperasikan lapangan gas Bontang di Kalimantan yang membentuk tulang punggung dari sektor LNG negara dan memproduksi 22 juta ton LNG per tahun dan 1.2 juta ton LPG setiap tahun untuk periode 2001-2005. Indonesia saat ini menghadapi persaingan yang meningkat dari negara-negara seperti Qatar dan Malaysia. Proyek baru yang sedang berjalan seperti Tangguh di Papua di bawah BP yang *onstream* pada tahun 2009 dan blok Cepu di Jawa Tengah oleh Exxon Mobil dan Pertamina dirancang untuk

memberikan dorongan untuk peran negara sebagai eksportir LNG. Dengan pembangunan infrastruktur yang memadai, Indonesia berada di posisi ideal untuk lebih menguasai pasar Cina dan pantai barat Amerika Serikat. *Outlook* produksi gas oleh karena itu positif dengan sumber-sumber baru yang memungkinkan negara menjaga ekspor dan mengambil keuntungan dari posisi geografisnya untuk mengeksport energi.

Harga kontrak ekspor LNG yang dilakukan oleh BP Migas memerlukan revisi untuk masa depan dalam memastikan bahwa ekspor tersebut akan membayar kembali ke negaranya. Contoh sebuah kontrak yang ditandatangani dengan China tahun 2004 yang menetapkan harga pembelian di USD2.4 per mmbtu, yang kemudian selanjutnya dinaikkan menjadi USD3.8 per mmbtu selama 25 tahun merupakan gambaran dari formula harga yang lemah. Kementerian ESDM menyatakan bahwa hal itu untuk menegosiasi ulang kontrak-kontrak yang telah disepakati pada bulan Juni 2011 untuk membawa harga yang sesuai dengan harga pasar sekitar USD6.0 per mmbtu dan dikaitkan dengan harga minyak.

### 3.1.2 Sektor Minyak

Lebih lanjut pada sektor minyak menurut *Global Business Guide* (2011), masa depan untuk industri minyak di Indonesia adalah salah satu yang pasti mengingat akan kurangnya eksplorasi yang sedang dilakukan saat ini. Indonesia menduduki rangking ke-20 sebagai produsen minyak di seluruh dunia dan memberikan kontribusi sebesar 1.2% dari produksi global. Dua ladang minyak terbesar adalah Minas dan Duri di pantai timur Sumatera. Pandangan bahwa suspensi dari keanggotaan OPEC serta posisi negara sebagai importir bersih minyak dilihat sebagai "sunset" dari industri migas dengan fokus pada sumber energi lainnya menjadi prioritas pemerintah.

Permintaan domestik untuk minyak meningkat dan dengan demikian impor meningkat dan dengan begitu kesenjangan antara impor dan ekspor melebar. Sumber utama Indonesia terhadap impor dari negara-negara Asia dan Timur

Tengah termasuk Arab Saudi. Pada tahun 2010 data ESDM menunjukkan bahwa 277 ribu bpd minyak mentah yang diimpor serta 407 ribu bpd minyak bakar. Lonjakan harga minyak pada tahun 2006 dipercepat pergeseran minyak ke pembangkit listrik gas, sehingga mengurangi ketergantungan pada minyak untuk keperluan pembangkit listrik hanya untuk digantikan oleh peningkatan permintaan dari kendaraan dan sarana transportasi lainnya. Angka dari awal tahun 2011 menunjukkan lompatan sekitar 22% pada impor dari Desember 2010, terutama untuk solar dan minyak bakar yang dua kali lipat menjadi 5.2 juta barel dan tiga kali lipat menjadi 510 ribu juta barel masing-masing.

Kapasitas produk olahan juga gagal untuk memenuhi permintaan dari industri seperti produk tetap stagnan di 1.127 ribu barel per hari pada tahun 2001 dan 1158 pada tahun 2010 yang bertemu hanya 70% dari permintaan domestik pada tahun 2009. Pertamina, yang menyumbang hampir setengah dari semua kapasitas penyulingan minyak, yang bertujuan untuk menekankan ketergantungan pada impor di tahun 2015 melalui perluasan fasilitas yang ada dan pembangunan kilang baru yang ke 8 akan mengandalkan arus keluaran. Sementara permintaan masih akan melebihi pasokan minyak, pengembangan energi terbarukan negara dan sumber daya lainnya sebagai bagian dari rencana yang tercantum dalam UU Energi tahun 2007, idealnya akan mengekang kebutuhan impor lebih lanjut.

Kapasitas kilang lebih lanjut masih diperlukan dan merupakan daerah yang telah menarik investor asing seperti Kuwait Petroleum Corporation yang diumumkan pada April 2011 berencana untuk membangun kilang di Balongan, Jawa Barat. Pada bulan Juni 2011, Departemen Keuangan yang berwenang membuat suatu penelitian yang dilakukan pada insentif pajak baru untuk investor dan hal tersebut akan mengubah Peraturan Pemerintah No. 62/2008.

### **3.2 *Liquified Natural Gas (LNG)***

Suatu proyek LNG merupakan bentuk venture yang sangat kompleks, memerlukan investasi yang besar, dalam skala besar dan memakan waktu yang

cukup lama. Proyek tersebut akan melibatkan interaksi yang ekstensif dari sisi pembeli dan penjual, lembaga keuangan, pemerintah, perusahaan pengkapalan dan kontraktor EPC bagi rekayasa, pembelian, konstruksi dan implementasi.

### **3.2.1 LNG Value Chain**

Untuk dapat membuat LNG tersedia dan dapat digunakan di suatu negara, perusahaan energi harus melakukan investasi dalam beberapa operasi yang berbeda yang sangat berhubungan dan tergantung antara satu dengan lainnya. Tahapan-tahapan utama dalam *LNG Value Chain* adalah sebagai berikut (*The California Energy Commission, 2003*) :

#### **a. Produksi**

Pada tingkat produksi melibatkan pemasokan dari gas dan juga kondensat (uap dari gas yang disetarakan dengan minyak bumi untuk sisi pemasarannya) dari sumur-sumur pengembangan maupun eksplorasi baik pada fasilitas di darat (*onshore*) atau di laut (*offshore*), melalui pipa sampai ke fasilitas tempat pemrosesan. Dalam kegiatan produksi biaya-biaya yang timbul adalah biaya eksplorasi (termasuk juga biaya sebelum masa produksi yaitu kegiatan pencarian sumber gas biasanya melalui kegiatan seismik), kegiatan pengeboran dan segala biaya yang muncul dari cadangan gas tersebut menuju ke *LNG Plant* termasuk *gas processing unit* dan pipa. Menurut *Energy Information Administration (2003)* biaya produksi mengambil porsi sekitar 15-20% dari keseluruhan biaya dalam total suatu proyek LNG.

#### **b. Pencairan**

Bahan baku gas alam dan kondensat yang diperoleh dari lepas pantai jarang dalam bentuk murni, karena umumnya mengandung berbagai jenis kontaminasi. Oleh karena itu gas dan kondensat harus dimurnikan untuk alasan keamanan, sesuai dengan peraturan lingkungan dan spesifikasi produk. Proses stabilisasi kondensat, pengolahan gas dan pencairan dicapai di *LNG Plant*.

Beberapa unit atau fasilitas yang ada pada LNG *Plant* yang terletak di darat yaitu :

- Unit untuk memproses
- Unit untuk penyimpanan dan pemuatan (*loading*)
- Unit utilitas dan sistem *offsite* dan infrastruktur

Komponen biaya terbesar dalam rantai nilai LNG adalah LNG *Plant* yang terdiri dari satu atau lebih unit produksi (disebut juga *train*). Biaya LNG *Plant* ini biasanya relatif tinggi untuk proyek-proyek energi yang sebanding karena beberapa alasan yaitu lokasi yang terpencil, desain dengan teknologi yang paling maju, standar keselamatan dan sejumlah bahan material yang diperlukan untuk membangun LNG *Plant* dalam menjamin keamanan pasokan. Pembangunan suatu LNG *Plant* yang setiap tahunnya menghasilkan sekitar 390 milyar kaki kubik (8.2 juta ton) LNG biayanya dapat mencapai sekitar USD1.5 milyar sampai USD2 milyar. Sekitar setengah dari biaya tersebut adalah untuk konstruksi dan sisanya 30% untuk peralatan dan 20% untuk *bulk material*. Menurut Energy Information Administration (2003) biaya pembangunan LNG *Plant* ini mengambil porsi sekitar 50% dari keseluruhan biaya dalam total suatu proyek LNG. Biaya untuk membangun unit produksi tambahan (*additional train*) jauh lebih murah secara signifikan daripada membangun LNG *Plant* baru karena sudah banyaknya komponen fasilitas utama yang dibangun.

### c. Pengkapalan

LNG dipindahkan ke kapal dengan sistem pemuatan (*loading system*). Keadaan sekarang mengenai seni dari kapal LNG telah menyumbangkan efektivitas biaya dengan meningkatkan ukuran dari kapasitas dari 40,000 m<sup>3</sup> menjadi 135,000 m<sup>3</sup>. Tidak seperti kapal pengangkut minyak bumi, kapal pengangkut LNG didesain khusus untuk menangani suhu yang sangat ekstrim rendahnya. Kapal pengangkut LNG ini terinsulasi dengan tangki metalik yang dikonstruksi dengan paduan yang eksotis, seperti *stainless steel* dari *nickel* atau material-material lain yang cocok dengan suhu yang sangat dingin.



Sistem insulasi menjaga agar suhu LNG tetap untuk menghindari panas yang akan mengalir dari daerah sekitar dimana dapat mengakibatkan cairan yang menguap. Meskipun demikian, selama perjalanan beberapa LNG akan menguap dalam bentuk yang disebut uap *'boil off'*. Kapal pembawa LNG tersebut akan menggunakan bahan baku dari uap *'boil off'* tersebut. Pada saat telah diterima di terminal, kargo yang ada tidak otomatis dikosongkan, dengan sebagian kecil proporsi yang disebut *"cargo heel"* tetap disisakan untuk menjaga agar tangki tetap dingin sampai dengan kargo berikutnya di muat. Kargo ini menyediakan bahan bakar untuk perjalanan pulang. Gambar LNG *Shipping* disajikan pada gambar 3.3.

Kebanyakan kapal LNG didedikasikan untuk proyek LNG tertentu dan dimiliki oleh perusahaan pengimpor dan pengeksport LNG atau perusahaan pelayaran independen. Biaya pengiriman LNG ditentukan berdasarkan *daily charter* yang merupakan fungsi dari harga kapal, biaya pengadaan dan biaya operasional. Sayangnya tidak terdapat suatu *rate* pasti akan *rate* kapal pembawa LNG sama dengan kapal pembawa minyak mentah. Biaya *charter* bervariasi dari yang paling rendah sekitar USD27 ribu per hari sampai yang tertinggi sekitar USD150 ribu per hari. Saat ini rata-rata biaya *charter* per hari adalah USD55 ribu – USD65 ribu. Biaya *charter* tersebut sangatlah tergantung akan jarak yang akan ditempuh serta waktu yang digunakan. Menurut *Energy Information Administration* (2003) biaya pengangkutan LNG ini mengambil porsi sekitar 10 - 20% dari keseluruhan biaya dalam total suatu proyek LNG.



**Gambar 3.3 Kapal Pengangkut LNG**

Sumber : *Energy Information Administration*, 2003

Menurut *Global Technology Institute* (2003) dengan adanya kemajuan bahwa industri LNG membangun kapal yang lebih besar kapasitasnya maka menghasilkan biaya yang lebih rendah dalam *unit rate* pengangkutan LNG. Kapal terbesar yang dapat dibangun saat ini luasnya sekitar 145 ribu kubik meter sementara kapasitas 200 hingga 400 ribu kubik meter saat ini sedang dipelajari. Peningkatan panjang kapal tersebut haruslah disesuaikan dengan terminal LNG yang saat ini sudah tersedia atau sedang dibangun.

#### d. Regasifikasi

Sebuah terminal penerimaan LNG terdiri atas pipa, fasilitas berlabuh kapal, fasilitas bongkar muat (*unloading system*), tangki penyimpanan, sistem penguapan (*vaporization system*), unit untuk menangani *boil-off* dari tangki, stasiun pengukur (*metering system*) dan unit pelengkap lainnya. Pada saat di terminal penerimaan, LNG terlebih dahulu di kembalikan ke bentuk gas (disebut dengan proses *re-gasified*) sebelum didistribusikan melalui pipa untuk ke pelanggan. Gambar terminal regasifikasi disajikan pada gambar 3.4.

Pengguna yang utama dari LNG yang telah diubah bentuk menjadi gas ini adalah fasilitas pembangkit tenaga listrik, industri-industri yang memproses bahan baku menjadi suatu bahan baku, bahan baku industri petrokimia, seperti methanol untuk produksi pupuk dan pemanasan untuk kebutuhan pemakaian sehari-hari yaitu untuk kegiatan memasak.

Biaya pembangunan terminal regasifikasi menunjukkan variasi yang luas dan sangat tergantung pada lokasi keberadaan terminal gas tersebut. Menurut *Global Technology Industries* (2003) diperkirakan bahwa biaya terminal regasifikasi dapat berkisar dari USD100 juta untuk terminal kecil dan sekitar USD 2 miliar atau lebih tinggi untuk di Jepang atau sekitar USD 200 – 300 juta untuk di Amerika dengan kapasitas 3.8 – 7.7 juta ton per tahun. Saat ini peralatan termahal dalam suatu terminal adalah tangki penyimpanan yang diperkirakan sekitar sepertiga atau setengah dari keseluruhan biaya, tergantung pada jenis

tangki. Jenis tangki tersebut pada akhirnya akan ditentukan sebagian besar oleh lokasi serta persyaratan dan peraturan setempat. Menurut *Energy Information Administration* (2003) biaya regasifikasi ini mengambil porsi sekitar 15 - 25% dari keseluruhan biaya dalam total suatu proyek LNG.



**Gambar 3.4 Terminal Regasifikasi**

Sumber : *Energy Information Administration*, 2003

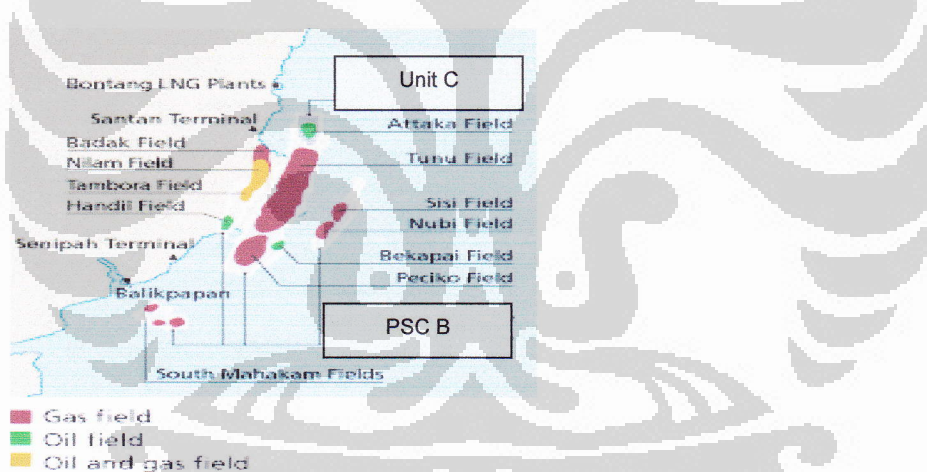
### 3.3 Profil Perusahaan

Perusahaan PSC X merupakan anak perusahaan dari *INPEX Corporation* yang berkedudukan di Tokyo, Jepang. Nama perusahaan pertama kali adalah *North Sumatera Offshore Petroleum Exploration* yang menandatangani kontak kerja sama di Indonesia pada bulan Oktober tahun 1966 dengan Pertamina pada saat itu (Pertamina sekarang) atas PSC A dan PSC B. Selanjutnya perusahaan berganti nama menjadi *Indonesia Petroleum Ltd* dan pada tahun 2001 berganti nama menjadi *INPEX Corporation*.

Saat ini *INPEX Corporation* berinvestasi di empat PSC besar di Indonesia yaitu :

- a. PSC B (termasuk Unit C yang merupakan unitisasi pada tahun 1970 dengan Unocal, sekarang Chevron).

Pada PSC B yang bertindak sebagai operator adalah Total dengan susunan kepemilikan *joint venture* INPEX 50%, Total 50%. Sedangkan pada Unit C yang bertindak selaku operator adalah Chevron dengan susunan kepemilikan *joint venture* INPEX 50%, Total 50%. Beberapa ladang minyak dan gas yang telah berproduksi pada saat ini antara lain Bekapai (minyak), Handil (minyak), Tambora (minyak dan gas), Tunu (gas), Peciko (gas), Sisi dan Nubi (gas). Minyak mentah dan kondensat yang dihasilkan pada Unit C dikirim terutama untuk kilang minyak dan pembangkit listrik di Jepang oleh kapal tanker dari terminal Santan dan Senipah. Sebagian besar gas alam dipasok ke LNG Bontang, sebelum dikapalkan ke Jepang dan negara lainnya. Gambar wilayah kerja PSC B dan Unit C disajikan pada gambar 3.5.



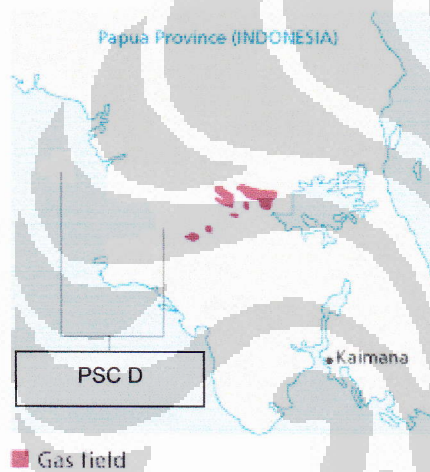
**Gambar 3.5 Wilayah Kerja PSC B dan Unit C**

Sumber : INPEX Website, 2011

- b. PSC D pada Proyek Tangguh LNG.

INPEX mendirikan perusahaan patungan INPEX (dengan kepemilikan sebesar 44%) dan Mitsubishi Corporation (dengan kepemilikan sebesar 56%) yang diakusisi pada bulan Oktober 2001 dengan *working interest* sebesar 22.9% pada proyek LNG Tangguh. Dengan demikian total bersih kepemilikan INPEX pada proyek LNG Tangguh adalah sekitar 7.17% (44% x 22.9%).

Pada bulan Maret 2005, pemerintah Indonesia menyetujui rencana pengembangan proyek LNG Tangguh dengan perpanjangan PSC sampai tahun 2035. Oleh karena itu, pekerjaan pengembangan termasuk pekerjaan sumur pengembangan produksi dan konstruksi pembangunan LNG *Plant* dilakukan selama empat tahun. Kargo pengiriman LNG pertama dilakukan pada bulan Juli 2009 dengan kuantitas sebesar 7.45 juta ton per tahun yang diperuntukan bagi pembeli di Cina, Korea Selatan dan Amerika Utama atas dasar kontrak jangka panjang yang telah ditandatangani sebelumnya. Gambar wilayah kerja PSC D disajikan pada gambar 3.6 berikut.



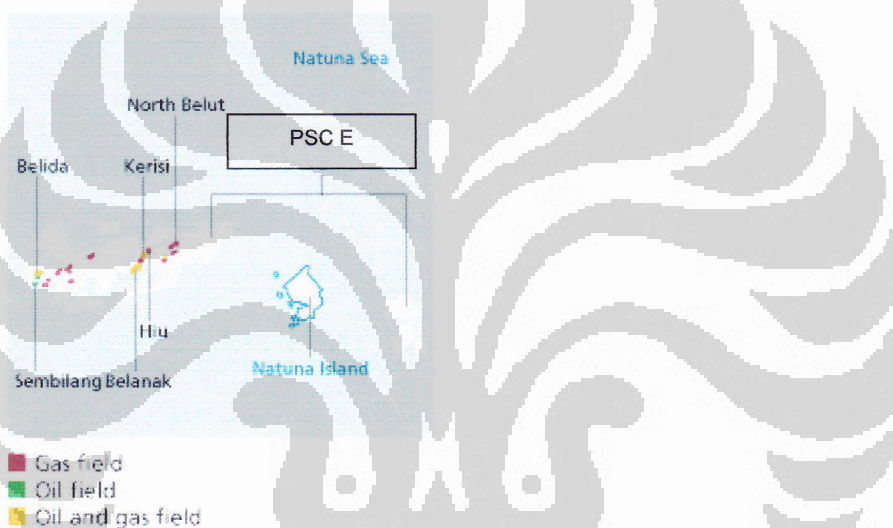
**Gambar 3.6 Wilayah Kerja PSC D**

Sumber : INPEX *Website*, 2011

#### c. PSC E di Laut Cina Selatan

Pada PSC E di Laut Cina Selatan yang bertindak sebagai operator adalah ConocoPhillips dan komposisi kepemilikan pada PSC tersebut adalah INPEX memegang kepemilikan sebesar 35%, ConocoPhillips memegang kepemilikan sebesar 40% dan Chevron memegang kepemilikan sebesar 25%. Beberapa ladang minyak dan gas yang berproduksi pada saat ini adalah : Belanak (minyak dan gas), Hiu (gas), North Belut (gas), Belida (minyak) dan Kerisi (minyak dan gas). Produksi minyak mentah terus berlanjut sejak tahun 1979.

Perjanjian penjualan gas dengan Singapura telah dilakukan sejak bulan Januari 1999. Pada tahun 2001, pipa mulai memasok gas dari dua blok yang berdekatan yaitu Laut Natuna Blok A dan Blok Kakap. Selanjutnya tambahan pengiriman gas alam dari pipa tersebut ke Malaysia dilakukan pada tahun 2002 hingga saat ini yang kemudian memberikan kontribusi pada diperolehnya perpanjangan masa kontrak sampai tahun 2028. Sementara operasi produksi di lapangan Belanak memanfaatkan kapal dengan sistem FPSO kelas dunia. Produksi minyak dan kondensat dimulai pada bulan Desember 2004 dan selanjutnya LPG pada bulan April 2007. Gambar wilayah kerja PSC E disajikan pada gambar 3.7 berikut.



**Gambar 3.7 Wilayah Kerja PSC E**

Sumber : INPEX *Website*, 2011

#### d. PSC X.

Pada PSC X yang bertindak selaku operator adalah INPEX dan susunan kepemilikan saat ini adalah INPEX memegang kepemilikan sebesar 90% dan PT. Energi Mega Persada memegang kepemilikan sebesar 10%. INPEX mengakuisisi 100% *working interest* di PSC X pada November 1998 melalui proses tender terbuka. Lapangan gas-kondensat Abadi ditemukan selama pengeboran sumur eksplorasi pertama di blok tersebut pada tahun 2000. Hal ini ditandai penemuan

pertama dari hidrokarbon (minyak mentah dan gas alam) di laut Arafura Indonesia.

