

BAB 4 PEMBAHASAN

4.1. Analisis Finansial Proyek

4.1.1. Biaya Proyek

Dalam proyek ini ada beberapa biaya yang masuk dalam kategori biaya proyek, yaitu biaya yang digunakan untuk membiayai proyek, diantaranya adalah:

a. Biaya Pengembangan

Biaya pengembangan atau *development cost*, termasuk didalam biaya pengembangan ini adalah:

- Biaya *internal* dari *project sponsor* dan *development fees*
- Konsultan teknik untuk analisis studi kelayakan dan juga untuk *Energy Transaction Agreement* (ETA) seperti *Purchase Power Agreement (PPA)*, AMDAL, dan *engineering*.
- Jasa konsultan hukum, baik lokal maupun internasional untuk *project sponsor* maupun untuk pemberi pinjaman.
- *Financial advisor*
- Konsultan pajak dan akuntansi
- Akuisisi tanah
- Biaya asuransi

b. Biaya Pendanaan

Biaya pendanaan ini, sudah termasuk didalam biaya *soft cost* pada biaya modal, yang termasuk dalam biaya pendanaan ini adalah:

- Biaya bunga selama periode konstruksi (*interest during construction*)
- Biaya untuk mempertahankan *debt reserve*
- *Bank fees*, seperti *up front fees* dan *commitment fees*
- Komersial pinjaman jangka panjang baik *fees* maupun biaya

c. Biaya Modal

Project sponsor dalam hal ini adalah PT. PLN (Persero) menyusun estimasi biaya yang perlu sesuai dengan tingkatan dari pembangunan proyek tersebut

Tabel 4.1. Perhitungan Biaya Proyek

<i>Project Costs (US\$)</i>	
<i>Direct Costs:</i>	
• <i>EPC power plant</i>	575,463,000
<i>Direct Cost Subtotal</i>	575,463,000
<i>Soft Costs:</i>	
• <i>Land</i>	3,255,562
• <i>Professional Fees & Others</i>	6,330,093
• <i>VAT</i>	57,546,300
• <i>Initial working capital</i>	10,181,623
• <i>IDC</i>	55,581,427
• <i>Debt Instrument fees</i>	2,211,257
<i>Soft Costs subtotal</i>	134,806,261
<i>Total Project Cost</i>	710,269,261

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*

Biaya ini hanya untuk pembangunan pembangkit listrik tenaga uap dengan skala 2 x 300 MW, dengan asumsi akan beroperasi pada kuartal ke empat tahun 2009, penyesuaian pasti diperlukan walaupun hanya terbatas pada:

- Perlu dilakukan beberapa komitmen untuk mendapatkan kesesuaian peralatan perusahaan dan penetapan harga sub kontrak disesuaikan dengan yang dipersyaratkan oleh *project sponsor* untuk beberapa peralatan.
- Perubahan dalam bidang pekerjaan, dalam bidang pekerjaan ini termasuk beberapa proposal mengenai harga diantaranya adalah mengenai pekerjaan sipil, pekerjaan teknik, dan pekerjaan elektronik
- Dampak dari hasil *soft cost* seperti yang disebutkan sebelumnya.

Semua biaya diatas akan dikapitalisasi menjadi aktiva perusahaan yang akan disusutkan mengikuti aturan yang berlaku di perusahaan.

d. Biaya Operasi

Termasuk didalamnya adalah biaya pasokan bahan bakar, biaya *start up*, biaya operasi dan pemeliharaan.

Untuk biaya pasokan bahan bakar, biaya ini diperlukan untuk menjaga kelangsungan pasokan batubara selama pembangkit beroperasi.

Biaya *start up*, termasuk didalamnya adalah biaya mobilisasi dan pengawasan dalam mempersiapkan operasional pembangkit, yang termasuk didalamnya adalah biaya pengadaan pertama peralatan untuk menyiapkan fasilitas pemeliharaan, dan juga biaya tenaga kerja berkaitan dengan pelatihan untuk tim pemeliharaan dan operasi.