Dua sumur *appraisal* dibor pada tahun 2002 untuk mengkonfirmasi sejauh mana struktur gas. Selanjutnya, evaluasi cadangan dan studi untuk pemilihan skenario pengembangan dilakukan. Lebih lanjut, empat sumur *appraisal* dibor antara Mei 2007 dan Juli 2008 untuk meningkatkan akurasi perkiraan cadangan dan mengkonfirmasi luasnya lapangan Abadi. *Front End Engineering Design* (FEED) juga dilakukan pada FLNG secara paralel. Dengan memanfaatkan data yang dihasilkan, PSC X mengajukan proposal pembangunan di bulan September 2008 kepada Pemerintah Indonesia berdasarkan konsep FLNG untuk pencairan gas alam di dalam lapangan Abadi. Rencana yang diusulkan disetujui oleh Pemerintah Indonesia yaitu menggunakan konsep FLNG. Gambar wilayah kerja PSC X disajikan pada gambar 3.8 berikut.



**Gambar 3.8 Wilayah Kerja PSC X**

Sumber : INPEX Website, 2011

### 3.4 Konsep Bagi Hasil di PSC X

Konsep bagi hasil pada PSC X diatur dalam kontrak kerja sama yang ditandatangani pada tanggal 16 November 1998 antara Pemerintah Indonesia dengan INPEX Corporation. Pada kontrak tersebut menunjuk INPEX Corporation sebagai operator PSC X. Wilayah kerja PSC X terletak di Laut Arafuru dengan luas sebesar 5,725 km<sup>2</sup>. Pembagian hasil bagi masing-masing pihak yang diatur dalam kontrak kerja sama tersebut secara detail adalah sebagai berikut :

- a. *First Tranche Petroleum* (FTP) sebesar 15% dari penghasilan kotor. Hal ini berlaku baik bagi minyak dan gas dan diambil sebelum dilakukan pengurangan untuk biaya pemulihan (*cost recovery*). FTP tersebut dibagi kepada Pemerintah Indonesia dan Kontraktor.
- b. Tarif Efektif Pajak : Pengenaan pajak penghasilan perusahaan adalah 30% sesuai dengan undang-undang perpajakan yang berlaku pada saat itu dan ditambah dengan *branch profit tax* sebesar 20% sehingga tarif efektif pajak menjadi 44% ( $((100\% \times 30\%) + (70 \times 20\%))$ ).
- c. Pembagian Keuntungan Minyak dan Gas  
 Pembagian keuntungan minyak dan gas sebelum pajak dan sesudah pajak bagi masing-masing pihak adalah sebagai berikut :
- Pembagian keuntungan minyak  
 sebelum pajak = Pemerintah (37.5%), Kontraktor (62.5%)  
 sesudah pajak = Pemerintah (65%), Kontraktor (35%)
- Pembagian keuntungan gas  
 sebelum pajak = Pemerintah (28.6%), Kontraktor (71.4%)  
 sesudah pajak = Pemerintah (60%), Kontraktor (40%)
- d. *Domestic Market Obligation* (DMO) : Kontraktor berkewajiban untuk memasok pasar minyak dalam negeri sebesar 25% dari total produksi minyak kotor dalam suatu lapangan. Harga yang dibayarkan oleh pemerintah atas volume tersebut adalah sebesar 25% dari harga pasar. Hal ini hanya berlaku untuk produksi minyak saja. Sementara pemerintah juga memberikan insentif kepada kontraktor berupa pemberian harga sebesar 100% dari harga pasar pada tahun pertama sampai tahun kelima masa produksi suatu lapangan minyak baru atau disebut juga *DMO Holiday*.



e. Depresiasi : Metode depresiasi yang dianut adalah model *declining balance*. Fasilitas produksi, perlengkapan pengeboran dikategorikan masuk kedalam kelompok 25% dengan perhitungan masing-masing tahun sebagai berikut :

Tahun 1 :	25%
Tahun 2 :	18.8%
Tahun 3 :	14.1%
Tahun 4 :	10.5%
Tahun 5 :	31.6%

Depresiasi dihitung sejak awal tahun (*full year depreciation*) pada saat aset tersebut dapat dimanfaatkan (*place into service*).

f. Bonus Produksi : Kontraktor berkewajiban untuk membayarkan bonus produksi pada saat mencapai angka produksi pada titik-titik tertentu sebagai berikut :

- Produksi mencapai 100 MMBOE (kumulatif) : USD2 juta
- Produksi mencapai 150 MMBOE (kumulatif) : USD2 juta
- Produksi mencapai 200 MMBOE (kumulatif) : USD5 juta

### 3.5 Proyek Pembangunan Kapal FLNG

Dengan memiliki cadangan gas yang tinggi maka PSC X berencana untuk membangun Kapal Terapung LNG (*Floating LNG*). Konsep FLNG merupakan suatu FPSO dengan LNG *Plant*. Teknologi FLNG merupakan teknologi terbaru di Indonesia. PSC X mendapatkan persetujuan dari Pemerintah Indonesia melalui surat No. 001/BP00000/2009/S1 tanggal 7 Januari 2009 dan No. 269/BPA000/2009/S1 tanggal 17 September 2000. Pada prinsipnya BP Migas selaku manajemen PSC melakukan studi pihak ketiga untuk menilai kelayakan tekno-ekonomis skenario pengembangan yang diusulkan oleh PSC X dan menyimpulkan bahwa FLNG adalah skema pengembangan yang paling cocok.

Sementara itu PSC X melakukan studi teknis dan berbagai komersial untuk mengoptimalkan skema pengembangan terbaik untuk pengembangan awal dari

lapangan gas Abadi dan menyimpulkan bahwa FLNG dengan kapasitas 2,5 MTPA adalah pengembangan yang paling cocok dan praktis sebagai fase pertama yang juga konsisten dengan hasil studi dari studi pihak ketiga.

FLNG *Plant* akan mampu menghasilkan produksi LNG sebesar 2,5 MTPA rata-rata tahunan selama 30 tahun tanpa *dry-docking* dan dijadwalkan untuk dimulai pada tahun 2018. PSC X memilih 2,5 MTPA FLNG dari beberapa pilihan pembangunan didasarkan pada perbandingan rinci dan juga memperhatikan studi pihak ketiga BP Migas. FLNG adalah integrasi dua teknologi terbukti yaitu darat LNG dan minyak FPSO/LPG FPSO. Namun terdapat tantangan teknis dan komersial berbagai konsep FLNG. PSC X secara teknis telah melakukan beberapa seleksi studi dalam beberapa tahun terakhir mencari solusi terbaik dalam pengembangan lapangan gas Abadi.

Alasan utama dan kunci yang mendorong penggunaan FLNG secara teknis sebagai pembangunan tahap pertama adalah sebagai berikut :

- a. Berbagai masalah komersial termasuk keuangan dan asuransi kapasitas pasar
- b. Komitmen untuk mempercepat produksi awal yang akan menghasilkan pendapatan awal dan *start up production sharing*
- c. Memanfaatkan meningkatnya jumlah dermaga yang ada sehingga akan meningkatkan persaingan dan fleksibilitas sebelum proyek diumumkan.

Area pembangunan lapangan gas Abadi ini mencakup hanya wilayah bagian utara, namun demikian diharapkan bahwa pembangunan akan diperluas untuk sisa wilayah pada lapangan gas Abadi. Dalam skenario peluasan tambahan kapasitas LNG akan dipasang sehingga menghasilkan gas efisien. Sumur kajian tambahan dan survey seismik 3D juga akan dilakukan.

Sesuai dengan pesan dari manajemen INPEX bahwa sebagai perusahaan minyak dan gas Jepang yang mendunia, INPEX akan melakukan kegiatan-kegiatan eksplorasi dan produksi yang proaktif untuk memenuhi tugas sosial

perusahaan dalam memberikan kontribusi yang stabil dan efisien dalam pengadaan energi. Secara bersama-sama akan tujuan pembangunan kapal FLNG adalah memperlihatkan memperkuat nilai perusahaan dalam hal tindakan yang sesuai baik dalam jangka menengah maupun jangka panjang menjaga dan memperluas nilai cadangan dan produksi. Proyek pembangunan kapal FLNG ini memperlihatkan bahwa manajemen INPEX pada PSC X berdedikasi untuk mewujudkan *image* sebagai operator pertama kali di Indonesia dan langsung menangani proyek yang juga baru pertama kali diterapkan di Indonesia. Total dana yang dianggarkan dalam proyek pembangunan kapal FLNG ini terbagi menjadi dua bagian besar yaitu :

- a. Biaya kapital sebesar USD4,715 juta yang terdiri atas :
  - Biaya pada masa eksplorasi sampai pengembangan sebesar USD321 juta
  - Biaya enam sumur pengembangan sebesar USD462 juta
  - Biaya Subsea (asumsi memakai satu sumber pengeboran) sebesar USD674 juta
  - Biaya pembuatan tempat logistik sebesar USD200 juta
  - Biaya untuk kapal FLNG sebesar USD3,058 juta
- b. Biaya operasional sebesar USD2,812 juta yang terdiri atas :
  - Biaya operasional per tahun sebesar USD75 juta
  - Biaya eksplorasi sebesar USD321 juta
  - Biaya untuk *abandonment and restoration* sebesar USD181 juta

Atas nilai investasi tersebut di atas, pihak manajemen mengasumsikan bahwa biaya untuk kapal FLNG senilai USD3,058 juta akan menggunakan pinjaman dari pihak ketiga. Sedangkan biaya-biaya lain akan menggunakan modal kerja perusahaan.

Beberapa proyek yang dilakukan oleh INPEX selaku penyerta modal di Indonesia dan selaku operator di Australia disajikan pada tabel 3.2 berikut :

**Tabel 3.2 Daftar proyek yang dilakukan oleh INPEX**

Nama Proyek	Pelaksana Proyek	Nilai Proyek	Mulai	Jenis pendanaan
Tangguh LNG <i>Plant</i>	British Petroleum (BP)	USD 2,646 juta	2009	Pinjaman kepada pihak ketiga
Belanak FPSO	ConocoPhillips	USD 347 juta	2011	Pinjaman kepada pihak ketiga
Kashagan Oil Field	Kazakstan Oil	USD 350 juta	2010	Pinjaman kepada pihak ketiga
Icthus LNG <i>Plant</i>	INPEX Browse, Australia	USD 1,489 juta	2016	Pinjaman kepada pihak ketiga

sumber : hasil olahan penulis

## BAB 4 ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Analisis Kondisi Makro Ekonomi Indonesia

Keadaan perekonomian makro merupakan suatu kondisi lingkungan eksternal bagi perusahaan, maka dari itu setiap perubahan yang terjadi pada masing-masing variabel ekonomi akan mempengaruhi kelangsungan usaha perusahaan. Lingkungan eksternal perusahaan akan menentukan pertumbuhan perusahaan serta keuntungan yang akan diperoleh oleh perusahaan.

Selama tahun 2011, perekonomian Indonesia memperlihatkan perkembangan yang positif yang ditandai dengan membaiknya indikator makro ekonomi seperti inflasi dan suku bunga namun terdapat pergerakan pada nilai tukar. Dari data Bank Indonesia, tingkat suku bunga BI per tanggal 11 Oktober 2011 adalah 6.5% dimana turun sebesar 25bps dibandingkan dengan tingkat suku bunga BI sebelumnya yaitu 6.75% per tanggal 8 September 2011. Adapun langkah tersebut diambil untuk mengurangi dampak penurunan kinerja ekonomi dan keuangan global yang berakibat pada kinerja ekonomi Indonesia. Pemerintah diharapkan waspada terhadap risiko tinggi dan ketidakpastian keuangan global dan kecenderungan ekonomi global yang melambat karena utang dan masalah fiskal di daerah Eropa dan Amerika Serikat.

Berdasarkan data dari Bank Indonesia, tingkat pertumbuhan ekonomi Indonesia diperkirakan mencapai 6.3% - 6.7% di tahun 2012, keadaan tersebut jauh meningkat jika dibandingkan dengan krisis ekonomi pada tahun 2008 dimana tingkat pertumbuhan ekonomi Indonesia hanya mencapai 4.6%. Keadaan perbankan Indonesia saat ini sangatlah solid dan pemerintah Indonesia juga menyiapkan berbagai rangsangan perekonomian untuk menghadapi adanya ancaman dari krisis Eropa. Sementara berdasarkan analisis dari *Paris based Organization for Economic Cooperation*, keadaan perekonomian Indonesia akan bertumbuh sekitar rata-rata 5.6% dari tahun 2012 hingga tahun 2016. Sementara

tingkat inflasi diperkirakan sekitar 4.9% tahun 2012 dimana naik sekitar 0.2% dari keadaan di tahun 2011.

Kestabilan pada tingkat suku bunga dan tingkat pertumbuhan di atas tidak sejalan dengan nilai tukar rupiah pada periode Q3 tahun 2011 terutama pada September 2011. Dalam Q3 tahun 2011 rupiah terdepresiasi sebesar 2.41% menjadi Rp. 8.790 per USD. Namun demikian, depresiasi rupiah masih sesuai dengan nilai tukar negara-negara lain pada wilayah Asia Pasifik. Tekanan pada rupiah tersebut terutama didorong oleh risiko global karena kekhawatiran tentang prospek ekonomi global.

#### **4.1.1 Analisis Kebijakan Pemerintah Akan Harga Jual Gas**

Kebijakan akan pengalokasian gas bumi bagi kebutuhan dalam negeri dikemukakan secara jelas oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Manusia (KESDM) pada tanggal 1 Desember 2011. Dijelaskan pada kebijakan tersebut bahwa untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yang terus meningkat, pemerintah memprioritaskan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan dalam negeri dengan tetap mempertimbangkan keekonomian pengembangan lapangan. Pemerintah juga mendorong konsumen gas domestik untuk membeli gas dengan harga keekonomian. Pemerintah akan mengatur dan menetapkan harga gas bumi dan dapat berupa eskalasi, dikaitkan dengan harga minyak bumi, produk serta kombinasi keduanya.

Beberapa harga gas bumi yang berlaku saat ini: antara lain :

- Flat sepanjang masa kontrak (berlaku pada kontrak-kontrak lama) pada periode awal jual beli gas (sekitar tahun 1970-an).
- Eskalasi (antara 2-3% per tahun) berkisar sekitar tahun 1990-an.
- Berdasarkan hasil produk (seperti urea dan amoniak).
- Berdasarkan harga jual minyak di Jepang (*Japan Crude Cocktail/JCC*).

Kebijakan lainnya adalah alokasi pemanfaatan cadangan gas bumi yang baru ditemukan diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan setempat. Apabila terdapat kelebihan, pemerintah memiliki kewenangan untuk menetapkan pemanfaatan gas bumi untuk ekspor akan tetapi mensyaratkan komitmen investor untuk berkontribusi dalam pengembangan infrastruktur atau pengembangan migas domestik.

## **4.2 Analisis Keuangan Proyek**

### **4.2.1 Periode Proyeksi Arus Kas**

Studi penelitian proyek pembangunan kapal FLNG ini menggunakan proyeksi arus kas selama 30 tahun. Penetapan periode tersebut dengan mempertimbangkan umur ekonomis kapal FLNG sesuai dengan kapasitas produksinya serta periode kontrak bagi hasil PSC X dengan pemerintah.

Berdasarkan kontrak bagi hasil yang telah ditandatangani oleh PSC X dan pemerintah Indonesia, PSC X selaku operator memiliki hak untuk mengelola blok selama 30 tahun sejak penandatanganan kontrak yaitu pada tahun 1998 dan akan berakhir pada tahun 2028. Namun dengan pertimbangan akan diberikannya tambahan waktu pengelolaan selama 20 tahun sejak tahun 2028 maka asumsi waktu produksi adalah sampai tahun 2048. Untuk itu, periode yang digunakan pada proyeksi arus kas adalah periode sejak tahun 2010 sampai tahun 2048.

### **4.2.2 Estimasi Pendapatan**

Sumber pendapatan bagi proyek pembangunan kapal FLNG ini adalah hasil penjualan LNG dan kondensat. Pendapatan akan diperoleh sejak dapat dipergunakannya kapal FLNG sebagai tempat untuk memproduksi serta penyimpanan LNG dan kondensat yaitu pada tahun 2018. Pendapatan atas hasil penjualan LNG dan kondensat akan mengikuti struktur produksi selama 30 tahun. Atas produksi tersebut diasumsikan bahwa nilai cadangan terbukti yang ada

melebihi umur ekonomis proyek selama 30 tahun sehingga penurunan produksi tidak akan dialami secara signifikan.

### 4.2.3 Estimasi Biaya-biaya yang akan dikeluarkan oleh Perusahaan

#### 4.2.3.1 Biaya *Overhead* dan Biaya Desain Kapal

Biaya *overhead* kantor sebelum masa produksi (tahun 2010 – 2017) diperkirakan sebesar USD10 juta setiap tahun yang merupakan total dari biaya sewa gedung, sewa kendaraan dinas, pembayaran gaji karyawan serta biaya perlengkapan dan peralatan kantor. Sementara itu, untuk pengerjaan desain kapal FLNG akan dilakukan oleh pihak ketiga melalui kontrak terbuka. Total biaya desain kapal ini adalah sebesar USD241 juta yang dibagi menjadi tiga tahun sebagai berikut :

- Tahun 2011 : USD130 juta
- Tahun 2012 : USD 46 juta
- Tahun 2013 : USD 64 juta

Atas desain rinci (*Front End Engineering Design/FEED*) yang akan dilakukan terdiri atas dua tahapan yaitu kontraktor yang memenangkan tender untuk desain kapal FLNG akan berbeda dengan kontraktor yang akan melakukan kegiatan rekayasa (*Engineering Procurement and Construction/EPC*) kapal FLNG. Hal ini untuk memperlihatkan kompetensi dari masing-masing kontraktor yang akan melakukan desain serta rekayasa karena proyek ini merupakan *pilot project* di Indonesia untuk pembangunan kapal FLNG. Detail per tahun total biaya *overhead* dan biaya desain kapal dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 (dengan metode TBS) atau pada lampiran 3 halaman 115 (dengan skema PSC).

#### 4.2.3.2 Biaya Operasional

Termasuk dalam biaya operasional adalah biaya *overhead* setelah memasuki masa produksi (tahun 2018 – 2048) sebesar USD10 juta setiap tahun dan biaya operasional kapal FLNG selama masa produksi. Biaya operasional



kapal FLNG adalah sebesar USD65 juta setiap tahunnya kecuali pada tahun awal produksi, yaitu sebesar USD55 juta di tahun 2018 dan sebesar USD60 juta di tahun 2019 karena diasumsikan setelah dua tahun beroperasi kapal FLNG baru dapat beroperasi dengan maksimal. Detail biaya operasional per tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 – 102 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115 – 118 (dengan skema PSC, termasuk biaya bunga dan pembayaran pokok pinjaman).

#### 4.2.3.3 Biaya Praoperasional Perusahaan

Sebelum suatu PSC berproduksi terdapat biaya-biaya yang telah dikeluarkan pada masa praoperasi contohnya adalah biaya untuk pengeboran, eksplorasi cadangan minyak dan gas bumi, serta biaya yang berkaitan dengan biaya administrasi seperti biaya gaji karyawan, biaya sewa kantor dan biaya penunjang lainnya.

Atas biaya-biaya praoperasional tersebut atau disebut juga *sunk cost*, PSC X mencatat senilai USD380,74 juta sebagai biaya yang telah terjadi sejak tahun 1998 hingga 2009. Pada perhitungan arus kas perusahaan, biaya-biaya praoperasional tersebut tidak akan dimasukkan sebagai komponen arus kas keluar karena pada konsepnya *sunk cost* tersebut tidak memberikan tambahan manfaat bagi perusahaan dan yang diperhatikan dalam konsep arus kas yang akan dinilai oleh perusahaan adalah arus kas *incremental*, yang artinya perusahaan hanya akan melihat tambahan arus kas dan untuk *sunk cost* tanpa atau dengan melakukan proyek pembangunan kapal FLNG tersebut nilai *sunk cost* tersebut tetap akan ada sehingga tidak akan diperhitungkan dalam arus kas yang akan dinilai.

#### 4.2.3.4 Biaya *Abandonment* dan Restorasi

Biaya *abandonment* dan restorasi adalah biaya untuk menutup sumur-sumur pengembangan, rongsokan kapal FLNG dan biaya untuk melakukan pemulihan lingkungan (reklamasi) untuk seperti keadaan semula. Biaya *abandonment* ini

merupakan keharusan yang harus dipenuhi oleh kontraktor. Atas biaya *abandonment* ini perusahaan dapat memperoleh *cost recovery* setiap tahunnya. Hal tersebut sesuai dengan klausul 5.2.5 (e) pada kontrak bagi hasil yang ditandatangani oleh PSC X dan Pemerintah Indonesia.

Lebih lanjut mengenai kepemilikan aset atau kapal FLNG tersebut, sesuai dengan klausul 10.1 pada kontrak bagi hasil yang ditandatangani oleh PSC X dan Pemerintah Indonesia disebutkan bahwa semua peralatan yang dibeli oleh Kontraktor akan menjadi milik Pertamina (Pemerintah Indonesia saat ini) dan akan digunakan untuk kegiatan perminyakan. Selanjutnya pada klausul 10.2 disebutkan bahwa klausul 10.1 tidak berlaku pada peralatan yang disewa oleh pihak ketiga yang akan melakukan tugasnya sebagai kontraktor dimana peralatan tersebut mungkin akan diekspor atau dikembalikan ke luar negeri secara bebas dari Indonesia.

Meskipun pada akhir masa kontraknya, kontraktor belum tentu akan melakukan pekerjaan *abandonment* tersebut namun tetap biaya tersebut harus dianggarkan dan disisihkan pada akun tersendiri yang merupakan akun bersama antara pemerintah dan kontraktor untuk nantinya dapat digunakan oleh pihak yang akan melakukan kegiatan *abandonment* dan restorasi tersebut. Detail biaya *abandonment* dan restorasi dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 – 102 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115 – 118 (dengan skema PSC).

#### **4.2.3.5 Pajak Pertambahan Nilai**

Pajak Pertambahan Nilai (PPN) sebesar 10% diasumsikan akan dikenakan pada seluruh biaya dan pada akhirnya pengeluaran tersebut akan direstitusikan pada saat produksi dengan menggunakan asumsi sebesar 50% akan diterima pada tahun pertama masa produksi dan 50% akan diterima pada saat tahun kedua masa produksi. Pada perhitungan arus kas akan terdapat pengeluaran setiap tahunnya untuk PPN tersebut sebesar 10% dari total biaya kapital dan non kapital (biaya operasional) perusahaan dimulai sebelum masa produksi dan setelah berproduksi

diasumsikan bahwa pengeluaran biaya PPN dan restitusi akan berjalan dalam tahun yang sama sehingga tidak berpengaruh pada arus kas.