Biaya operasi dan pemeliharaan, biaya ini terbagi dalam biaya yang *fixed* dan *variable*. Dimana yang termasuk dalam *fixed* adalah termasuk biaya tenaga kerja, *overhead* jasa pelayanan dan konsultan, peralatan dan material pemeliharaan rutin. Sedangkan untuk biaya yang *variable* misalnya adalah biaya material untuk pemeliharaan mesin.

e. Asuransi

Program asuransi untuk proyek, terdiri dari beberapa kriteria dan tipe perlindungan asuransi didalam dua tahap yaitu selama masa konstruksi dan selama masa operasi.

4.1.2. Perencanaan Pembiayaan

Dalam perencanaan pembiayaan proyek di asumsikan proyek akan dibiayai melalui *credit supplier* dan sisanya akan dibiayai melalui penerbitan obligasi, hal ini disusun juga dengan dasar kebutuhan modal yang aman selama periode proyek berlangsung dan selama proyek beroperasi nantinya. Selain itu perencanaan pembiayaan ini juga bertujuan untuk mengetahui hambatan yang mungkin terjadi baik di pasar keuangan lokal maupun internasional sekaligus mempersiapkan antisipasi yang diperlukan apabila hambatan itu benar-benar terjadi.

Perencanaan pendanaan proyek ini menggunakan dasar untuk menghasilkan listrik dengan tarif listrik yang berlaku. *Project company* juga telah memiliki tim yang berpengalaman untuk membentuk dan mengatur pendanaan

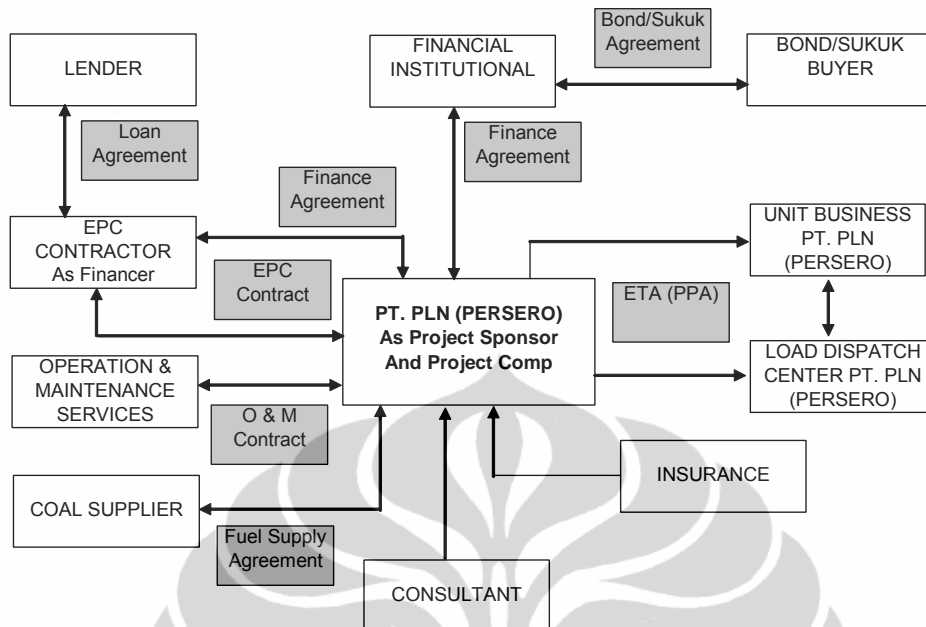
proyek ini. *Project company* juga menyiapkan dan mengembangkan segala usaha untuk menyusun rencana pendanaan bagi proyek untuk mengakomodasi segala hambatan dan permasalahan yang akan dihadapi.

Tujuan perencanaan pembiayaan proyek secara umum adalah (a) meminimalkan biaya yang berkaitan dengan biaya pendanaan, (b) meminimalkan waktu yang dibutuhkan untuk menghasilkan perjanjian finansial, (c) memaksimalkan jangka waktu pinjaman, (d) memaksimalkan kemungkinan kesuksesan *financial closing*.