Atas PPN yang dibayarkan oleh perusahaan maka perusahaan akan mendapatkan penggantian atau restitusi yang berasal dari pendapatan pemerintah atas bagi hasil yang diterima oleh pemerintah saat sudah dimulainya masa produksi. Asumsi bahwa pendapatan pemerintah yang digunakan untuk restitusi adalah FTP Minyak, FTP Gas dan *Profit Split* Minyak dan *Profit Split* Gas.

Total PPN yang telah dikeluarkan oleh perusahaan sejak perusahaan beroperasi sampai dengan tahun 2009 adalah sebesar USD17,81 juta. Hal ini sesuai dengan pelaporan PPN masukan perusahaan per Desember 2009. Detail perhitungan PPN setiap tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 111-114 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 127-130 (dengan skema PSC).

#### 4.2.3.6 *Parent Company Overhead (PCO)*

Mengacu pada klausul 3.2 lampiran C pada kontrak bagi hasil yang telah ditandatangani perusahaan dengan Pemerintah Indonesia, disebutkan bahwa kontraktor dalam hal ini adalah PSC X berhak untuk mengalokasikan pembebanan biaya *overhead* kantor pusat sebagai biaya operasi perusahaan.

Adapun atas pengalokasian tersebut dibutuhkan persetujuan dari BP Migas atas metode yang digunakan. PSC X telah mengajukan surat permohonan persetujuan atas metode alokasi pembebanan biaya *overhead* kantor pusat tersebut pada tanggal 25 Juni 2010 dan saat ini masih menunggu proses pemeriksaan atas metode tersebut. Metode yang diajukan oleh PSC X adalah menggunakan biaya yang lebih rendah dari total biaya kantor pusat atau 2% dari total pengeluaran termasuk pengeluaran untuk kapital dan operasional. Untuk itu pada perhitungan estimasi arus kas termasuk didalamnya adalah biaya alokasi pembebanan biaya *overhead* kantor pusat sebesar 2% dari total pengeluaran setiap tahunnya. Detail

biaya PCO per tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 103-106 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 119-122 (dengan skema PSC).

#### 4.2.4 Estimasi Investasi Awal

Untuk nilai investasi awal terbagi menjadi empat kategori fasilitas produksi yang nantinya akan dikapitalisasi setelah berproduksi dan didepresiasi sesuai dengan umur aset.

- Kapital untuk pengeboran : untuk dapat menghasilkan produksi sebesar 2,5 MTPA per tahun maka akan dibutuhkan satu buah *drilling center* dengan enam buah sumur pengembangan. Asumsi biaya untuk satu sumur pengembangan adalah USD77,7 juta sehingga total enam buah sumur pengembangan adalah USD462,45 juta. Detail biaya pengeboran per tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115 (dengan skema PSC).
- Kapital untuk bawah laut (*SURF : Subsea, Umbilical, Receiver and Floater*). Total nilai kapital bawah laut adalah USD674 juta. Detail biaya kapital SURF per tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115 (dengan skema PSC).
- Kapital untuk kapal FLNG. Pengeluaran kapital untuk kapal FLNG terdiri atas komponen berikut ini :
 

○ Pembelian Kapal (biaya bersih)	: USD2,584 juta
○ Biaya pemilik	: USD 277 juta
○ Asuransi	: USD 197 juta +
Total	: USD 3,058 juta

Komponen biaya kapital untuk kapal FLNG ini yang akan menggunakan pinjaman kepada pihak ketiga. Detail biaya bunga per tahun dan pengembalian pokok pinjaman dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115, digabungkan dengan biaya operasional (dengan skema PSC).

- Kapital untuk pembangunan basis logistik. Pembangunan kapital untuk basis logistik merupakan persiapan lahan untuk membuat tempat penyimpanan

barang-barang inventori dan juga landasan untuk pesawat terbang. Total pengeluaran yang direncanakan adalah sebesar USD200 juta. Detail biaya kapital untuk basis logistik per tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 99 (dengan metode TBS) atau lampiran 3 halaman 115 (dengan skema PSC).

### 4.3 Analisis Proyeksi Arus Kas

#### 4.3.1 Harga Jual

Asumsi untuk harga kondensat mengacu langsung pada *Japan Crude Cocktail (JCC) Oil* yaitu USD80/bbl. Asumsi harga kondensat tersebut dibuat *flat* selama 30 tahun tanpa mengalami kenaikan. Sedangkan untuk asumsi harga LNG akan menggunakan dua macam harga yaitu harga untuk ekspor dan domestik. Melihat keadaan industri migas saat ini dimana banyak terdapat kontrak-kontrak penjualan gas yang diminta oleh Pemerintah Indonesia untuk memenuhi kebutuhan domestik, maka diasumsikan dari total produksi LNG yang ada maka sebesar 10% dari total produksi kotor akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan domestik.

Asumsi harga baik untuk pasar ekspor dan domestik menggunakan formula sebagai berikut :

- Formula harga jual LNG untuk tujuan ekspor :  $JCC\ Oil \times 0.15 - 0.6 - 0.5$
- Formula harga jual LNG untuk tujuan domestik :  $JCC\ Oil \times 11/160$  atau setara dengan \$5.5/MMBTU jika menggunakan JCC Oil pada \$80/bbl.

#### 4.3.2 Struktur Permodalan

Perusahaan akan memanfaatkan sumber pendanaan baik dari dalam perusahaan sendiri dan juga pinjaman dari pihak luar. Seperti dijelaskan pada bab 3 bahwa dari total nilai investasi pembangunan kapal FLNG baik investasi kapital maupun operasional sebesar USD 7,527 juta tersebut maka hanya nilai investasi untuk pembuatan kapal FLNG sebesar USD3,058 juta yang akan menggunakan pinjaman dari pihak ketiga.

Tingkat suku bunga yang digunakan adalah 7% yang merupakan asumsi tingkat suku bunga yang akan diberikan oleh bank asing terutama bank pemerintah Jepang. Metode yang digunakan dalam pembayaran pokok serta bunga pinjaman adalah dengan menggunakan *accelerated payment* dalam hal ini seluruh hasil penjualan diprioritaskan untuk pembayaran pokok pinjaman serta bunga pinjaman. Sementara pembayaran kembali pokok pinjaman dan bunga akan dilakukan pada saat produksi LNG pertama kali yaitu pada tahun 2018. Pembayaran tersebut akan menggunakan seluruhnya pendapatan yang akan diperoleh dari penjualan LNG hingga pinjaman terbayar lunas.

Pada pendanaan dengan metode TBS maka arus pendapatan yang digunakan untuk pembayaran pinjaman adalah sebesar 75% dari total pendapatan yang diperoleh dan sisanya sebesar 25% akan langsung dibagikan kepada pemerintah Indonesia dan kontraktor sesuai dengan ketentuan dalam kontrak bagi hasil.

#### 4.3.3 Pajak

Sesuai dengan ketentuan yang telah disepakati pada kontrak bagi hasil antara PSC X dan Pemerintah Indonesia maka tarif pajak yang akan digunakan adalah 44% secara efektif. Yang terdiri atas 30% berupa pajak perusahaan berdasarkan Undang Undang Pajak Penghasilan No. 7 Tahun 1983 dan 20% berupa *branch profit tax* yang dikenakan atas sisa keuntungan yang akan dikembalikan kepada perusahaan induk di luar negeri. Perhitungan tarif efektif pajak senilai 44% adalah sebagai berikut :  $(100\% \times 30\%) + (70 \times 20\%)$ .

#### 4.3.4 *Discount Rate/Required Rate of Return*

Pendanaan perusahaan menggunakan dana pihak ketiga yaitu untuk mendanai biaya kapital kapal FLNG, namun dalam penelitian ini berusaha untuk melihat perbedaan antara pendanaan dengan metode TBS dan skema PSC dimana nilai yang paling penting adalah aliran pembayaran biaya bunga serta pokok

pinjaman kepada pihak ketiga. Untuk itu pendekatan yang digunakan dalam penelitian ini untuk mendiskontokan nilai arus kas perusahaan adalah menggunakan pendekatan *Cash Flow To Equity* (CFTE), untuk itu *required return* yang digunakan adalah *cost of equity* ( $R_S$ ).

Dalam menentukan *cost of equity* ( $R_S$ ) digunakan model *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Berdasarkan informasi yang diperoleh dari *Financial Times* pada Januari 2011, diperoleh beta perusahaan adalah 1.13 sedangkan besarnya *Total Equity Risk Premium* (*Market Risk* + *Country Risk*) untuk Indonesia adalah sebesar 6.68% yang diperoleh dari penelitian Aswath Damodaran pada bulan Januari 2011. Sedangkan untuk *risk free rate* yang dipakai adalah tingkat suku bunga *US treasury bills* berdasarkan *US Department of Treasury* untuk periode 1 bulan adalah 0.04% (rata-rata harian selama tahun 2001). Berdasarkan data-data estimasi tersebut maka diperoleh nilai *cost of equity* ( $R_S$ ) adalah 7.59% sesuai perhitungan pada rumus 2.1 sebagai berikut :

$$7.59\% = 0.04\% + 1.13 \times (6.68\%)$$

#### 4.3.5 Aliran kas pada *Trustee Borrowing Scheme* (TBS)

Pada TBS aliran kas dapat diterangkan sebagai berikut :

1. Sumber pendapatan yang diperoleh dari hasil penjualan LNG dipergunakan terlebih dahulu untuk pembayaran utang serta biaya-biaya yang berkaitan dengan administrasi dengan pemberi pinjaman/*lender*. Proporsi dari total nilai pendapatan yang digunakan sebagai pembayaran biaya bunga serta administrasi tersebut ditetapkan sebesar 75% sedangkan sisanya 25% dari total pendapatan tersebut digunakan langsung sebagai pendapatan bagi hasil.
2. Setelah pembayaran atas utang baik biaya bunga dan pokok pinjaman baru pendapatan digunakan sepenuhnya untuk bagi hasil.
3. Urutan bagi hasil adalah *First Tranche Petroleum* (FTP), *Cost Recovery*, *Profit Share* dan terakhir adalah *Income Tax*.

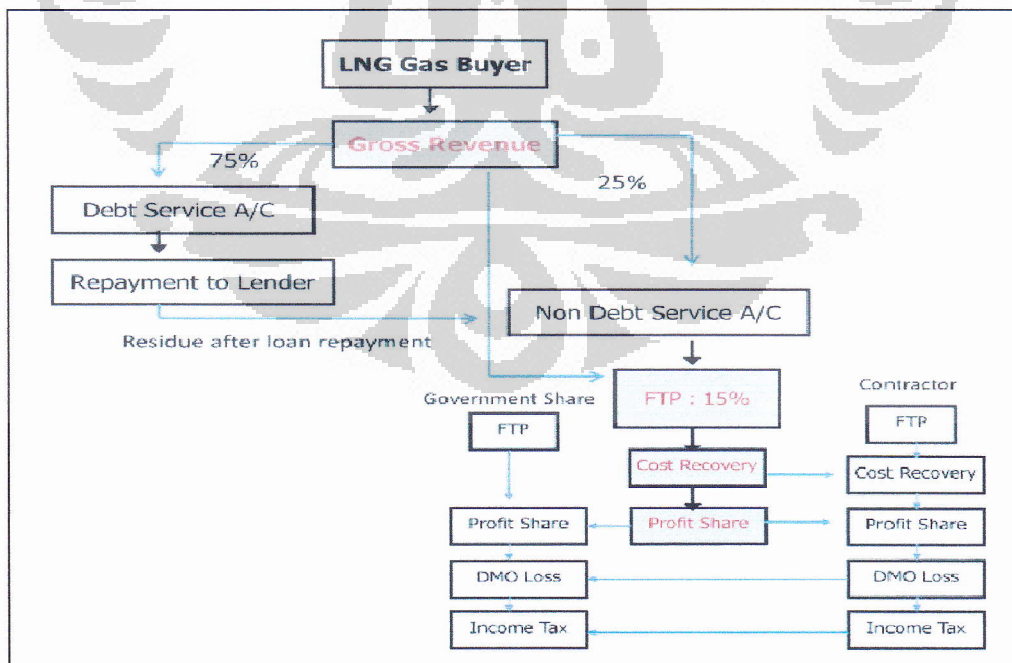
Aliran kas pada skema TBS dapat dilihat pada gambar 4.1.

#### 4.3.6 Aliran Kas pada Skema *Production Sharing Contract (PSC)*

Aliran kas pada skema PSC adalah menggunakan 100% dana hasil penjualan LNG sebagai bagi hasil, aliran kas tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Sumber pendapatan yang diperoleh dari hasil penjualan LNG dipergunakan langsung sebagai bagi hasil antara pemerintah dan kontraktor. Pendapatan hasil penjualan gas masuk ke dalam rekening milik pemerintah untuk kemudian dibagikan antara pemerintah dan kontraktor menurut ketentuan dalam kontrak bagi hasil.
2. Urutan bagi hasil adalah *First Trance Petroleum (FTP)*, *Cost Recovery*, *Profit Share* dan terakhir adalah *Income Tax*.
3. Biaya bunga dan pokok pinjaman masuk sebagai unsur biaya yang dapatp penggantian dari pemerintah (*cost recovery*) namun bukan menjadi prioritas tetapi setelah FTP dibagikan kepada pemerintah dan kontraktor.

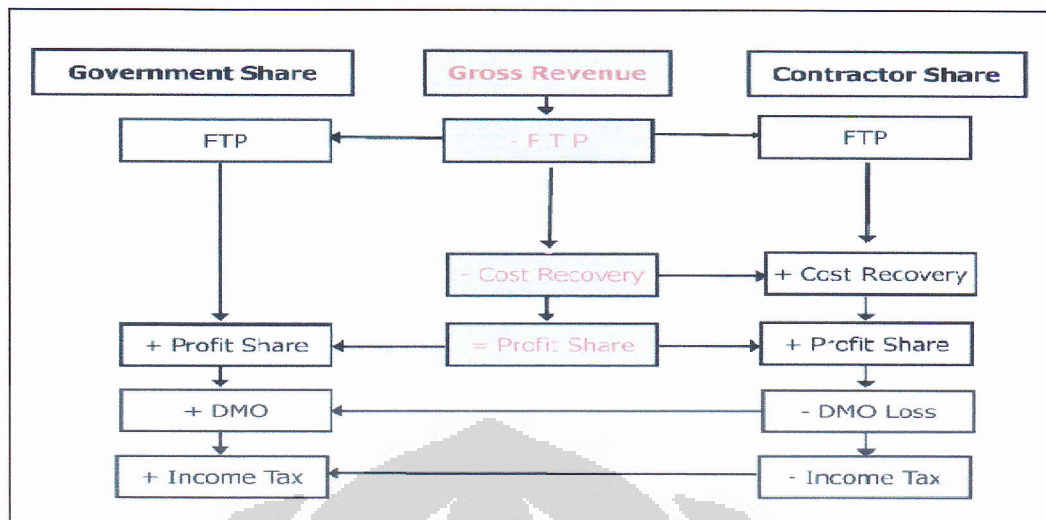
Aliran kas pada skema PSC dapat dilihat pada gambar 4.2



Gambar 4.1 Aliran kas pada TBS

sumber : hasil olahan penulis





Gambar 4.2 Aliran kas pada Skema PSC

Sumber : hasil olahan penulis

#### 4.4 Pembahasan Analisis Keekonomian Proyek untuk Pendanaan dengan *Trustee Borrowing Scheme (TBS)* dan *Production Sharing Contract (PSC)*

Pada metode pendanaan dengan TBS, hasil perhitungan *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *Profitability Index (PI)* dan *Payback Period* untuk proyek pembangunan kapal FLNG yang akan dilakukan oleh perusahaan dapat dilihat pada Tabel 4.1. dan arus kas kontraktor setelah perhitungan PPN setiap tahun dapat dilihat pada lampiran 2 halaman 111 - 114. Sedangkan hasil perhitungan dengan skema PSC dapat dilihat pada Tabel 4.2. dan arus kas kontraktor setelah perhitungan PPN setiap tahun dapat dilihat pada lampiran 3 halaman 127- 130. Berdasarkan hasil kedua perhitungan tersebut, proyek pembangunan kapal FLNG yang akan dilakukan oleh PSC X dengan menggunakan metode pendanaan metode TBS maupun skema PSC akan memberikan tambahan nilai bagi perusahaan dan karena itu layak untuk dilakukan. Hal tersebut dilihat dari NPV yang positif, nilai IRR yang lebih besar dari *required rate of return*, angka PI yang lebih besar dari 1 (kumulatif *present value* sejak diterimanya penghasilan melebihi nilai investasi awalnya), serta *payback period* yang kurang dari setengah umur proyek.

Tabel 4.1 Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan TBS

Tahun	Arus Kas (dalam jutaan USD)	PV (@7.59%) (dalam jutaan USD)	Kumulatif PV (dalam jutaan USD)
2010	(\$11)	(\$11)	(\$11)
2011	(\$154)	(\$144)	(\$155)
2012	(\$74)	(\$64)	(\$218)
2013	(\$81)	(\$65)	(\$284)
2014	(\$56)	(\$42)	(\$325)
2015	(\$264)	(\$183)	(\$508)
2016	(\$656)	(\$423)	(\$931)
2017	(\$527)	(\$316)	(\$1,247)
2018	\$499	\$278	(\$969)
2019	\$484	\$251	(\$718)
2020	\$575	\$277	(\$442)
2021	\$506	\$226	(\$215)
2022	\$782	\$325	\$110
2023	\$620	\$240	\$349
2024	\$621	\$223	\$572
2025	\$618	\$206	\$779
2026	\$621	\$193	\$972
2027	\$621	\$179	\$1,151
2028	\$621	\$167	\$1,317
2029	\$621	\$155	\$1,472
2030	\$621	\$144	\$1,616
2031	\$621	\$134	\$1,750
2032	\$621	\$124	\$1,874
2033	\$621	\$116	\$1,990
2034	\$621	\$107	\$2,097
2035	\$621	\$100	\$2,197
2036	\$621	\$93	\$2,290
2037	\$621	\$86	\$2,376
2038	\$621	\$80	\$2,456
2039	\$621	\$74	\$2,530
2040	\$621	\$69	\$2,600
2041	\$621	\$64	\$2,664
2042	\$621	\$60	\$2,724
2043	\$621	\$56	\$2,779
2044	\$621	\$52	\$2,831
2045	\$621	\$48	\$2,879
2046	\$621	\$45	\$2,924
2047	\$621	\$41	\$2,965
2048	\$621	\$39	\$3,004
<b>NPV@7.59% (dalam jutaan)</b>		<b>\$3,004</b>	
<b>IRR</b>		<b>21.20%</b>	
<b>PI</b>		<b>2.33</b>	
<b>Payback Period (tahun)</b>		<b>12.7</b>	

sumber : hasil olahan penulis

Tabel 4.2 Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan Skema PSC

Tahun	Arus Kas (dalam jutaan USD)	PV (@7.59%) (dalam jutaan USD)	Kumulatif PV (dalam jutaan USD)
2010	(\$11)	(\$11)	(\$11)
2011	(\$154)	(\$144)	(\$155)
2012	(\$74)	(\$64)	(\$218)
2013	(\$670)	(\$538)	(\$756)
2014	(\$1,227)	(\$916)	(\$1,672)
2015	(\$1,484)	(\$1,029)	(\$2,702)
2016	(\$1,251)	(\$807)	(\$3,509)
2017	(\$938)	(\$562)	(\$4,071)
2018	\$1,120	\$624	(\$3,447)
2019	\$1,280	\$663	(\$2,784)
2020	\$1,456	\$701	(\$2,083)
2021	\$1,543	\$690	(\$1,393)
2022	\$1,489	\$619	(\$774)
2023	\$675	\$261	(\$514)
2024	\$621	\$223	(\$290)
2025	\$618	\$206	(\$84)
2026	\$621	\$193	\$109
2027	\$621	\$179	\$288
2028	\$621	\$167	\$455
2029	\$621	\$155	\$609
2030	\$621	\$144	\$753
2031	\$621	\$134	\$887
2032	\$621	\$124	\$1,011
2033	\$621	\$116	\$1,127
2034	\$621	\$107	\$1,234
2035	\$621	\$100	\$1,334
2036	\$621	\$93	\$1,427
2037	\$621	\$86	\$1,513
2038	\$621	\$80	\$1,593
2039	\$621	\$74	\$1,668
2040	\$621	\$69	\$1,737
2041	\$621	\$64	\$1,801
2042	\$621	\$60	\$1,861
2043	\$621	\$56	\$1,917
2044	\$621	\$52	\$1,968
2045	\$621	\$48	\$2,016
2046	\$621	\$45	\$2,061
2047	\$621	\$41	\$2,103
2048	\$621	\$39	\$2,141

<b>NPV@7.59% (dalam jutaan)</b>	<b>\$2,141</b>
<b>IRR</b>	<b>12.43%</b>
<b>PI</b>	<b>1.07</b>
<b>Payback Period (tahun)</b>	<b>16.4</b>

sumber : hasil olahan penulis

**Tabel 4.3 Perbandingan Arus Kas dan Hasil Keekonomian antara Pendanaan dengan TBS dan Skema PSC**

Tahun	Arus Kas (dalam jutaan USD)	PV (@7.59%) (dalam jutaan USD)	Kumulatif PV (dalam jutaan USD)
2010	\$0	\$0	\$0
2011	\$0	\$0	\$0
2012	\$0	\$0	\$0
2013	\$589	\$473	\$473
2014	\$1,171	\$874	\$1,347
2015	\$1,220	\$846	\$2,193
2016	\$595	\$384	\$2,577
2017	\$412	\$247	\$2,824
2018	(\$621)	(\$346)	\$2,478
2019	(\$796)	(\$412)	\$2,066
2020	(\$881)	(\$424)	\$1,642
2021	(\$1,037)	(\$464)	\$1,178
2022	(\$707)	(\$294)	\$884
2023	(\$55)	(\$21)	\$863
2024	\$0	\$0	\$863
2025	\$0	\$0	\$863
2026	\$0	\$0	\$863
2027	\$0	\$0	\$863
2028	\$0	\$0	\$863
2029	\$0	\$0	\$863
2030	\$0	\$0	\$863
2031	\$0	\$0	\$863
2032	\$0	\$0	\$863
2033	\$0	\$0	\$863
2034	\$0	\$0	\$863
2035	\$0	\$0	\$863
2036	\$0	\$0	\$863
2037	\$0	\$0	\$863
2038	\$0	\$0	\$863
2039	\$0	\$0	\$863
2040	\$0	\$0	\$863
2041	\$0	\$0	\$863
2042	\$0	\$0	\$863
2043	\$0	\$0	\$863
2044	\$0	\$0	\$863
2045	\$0	\$0	\$863
2046	\$0	\$0	\$863
2047	\$0	\$0	\$863
2048	\$0	\$0	\$863

Indikator Keekonomian	Pendanaan dengan TBS	Pendanaan dengan Skema PSC	Selisih
NPV@7.59% (dalam jutaan USD)	\$3,004	\$2,141	\$863
IRR	21.20%	12.43%	8.78%
PI	2.33	1.07	1.26
Payback Period (tahun)	12.7	16.4	3.7

sumber : hasil olahan sendiri

Jika dibandingkan antara kedua metode pendanaan tersebut di atas, maka nilai yang diperoleh dari indikator-indikator kelayakan proyek pada metode TBS memberikan nilai tambah yang jauh lebih tinggi bagi perusahaan. Perbedaan arus kas per tahun dan nilai keekonomian antara metode TBS dengan skema PSC dapat dilihat pada tabel 4.3.

Perbedaan arus kas tersebut terutama terjadi pada tahun 2013 sampai dengan tahun 2023 yang merupakan arus pembayaran bunga serta pokok pinjaman. Prioritas atas pembayaran biaya bunga serta pokok pinjaman pada metode TBS merupakan keunggulan dari metode TBS dibandingkan dengan skema PSC. Bagi kontraktor arus kas yang lebih tinggi pada metode TBS di periode tahun 2013 sampai dengan 2023 merupakan pemotongan langsung biaya bunga dan pokok pinjaman dari total pendapatan hasil penjualan LNG dan kondensat. Sementara pada skema PSC biaya bunga tersebut diasumsikan dapat dijadikan sebagai *cost recovery* namun diterima setelah bagi hasil FTP dengan pemerintah.

#### 4.4.1 Analisis Sensitivitas

Kondisi perekonomian serta kebijakan yang diterapkan oleh pemerintah senantiasa bergerak dengan dinamis dan mengalami perubahan dalam berubahnya waktu dan tidak mudah untuk dipastikan kondisi yang akan dialami di masa mendatang. Oleh karena ketidakpastian tersebut, maka perlu dilakukan analisis sensitivitas atas terjadinya perubahan pada variabel-variabel yang ada pada komponen arus kas sehingga perusahaan dapat melihat faktor-faktor yang berpengaruh pada nilai serta tingkat pengembalian investasi terutama pada faktor-faktor yang berpengaruh pada NPV dan IRR atas proyek yang akan dilakukan. Atas perubahan tersebut maka pihak manajemen perusahaan dapat lebih komprehensif dalam mengambil keputusan serta mengantisipasi risiko-risiko yang akan muncul.

Faktor-faktor yang dianggap berpengaruh serta berada dalam kondisi yang dapat berubah di masa mendatang adalah jangka waktu kontrak bagi hasil, alokasi

penjualan untuk pasar domestik, suku bunga pinjaman, biaya kapital yang akan dikeluarkan untuk investasi awal dan biaya operasional perusahaan. Pada analisis sensitivitas berusaha untuk mengukur sensitivitas yang terjadi pada satu variabel input dengan menganggap variabel lainnya konstan.

Penelitian ini mencoba melihat analisis sensitivitas baik dari sisi skenario normal, optimis dan pesimis. Adapun informasi yang digunakan sebagai skenario normal pada penelitian ini telah dihitung berdasarkan data-data yang telah disajikan di atas dengan detail hasil perhitungan pada lampiran 1 dan lampiran 2. Analisis sensitivitas ini dilakukan hanya pada metode TBS karena berdasarkan hasil perhitungan dan perbandingan dengan skema PSC, nilai keekonomian pada metode TBS memberikan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan skema PSC.

#### 4.4.1.1 Jangka Waktu Kontrak Bagi Hasil

Pada jangka waktu kontrak bagi hasil, skenario normal mengacu pada adanya perpanjangan jangka waktu selama 20 tahun sehingga total jangka waktu kontrak adalah 30 tahun sejak produksi awal. Pada skenario optimis diasumsikan adanya penambahan jangka waktu kontrak sebanyak 10 tahun sehingga total periode adalah 40 tahun sejak produksi awal. Sedangkan pada skenario pesimis adalah hanya mengasumsikan diberikan perpanjangan jangka waktu kontrak selama 10 tahun sehingga total periode kontrak bagi hasil adalah 20 tahun sejak produksi awal. Hasil perhitungan sensitivitas akan perubahan jangka waktu kontrak dapat dilihat pada tabel 4.4.

**Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Jangka Waktu Kontrak Bagi Hasil**

<b>Indikator Keekonomian</b>	<b>Skenario Pesimis</b>	<b>Skenario Normal</b>	<b>Skenario Optimis</b>
<b>NPV@7.59% (dalam jutaan)</b>	\$2,456	\$3,004	\$3,258
<b>IRR</b>	20.96%	21.20%	21.23%
<b>PI</b>	2.03	2.33	2.47
<b>Payback Period (tahun)</b>	12.7	12.7	12.7

sumber : hasil olahan penulis

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel jangka waktu kontrak bagi hasil pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 18%, penurunan nilai IRR sebesar 1%, penurunan PI namun tetap dalam nilai  $> 1$  sedangkan *payback period* tidak mengalami perubahan. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 8%, kenaikan nilai IRR sebesar 0.2%, kenaikan PI menjadi lebih besar lagi dari 1 sedangkan *payback period* tidak mengalami perubahan. Dapat dikatakan bahwa, adanya perubahan jangka waktu kontrak bagi hasil pada pembangunan kapal FLNG memberikan kontribusi yang cukup besar pada nilai dan tingkat pengembalian investasi bagi kontraktor, terlebih pada jangka waktu kontrak kurang dari 20 tahun. Selain itu terlihat bahwa setelah 20 tahun perpanjangan kontrak, nilai yang dikontribusikan oleh proyek bagi perusahaan tidak terlalu besar. Oleh karena itu yang terpenting adalah perpanjangan proyek sampai dengan 20 tahun (sampai dengan 2048).

#### 4.4.1.2 Alokasi Penjualan untuk Pasar Domestik

Pada variabel ini, skenario normal mengacu pada penjualan LNG yang dialokasikan untuk pasar domestik adalah sebesar 10% dari total produksi kotor. Dengan demikian maka alokasi pasar untuk ekspor menjadi 90% dari total produksi kotor. Pada skenario optimis diasumsikan bahwa penjualan dialokasikan 100% pada pasar ekspor dan 0% pada pasar domestik. Hal ini mengacu pada ketentuan kontrak bagi hasil yang ditandatangani antara PSC X dan Pemerintah Indonesia yang menyebutkan bahwa kewajiban bagi kontraktor untuk memenuhi pasar domestik hanya untuk penjualan minyak saja sedangkan untuk penjualan gas bumi tidak diatur. Untuk itu pihak perusahaan mengasumsikan bahwa tidak ada kewajiban untuk memenuhi pasar domestik. Sementara pada skenario pesimis diasumsikan bahwa alokasi domestik adalah 25% dari bagian kontraktor ( $25\% \times 71.4\%$ ) atau sekitar 18% dari total produksi kotor. Hasil perhitungan sensitivitas akan alokasi penjualan untuk pasar domestik dapat dilihat pada tabel 4.5.

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel alokasi penjualan untuk pasar domestik pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 5%, penurunan nilai IRR sebesar 2%, penurunan angka PI namun tetap dalam nilai  $> 1$  sedangkan *payback period* tidak mengalami perubahan. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 6%, kenaikan nilai IRR sebesar 3%, kenaikan angka PI menjadi lebih besar lagi dari 1 sedangkan *payback period* tidak mengalami perubahan. Pada perhitungan ini dapat disimpulkan bahwa adanya perubahan alokasi penjualan untuk pasar domestik memberikan perubahan pada nilai dan tingkat pengembalian investasi bagi kontraktor namun tidak terlalu besar.

**Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Alokasi Penjualan untuk Pasar Domestik**

Indikator Keekonomian	Skenario Pesimis	Skenario Normal	Skenario Optimis
NPV@7.59% (dalam jutaan)	\$2,854	\$3,004	\$3,200
IRR	20.73%	21.20%	21.82%
PI	2.25	2.33	2.44
Payback Period (tahun)	12.8	12.7	12.6

sumber : hasil olahan penulis

#### 4.4.1.3 Harga Jual LNG dan Kondensat

Pada variabel ini, skenario normal mengacu pada harga jual LNG yang mengacu pada harga minyak yaitu sebesar USD80/barrel. Volatilitas harga minyak dunia mempengaruhi ketidakpastian akan harga jual yang akan digunakan, untuk itu pada skenario optimis diasumsikan bahwa harga minyak sebagai acuan harga jual LNG akan berada pada kisaran USD100/barrel berdasarkan analisis *forecast* harga *JCC Oil* dari Japan Petroleum Exploration Ltd. (Japex) per tanggal 4 November 2011. Japex merupakan perusahaan minyak nasional di Jepang dan dapat disamakan posisinya seperti Pertamina di Indonesia. Sedangkan pada skenario pesimis diasumsikan bahwa harga minyak akan berada pada kisaran USD58/barrel yang merupakan rata-rata *Indonesian Crude Oil Price*



(ICP) selama tahun 2010. Hasil perhitungan sensitivitas untuk harga jual LNG dan kondensat dapat dilihat pada tabel 4.6.

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel harga jual LNG dan kondensat pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 47%, penurunan nilai IRR sebesar 25%, penurunan angka PI namun tetap dalam nilai  $> 1$ , penurunan nilai *payback period* sebesar 33%. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 42%, kenaikan nilai IRR sebesar 19%, kenaikan angka PI menjadi lebih besar lagi dari 1, kenaikan nilai *payback period* sebesar 30%. Dapat dikatakan bahwa adanya perubahan harga jual LNG dan kondensat pada pembangunan kapal FLNG memberikan pengaruh yang cukup besar akan nilai dan tingkat pengembalian investasi kontraktor.

**Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Harga Jual LNG dan Kondensat**

Indikator Keekonomian	Skenario Pesimis	Skenario Normal	Skenario Optimis
NPV@7.59% (dalam jutaan)	\$1,605	\$3,004	\$4,261
IRR	15.80%	21.20%	25.18%
PI	1.56	2.33	3.02
Payback Period (tahun)	14.6	12.7	11.7

sumber : hasil olahan penulis

#### 4.4.1.4 Biaya Kapital Pembangunan Kapal FLNG

Perubahan nilai pembelanjaan kapital untuk pembangunan kapal FLNG ini dapat disebabkan karena perubahan dari nilai tukar dan juga inflasi. Dalam skenario pesimis diasumsikan dengan kondisi bahwa nilai kapital yang akan dikeluarkan dalam pembangunan kapal FLNG ini akan mengalami peningkatan sebesar 20% dari nilai pada skenario normal. Sedangkan pada skenario optimis diasumsikan bahwa nilai kapital yang akan dikeluarkan dalam pembangunan kapal FLNG akan mengalami penurunan sebesar 20% dari nilai pada skenario normal. Angka 20% mengacu pada hasil penelitian yang dilakukan oleh perusahaan di tahun 2008 tentang biaya yang tidak terduga (*contingency cost*) akan

biaya kapital pembangunan kapal FLNG yang disebabkan karena kenaikan harga bahan baku seperti baja, besi, nikel dll. Hasil perhitungan sensitivitas akan biaya kapital yang akan dikeluarkan untuk pembangunan kapal FLNG ini dapat dilihat pada tabel 4.7.

**Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Biaya Kapital untuk Pembangunan Kapal FLNG**

Indikator Keekonomian	Skenario Pesimis	Skenario Normal	Skenario Optimis
NPV@7.59% (dalam jutaan)	\$2,837	\$3,004	\$3,170
IRR	20.41%	21.20%	22.07%
PI	2.24	2.33	2.42
Payback Period (tahun)	13.0	12.7	12.3

sumber : hasil olahan penulis

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel biaya kapital yang akan dikeluarkan pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 6%, penurunan nilai IRR sebesar 4%, penurunan angka PI namun tetap dalam nilai  $> 1$ , penurunan nilai *payback period* sebesar 3%. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 6%, kenaikan nilai IRR sebesar 4%, kenaikan angka PI menjadi lebih besar lagi dari 1, kenaikan nilai *payback period* sebesar 3%. Pada perhitungan ini dapat disimpulkan bahwa adanya perubahan biaya kapital yang akan dikeluarkan pada pembangunan kapal FLNG memberikan pengaruh yang cukup besar pada nilai serta tingkat pengembalian investasi. Oleh karenanya, ketepatan waktu dalam pelaksanaan proyek merupakan faktor kunci dalam memperhitungkan biaya kapital yang akan dikeluarkan.

#### 4.4.1.5 Biaya Operasional

Perubahan nilai pada biaya operasional juga dapat disebabkan karena perubahan dari nilai tukar dan juga inflasi serta total sumber daya manusia dalam mengelola perusahaan. Dalam skenario pesimis diasumsikan dengan kondisi bahwa biaya operasional yang akan dikeluarkan oleh perusahaan akan mengalami

peningkatan sebesar 20% dari nilai pada skenario normal. Sedangkan untuk asumsi pada skenario optimis diasumsikan bahwa biaya operasional yang akan dikeluarkan dalam pembangunan kapal FLNG akan mengalami penurunan sebesar 20% dari nilai pada skenario normal. Angka 20% mengacu persamaan parameter sensitivitas pada perubahan biaya kapital pembangunan kapal FLNG. Hasil perhitungan sensitivitas akan biaya operasional yang akan dikeluarkan oleh perusahaan, dapat dilihat pada tabel 4.8.

**Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Biaya Operasional**

<b>Indikator Keekonomian</b>	<b>Skenario Pesimis</b>	<b>Skenario Normal</b>	<b>Skenario Optimis</b>
<b>NPV@7.59% (dalam jutaan)</b>	\$2,962	\$3,004	\$3,046
<b>IRR</b>	21.02%	21.20%	21.38%
<b>PI</b>	2.31	2.33	2.36
<b>Payback Period (tahun)</b>	12.8	12.7	12.6

sumber : hasil olahan penulis

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel biaya operasional, pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 1%, penurunan nilai IRR sebesar 1%, penurunan angka PI namun tetap dalam nilai  $> 1$ , penurunan nilai *payback period* sebesar 1%. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 1%, kenaikan nilai IRR sebesar 1%, kenaikan angka PI menjadi lebih besar lagi dari 1, kenaikan nilai *payback period* sebesar 1%. Dalam hal ini dapat disimpulkan bahwa adanya perubahan yang akan terjadi pada biaya operasional yang akan dikeluarkan pada pembangunan kapal FLNG memberikan pengaruh pada nilai dan tingkat pengembalian investasi bagi kontraktor namun tidak dalam nilai yang cukup besar.

#### 4.4.1.6 Tingkat Suku Bunga Pinjaman

Perubahan tingkat suku bunga akan mempengaruhi tingkat pengembalian investasi yang ditanamkan perusahaan. Pada skenario normal, diasumsikan tingkat suku bunga pinjaman yang diberikan oleh *lender* adalah 7% per tahun dan berlaku *flat* setiap tahunnya. Proses pembayaran pokok pinjaman dan bunga pinjaman

adalah dengan metode *accelerated payment* dimana hasil penjualan LNG diprioritaskan untuk pembayaran pokok pinjaman serta bunga pinjaman. Pada skenario pesimis diasumsikan bahwa tingkat suku bunga akan mengalami peningkatan sebesar 1% menjadi 8% per tahun. Sedangkan pada skenario optimis diasumsikan bahwa tingkat suku bunga akan mengalami penurunan sebesar 1% menjadi 6% per tahun. Angka 1% mengacu pada angka suku bunga *US LIBOR – 12 months rate* pada akhir tahun 2011. Hasil perhitungan sensitivitas akan tingkat suku bunga pinjaman, dapat dilihat pada tabel 4.9.

**Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Sensitivitas Variabel Tingkat Suku Bunga Pinjaman**

Indikator Keekonomian	Skenario Pesimis	Skenario Normal	Skenario Optimis
NPV@7.59% (dalam jutaan)	\$2,965	\$3,004	\$3,044
IRR	21.01%	21.20%	21.40%
PI	2.31	2.33	2.35
Payback Period (tahun)	12.8	12.7	12.6

sumber : hasil olahan penulis

Hasil analisis sensitivitas untuk variabel biaya operasional yang akan dikeluarkan pada skenario pesimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan penurunan NPV sebesar 1%, penurunan nilai IRR sebesar 1%, penurunan angka PI namun tetap dalam nilai  $> 1$ , dan penurunan *payback period* sebesar 1%. Sementara pada skenario optimis dibandingkan dengan skenario normal menunjukkan kenaikan NPV sebesar 1%, kenaikan nilai IRR sebesar 1%, kenaikan angka PI menjadi lebih besar lagi dari 1, dan kenaikan pada *payback period* sebesar 1%. Dapat disimpulkan bahwa adanya perubahan tingkat suku bunga pinjaman memberikan pengaruh yang tidak terlalu besar akan nilai dan tingkat pengembalian investasi bagi kontraktor.

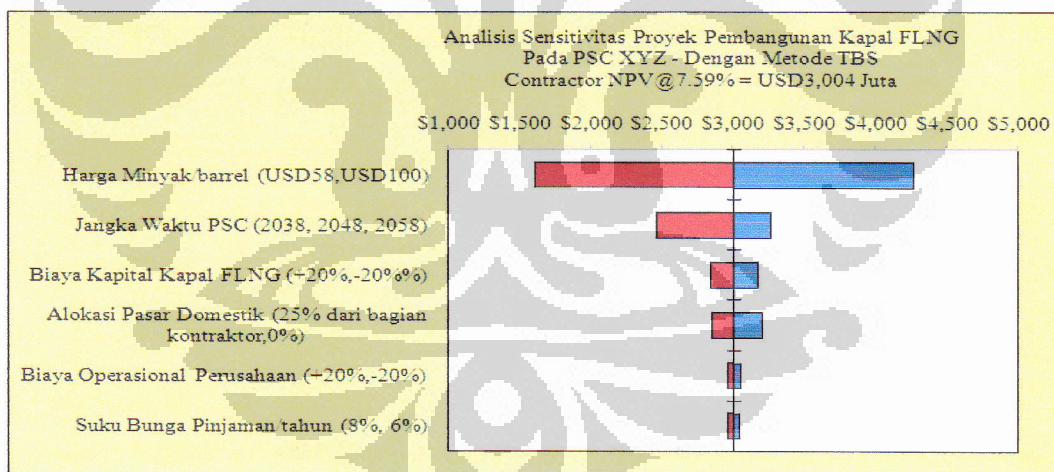
#### 4.4.2 Pembahasan Analisis Sensitivitas

Dari hasil perhitungan yang telah dilakukan pada variabel-variabel penting dalam penentuan keputusan pelaksanaan kelayakan proyek pembangunan kapal FLNG ini, maka secara umum dapat diambil kesimpulan bahwa investasi untuk

pembangunan kapal FLNG di PSC X masih cukup menarik dalam kondisi perubahan jangka waktu kontrak bagi hasil, alokasi pasar untuk ekspor dan domestik, perubahan tingkat suku bunga pinjaman, perubahan harga jual LNG dan kondensat, perubahan pengeluaran biaya kapital untuk kapal FLNG dan pengeluaran biaya operasional perusahaan.

Hal tersebut terlihat dari nilai NPV pada masing-masing skenario memberikan nilai yang positif bagi perusahaan, tingkat IRR juga masih berada di atas *rate of required return*, angka PI yang masih lebih besar dari 1 dan periode pengembalian atau *payback period* masih lebih pendek dari masa proyek itu sendiri. Atas analisis yang dilakukan dapat dibuat rangking yang akan memperlihatkan variabel atau faktor yang paling mempengaruhi nilai pengembalian investasi. Tabel 4.10 memperlihatkan posisi ranking dari nilai NPV tersebut.

**Tabel 4.10 Ranking Sensitivitas dilihat dari NPV**



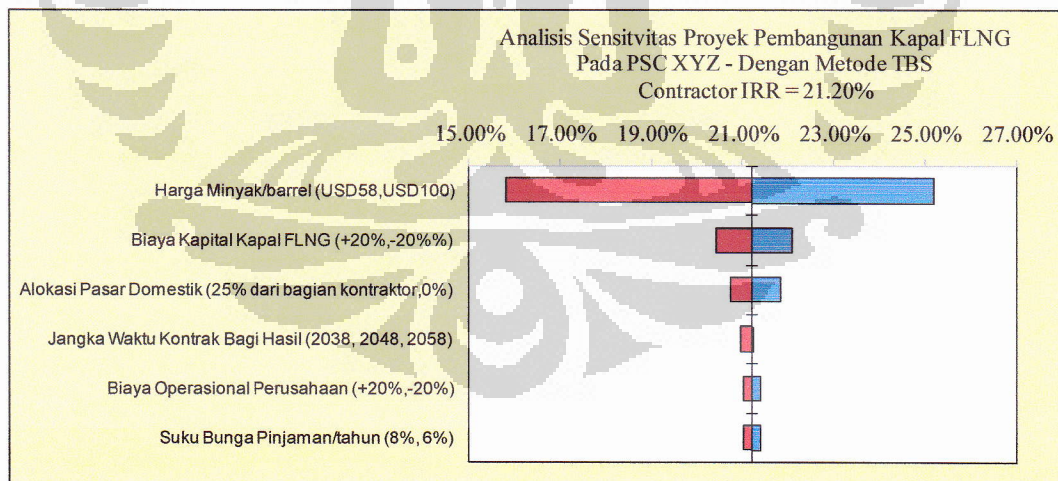
Variabel Sensitivitas	Skenario Pesimis Dalam Jutaan USD	Skenario Optimis Dalam Jutaan USD	Delta Dalam Jutaan USD	
			Delta	Delta
Harga Minyak/barrel (USD58, USD100)	\$1,605	\$4,261	(\$1,399)	\$1,257
Jangka Waktu PSC (2038, 2048, 2058)	\$2,456	\$3,258	(\$548)	\$254
Biaya Kapital Kapal FLNG (+20%, -20%)	\$2,837	\$3,170	(\$167)	\$166
Alokasi Pasar Domestik (25% dari bagian kontraktor, 0%)	\$2,854	\$3,200	(\$150)	\$196
Biaya Operasional Perusahaan (+20%, -20%)	\$2,962	\$3,046	(\$42)	\$43
Suku Bunga Pinjaman/tahun (8%, 6%)	\$2,965	\$3,044	(\$39)	\$40

sumber : hasil olahan penulis

Dari hasil peringkat tersebut dapat dilihat bahwa variabel harga jual LNG dan kondensat yang mengacu pada harga jual minyak merupakan faktor yang paling berpengaruh akan nilai pengembalian investasi yang akan diterima oleh perusahaan sementara faktor. Variabel berikutnya yang paling berpengaruh setelah variabel harga jual adalah jangka waktu kontrak bagi hasil, biaya kapital pembuatan kapal FLNG, alokasi penjualan ke pasar domestik, biaya operasional perusahaan dan tingkat suku bunga pinjaman per tahun.