PT. PLN (Persero) sebagai *project sponsor* dan *project company* juga yang akan menangani dan mengoperasikan PLTU Jawa Timur 1 ini maka PLN akan membentuk sebuah unit bisnis tersendiri. Konsep dari skema proyek ini adalah dengan *EPC cost* sebagai pembiayaan yang utama dari proyek ini melalui *EPC contractor* dimana mereka mendapatkan pinjaman dari bank atau dari mereka sendiri dan sisanya akan disiapkan oleh PT. PLN (Persero) sebagai *project sponsor* atau *project company* melalui penerbitan obligasi untuk membiayai biaya pengembangan, biaya modal kerja awal, dan juga biaya pendanaan.

Beberapa kontrak yang perlu disiapkan oleh PT. PLN (Persero) sebagai *project company* adalah:

- a. *Fuel Supply Agreement* dengan pemasok batu bara
- b. *Operation and Maintenance Contract* dengan perusahaan penyedia jasa operasi dan pemeliharaan.
- c. *Engineering Procurement and Constructions (EPC) Contract* dengan EPC kontraktor.
- d. *Finance Agreement* dengan institusi keuangan yang mengatur dan menjual obligasi *project sponsor* ke pasar
- e. *Energy Transaction Agreement (ETA)* antara unit bisnis PLTU Jawa Timur 1 dan pembeli
- f. *Insurance Contract* dengan perusahaan asuransi untuk pembangunan proyek
- g. *Consultant Contract* dengan konsultan untuk membantu manajemen dalam teknik, keuangan maupun permasalahan hukum.



Gambar. Kontrak yang Harus Dipersiapkan oleh *Project Company*

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*

4.1.2.1. Struktur Permodalan

Total pembiayaan proyek diperkirakan sebesar US \$ 710.269.261, yang termasuk di dalamnya adalah

- a. Pembayaran untuk kontrak EPC.
- b. Biaya pengembangan termasuk *development expenditure*, *development cost*, *operator mobilization* dan biaya permulaan proyek.
- c. *Fee* manajemen dan supervisi konstruksi.
- d. *Spare part* awal, biaya lokasi dan hak akuisisi.
- e. Biaya asuransi, anggaran *contingency*, *debt service reserve*, pembiayaan lainnya, biaya hukum dan advisori dan biaya transaksi yang lainnya.

Proyek ini menggunakan *non resource debt financing* yang berarti bahwa pemberi pinjaman akan membiayai proyek dan tidak akan meminta bantuan aktiva atau arus kas dari *project company* diluar kontrak yang disepakati diantara *project company* dan EPC kontraktor.

4.1.2.2. Pembiayaan Melalui *Credit Supplier*

Tujuan utama dari *project company* adalah dapat menghitung strategi pemilihan sumber dana untuk mendapatkan tarif yang kompetitif, lebih lanjut untuk meyakinkan seluruh pembiayaan 100% dari total biaya proyek tersedia pada saat *financial closing*.

Total biaya yang dibutuhkan dari *credit supplier* diperkirakan sebesar US \$ 489,143,550 atau 85,00% dari EPC *cost* atau 68,87% dari total biaya proyek. Hal ini diantisipasi kedalam kontrak proyek yang disusun oleh *project company* untuk menggunakan *non resource debt financing* dengan jangka waktu maksimum.

Proyek juga akan membutuhkan *construction facility loan* dan juga pinjaman itu sendiri selama periode masa konstruksi. *Project company* juga akan mengatur *letter of credit* dan juga *working capital facility*. Hal ini untuk mengantisipasi bahwa bank komersial internasional sudah sangat mengerti dengan *non resource project finance* di Indonesia dan ini juga akan dipilih melalui penawaran yang kompetitif untuk melengkapi penawaran *debt financing*.

Credit supplier diperkirakan sebesar US \$ 489,143,550. dengan jangka waktu selama 7 tahun dan asumsi 1 US \$ sama dengan Rp. 9.215 dan suku bunga yang digunakan adalah suku bunga tetap sebesar 5 % per tahun.

4.1.2.3. Pembiayaan Melalui Penerbitan Obligasi

Disamping *credit supplier*, PT. PLN (Persero) sebagai *project sponsor* dan juga *project company* akan mengeluarkan obligasi di pasar internasional. Total dana yang dibutuhkan dari obligasi diperkirakan sebesar US \$ 221,125,711 atau sekitar 31,13 % dari total biaya proyek yang diperlukan.