Sedangkan atas hasil ranking dari nilai IRR dapat dilihat pada Tabel 4.11 berikut. Dari hasil peringkat tersebut dapat dilihat bahwa variabel harga jual LNG dan kondensat yang mengacu pada harga jual minyak masih merupakan faktor yang paling berpengaruh akan nilai pengembalian investasi yang akan diterima oleh perusahaan sementara faktor. Variabel berikutnya yang paling berpengaruh setelah variabel harga jual adalah biaya kapital pembuatan kapal FLNG, jangka waktu kontrak bagi hasil, alokasi penjualan ke pasar domestik, biaya operasional perusahaan dan tingkat suku bunga pinjaman per tahun.

**Tabel 4.11 Ranking Sensitivitas dilihat dari Nilai IRR**



Variabel Sensitivitas	Skenario Pesimis Dalam %	Skenario Optimis Dalam %	Delta Dalam %	
Harga Minyak/barrel (USD58, USD100)	15.80%	25.18%	-5.40%	3.97%
Biaya Kapital Kapal FLNG (+20%, -20%)	20.41%	22.07%	-0.79%	0.87%
Alokasi Pasar Domestik (25% dari bagian kontraktor, 0%)	20.73%	21.82%	-0.48%	0.61%
Jangka Waktu Kontrak Bagi Hasil (2038, 2048, 2058)	20.96%	21.23%	-0.24%	0.03%
Biaya Operasional Perusahaan (+20%, -20%)	21.02%	21.38%	-0.18%	0.18%
Suku Bunga Pinjaman/tahun (8%, 6%)	21.01%	21.40%	-0.19%	0.19%

sumber : hasil olahan penulis

#### 4.4.3 Nilai Keekonomian dengan Metode TBS pada Kondisi Biaya Bunga Yang Tidak Dapat Dikembalikan (*Non Cost Recoverable*) dan Alokasi Penjualan Domestik Sebesar 25% dari bagian Kontraktor

Secara konsep, penggunaan metode TBS pada pendanaan LNG merupakan pemindahan kewenangan atas pengelolaan hasil penjualan yang sebelumnya (dalam skema PSC) berada pada pemerintah dan pada TBS terletak pada *trustee* atau bank yang berada di luar negeri. Oleh karena itu penggunaan metode TBS sebagai sarana pendanaan sering mendapatkan halangan dari pemerintah dalam pelaksanaannya. Pada tanggal 20 Desember 2010, pemerintah mengeluarkan Peraturan Pemerintah (PP) No. 79 Tahun 2010 yang mengatur tentang biaya operasi yang dapat dikembalikan dan perlakuan pajak penghasilan di bidang usaha hulu minyak dan gas bumi. Salah satu pasal dalam PP tersebut yakni Pasal 13 huruf O mengatur mengenai jenis biaya yang tidak dapat dikembalikan dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan meliputi salah satunya adalah biaya bunga pinjaman.

Oleh karena itu, analisis lebih lanjut yang dilakukan adalah untuk melihat hasil keekonomian dengan metode TBS pada kondisi dimana pemerintah tidak menyetujui pengembalian biaya bunga (*non cost recoverable*) dan pada kondisi adanya kebijakan pemerintah untuk mengalokasikan penjualan kepada domestik sebesar 25% dari bagian kontraktor. Pada kedua kondisi tersebut, nilai keekonomian yang diperoleh dengan metode TBS ternyata lebih rendah dibandingkan dengan skema PSC. Oleh karena itu, metode TBS tidak selalu lebih baik dibandingkan dengan skema PSC. Hasil keekonomian dengan kondisi tersebut dapat di lihat pada tabel 4.12.

Adanya biaya bunga yang tidak mendapatkan penggantian dari pemerintah (*non cost recoverable*) mengakibatkan perusahaan harus menanggung sendiri biaya tersebut di periode awal proyek dan pengalokasian hasil penjualan untuk memenuhi kebutuhan domestik pada harga jual gas sebesar USD5.5/mmbtu (dengan asumsi pada kondisi normal *JCC Oil price* sebesar USD 80/bbl) sebesar

25% dari bagian kontraktor atau 18% dari penjualan kotor ternyata tidak kompetitif.

**Tabel 4.12 Hasil Keekonomian dengan TBS pada Kondisi Biaya Bunga Yang Tidak Dapat Dikembalikan dan Alokasi Penjualan Domestik sebesar 25% dari bagian Kontraktor**

Tahun	Arus Kas (dalam jutaan USD)	PV (@7.59%) (dalam jutaan USD)	Kumulatif PV (dalam jutaan USD)
2010	(\$11)	(\$11)	(\$11)
2011	(\$154)	(\$144)	(\$155)
2012	(\$74)	(\$64)	(\$218)
2013	(\$81)	(\$65)	(\$284)
2014	(\$56)	(\$42)	(\$325)
2015	(\$264)	(\$183)	(\$508)
2016	(\$656)	(\$423)	(\$931)
2017	(\$527)	(\$316)	(\$1,247)
2018	(\$865)	(\$482)	(\$1,729)
2019	\$478	\$248	(\$1,481)
2020	\$564	\$271	(\$1,210)
2021	\$499	\$223	(\$986)
2022	\$708	\$295	(\$692)
2023	\$598	\$231	(\$461)
2024	\$599	\$215	(\$246)
2025	\$596	\$199	(\$46)
2026	\$599	\$186	\$139
2027	\$599	\$173	\$312
2028	\$599	\$161	\$473
2029	\$599	\$149	\$622
2030	\$599	\$139	\$761
2031	\$599	\$129	\$890
2032	\$599	\$120	\$1,010
2033	\$599	\$111	\$1,121
2034	\$599	\$104	\$1,225
2035	\$599	\$96	\$1,321
2036	\$599	\$89	\$1,411
2037	\$599	\$83	\$1,494
2038	\$599	\$77	\$1,571
2039	\$599	\$72	\$1,643
2040	\$599	\$67	\$1,710
2041	\$599	\$62	\$1,772
2042	\$599	\$58	\$1,830
2043	\$599	\$54	\$1,883
2044	\$599	\$50	\$1,933
2045	\$599	\$46	\$1,979
2046	\$599	\$43	\$2,023
2047	\$599	\$40	\$2,063
2048	\$599	\$37	\$2,100

<b>NPV@7.59% (dalam jutaan)</b>	<b>\$2,100</b>
<b>IRR</b>	<b>15.58%</b>
<b>PI</b>	<b>1.84</b>
<b>Payback Period (tahun)</b>	<b>16.3</b>

Sumber : hasil olahan penulis



#### 4.4.4 Alternatif Pendanaan dengan Menggunakan Skema *Leasing*

Selain melihat perbandingan antara metode pendanaan proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS dan skema PSC, ditinjau juga alternatif pendanaan lainnya yaitu dengan skema *leasing*. Hal ini didasari karena terdapat beberapa proyek pembangunan fasilitas LNG baik di dalam maupun di luar negeri yang didanai dengan skema *leasing*. Informasi tentang penggunaan *Floating Production and Storage Oil* (FPSO) dan *Floating Storage Oil* (FSO) di Indonesia dapat dilihat pada tabel 4.13.

**Tabel 4.13 Penggunaan FPSO dan FSO di Indonesia**

No	Nama Kapal	Thn	Bendera	Operator	Charter	Nama Lapangan	Periode Sewa
1	FPSO BROTOJOYO	1980	Indonesia	BLT/ Thome Offshore Mgt	Petrochina Salawati	Salawati	August 2016
2	LPG FPSO BELANAK*	2005	Panama	ConocoPhillips Indonesia/ BP Migas	ConocoPhillips	Belanak	June 2025
3	LPG FSO GAS CONCORD	1976	Singapore	Arah Prana/ Anglo Eastern Ship Mgt	ConocoPhillips	Belanak	April 2010
5	KAKAP NATUNA	1975	Liberia	Modec	ConocoPhillips	Langsa	Unlimited
6	ANOA NATUNA*	1990	Liberia	Pertamina/ Premier Oil/ BP Migas	Premier Oil	Anoa Natuna	
7	ARMADA PERKASA	1975	Panama	Bumi Armada Navigation	BP Berau	Berau	
8	LPG PETRO STAR	1979		Pely. Trans Parau Sorat	Petrochina Jabung	Selat Behala	May 2010

sumber : Direktorat Jenderal Transportasi Laut (2010)

#### 4.4.5 Komponen Biaya *Leasing* dan Perlakuan *Leasing* pada Konsep Bagi Hasil

Asumsi yang digunakan adalah dengan periode *leasing* selama 7 tahun. Lebih lanjut dengan mengasumsikan bahwa perusahaan *leasing* menggunakan tingkat pengembalian sebesar 12%. Dengan nilai kapital dan spesifikasi kapal FLNG sama dengan yang akan dibangun oleh perusahaan maka dapat diperoleh informasi nilai sewa per hari sebagai berikut :

- Nilai sewa per hari pada *minimum period* (selama 7 tahun) sebesar USD 2,2 juta .
- Nilai sewa per hari pada *post minimum period* (setelah 7 tahun) sebesar USD 935,5 ribu.

Adapun biaya-biaya lainnya berkaitan dengan pengoperasian kapal FLNG sama dengan asumsi pada saat perusahaan akan menggunakan metode TBS dan skema PSC. Perlakuan biaya *leasing* pada konsep bagi hasil masuk ke dalam kategori biaya operasional. Namun perlu juga diperhatikan pada saat kapal tersebut membutuhkan tambahan kapital pada beberapa tahun ke depan (*refurbishment*) yang dapat menambah nilai kapal tersebut maka kemungkinan bahwa atas biaya perbaikan tersebut akan dapat dikapitalisasi dan didepresiasi untuk mendapatkan *cost recovery*.

#### 4.4.6 Hasil Analisis Keekonomian Alternatif Pendanaan dengan Skema *Leasing*

Untuk mendiskontokan arus kas dari alternatif pendanaan dengan metode *leasing* tersebut digunakan *after tax cost of debt* yaitu sebesar 3.9% (dengan asumsi *cost of debt* adalah 7% dan *effective tax rate* adalah 44%). Atas nilai tersebut maka diperoleh arus kas, nilai *present value* serta kumulatif *present value* yang disajikan pada tabel 4.14.

Nilai yang dihasilkan pada skema *leasing* ini sangatlah tergantung akan harapan tingkat pengembalian atau dengan kata lain *Internal Rate of Return* dari perusahaan *leasing*. Tingkat IRR yang diharapkan oleh perusahaan *leasing* akan mempengaruhi nilai sewa per hari yang akan berakibat pada NPV serta IRR kontraktor pada PSC X. Perhitungan yang ditampilkan pada tabel 4.14 adalah dengan asumsi bahwa IRR perusahaan *leasing* adalah 12% (dianggap yang paling rendah yang diharapkan oleh perusahaan *leasing*). Untuk melihat seberapa besar dampak dari IRR perusahaan *leasing* pada hasil NPV serta IRR kontraktor pada

PSC X maka disajikan sensitivitas IRR perusahaan *leasing* dari 12% sampai 25% pada gambar 4.3 dan gambar 4.4.

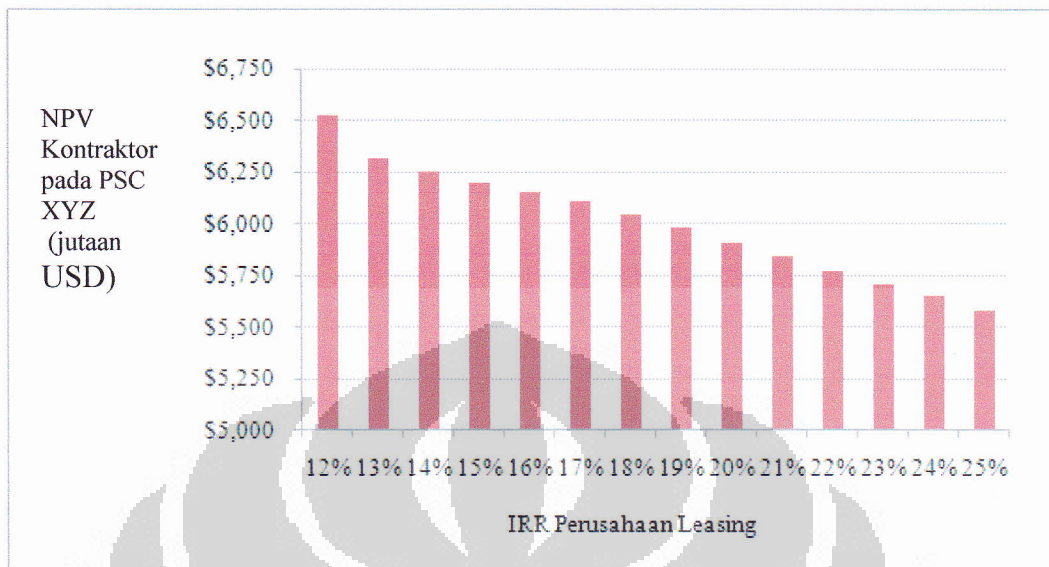
**Tabel 4.14 Hasil Analisis Keekonomian untuk Pendanaan dengan Skema *Leasing***

Tahun	Arus Kas (dalam jutaan USD)	PV (@7.66%) (dalam jutaan USD)	Kumulatif PV (dalam jutaan USD)
2010	(\$11)	(\$11)	(\$11)
2011	(\$154)	(\$149)	(\$160)
2012	(\$74)	(\$68)	(\$228)
2013	(\$81)	(\$73)	(\$300)
2014	(\$56)	(\$48)	(\$348)
2015	(\$264)	(\$218)	(\$566)
2016	(\$656)	(\$521)	(\$1,087)
2017	(\$527)	(\$402)	(\$1,489)
2018	\$560	\$412	(\$1,077)
2019	\$612	\$433	(\$645)
2020	\$770	\$524	(\$120)
2021	\$483	\$316	\$196
2022	\$600	\$378	\$574
2023	\$314	\$190	\$765
2024	\$315	\$184	\$949
2025	\$618	\$347	\$1,296
2026	\$621	\$336	\$1,632
2027	\$621	\$323	\$1,955
2028	\$621	\$311	\$2,266
2029	\$621	\$299	\$2,565
2030	\$621	\$288	\$2,853
2031	\$621	\$277	\$3,130
2032	\$621	\$267	\$3,397
2033	\$621	\$257	\$3,653
2034	\$621	\$247	\$3,900
2035	\$621	\$238	\$4,138
2036	\$621	\$229	\$4,366
2037	\$621	\$220	\$4,586
2038	\$621	\$212	\$4,798
2039	\$621	\$204	\$5,002
2040	\$621	\$196	\$5,198
2041	\$621	\$189	\$5,386
2042	\$621	\$182	\$5,568
2043	\$621	\$175	\$5,742
2044	\$621	\$168	\$5,910
2045	\$621	\$162	\$6,072
2046	\$621	\$156	\$6,228
2047	\$621	\$150	\$6,378
2048	\$621	\$144	\$6,522

<b>NPV@3.9%</b>	<b>\$6,522</b>
<b>IRR</b>	<b>21.15%</b>
<b>PI</b>	<b>4.39</b>
<b>Payback Period (tahun)</b>	<b>10.4</b>

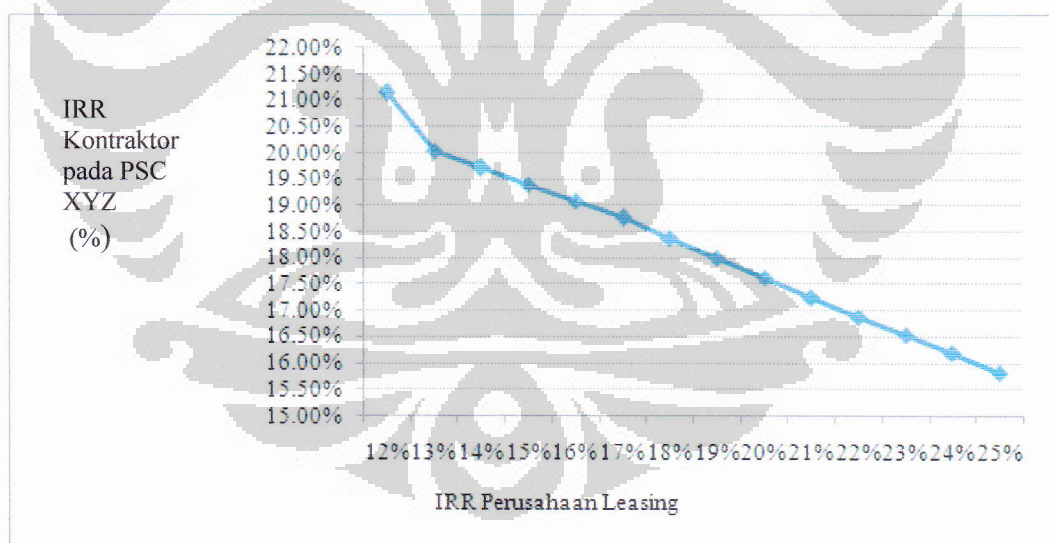
sumber : hasil olahan penulis

**Gambar4.3 Sensitivitas NPV Kontraktor terhadap IRR Perusahaan *Leasing***



sumber : hasil olahan penulis

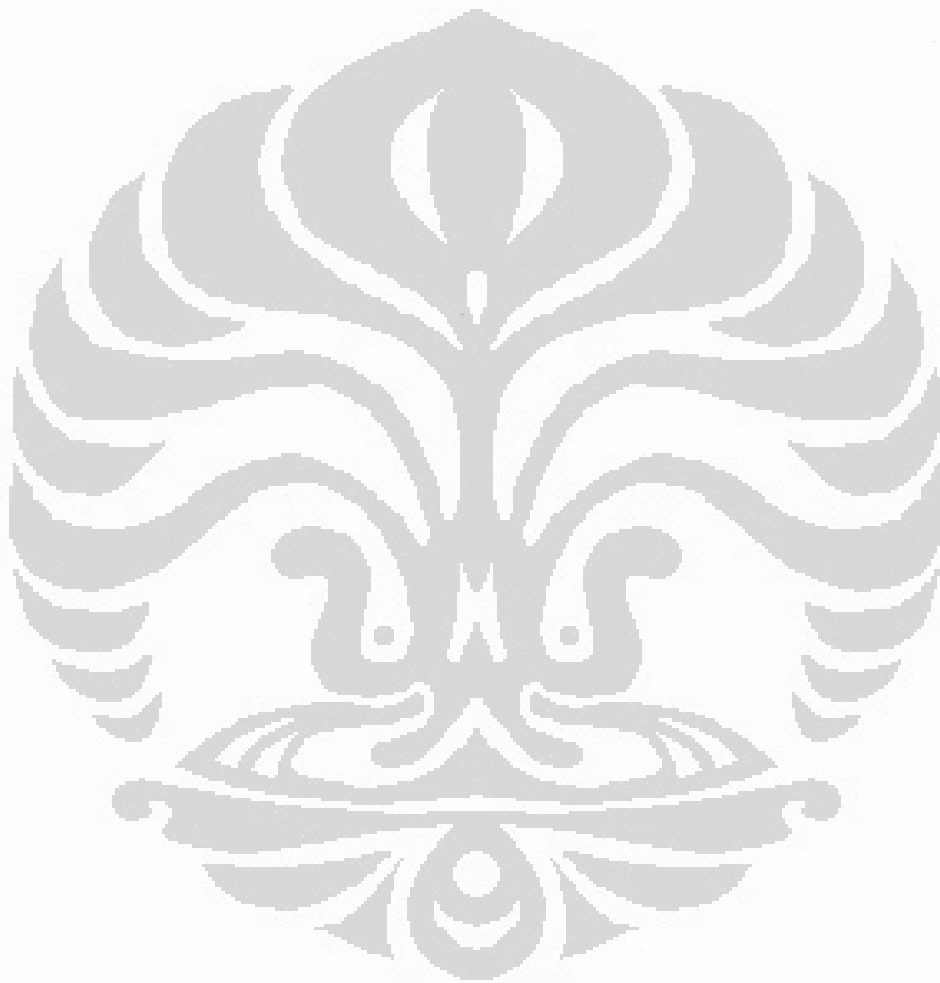
**Gambar4.4 Sensitivitas IRR Kontraktor terhadap IRR Perusahaan *Leasing***



sumber : hasil olahan penulis

Hasil sensitivitas memperlihatkan bahwa pada saat IRR perusahaan *leasing* mencapai 25%, NPV Kontraktor pada PSC X mengalami penurunan sebesar 20% dan penurunan IRR sebesar 27%. Oleh karena itu, tingkat pengembalian atau IRR perusahaan *leasing* akan sangat menentukan nilai yang akan diperoleh oleh kontraktor atau perusahaan pada PSC X. Jika dibandingkan dengan TBS, NPV

yang diperoleh pada skema *leasing* pada saat IRR perusahaan *leasing* sebesar 25% masih lebih besar daripada NPV dengan metode TBS namun nilai IRR Kontraktor pada skema *leasing* jauh lebih kecil dari metode TBS ( $15.82\% < 21.20\%$ ).



## BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan serta analisis yang telah dilakukan maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

- a. Proyek pembangunan kapal FLNG pada PSC X merupakan proyek yang menarik dilihat dari angka NPV yang positif baik pada pendanaan dengan metode TBS maupun skema PSC. Selain itu, dilihat dari nilai IRR yang lebih dari *rate of return*, tingkat pengembalian *payback period* yang kurang dari separuh umur proyek dan juga angka PI yang lebih dari 1, semakin memperjelas akan adanya nilai tambah proyek pembangunan kapal FLNG ini bagi perusahaan. Metode pendanaan dengan TBS memberikan tingkat pengembalian investasi yang lebih tinggi bagi perusahaan dibandingkan dengan skema PSC. Dari hasil perhitungan keekonomian, keseluruhan nilai yang dihasilkan dari metode pendanaan dengan TBS jauh melebihi nilai pada skema PSC. Adanya keuntungan dari biaya bunga serta pembayaran pokok pinjaman yang menjadi prioritas merupakan hal yang utama dalam unsur kepastian penggantian biaya investasi (*cost recovery*) bagi perusahaan. Selain itu posisi pembayaran utang yang diprioritaskan membuat *lender* menjadi lebih nyaman dan merasa aman dalam memberikan pinjaman.
- b. Faktor-faktor yang mempengaruhi nilai keekonomian proyek pembangunan kapal FLNG adalah sebagai berikut :
  - Harga minyak yang akan digunakan sebagai asumsi harga jual LNG : seperti disebutkan pada bab dua bahwa harga jual LNG akan mengacu pada harga *Japan Crude Cocktail Oil (JCC Oil)*. Fluktuasi harga *JCC Oil* tersebut sangat berpengaruh pada tingkat pengembalian investasi perusahaan. Dari hasil sensitivitas, disimpulkan bahwa setiap satu dolar kenaikan atau penurunan harga *JCC Oil* akan mengakibatkan penurunan atau kenaikan NPV sekitar USD695 juta – 777 juta serta penurunan atau kenaikan IRR sekitar 3.97% - 5.94%.

- Jangka waktu kontrak bagi hasil : dari analisis sensitivitas, diperoleh hasil bahwa periode perpanjangan waktu kontrak bagi hasil mempunyai pengaruh yang cukup besar pada nilai dan tingkat pengembalian investasi. Pada posisi periode perpanjangan kontrak selama 20 tahun memberikan kontribusi nilai yang sangat tinggi kepada perusahaan sementara setelah waktu 20 tahun tersebut nilai perpanjangan kontrak tidak lagi memberikan tambahan nilai sebaik tambahan 20 tahun pertama tersebut.
  - Alokasi pasar domestik : berdasarkan analisis sensitivitas, didapatkan hasil bahwa setiap 1% alokasi pasar domestik (dari produksi kotor) akan mengakibatkan penurunan NPV sekitar USD11 juta serta penurunan IRR sekitar 0.06% - 0.08%. Adanya kebijakan dari pemerintah untuk mengalokasikan minimum 25% dari bagian kontraktor untuk pasar domestik, memungkinkan skenario pesimis akan berpeluang lebih tinggi untuk terjadi pada masa mendatang.
  - Biaya kapital kapal FLNG : adanya faktor bahwa teknologi FLNG merupakan teknologi terbaru membuat perusahaan sulit untuk mencari pembanding akan nilai kapital secara *real* yang akan dikeluarkan oleh perusahaan. Atas analisis sensitivitas yang dilakukan, dapat dilihat bahwa setiap 1% kenaikan biaya kapital pada pembangunan kapal FLNG akan mengakibatkan penurunan NPV sebesar USD6 juta serta penurunan IRR sebesar 0.04%.
  - Pada kondisi pemerintah menerapkan peraturan mengenai biaya bunga yang tidak dapat dikembalikan (*non cost recoverable*) dan pengalokasian penjualan domestik sebesar 25% dari bagian kontraktor, nilai keekonomian yang diperoleh dengan metode TBS ternyata lebih rendah dibandingkan dengan skema PSC.
- c. Alternatif lain dalam pendanaan pembangunan kapal FLNG adalah dengan menggunakan skema *leasing*. Hasil analisis tingkat pengembalian investasi yang telah dihitung dengan metode *leasing* jika dibandingkan dengan skema TBS memberikan hasil yang lebih baik. Namun terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam transaksi dengan skema *leasing* yaitu :

- Nilai sewa per hari kapal FLNG akan sangat dipengaruhi oleh besarnya tingkat pengembalian yang diharapkan (IRR) oleh perusahaan *leasing*. Dan pada akhirnya nilai sewa tersebut akan mempengaruhi NPV, IRR kontraktor pada PSC X. Dengan asumsi IRR perusahaan *leasing* yang terendah adalah 12%, skema *leasing* memberikan NPV serta IRR yang lebih tinggi bagi perusahaan dibandingkan dengan metode TBS. Namun dengan asumsi IRR perusahaan *leasing* sebesar 25% ternyata nilai IRR kontraktor pada skema *leasing* jauh lebih rendah dari metode TBS (15.82% vs 21.20%).
- Adanya ketentuan pada kontrak bagi hasil yang mengatur bahwa semua peralatan yang dibeli oleh kontraktor migas menjadi milik pemerintah kecuali barang tersebut adalah *leasing*. Untuk itu pada skema *leasing* disini, kapal FLNG yang akan disewa tersebut tidak akan menjadi milik pemerintah pada akhirnya. Hal ini akan menimbulkan pro dan kontra yang cukup lama dalam memperoleh persetujuan dari pemerintah yang akan dikhawatirkan berakibat pada tertundanya pelaksanaan proyek yang dapat mengakibatkan membengkaknya biaya serta kehilangan pendapatan pada awal-awal tahun masa produksi dan yang paling utama adalah beralihnya pasar kepada pesaing karena pada tahun 2020 terdapat beberapa proyek raksasa LNG yang akan mulai *onstream* (beberapa proyek LNG di Australia dan Papua New Guinea).
- Kemampuan dari perusahaan *leasing* untuk dapat membiayai proyek pembangunan kapal FLNG ini yang membutuhkan dana yang cukup besar. Kebanyakan perusahaan *leasing* yang ada saat ini mendanai kapal dengan kapasitas di bawah dari kapal FLNG yang akan dibangun oleh PSC X.

## 5.2 Keterbatasan Penelitian

Beberapa keterbatasan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :



- a. Data-data perhitungan yang digunakan merupakan data perusahaan dengan menggunakan basis perhitungan tahun 2010 dan selanjutnya dibuat proyeksi selama 30 tahun ke depan berdasarkan asumsi di tahun 2010 tersebut.
- b. Alternatif pendanaan yang dilihat terbatas pada skema leasing dengan *time charter* yang artinya menyewa dengan periode yang tetap yaitu periode minimum selama 7 tahun. Kategori *leasing* yang dianalisis hanya terbatas pada *operating lease*, penelitian tidak menganalisis skema *leasing* dengan kategori *financial lease* ataupun skema *leasing* dengan variatif periode *time charter* karena keterbatasan waktu dan informasi yang diperoleh.

### 5.3 Saran

#### 5.3.1 Bagi Perusahaan

- a. Perusahaan menjadi lebih mengerti mengenai jenis pendanaan yang dapat dipakai dalam melakukan investasi pembangunan kapal FLNG. Saran yang dapat diberikan kepada perusahaan dari hasil penelitian ini adalah perusahaan mengusahakan pendanaan dengan metode TBS kepada pemerintah untuk mendanai proyek pembangunan kapal FLNG karena terbukti memberikan tingkat pengembalian investasi yang menarik bagi perusahaan. Namun di satu pihak, perusahaan juga harus waspada akan adanya perubahan pada keadaan eksternal terutama pada kebijakan pemerintah akan biaya bunga yang tidak dapat dikembalikan (*non cost recoverable*) dan alokasi penjualan domestik yang akan mengakibatkan perubahan nilai tingkat pengembalian investasi. Dengan mengetahui sensitivitas faktor-faktor tersebut maka pihak perusahaan dapat melakukan negosiasi kepada pihak pemerintah dalam memperoleh persetujuan pembangunan proyek kapal FLNG tersebut.
- b. Perusahaan dapat melihat alternatif pendanaan lainnya yaitu dengan skema *leasing* dan berusaha untuk memberikan pandangan kepada pihak pemerintah bahwa terdapat alternatif pendanaan yang ternyata memberikan nilai yang lebih tinggi dibandingkan dengan metode TBS maupun skema PSC. Namun terdapat banyak ketidakpastian akan nilai sewa yang akan diterapkan oleh

perusahaan *leasing* (karena proyek ini merupakan proyek yang pertama dalam bisnis LNG) yang akan berdampak pada tingkat pengembalian investasi perusahaan. Serta atas keterbatasan peraturan tentang kepemilikan aset negara maka kemungkinan pelaksanaan akan metode pendanaan dengan skema *leasing* akan mendapatkan hambatan dari sisi regulasi. Untuk itu metode pendanaan dengan skema *leasing* tersebut dapat menjadi alat negosiasi bagi perusahaan dalam mengusahakan persetujuan pemerintah akan pendanaan dengan metode TBS dan dijadikan alternatif pilihan kedua.

### 5.3.2 Bagi Pemerintah (BP Migas/Kementerian Energi Sumber Daya Manusia)

- a. Melihat hasil investasi yang akan diterima oleh investor, pemerintah dalam hal ini adalah BP Migas selaku manajemen PSC diharapkan dapat mendorong investor untuk melakukan proyek dengan investasi yang cukup besar ini dengan cara memberikan insentif atas pembayaran biaya bunga atas pinjaman karena hal tersebut akan memberikan kontribusi nilai yang tinggi atas tingkat pengembalian investasi bagi investor dan juga memberikan jaminan akan kepastian pembayaran pinjaman dari sisi *lender*. Penerapan kebijakan akan biaya bunga yang tidak dapat dikembalikan akan sangat mempengaruhi metode TBS oleh karena itu pemerintah dapat menggunakan hasil perhitungan tersebut dalam bernegosiasi dengan kontraktor untuk mencapai *win-win solution*.
- b. Selain itu kebijakan pemerintah akan penentuan harga LNG serta alokasi pasar domestik, pemerintah diharapkan juga memperhitungkan nilai keekonomisan bagi investor serta mendorong pasar lokal untuk dapat bersaing dalam menentukan harga jual dibandingkan dengan harga jual ekspor. Dengan adanya insentif dan kebijakan tersebut diharapkan proyek pembangunan kapal FLNG tersebut dapat berjalan sesuai dengan rencana sehingga hasil produksi dapat diserap oleh pasar.

## DAFTAR REFERENSI

- Crozer, G. (2004). Pertamina's Blue sky project heralds return of innovative project financing in indonesia. *Journal of Structured and Project Finance*.
- Dailami, M., & Hauswald, R. (2007) Credit-spread determinants and interlocking contracts: a study of the ras gas project. Washington DC. USA: Elsevier Science Ltd.
- Daily Treasury Bills Rate Data (2011) <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chartcenter/interestrates/Pages/TextView>.
- Damodaran, A. (1997). *Corporate finance theory and practise* (2<sup>nd</sup> ed.). New York: John Wiley and Sons.
- Damodaran, A. (2002) *Investment valuation* (2<sup>nd</sup> ed.). New York: John Wiley and Sons.
- Damodaran on Valuation (2011) [http://w4.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/dam2ed.htm](http://w4.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dam2ed.htm).
- Dharmadi, C.T. (2006) Gas landmark indonesia's first project under the new oil and gas regime. *Indonesia Project Finance*.
- Fachri, Ahmad Z. (2010). *Analisis keekonomian sumur baru pada pengembangan lapangan gas tua: studi kasus pada lapangan x*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Gandolphe, Silvie C., Dickel R. (2005) *Flexibility in natural gas : supply and demand*. Organization for economic co-operation and development : International Energy Agency.
- Gitman, L. J. (2006). *Managerial finance* (11th ed). Boston: Pearson Addison Wesley.
- IEA World Energy Outlook (2011)
- Indonesia Energy Statistics (2010)
- Indonesia Economy Outlook 2011, Economic and Market Research Bank Danamon Indonesia.
- Inpex Corporation (2011). e-presentation Two LNG Projects – Ichthys and Abadi. Japan.
- Ioannis, G. (2002) An introduction to international factoring and project finance. University of Kent at Canterbury. *Munich Personal RePEc Archive*.

- Jennings, D.R., Feiten, B.J., Brock, H.R. (2000) *Petroleum accounting : principles, procedures and issues* (5<sup>th</sup> ed.). Personal Development Institute : University of North Texas.
- Johnston D., & Bush J. (1998). *International oil company financial management in nontechnical language*. Oklahoma: PennWell.
- Johnston D. (1994) *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. Oklahoma: PennWell.
- Khan, M. Kabir, F. Parra, R.J. (2003). *Financing large projects : using project finance techniques and practices*. Singapore: Pearson Prentice Hall.
- Koller, T., Goedhart, M., Wessels, D. (2010), *Valuation*. Mc Kinsey & Company. New York: John Wiley and Sons.
- Kumar, S., Hyouk-TaeKwon, Kwang-HoChoi, JaeHyuCho, WonsubLim, IlMoon, (2011) Current status and future projections of LNG demand and supplies : a global perspective, Republic of Korea.
- Miranda, Rogerio S (2001) Offtake agreements : role, features and alternatives for project finance, Center for Energy Petroleum and Mineral Law and Policy Annual Review 2001. United Kingdom.
- Majalah Tambang, (2011). Kebijakan Pengalokasian Gas Bumi Ke Depan <http://www.majalahtambang.com/>
- Nevitt, P.K. (1989). *Project financing* (5th ed). London: Euromoney Publication Plc.
- Norton Legal Law Firm (2010), *Project Financing In Emerging Markets*. Cleveland.
- Oil and gas indonesia production (2011), *global business guide*. [http://www.gbgindonesia.com/en/energy/article/2011/overview\\_of\\_the\\_oil\\_gas\\_sector\\_in\\_indonesia.php](http://www.gbgindonesia.com/en/energy/article/2011/overview_of_the_oil_gas_sector_in_indonesia.php)
- Pollio, G. (1998) *Project Finance and International Energy Development*, London UK, Elsevier Science Ltd.
- Price Waterhouse Coopers (2010). *Oil and gas indonesia: investment and taxation guide*. Jakarta.
- Ross, S.A., Westerfield R.W, Jaffe J., Jordan B.D., (2009). *Modern financial management* (8th ed.). New York: McGraw Hill.
- Shukri, T. (2004) LNG technology selection. *Hydrocarbon engineering*. 9(2) 71-76.
- Yumurtaci, Z., Erdem, H.H. (2006) *Economical analyses of build-operate-transfer model in establishing alternative power plants*. Turkey: Elsevier Science Ltd.
- 2010 Handbook of energy and economic statistic of indonesia, KESDM. Indonesia.

**Lampiran 1 :  
Daftar istilah dan singkatan**

<b><i>Abandonment and Restoration</i></b>	Kewajiban bagi Kontraktor Migas untuk melakukan penyisihan sejumlah anggaran guna untuk melakukan kegiatan penutupan serta perbaikan lingkungan tempat operasi kegiatan migas yang dikelolanya.
<b><i>Accelerated Payment</i></b>	Bentuk pembayaran pinjaman dengan memprioritaskan hasil yang diperoleh dari penjualan untuk pembayaran pokok pinjaman serta bunga pinjaman dan setelah itu sisanya baru untuk dibagikan kepada pemilik proyek.
<b><i>Advance Payment Model</i></b>	Bentuk <i>project finance</i> yang menggunakan hasil penjualan biasanya berupa bahan mineral sebagai pembayaran pinjaman.
<b>BP Migas</b>	Badan Pengelola (Hulu) Minyak dan Gas Bumi.
<b><i>Cash Flow Waterfall</i></b>	Aliran arus kas; pada TBS aliran arus kas diutamakan untuk pembayaran pokok pinjaman serta bunga pinjaman.
<b><i>Contractor</i></b>	Perusahaan minyak yang beroperasi pada suatu negara dibawah suatu <i>production sharing contract</i> atau <i>service contract</i> bertindak atas pemerintah yang akan menerima bagian dari produksi.
<b><i>Contractor Share</i></b>	Bagian Kontraktor; adalah bagian pendapatan yang diperoleh Kontraktor yang dinyatakan dalam US\$.
<b><i>Construction Contractor</i></b>	Suatu entitas yang membangun proyek dibawah kontrak rekayasa industri dan biasanya menggunakan nilai harga yang tetap dan membutuhkan spesifikasi serta jadwal konstruksi

dan *commissioning* yang berkaitan dengan fasilitas.

***Cost Recovery***

Pengembalian biaya; adalah jumlah biaya operasi yang dapat diganti sesuai dengan besarnya pengeluaran dan prosedur akuntansi yang berlaku dalam suatu periode tertentu dan dikoreksi pada akhir tahun. Apabila jumlah biaya operasi masih lebih besar dari jumlah produksi pada periode yang bersangkutan, maka biaya operasi yang belum tergantikan tersebut akan di-*carry forward* ke tahun berikutnya. Biaya operasi ini terdiri dari biaya operasi tahun-tahun sebelumnya yang belum tergantikan, biaya operasi tahun yang bersangkutan ditambah depresiasi tahun-tahun sebelumnya dan tahun berjalan yang dinyatakan dalam US\$.

***Cryogenic***

Studi akan suatu produksi dengan temperatur yang sangat rendah (dibawah  $-150^{\circ}\text{C}$ )

***Ditjen***

Direktorat Jenderal

***Domestic Market Obligation***

Kewajiban Pasar Domestik; adalah kewajiban bagi kontraktor untuk memasok pasar domestik dengan harga yang telah ditetapkan oleh Pemerintah yang dinyatakan dalam US\$.

***EPC***

*Engineering, Procurement and Construction*

***Equity To Be Split***

Sisa hasil yang akan dibagi; adalah pendapatan bersama yang dibagikan antara pemerintah dan kontraktor setelah dikurangi *cost recovery*, *investment credit*, *interest cost recovery* dan jenis insentif lainnya yang dinyatakan dalam US\$.

***FEED***

*Front End Engineering Design*

<b><i>First Tranche Petroleum</i></b>	Bagian yang harus disisihkan dari produksi sebelum dikurangi biaya ( <i>cost recovery</i> maupun <i>investment credit</i> atau jenis insentif lainnya) yang selanjutnya akan dibagi antara pemerintah dan kontraktor sesuai dengan bagi hasil (sebelum pajak) yang berlaku yang dinyatakan dalam persentase.
<b>FLNG</b>	<i>Floating Liquid Natural Gas</i>
<b>GSA</b>	<i>Gas Sales Agreement</i>
<b><i>Indonesian Crude Price (ICP)</i></b>	Harga patokan minyak yang dihitung berdasarkan formula tertentu (biasanya berdasarkan harga rata-rata 52 minggu dari berbagai jenis minyak seperti yang diterbitkan oleh publikasi harga minyak seperti PLATT, RIM atau APPI). ICP ini dipakai untuk perhitungan bagi hasil dan perhitungan pajak namun tidak selalu sama dengan harga sesungguhnya yang didapatkan oleh perusahaan minyak jika menjual produknya di pasar spot.
<b><i>KESDM</i></b>	Kementerian Energi Dan Sumber Daya Manusia
<b><i>Lender</i></b>	Pemberi pinjaman
<b><i>Limited Recourse</i></b>	Pendanaan dalam bentuk pemberian pinjaman yang terbatas pada komitmen yang jelas dari sponsor.
<b><i>LNG</i></b>	<i>Liquid Natural Gas</i>
<b>Migas</b>	Minyak dan Gas Bumi
<b>MBOE</b>	<i>Million Barrel Oil Equivalent</i>
<b>MMBTU</b>	<i>Millions British Thermal Unit</i>
<b>MMSCFD</b>	<i>Millions Standard Cubic Feet</i>
<b>O&amp;M</b>	<i>Operating and Maintenance</i>

<b>Offtaker</b>	Suatu entitas sebagai pembeli utama ( <i>single purchaser</i> ) akan hasil dari suatu proyek berdasarkan suatu kontrak formal.
<b>PCO</b>	<i>Parent Company Overhead</i> ; merupakan biaya kantor pusat yang dapat dialokasikan sebagai biaya yang dapat menjadi <i>cost recovery</i> pada anak perusahaannya dengan metode tertentu yang membutuhkan persetujuan dari BP Migas.
<b>POD</b>	<i>Plan of Development</i> ; Rencana Pengembangan suatu lapangan migas yang memerlukan persetujuan dari BP Migas maupun Kementerian Energi Dan Sumber Daya Manusia.
<b>Project Finance</b>	Transaksi yang melibatkan mobilisasi dari hutang, ekuitas dan berbagai garansi yang terbatas melalui suatu organisasi baru atau <i>partnership</i> atau <i>joint venture</i> untuk tujuan membentuk fasilitas yang sarat modal dan kegiatan bisnis. Dalam hal ini pemberi pinjaman melihat aset dari proyek sebagai jaminan dan arus kas dimasa depan sebagai pembayaran pinjaman.
<b>Project Vehicle</b>	Suatu entitas yang dibentuk oleh sponsor yang bertujuan untuk terdaftar dalam suatu negara untuk mengimplementasikan serta mengoperasikan proyek tersebut.
<b>PSC</b>	<i>Production Sharing Contract</i> ; Kontrak Kerjasama Bagi Hasil.
<b>SPA</b>	<i>Sales and Purchase Agreement</i>
<b>Sponsors</b>	Sponsor dari suatu proyek yang dapat terdiri dari seseorang namun seringkali berupa perusahaan, <i>joint venture</i> yang telah berpengalaman dalam bidangnya.



<b><i>Trustee</i></b>	Bank atau pihak ketiga yang menanggapi pembentukan perjanjian <i>trust</i> . Dalam hal ini berkaitan dengan suatu pinjaman.
<b><i>Trustee Borrowing Scheme</i></b>	Susunan pinjaman dimana pihak ketiga yang ditunjuk berada di luar negeri oleh para pihak untuk meminjam dana untuk tujuan pembiayaan dan pihak ketiga tersebut berwenang dan diinstruksikan untuk memberikan layanan atas pinjaman tersebut untuk proporsi semua atau sebagian dari hasil penjualan kotor yang diterima atas dasar penjualan kontrak LNG.
<b><i>Working Interest</i></b>	Persentase kepemilikan perusahaan (atau pemerintah) pada suatu <i>joint venture</i> , <i>partnership</i> atau konsorsium.