Dalam menerbitkan obligasi ini digunakan beberapa asumsi untuk memperkirakan *term and condition* yaitu ada *commitment fee* sebesar 1% dari total nilai obligasi. Obligasi ini dengan jangka waktu 12 tahun, sedangkan untuk tingkat suku bunga menggunakan asumsi sebesar 10% per tahun dan pembayarannya dilakukan setiap semester, dimana untuk nilai tukar US \$ dengan rupiah adalah US \$ 1 sama dengan Rp. 9.215.

Pembayaran beban bunga selama masa konstruksi juga akan di kapitalisasi dan disusutkan selama usia keekonomian aset atau aktiva yang dibangun

4.1.3. Asumsi

Beberapa asumsi lain yang digunakan dalam penyusunan studi kelayakan proyek ini adalah

4.1.3.1. Asumsi Umum

Beberapa asumsi yang digunakan dalam penyusunan studi kelayakan ini adalah:

- a. Proyek ini diperkirakan mempunyai usia keekonomian selama 30 tahun hal ini mengacu pada penerapan metode akuntansi atas penyusutan aktiva di PT. PLN (Persero) yang menetapkan bahwa pembangkit listrik tenaga uap memiliki masa ekonomi selama 30 tahun.
- b. Metode penyusutan menggunakan metode *straight line*. Proyek ini akan disusutkan sampai nilai buku aktiva ini sama dengan 0 (nol). Termasuk didalamnya adalah biaya kapitalisasi atas *initial working capital*, biaya pengembangan, dan biaya pendanaan selama proyek seperti bunga selama masa konstruksi dan juga *debt instrument fees* yang dikeluarkan selama masa konstruksi, kecuali biaya pengadaan tanah untuk area proyek tidak akan ikut disusutkan. Metode penyusutan yang digunakan PLN dalam menyusun studi kelayakan proyeknya adalah dengan menggunakan metode *double declining balance* hal ini tidak dilakukan oleh penulis dikarenakan tidak sesuai dengan penerapan yang ada di PLN sendiri yang menggunakan metode *straight line* bukan *double declining balance*.
- c. Sedangkan periode konstruksi sendiri akan membutuhkan waktu 33 bulan, lamanya waktu konstruksi ini merujuk pada analisis teknik yang dilakukan oleh konsultan teknik PT. PLN (persero) dan juga menjadi dasar studi kelayakan untuk proyek ini. Proyek ini diharapkan akan selesai pada kuartal ke empat tahun 2009, karena masa pembangunan membutuhkan waktu 33 bulan maka pembangunan konstruksi akan dimulai kurang lebih antara bulan Februari 2007 sampai dengan awal bulan April 2007.

- d. Untuk nilai tukar US \$ dengan rupiah adalah US \$ 1 sama dengan Rp. 9.215 dasar penggunaan nilai tukar ini adalah disesuaikan dengan asumsi yang digunakan oleh *project company* dalam menyusun studi kelayakan proyek ini. Nilai tukar yang sama juga digunakan oleh *project company* dalam penyusunan proposal harga transfer energi antar unit bisnisnya. Nilai tukar ini juga merujuk pada kurs tengah Bank Indonesia untuk periode bulan Februari sampai dengan Maret 2006 yang berkisar paling tinggi sebesar Rp. 9.220 pada tanggal 16 Maret 2007 dan terendah Rp. 9.045 yang terjadi pada tanggal 7 Februari 2007.

Tabel 4.2. Nilai Tukar Rupiah

<i>Exchange rates</i>	Low ⁽¹⁾	High ⁽¹⁾	Average ⁽¹⁾	Period End
	(Rp. Per US.S)			
2004	8.323	9.430	8.935	9.290
2005	9.133	10.800	9.712	9.830
2006	8.720	9.795	9.141	9.020
2007	8.828	9.419	9.164	9.419
2008	9.051	12.151	9.757	10.950
2009				
<i>January</i>	10.863	11.355	11.167	11.355
<i>February</i>	10.685	11.988	11.853	11.980
<i>March</i>	11.435	12.065	11.850	11.575
<i>April</i>	10.695	11.620	11.025	10.713
<i>May</i>	10.265	10.655	10.393	10.340
<i>June</i>	9.985	10.438	10.207	10.225
<i>July</i>	9.920	10.255	10.111	9.920

Sumber: Bank Indonesia (Telah diolah kembali)

- e. Produksi energi listrik adalah sama setiap tahunnya dari tahun pertama hingga tahun ke 30 dengan *capacity factor* sebesar 80% dari total kapasitas yang terpasang.
- f. Biaya investasi dikeluarkan selama periode konstruksi memerlukan waktu selama 33 bulan dan setelah masa konstruksi pengeluaran kas hanya untuk beban operasi. Sedangkan pendapatan diasumsikan akan diterima secara langsung pada saat setelah masa konstruksi selesai.

Tabel 4.3. Asumsi Umum Proyek PLTU 1 Jawa Timur

General Assumption	
<i>Project Life</i>	30 Years
<i>Capacity Factor</i>	80 %
<i>Construction Period</i>	33 Months
<i>USD Exchange Rate</i>	9.215 Rp/USD
<i>VAT</i>	10 %
<i>Staging after Repayment Period</i>	50 %
<i>Tax</i>	25 %
<i>Discount Factors</i>	10 %

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*
(Telah diolah kembali)

- g. *Cost of capital* sendiri akan menggunakan asumsi konstan sebesar 10%. Dasar dari 10% ini adalah melihat kondisi beban bunga yang ditanggung oleh pemberi pinjaman disesuaikan dengan asumsi suku bunga obligasi dan juga menyesuaikan dengan asumsi *discount factor* atau *cost of capital* yang digunakan *project company* dalam menyusun studi kelayakan investasi pada proyek PLTU 1 Jawa Timur ini. Nilai 10 % ini juga akan digunakan sebagai *discount factor* untuk menghitung NPV dari pengembalian proyek PLTU 1 Jawa Timur ini.

Tabel 4.4. Perhitungan WACC

Source of Financing	Value	Weight	Cost of Capital	WACC
Bond	221.125,03 USD	0,3113	7,50%	2,33%
Credit Supplier	489.143,55 USD	0,6887	3,75%	2,58%
Equity	-	-	-	0,00%
Total	710.268,58 USD	1,00	11,25%	4,92%
Tax	25 %			

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*
(Telah diolah kembali)

Untuk *cost of capital* dalam proyek PLTU 1 Jawa Timur ini tidak menggunakan *weighted average cost of capital* (WACC) tetapi menggunakan *discount factor* 10% dikarenakan proyek ini 100% dibiayai dengan pinjaman yaitu 68,87% dari total biaya proyek dibiayai melalui *credit supplier* dan sisanya dibiayai menggunakan obligasi. Selain itu juga hasil perhitungan WACC menunjukkan nilai *cost of capital* yang dihasilkan jauh lebih kecil dibandingkan dengan beban bunga obligasi.

Seperti terlihat pada Tabel 4.4. dimana dalam perhitungan menunjukkan bahwa WACC hanya sebesar 4,92% jauh dibawah bunga obligasi yang harus ditanggung oleh *project company* sebesar 10%.

- h. Berkaitan dengan biaya operasi diasumsikan akan mengalami kenaikan sebesar 3% setiap tahunnya dibandingkan dengan tahun sebelumnya.
- i. Faktor inflasi dalam proyek PLTU 1 Jawa Timur ini diabaikan, dengan anggapan bahwa jika pendapatan dan pengeluaran sama-sama mengalami inflasi maka efeknya akan saling menutupi atau *cancel off*.
- j. *Terminal value* dari proyek ini menggambarkan nilai dari proyek PLTU 1 Jawa Timur ini setelah usia proyek ini habis yaitu pada tahun ke 31, dimana *terminal value* dari proyek ini diasumsikan nilainya sebesar USD 13,437,185 yang merupakan biaya pada awal konstruksi proyek, yaitu biaya pengadaan tanah (*land*) yang nilainya sebesar USD 3,255,562 ditambah dengan biaya modal kerja pertama (*initial working capital*) sebesar USD 10,281,623

4.1.3.2. Asumsi Pengoperasian

Sedangkan asumsi pengoperasian ini menggunakan beberapa asumsi yang rinciannya bisa dilihat pada Tabel 4.5. dibawah.