**Lampiran 2**  
**Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Trustee</b>											
Pendapatan untuk pembayaran biaya bunga dan pokok pinjaman (Source of Debt Services : 75% dari pendapatan kotor) - Dalam jutaan USD											
Pendapatan									875	941	1,009
Pendapatan Gas									828	891	955
Pasar Ekspor									46	50	54
Pasar Domestik											
<b>Source Debt Services (SDS)</b>									875	941	1,009
Biaya Bunga dan Pokok Pinjaman									875	941	1,009
Total SDS											
Pendapatan setelah dikurangi SDS dan digunakan sebagai bagi hasil											
<b>PSC X</b>											
Total Proyek (Dalam jutaan USD)											
Produksi Minyak									4	4	5
Produksi Gas									113	121	130
Total Produksi									23	25	27
Arus Kas									347	373	400
Pendapatan dari Minyak									1,166	1,255	1,345
Pendapatan dari Gas									1,104	1,188	1,274
Pasar Ekspor									62	67	71
Pasar Domestik									1,513	1,628	1,745
Total Pendapatan											
Investasi Pengeboran			11		41	77	308	77			
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik			11		41	153	278	392			
Total Investasi						230	586	469			
Biaya Operasional											
Biaya Overhead	10	140	56	74	10	10	10	10	65	70	75
Biaya Abandonment dan Restorasi											
Total Biaya Operasional	10	140	56	74	10	10	10	10	5	5	6
Parent Company Overhead											
Arus Kas Bersih Total Proyek	(10)	(140)	(67)	(74)	(51)	(240)	(596)	(479)	1,443	1,552	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Trustee</b>										
Pendapatan untuk pembayaran biaya bunga dan pokok pinjaman (Source of Debt Services : 75% dari pendapatan kotor) - Dalam Jutaan USD										
Pendapatan										
Pendapatan Gas	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
Pasar Ekspor	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
Pasar Domestik	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
<b>Source Debt Services (SDS)</b>										
Biaya Bunga dan Pokok Pinjaman	1,009	550	-	-	-	-	-	-	-	-
Total SDS	1,009	550	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan setelah dikurangi SDS dan digunakan sebagai bagi hasil										
	-	459	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
<b>PSC X</b>										
Total Proyek (Dalam jutaan USD)										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Arus Kas										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Trustee</b>										
Pendapatan untuk pembayaran biaya bunga dan pokok pinjaman (Source of Debt Services : 75% dari pendapatan kotor) - Dalam Jutaan USD										
<b>Pendapatan</b>										
Pendapatan Gas	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
Pasar Ekspor	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
Pasar Domestik	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
<b>Source Debt Services (SDS)</b>										
Biaya Bunga dan Pokok Pinjaman	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total SDS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan setelah dikurangi SDS dan digunakan sebagai bagi hasil	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
<b>PSC X</b>										
Total Proyek (Dalam jutaan USD)										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Arus Kas										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Trustee</b>										
Pendapatan untuk pembayaran biaya bunga dan pokok pinjaman (Source of Debt Services : 75% dari pendapatan kotor) - Dalam Jutaan USD										
Pendapatan										
Pendapatan Gas	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	31,069	Nom \$MM
Pasar Ekspor	955	955	955	955	955	955	955	955	29,420	Nom \$MM
Pasar Domestik	54	54	54	54	54	54	54	54	1,649	Nom \$MM
<b>Source Debt Services (SDS)</b>										
Biaya Bunga dan Pokok Pinjaman	-	-	-	-	-	-	-	-	4,383	Nom \$MM
Total SDS	-	-	-	-	-	-	-	-	4,383	Nom \$MM
Pendapatan setelah dikurangi SDS dan digunakan sebagai bagi hasil	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	26,686	Nom \$MM
<b>PSC X</b>										
Total Proyek (Dalam jutaan USD)										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	142	MMBO
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	3,999	MMBTU
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	829	MMBO
Arus Kas										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	12,311	Nom \$MM
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	41,426	Nom \$MM
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	39,227	Nom \$MM
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	2,199	Nom \$MM
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	53,737	Nom \$MM
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom \$MM
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	2,310	Nom \$MM
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	321	Nom \$MM
Biaya Abandornment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	181	Nom \$MM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	2,812	Nom \$MM
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	49,589	Nom \$MM

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>											
Persentase dari Pendapatan Minyak	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Total Biaya Operasional	10	140	56	74	10	10	10	10	70	75	81
Total Parent Company Overhead	0	3	1	1	1	5	12	10	1	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	8	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	27	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>											
Total Kumulatif Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	23	48	75
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>											
<b>Pendapatan Minyak</b>											
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	347	373	400
FTP Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	52	56	60
FTP Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	19	21	22
Pendapatan Tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	90	17	19
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	8	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	77	57	43
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	174	75	62
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	174	75	62
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	121	242	278
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	850	856	688
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	121	242	278
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	121	242	278
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b><i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Minyak</b>											
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)</b>											
FTP & <i>Profit Split</i> Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktual Volume DMO	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Harga DMO	-	-	-	-	-	-	22	22	22	22	22
<i>DMO Loss per Barrel</i>	-	-	-	-	-	-	65	65	65	65	65
<i>DMO Loss</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

**PSC X**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	102	129	156	183	210	237	264	291	318	345
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>										
Investment Credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak benuh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploration Costs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva benuh	32	97	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Non-taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	51	116	19	19	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	51	116	19	19	19	19	19	19	19	19
First Closing Cost Oil Pool	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Is Oil Cost Recovery Max out?	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	289	224	321	321	321	321	321	321	321	321
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	448	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	289	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	289	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Second Closing Cost Oil Pool	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	340	116	19	19	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	-	224	321	321	321	321	321	321	321	321
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	-	84	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	-	140	201	201	201	201	201	201	201	201
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
FTP & Profit Split Minyak	0	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
DMO Loss	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

**PSC X**

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	371	398	425	452	479	506	533	560	587	614
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>										
Investment Credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exploration Costs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva benuujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Non-taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>										
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
<b>DMO Maksimum (25% *pre-tax split* produksi)</b>										
FTP & Profit Split Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
DMO Loss	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47



## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%		%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%		%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	1.336	Nom \$MM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	2.812	Nom \$MM
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	83	Nom \$MM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	19	Nom \$MM
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	64	Nom \$MM
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	641	668	694	721	748	775	802	829		MMBO
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom \$MM
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom \$MM
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	Nom \$MM
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	12.311	Nom \$MM
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	1.847	Nom \$MM
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom \$MM
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	1.154	Nom \$MM
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	10.465	Nom \$MM
Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery										
Investment Credit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	644	Nom \$MM
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Exploration Costs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	19	Nom \$MM
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	306	Nom \$MM
Unrecovered prior costs - Taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Unrecovered prior costs - Non-taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Recoverable Oil Interest Cost (WH Tax gross up)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	969	Nom \$MM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	969	Nom \$MM
First Closing Cost Oil Pool										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Is Oil Cost Recovery Max out?	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	321	321	321	321	321	321	321	321	9.495	Nom \$MM
Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	2.842	Nom \$MM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	929	Nom \$MM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Second Closing Cost Oil Pool										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1.898	Nom \$MM
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	321	321	321	321	321	321	321	321	8.566	Nom \$MM
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	3.212	Nom \$MM
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	5.354	Nom \$MM
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
FTP & Profit Split Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	75	MMBO
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	715	Nom \$MM/BB
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	2.145	Nom \$MM/BB
DMO Loss	47	47	47	47	47	47	47	47	1.218	Nom \$MM

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>											
Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	292	314	336
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	175	188	202
FTP Gas untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	50	54	58
FTP Gas untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	117	125	134
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	301	58	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	27	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	258	193	145
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	381	729	614
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Gas dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	117	125	134
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	117	125	134
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	850	856	688
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	850	856	688
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari Oil Pool</b>											
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	729	614	410
<i>Cost Recovery dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	117	125	134
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas untuk Pemerintah</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas untuk Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Perhitungan Pajak</b>											
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>											
FTP Minyak bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
FTP Gas bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Oil)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Gas)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Minyak bagian Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas bagian Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<b>Pengurang Pajak</b>											
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<i>Cash Income Taxes Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	47	51	54
<i>Cash Withholding Taxes Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	22	24	25
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	459	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Gas	134	593	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>										
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>										
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	109	326	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>										
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	410	159	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>										
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Gas	134	549	64	64	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	134	549	64	64	64	64	64	64	64	64
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	448	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	448	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	44	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari <i>Oil Pool</i></b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Gas										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	159	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	134	549	64	64	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	44	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<i>Profit Split</i> Gas untuk Pemerintah	-	13	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>Profit Split</i> Gas untuk Kontraktor	-	32	771	771	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit</i> Oil)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit</i> Gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	-	140	201	201	201	201	201	201	201	201
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	-	32	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	182	353	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	180	353	1,104	1,106	1,101	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
<i>Cash Income Taxes</i> Kontraktor	54	106	331	332	330	332	332	332	332	332
<i>Cash Withholding Taxes</i> Kontraktor	25	49	155	155	154	155	155	155	155	155
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	336	336	336	336	336	336	336	336	336	336
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009
Pendapatan yang tersedia untuk Cost Recovery Gas	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi cost recovery</b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>										
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
<b>First Closing Cost Gas Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Gas Cost Recovery Max out?</b>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi cost recovery pindahan dari Oil Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Gas</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Second Closing Cost Gas Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk Profit Split	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
Profit Split Gas untuk Pemerintah	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
Profit Split Gas untuk Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Oil)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Minyak bagian Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
Profit Split Gas bagian Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
Cash Income Taxes Kontraktor	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Cash Withholding Taxes Kontraktor	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Interest Cost Recovery Withholding Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	336	336	336	336	336	336	336	336	10,356	Nom SMM
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	6,214	Nom SMM
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	1,775	Nom SMM
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom SMM
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	26,686	Nom SMM
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery Gas</i>	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	30,829	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>										
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	2,168	Nom SMM
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Exploration Costs</i>										
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	64	Nom SMM
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	1,030	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	5,339	Nom SMM
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery Gas</i> dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	2,714	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	64	64	64	64	64	64	64	64	2,714	Nom SMM
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	5,887	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	5,887	Nom SMM
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	28,115	Nom SMM
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari <i>Oil Pool</i></b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery Minyak</i> dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	4,958	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	2,714	Nom SMM
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	28,115	Nom SMM
<i>Profit Split Gas</i> untuk Pemerintah	308	308	308	308	308	308	308	308	8,033	Nom SMM
<i>Profit Split Gas</i> untuk Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	20,082	Nom SMM
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom SMM
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom SMM
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Oil)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Gas)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Profit Split Minyak</i> bagian Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	5,354	Nom SMM
<i>Profit Split Gas</i> bagian Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	20,082	Nom SMM
Total Pendapatan Kena Pajak	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	31,029	Nom SMM
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom SMM
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom SMM
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	29,802	Nom SMM
<i>Cash Income Taxes Kontraktor</i>	332	332	332	332	332	332	332	332	8,941	Nom SMM
<i>Cash Withholding Taxes Kontraktor</i>	155	155	155	155	155	155	155	155	4,172	Nom SMM
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PSC X</b>											
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>											
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	19	21	22
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	50	54	58
Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Gain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	139	149	160
<b>Arus Kas Kontraktor</b>											
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
Cost Recovery Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	327	352	377
<b>Total Pendapatan Minyak</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	117	125	134
Cost Recovery Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	242	260	279
<b>Total Pendapatan Gas</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	569	612	656
<b>Total Pendapatan</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	77	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	11	-	41	77	308	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	11	-	153	153	278	392	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	11	-	230	230	586	469	-	-	-
Biaya Operasional	10	140	56	74	10	10	10	10	66	70	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	6
<b>Total Biaya Operasional</b>	10	140	56	74	10	10	10	10	70	75	81
Pajak Penghasilan	-	-	-	-	-	-	-	-	47	51	54
Withholding Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	22	24	25
<b>Total Pajak</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Biaya Lainnya</b>	-	(140)	(67)	(74)	(51)	(240)	(596)	(479)	429	462	495
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	(10)	(140)	(67)	(74)	(51)	(240)	(596)	(479)	429	462	495
<b>Perhitungan PPN</b>											
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	1	14	7	7	5	24	60	48	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	19	33	40	47	52	76	136	184	184	92	92
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92	80
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	69	22	80
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	(11)	(154)	(74)	(81)	(56)	(264)	(656)	(527)	499	484	575

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>PSC X</b>										
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	-	84	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	-	13	308	308	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	79	155	486	487	485	487	487	487	487	487
Bonuses	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	161	332	1,044	1,043	1,045	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	340	116	19	19	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	-	140	201	201	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	377	293	257	257	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	134	549	64	64	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	-	32	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	279	725	979	979	979	979	979	979	979	979
<b>Total Pendapatan</b>	656	1,018	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>Total Biaya Operasional</b>	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Pajak Penghasilan	54	106	331	332	330	332	332	332	332	332
Withholding Taxes	25	49	155	155	154	155	155	155	155	155
<b>Total Pajak</b>	79	155	486	487	485	487	487	487	487	487
Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
DMO Losses	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Total Biaya Lainnya</b>	2	49	47	47	52	47	47	47	47	47
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	494	782	620	621	618	621	621	621	621	621
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	80	177	556	556	556	556	556	556	556	556
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	506	782	620	621	618	621	621	621	621	621

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>	<b>1.043</b>
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	979	979
<b>Total Pendapatan</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>	<b>1.236</b>
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biaya Abandonment dan Restorasi	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
<b>Total Biaya Operasional</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>
Pajak Penghasilan	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Withholding Taxes	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
<b>Total Pajak</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Total Biaya Lainnya</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>



Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan TBS (Lanjutan)

	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>PSC X</b>										
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom \$MM
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	1,775	Nom \$MM
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	3,212	Nom \$MM
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	8,033	Nom \$MM
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	13,113	Nom \$MM
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	28,053	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom \$MM
Cost Recovery Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,898	Nom \$MM
Profit Split Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	5,354	Nom \$MM
Total Pendapatan Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	8,406	Nom \$MM
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom \$MM
Cost Recovery Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	2,714	Nom \$MM
Profit Split Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	20,082	Nom \$MM
Total Pendapatan Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	27,234	Nom \$MM
<b>Total Pendapatan</b>	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	35,641	Nom \$MM
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom \$MM
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	2,310	Nom \$MM
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	321	Nom \$MM
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	181	Nom \$MM
<b>Total Biaya Operasional</b>	81	81	81	81	81	81	81	81	2,812	Nom \$MM
Pajak Penghasilan	332	332	332	332	332	332	332	332	8,941	Nom \$MM
Withholding Taxes	155	155	155	155	155	155	155	155	4,172	Nom \$MM
<b>Total Pajak</b>	487	487	487	487	487	487	487	487	13,113	Nom \$MM
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
<b>Total Biaya Lainnya</b>	47	47	47	47	47	47	47	47	1,227	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621	621	17,153	Nom \$MM
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	166	Nom \$MM
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	184	Nom \$MM
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	556	556	556	556	556	556	556	556	14,931	Nom \$MM
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	184	Nom \$MM
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Saldo PPN yang harus direstitusi	621	621	621	621	621	621	621	621	17,171	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621	621	17,171	Nom \$MM

Lampiran 3

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PSC X</b>											
Total Proyek (Dalam jutaan USD)											
Produksi Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	5
Produksi Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	113	121	130
Total Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	23	25	27
Arus Kas											
Pendapatan dari Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	347	373	400
Pendapatan dari Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,166	1,255	1,345
Pasar Ekspor	-	-	-	-	-	-	-	-	1,104	1,188	1,274
Pasar Domestik	-	-	-	-	-	-	-	-	62	67	71
Total Pendapatan	-	-	-	-	-	-	-	-	1,513	1,628	1,745
Investasi Pergeboran	-	-	-	-	-	77	308	77	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	11	-	41	153	278	392	-	-	-
Total Investasi	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Biaya Operasional	-	-	-	535	1,065	1,109	541	374	319	268	202
Biaya Overhead	10	140	56	74	10	10	10	10	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	6
Total Biaya Operasional	10	140	56	609	1,075	1,119	551	384	324	273	208
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	(10)	(140)	(67)	(609)	(1,116)	(1,349)	(1,137)	(853)	1,189	1,354	1,536

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>PSC X</b>										
Total Proyek (Dalam jutaan USD)										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Arus Kas										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	115	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	121	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,624	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>PSC X</b>										
<b>Total Proyek (Dalam jutaan USD)</b>										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
<b>Arus Kas</b>										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

PSC X	Total Proyek (Dalam jutaan USD)											Total	Satuan
	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048					
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	142	MMBO
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	3,999	MMBTU
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	829	MMBO
<b>Arus Kas</b>													
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	12,311	Nom \$MM
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	41,426	Nom \$MM
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	39,227	Nom \$MM
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	2,199	Nom \$MM
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	53,737	Nom \$MM
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom \$MM
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	6,554	Nom \$MM
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321	Nom \$MM
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	181	Nom \$MM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	7,056	Nom \$MM
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	45,345	Nom \$MM

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>											
Persentase dari Pendapatan Minyak	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Total Biaya Operasional	10	140	56	609	1,075	1,119	551	384	324	273	208
Total Parent Company Overhead	0	3	1	12	22	27	23	17	6	5	4
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	26	1	1
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	86	4	3
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>											
Total Kumulatif Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	23	48	75
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>											
Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	347	373	400
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	52	56	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	19	21	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	978	63	48
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak benuk	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	26	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva benuk	-	-	-	-	-	-	-	-	77	57	43
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	786	590
<i>Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
<i>First Closing Cost Oil Pool</i>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	786	590	342
<i>Is Oil Cost Recovery Max out?</i>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Oil Pool</i>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	786	590	342
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FTP & Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Aktual Volume DMO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Harga DMO	-	-	-	-	-	-	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	-	-	-	-	-	-	65	65	65	65	65
DMO Loss	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	121	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	102	129	156	183	210	237	264	291	318	345
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	28	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva benyujud	32	97	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	342	63	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	340	179	19	19	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	340	179	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	-	161	321	321	321	321	321	321	321	321
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	340	179	19	19	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	-	161	321	321	321	321	321	321	321	321
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	-	60	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	-	101	201	201	201	201	201	201	201	201
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
FTP & Profit Split Minyak	0	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
DMO Loss	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<i>Parent Company Overhead (PCO)</i>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total <i>Parent Company Overhead</i>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	371	398	425	452	479	506	533	560	587	614
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Oil Interest Cost (WH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk <i>Profit Split</i>	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FTP & <i>Profit Split</i> Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
<i>DMO Loss per Barrel</i>	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
<i>DMO Loss</i>	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47



## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%		%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%		%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom SMM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	7,056	Nom SMM
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	168	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	38	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	129	Nom SMM
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	641	668	694	721	748	775	802	829		MMBO
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom SMM
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom SMM
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	Nom SMM
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom SMM
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	12,311	Nom SMM
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	1,847	Nom SMM
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom SMM
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom SMM
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	10,465	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,616	Nom SMM
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	38	Nom SMM
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	306	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	1,780	Nom SMM
<i>Recoverable Oil Interest Cost (W/M Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,961	Nom SMM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,961	Nom SMM
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	1,780	Nom SMM
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	321	321	321	321	321	321	321	321	8,503	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	1,780	Nom SMM
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,961	Nom SMM
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	321	321	321	321	321	321	321	321	8,503	Nom SMM
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	3,189	Nom SMM
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	5,315	Nom SMM
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
FTP & Profit Split Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	75	MMBO
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	715	Nom SMM/Bbl
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	2,145	Nom SMM/Bbl
DMO Loss	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom SMM

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>											
Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,166	1,255	1,345
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	175	188	202
FTP Gas untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	50	54	58
FTP Gas untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	3,291	211	161
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	86	4	3
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	258	193	145
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	381	3,024	2,366
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/TH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Gas dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	3,024	2,366	1,531
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	3,024	2,366	1,531
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari Oil Pool</b>											
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	3,024	2,366	1,531
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	3,024	2,366	1,531
<i>Cost Recovery dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas untuk Pemerintah</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas untuk Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Perhitungan Pajak</b>											
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>											
FTP Minyak bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
FTP Gas bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Oil)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Gas)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Minyak bagian Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Gas bagian Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<b>Pengurang Pajak</b>											
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<i>Cash Income Taxes Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	47	51	54
<i>Cash Withholding Taxes Kontraktor</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	22	24	25
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Gas	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	93	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak benu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	109	326	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Non-taxable	1,531	592	-	-	-	-	-	-	-	-
Recoverable Gas Interest Cost (WH Tax gross up)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Gas	1,143	981	64	64	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	1,143	981	64	64	64	64	64	64	64	64
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	592	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	592	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer <i>Cost Recovery</i>	-	162	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari Oil Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	592	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	1,143	981	64	64	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	162	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<i>Profit Split</i> Gas untuk Pemerintah	-	46	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>Profit Split</i> Gas untuk Kontraktor	-	116	771	771	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak (Investment Credit Oil)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak (Investment Credit Gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	-	101	201	201	201	201	201	201	201	201
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	-	116	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	182	398	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
DMO Losses	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	180	398	1,104	1,106	1,101	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
<i>Cash Income Taxes</i> Kontraktor	54	119	331	332	330	332	332	332	332	332
<i>Cash Withholding Taxes</i> Kontraktor	25	56	155	155	154	155	155	155	155	155
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery Gas</i>	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak benu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva benujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Gas Interest Cost (WH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Gas dari Pendapatan Gas</i>	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari <i>Oil Pool</i></b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Gas</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery dari Pendapatan Gas</i>	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<i>Profit Split Gas untuk Pemerintah</i>	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>Profit Split Gas untuk Kontraktor</i>	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Oil)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Kena Pajak (Investment Credit Gas)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split Minyak bagian Kontraktor</i>	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
<i>Profit Split Gas bagian Kontraktor</i>	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
<i>Cash Income Taxes Kontraktor</i>	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
<i>Cash Withholding Taxes Kontraktor</i>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>											
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	19	21	22
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	50	54	58
Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Gain	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
Cash Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	139	149	160
<b>Arus Kas Pemerintah</b>											
<b>Arus Kas Kontraktor</b>											
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
Cost Recovery Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	327	352	377
Total Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
Cost Recovery Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,116	1,201	1,287
Total Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,443	1,553	1,665
<b>Total Pendapatan</b>											
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	77	-	308	77	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	11	-	41	153	278	392	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>											
Biaya Operasional	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Biaya Overhead	-	-	-	535	1,065	1,109	541	374	319	268	202
Biaya Abandonment dan Restorasi	10	140	56	74	10	10	10	10	-	-	-
<b>Total Biaya Operasional</b>											
Pajak Penghasilan	10	140	56	609	1,075	1,119	551	384	324	273	208
Withholding Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	47	51	54
<b>Total Pajak</b>											
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	22	24	25
DMO Losses	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
<b>Total Biaya Lainnya</b>											
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	(10)	(140)	(67)	(609)	(1,116)	(1,349)	(1,137)	(853)	1,050	1,205	1,376
<b>Perhitungan PPN</b>											
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	1	14	7	61	112	135	114	85	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	19	33	40	100	212	347	461	546	546	273	273
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>											
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	69	75	80
Saldo PPN yang harus direstitusi	(11)	(154)	(74)	(670)	(1,227)	(1,484)	(1,251)	(938)	204	402	322
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>											

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	-	60	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	-	46	308	308	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	79	175	486	487	485	487	487	487	487	487
Bonuses	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	161	362	1,044	1,043	1,045	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	340	179	19	19	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	-	101	201	201	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	377	317	257	257	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	1,143	981	64	64	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	-	116	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	1,287	1,241	979	979	979	979	979	979	979	979
<b>Total Pendapatan</b>	<b>1,665</b>	<b>1,558</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Biaya Operasional	115	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biaya Abandornment dan Restorasi	121	81	81	81	81	81	81	81	81	81
<b>Total Biaya Operasional</b>	<b>242</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>162</b>
Pajak Penghasilan	54	119	331	332	330	332	332	332	332	332
Withholding Taxes	25	56	155	155	154	155	155	155	155	155
<b>Total Pajak</b>	<b>79</b>	<b>175</b>	<b>486</b>	<b>487</b>	<b>485</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>
Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
DMO Losses	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Total Biaya Lainnya</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>49</b>	<b>47</b>	<b>52</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	<b>1,463</b>	<b>1,302</b>	<b>620</b>	<b>621</b>	<b>618</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	49	47	52	47	47	47	47	47
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	<b>80</b>	<b>187</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	80	187	55	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	241	55	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	<b>1,543</b>	<b>1,489</b>	<b>675</b>	<b>621</b>	<b>618</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>

## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>PSC X</b>										
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	979	979
<b>Total Pendapatan Exp&amp;Apr</b>	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>Total Biaya Operasional</b>	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Pajak Penghasilan	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Withholding Taxes	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
<b>Total Pajak</b>	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Total Biaya Lainnya</b>	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621



## Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema PSC (Lanjutan)

PSC X	Arus Kas bagian Pemerintah										Total	Satuan
	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050		
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom \$MM
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	1,775	Nom \$MM
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	3,189	Nom \$MM
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	8,066	Nom \$MM
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	13,132	Nom \$MM
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>28,083</b>	<b>Nom \$MM</b>
<b>Arus Kas Kontraktor</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>1,154</b>	<b>Nom \$MM</b>
FTP Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	1,961	Nom \$MM
Cost Recovery Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201	5,315	Nom \$MM
Profit Split Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	8,430	Nom \$MM
Total Pendapatan Minyak	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom \$MM
FTP Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	6,979	Nom \$MM
Cost Recovery Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	20,166	Nom \$MM
Profit Split Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	979	979	31,584	Nom \$MM
Total Pendapatan Gas	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	40,014	Nom \$MM
<b>Total Pendapatan</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>40,014</b>	<b>Nom \$MM</b>
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
<b>Total Investasi Kapital</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	<b>1,336</b>	<b>Nom \$MM</b>
Biaya Operasional	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,554	Nom \$MM
Biaya Overhead	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	321	Nom \$MM
Biaya Abandonment dan Restorasi	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	181	Nom \$MM
<b>Total Biaya Operasional</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>155</b>	<b>7,056</b>	<b>Nom \$MM</b>
Pajak Penghasilan	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	8,954	Nom \$MM
Withholding Taxes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,179	Nom \$MM
<b>Total Pajak</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>487</b>	<b>13,132</b>	<b>Nom \$MM</b>
Bonus	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	9	Nom \$MM
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
<b>Total Biaya Lainnya</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>47</b>	<b>1,227</b>	<b>Nom \$MM</b>
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>17,263</b>	<b>Nom \$MM</b>
<b>Perhitungan PPN</b>												
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	528	Nom \$MM
Akumulasi PPN sebelum produksi	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	546	Nom \$MM
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,941	Nom \$MM
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>546</b>	<b>Nom \$MM</b>
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Saldo PPN yang harus direstitusi	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	17,280	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>17,280</b>	<b>Nom \$MM</b>

## Lampiran 4

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing*

PSC X	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total Proyek (Dalam jutaan USD)											
Produksi Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	5
Produksi Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	113	121	130
Total Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	23	25	27
Arus Kas											
Pendapatan dari Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	347	373	400
Pendapatan dari Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,166	1,255	1,345
Pasar Ekspor	-	-	-	-	-	-	-	-	1,104	1,188	1,274
Pasar Domestik	-	-	-	-	-	-	-	-	62	67	71
Total Pendapatan	-	-	-	-	-	-	-	-	1,513	1,628	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	77	308	77	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	11	-	41	153	278	392	-	-	-
Total Investasi	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Biaya Operasional	-	140	56	74	10	10	10	10	879	884	889
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	6
Total Biaya Operasional	10	140	56	74	10	10	10	10	884	889	894
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	(10)	(140)	(67)	(74)	(51)	(240)	(596)	(479)	629	739	850

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Total Proyek (Dalam jutaan USD)</b>										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
<b>Arus Kas</b>										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	889	889	889	889	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	894	894	894	894	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	850	850	850	850	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>PSC X</b>										
<b>Total Proyek (Dalam jutaan USD)</b>										
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
<b>Arus Kas</b>										
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

PSC X	Total Proyek (Dalam jutaan USD)										Total	Satuan
	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048				
Produksi Minyak	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	142	MMBO
Produksi Gas	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	3,999	MMBTU
Total Produksi	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	829	MMBO
Arus Kas												
Pendapatan dari Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	12,311	Nom \$MM
Pendapatan dari Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	41,426	Nom \$MM
Pasar Ekspor	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	1,274	39,227	Nom \$MM
Pasar Domestik	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	2,199	Nom \$MM
Total Pendapatan	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	1,745	53,737	Nom \$MM
Investasi Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
Total Investasi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom \$MM
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	8,005	Nom \$MM
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321	Nom \$MM
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	181	Nom \$MM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	8,507	Nom \$MM
Parent Company Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Arus Kas Bersih Total Proyek	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	1,664	43,894	Nom \$MM

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)**PSC X**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>											
Persentase dari Pendapatan Minyak	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	11	-	41	230	586	469	-	-	-
Total Biaya Operasional	10	140	56	74	10	10	10	10	884	889	894
Total Parent Company Overhead	0	3	1	1	1	5	12	10	18	18	18
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	12	4	4
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	39	14	14
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>											
Total Kumulatif Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	23	48	75
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>											
Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	347	373	400
FTP Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	52	56	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	19	21	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	276	204	205
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	12	4	4
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	77	57	43
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	18
<i>Recoverable Oil Interest Cost (WH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	270
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	270
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	70	18	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO
<b>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</b>											
Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145
Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>											
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	70	18	-
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	295	317	340
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)</b>											
FTP & Profit Split Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Aktual Volume DMO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Harga DMO	-	-	-	-	-	-	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	-	-	-	-	-	-	65	65	65	65	65
DMO Loss	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	894	894	894	894	81	81	81	81	81	81
Total Parent Company Overhead	18	18	18	18	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	14	14	14	14	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	102	129	156	183	210	237	264	291	318	345
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi <i>cost recovery</i>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	205	205	205	205	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Minyak	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	32	97	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Oil Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Minyak	241	306	209	209	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	241	306	209	209	19	19	19	19	19	19
<i>First Closing Cost Oil Pool</i>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Oil Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer <i>Cost Recovery</i>	98	34	131	131	321	321	321	321	321	321
Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi <i>cost recovery</i>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Minyak										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Oil Pool</i>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Minyak	241	306	209	209	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk <i>Profit Split</i>	98	34	131	131	321	321	321	321	321	321
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Pemerintah	37	13	49	49	120	120	120	120	120	120
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Kontraktor	62	21	82	82	201	201	201	201	201	201
DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
FTP & <i>Profit Split</i> Minyak	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
<i>DMO Loss per Barrel</i>	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
<i>DMO Loss</i>	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)**PSC X**

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	371	398	425	452	479	506	533	560	587	614
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Pendapatan Tersedia untuk Cost Recovery Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi cost recovery</b>										
<i>Investment Credit</i>										
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>										
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unrecovered prior costs - Non-taxable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recoverable Oil Interest Cost (WHT Tax gross up)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>										
Revenues Available for Transfer Cost Recovery	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi cost recovery</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cost Recovery Gas dari Pendapatan Minyak</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk Profit Split	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Profit Split Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
<b>DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)</b>										
FTP & Profit Split Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
DMO Loss per Barrel	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
DMO Loss	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47



Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Parent Company Overhead (PCO)</b>										
Persentase dari Pendapatan Minyak	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	23%		%
Persentase dari Pendapatan Gas	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%		%
Total Investasi Kapital	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom SMM
Total Biaya Operasional	81	81	81	81	81	81	81	81	8,507	Nom SMM
Total Parent Company Overhead	2	2	2	2	2	2	2	2	197	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	45	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Gas Bumi	1	1	1	1	1	1	1	1	152	Nom SMM
<b>Pembayaran Bonus Produksi</b>										
Total Kumulatif Produksi	641	668	694	721	748	775	802	829		MMBO
100 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom SMM
150 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Nom SMM
200 MMBOE Kumulatif Bonus Produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	5	Nom SMM
Total Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom SMM
<b>Alokasi Pendapatan Minyak</b>										
Pendapatan Minyak	400	400	400	400	400	400	400	400	12,311	Nom SMM
FTP Minyak	60	60	60	60	60	60	60	60	1,847	Nom SMM
FTP Minyak untuk Pemerintah	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom SMM
FTP Minyak untuk Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom SMM
Pendapatan Tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Minyak	340	340	340	340	340	340	340	340	10,465	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Minyak yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	1,949	Nom SMM
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak benwu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Minyak	0	0	0	0	0	0	0	0	45	Nom SMM
Biaya Depresiasi atas aktiva benwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	306	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	87	Nom SMM
<i>Recoverable Oil Interest Cost (WH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	2,300	Nom SMM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	19	19	19	19	19	19	19	19	2,300	Nom SMM
<b>First Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	87	Nom SMM
<b>Is Oil Cost Recovery Max out?</b>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
Revenues Available for Transfer <i>Cost Recovery</i>	321	321	321	321	321	321	321	321	8,164	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Gas Bumi yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	145	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Minyak	-	-	-	-	-	-	-	-	70	Nom SMM
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	70	Nom SMM
<b>Second Closing Cost Oil Pool</b>										
Terkena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	87	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	2,370	Nom SMM
Pendapatan Minyak yang Tersedia untuk <i>Profit Split</i>	321	321	321	321	321	321	321	321	8,094	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Pemerintah	120	120	120	120	120	120	120	120	3,035	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Minyak untuk Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	5,059	Nom SMM
<b>DMO Maksimum (25% *pre-tax split*produksi)</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
FTP & <i>Profit Split</i> Minyak	3	3	3	3	3	3	3	3	72	MMBO
Aktual Volume DMO	1	1	1	1	1	1	1	1	19	MMBO
Harga DMO	22	22	22	22	22	22	22	22	715	Nom SMM/Bbl
<i>DMO Loss per Barrel</i>	65	65	65	65	65	65	65	65	2,145	Nom SMM/Bbl
<i>DMO Loss</i>	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom SMM

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>											
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>											
Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,166	1,255	1,345
FTP Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	175	188	202
FTP Gas untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	50	54	58
FTP Gas untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>											
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	929	685	690
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	39	14	14
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	258	193	145
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	381	615	440
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	381	381	381	381	381	381	381	381	615	440	145
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	615	440	145
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari <i>Oil Pool</i></b>											
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	381	381	381	381	381	381	381	381	615	440	75
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	991	1,067	1,143
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Gas untuk Pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Gas untuk Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Perhitungan Pajak</b>											
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>											
FTP Minyak bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	32	35	37
FTP Gas bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	125	134	144
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit</i> Oil)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit</i> Gas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<b>Pengurang Pajak</b>											
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	157	169	182
<i>Cash Income Taxes</i> Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	47	51	54
<i>Cash Withholding Taxes</i> Kontraktor	-	-	-	-	-	-	-	-	22	24	25
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery Gas</i>	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	690	690	690	690	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PCO dialokasikan untuk Gas	14	14	14	14	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	109	326	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Gas</i> dari Pendapatan Gas	887	1,029	703	703	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	887	1,029	703	703	64	64	64	64	64	64
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<i>Revenues Available for Transfer Cost Recovery</i>	256	114	440	440	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari <i>Oil Pool</i></b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery Minyak</i> dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	887	1,029	703	703	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	256	114	440	440	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<i>Profit Split Gas</i> untuk Pemerintah	73	33	126	126	308	308	308	308	308	308
<i>Profit Split Gas</i> untuk Kontraktor	183	81	314	314	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Oil</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Gas</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	62	21	82	82	201	201	201	201	201	201
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	183	81	314	314	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	426	284	577	577	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
<i>DMO Losses</i>	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	424	284	529	531	1,101	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
<i>Cash Income Taxes</i> Kontraktor	127	85	159	159	330	332	332	332	332	332
<i>Cash Withholding Taxes</i> Kontraktor	59	40	74	74	154	155	155	155	155	155
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Gas	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>										
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Biaya Investasi yang dialokasi sebagai biaya tak berwu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Exploration Costs</i>										
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Recoverable Gas Interest Cost (WH Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Revenues Available for Transfer <i>Cost Recovery</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari Oil Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080
<i>Profit Split</i> Gas untuk Pemerintah	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
<i>Profit Split</i> Gas untuk Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Oil</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Gas</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Kena Pajak	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106
Cash Income Taxes Kontraktor	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Cash Withholding Taxes Kontraktor	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Interest Cost Recovery Withholding Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>Ketentuan dalam Bagi Hasil</b>										
<b>Alokasi Pendapatan Gas Bumi</b>										
Pendapatan Gas	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	41,426	Nom SMM
FTP Gas	202	202	202	202	202	202	202	202	6,214	Nom SMM
FTP Gas untuk Pemerintah	58	58	58	58	58	58	58	58	1,775	Nom SMM
FTP Gas untuk Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom SMM
Pendapatan Gas setelah pembayaran Bunga dan pokok F	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Pendapatan yang tersedia untuk <i>Cost Recovery</i> Gas	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	1,143	35,212	Nom SMM
<b>Biaya-biaya Gas yang akan menjadi <i>cost recovery</i></b>										
<i>Investment Credit</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Biaya operasional yang dialokasikan untuk Gas	62	62	62	62	62	62	62	62	6,558	Nom SMM
Biaya Investasi yang dialokasikan sebagai biaya tak berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Exploration Costs</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
PCO dialokasikan untuk Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	152	Nom SMM
Biaya Depresiasi atas aktiva berwujud	-	-	-	-	-	-	-	-	1,030	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Unrecovered prior costs - Non-taxable</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	4,557	Nom SMM
<i>Recoverable Gas Interest Cost (W/H Tax gross up)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Gas dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	8,051	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	64	64	64	64	64	64	64	64	8,051	Nom SMM
<i>First Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	4,246	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	4,246	Nom SMM
<i>Is Gas Cost Recovery Max out?</i>	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO		
Revenues Available for <i>Transfer Cost Recovery</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	27,161	Nom SMM
<b>Biaya yang akan menjadi <i>cost recovery</i> pindahan dari Oil Pool</b>										
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Minyak dari Pendapatan Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Second Closing Cost Gas Pool</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
Tidak kena pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	4,176	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> dari Pendapatan Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	8,051	Nom SMM
Pendapatan Gas yang tersedia untuk <i>Profit Split</i>	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	1,080	27,161	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Gas untuk Pemerintah	308	308	308	308	308	308	308	308	7,760	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Gas untuk Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	19,401	Nom SMM
<b>Perhitungan Pajak</b>										
<b>Pendapatan Kena Pajak</b>										
FTP Minyak bagian Kontraktor	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom SMM
FTP Gas bagian Kontraktor	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Oil</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Cost Recovery</i> Kena Pajak ( <i>Investment Credit Gas</i> )	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Minyak bagian Kontraktor	201	201	201	201	201	201	201	201	5,059	Nom SMM
<i>Profit Split</i> Gas bagian Kontraktor	771	771	771	771	771	771	771	771	19,401	Nom SMM
Total Pendapatan Kena Pajak	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	30,052	Nom SMM
<b>Pengurang Pajak</b>										
Pembayaran Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom SMM
<i>DMO Losses</i>	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom SMM
Total Pendapatan Kena Pajak Kontraktor	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	1,106	28,826	Nom SMM
<i>Cash Income Taxes</i> Kontraktor	332	332	332	332	332	332	332	332	8,648	Nom SMM
<i>Cash Withholding Taxes</i> Kontraktor	155	155	155	155	155	155	155	155	4,036	Nom SMM
<i>Interest Cost Recovery Withholding Tax</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom SMM

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PSC X</b>											
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>											
FTP Minyak									19	21	22
FTP Gas									50	54	58
<i>Profit Split</i> Minyak											
<i>Profit Split</i> Gas											
<i>DMO Gain</i>									69	75	80
Cash Taxes											
Bonuses									139	149	160
<b>Arus Kas Pemerintah</b>											
<b>Arus Kas Kontraktor</b>											
FTP Minyak									32	35	37
Cost Recovery Minyak									295	317	340
<i>Profit Split</i> Minyak											
<i>Profit Split</i> Gas									327	352	377
Total Pendapatan Minyak									125	134	144
FTP Gas									991	1,067	1,143
Cost Recovery Gas											
<i>Profit Split</i> Gas									1,116	1,201	1,287
Total Pendapatan Gas									1,443	1,553	1,665
<b>Total Pendapatan</b>											
Exp&Apr											
Investasi untuk Pengeboran						77	308	77			
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik			11		41	153	278	392			
<b>Total Investasi Kapital</b>			11		41	230	586	469			
Biaya Operasional	10	140				10	10	10	879	884	889
Biaya Overhead											
Biaya Abandonment dan Restorasi									5	5	6
<b>Total Biaya Operasional</b>	10	140				10	10	10	884	889	894
Pajak Penghasilan									47	51	54
Withholding Taxes									22	24	25
<b>Total Pajak</b>									69	75	80
Bonus											
<i>DMO Losses</i>											
<b>Total Biaya Lainnya</b>											
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	(10)	(140)	(67)	(74)	(51)	(240)	(596)	(479)	490	589	690
<b>Perhitungan PPN</b>											
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	1	14	7	7	5	24	60	48			
Akumulasi PPN sebelum produksi	19	33	40	47	52	76	136	184	184	92	92
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi											
<b>Pendapatan Pemerintah</b>											
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah									69	75	80
Saldo PPN yang harus direstitusi									69	22	80
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	(11)	(154)	(74)	(81)	(56)	(264)	(656)	(527)	560	612	770

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

<b>PSC X</b>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	37	13	49	49	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	73	33	126	126	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	187	125	233	233	485	487	487	487	487	487
Bonuses	2.0	-	2.0	-	5.0	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	379	250	536	535	1,045	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	241	306	209	209	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	62	21	82	82	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	340	365	328	328	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	887	1,029	703	703	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	183	81	314	314	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	1,214	1,255	1,162	1,162	979	979	979	979	979	979
Total Pendapatan	1,554	1,619	1,490	1,490	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biaya Operasional	889	889	889	889	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biaya Abandonment dan Restorasi	894	894	894	894	81	81	81	81	81	81
<b>Total Biaya Operasional</b>	1,277	1,255	1,255	1,255	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236
Pajak Penghasilan	59	40	74	74	154	155	155	155	155	155
Withholding Taxes	187	125	233	233	485	487	487	487	487	487
<b>Total Pajak</b>	246	165	307	307	639	642	642	642	642	642
Bonus	2	-	2	-	5	-	-	-	-	-
DMO Losses	-	-	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Total Biaya Lainnya</b>	2	-	49	47	52	47	47	47	47	47
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	471	600	314	315	618	621	621	621	621	621
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	190	125	302	302	556	556	556	556	556	556
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	483	600	314	315	618	621	621	621	621	621

Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
<b>PSC X</b>										
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>	<b>1,043</b>
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cost Recovery Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Profit Split Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	201	201
Total Pendapatan Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Cost Recovery Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Profit Split Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
Total Pendapatan Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	979	979
Total Pendapatan Exp&Apr	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>	<b>1,236</b>
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Investasi Kapital</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Biaya Overhead	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biaya Abandonment dan Restorasi	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Total Biaya Operasional	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
Pajak Penghasilan	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Withholding Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Total Pajak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Total Biaya Lainnya	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>	<b>556</b>
Resitansi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo PPN yang harus direstitusi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>	<b>621</b>



Detail arus kas proyek pembangunan kapal FLNG dengan skema *leasing* (lanjutan)

	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total	Satuan
<b>PSC X</b>										
<b>Arus Kas bagian Pemerintah</b>										
FTP Minyak	22	22	22	22	22	22	22	22	693	Nom \$MM
FTP Gas	58	58	58	58	58	58	58	58	1,775	Nom \$MM
Profit Split Minyak	120	120	120	120	120	120	120	120	3,035	Nom \$MM
Profit Split Gas	308	308	308	308	308	308	308	308	7,760	Nom \$MM
DMO Gain	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
Cash Taxes	487	487	487	487	487	487	487	487	12,683	Nom \$MM
Bonuses	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
<b>Arus Kas Pemerintah</b>	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	27,174	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor</b>										
FTP Minyak	37	37	37	37	37	37	37	37	1,154	Nom \$MM
Cost Recovery Minyak	19	19	19	19	19	19	19	19	2,370	Nom \$MM
Profit Split Minyak	201	201	201	201	201	201	201	201	5,059	Nom \$MM
Total Pendapatan Minyak	257	257	257	257	257	257	257	257	8,583	Nom \$MM
FTP Gas	144	144	144	144	144	144	144	144	4,438	Nom \$MM
Cost Recovery Gas	64	64	64	64	64	64	64	64	8,051	Nom \$MM
Profit Split Gas	771	771	771	771	771	771	771	771	19,401	Nom \$MM
Total Pendapatan Gas	979	979	979	979	979	979	979	979	31,890	Nom \$MM
<b>Total Pendapatan</b>	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	40,473	Nom \$MM
Exp&Apr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Investasi untuk Pengeboran	-	-	-	-	-	-	-	-	462	Nom \$MM
Investasi untuk SURF dan Basis Logistik	-	-	-	-	-	-	-	-	874	Nom \$MM
<b>Total Investasi Kapital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	1,336	Nom \$MM
Biaya Operasional	75	75	75	75	75	75	75	75	8,005	Nom \$MM
Biaya Overhead	-	-	-	-	-	-	-	-	321	Nom \$MM
Biaya Abandonment dan Restorasi	6	6	6	6	6	6	6	6	181	Nom \$MM
<b>Total Biaya Operasional</b>	81	81	81	81	81	81	81	81	8,507	Nom \$MM
Pajak Penghasilan	332	332	332	332	332	332	332	332	8,648	Nom \$MM
Withholding Taxes	155	155	155	155	155	155	155	155	4,036	Nom \$MM
<b>Total Pajak</b>	487	487	487	487	487	487	487	487	12,683	Nom \$MM
Bonus	-	-	-	-	-	-	-	-	9	Nom \$MM
DMO Losses	47	47	47	47	47	47	47	47	1,218	Nom \$MM
<b>Total Biaya Lainnya</b>	47	47	47	47	47	47	47	47	1,227	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor sebelum pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621	621	16,720	Nom \$MM
<b>Perhitungan PPN</b>										
PPN yang terhutang dari kegiatan Hulu	-	-	-	-	-	-	-	-	166	Nom \$MM
Akumulasi PPN sebelum produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	184	Nom \$MM
PPN yang dapat direstitusi pada saat produksi	-	-	-	-	-	-	-	-	14,481	Nom \$MM
<b>Pendapatan Pemerintah</b>	556	556	556	556	556	556	556	556	184	Nom \$MM
Restitusi PPN dari pendapatan pemerintah	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
Saldo PPN yang harus direstusikan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nom \$MM
<b>Arus Kas Kontraktor setelah pengembalian PPN</b>	621	621	621	621	621	621	621.23	621.23	16,738	Nom \$MM