Untuk biaya operasi dan pemeliharaan diasumsikan sebesar 0,5 sen USD/KWh dan biaya ini akan mengalami kenaikan sebesar 3% pertahun dibandingkan dengan tahun sebelumnya. Hal ini didasari pada proposal *transfer pricing* antar unit bisnis PLN yang disusun oleh PLN sendiri.

Harga batubara sebesar 30 USD/Ton ini digunakan sebagai dasar menghitung kebutuhan persediaan batubara yang aman yaitu untuk kebutuhan PLTU 1 Jawa Timur selama 1 bulan. Persediaan awal batubara selama 1 bulan ini juga merupakan *initial working capital* atau modal kerja awal untuk proyek PLTU 1 Jawa Timur ini. Harga batubara ini mengikuti asumsi harga batubara yang digunakan oleh *project company* dalam melakukan estimasi pembelian bahan baku diperoleh dari *Final report feasibility study* untuk PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW

Tabel 4.5. Asumsi Operasional PLTU 1 Jawa Timur

Operating Assumptions	
<i>Operating and Maintenance Cost (Fixed & Variable)</i>	0,5 cent USD/KWh
<i>Coal Caloric Value (HHV)</i>	4.200 kcal/kg
<i>Coal Price</i>	30 USD/ton
<i>Max Gross Plant Capacity</i>	600 MW
<i>Auxilliary Loads & Losses in Power Plant</i>	60 MW
<i>Net Plant Heat Rate</i>	2.420 kcal/KWh
<i>Hour in Year</i>	8760 Hour
<i>MW Electricity Delivered to grid</i>	432 MW
<i>Kwh Production</i>	315.360.000 Kwh / month
<i>Transmission and Distribution Losses</i>	10 %

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*
(Telah diolah kembali)

Selain itu PLTU 1 Jawa Timur ini juga akan beroperasi penuh setiap tahunnya, dalam satu hari akan beroperasi selama 24 jam dan setahun sebanyak 365 hari sehingga jam operasinya menjadi 8.760 jam per tahun.

Asumsi pengoperasian ini didasarkan pada perhitungan teknik internal PT. PLN (persero) yang juga menjadi dasar analisis teknik pada studi kelayakan investasi proyek PLTU 1 Jawa Timur ini.

4.1.4. Asumsi Harga Jual Energi Listrik

Dalam penelitian ini akan digunakan 2 asumsi harga penjualan yaitu dengan menggunakan harga transfer antar unit bisnis PLN dan yang kedua adalah dengan menggunakan Tarif Dasar Listrik. Tujuan dari asumsi ini sendiri adalah untuk mensimulasikan kelayakan investasi secara finansial diantara kedua metode tersebut dimana asumsi harga jual menggunakan *transfer pricing* adalah asumsi harga jual yang digunakan oleh PT. PLN (Persero) dalam menyusun kelayakan investasi PLTU 1 Jawa Timur ini sementara itu harga jual dengan menggunakan Tarif Dasar Listrik merupakan pembanding bagi kelayakan investasi yang sebenarnya dikarenakan dalam *transfer pricing* sendiri tidak ada aliran kas yang terjadi hanya merupakan aliran nota pembukuan sehingga secara *real* yang akan mempengaruhi *cash flow* PT. PLN (Persero) adalah yang menggunakan Tarif Dasar Listrik sebagai harga jual. Selain itu analisis kelayakan investasi proyek ini sudah seharusnya mengukur dari *real cash flow* yang terjadi bukan menggunakan *transfer pricing*.

Beberapa kelemahan mendasar apabila hanya menggunakan asumsi *transfer pricing* sebagai harga jual adalah:

- a. Aliran *cash inflow* yang terjadi tidak nyata hanya merupakan nota pembukuan yang bertujuan untuk mengalokasikan beban biaya kepada unit bisnis yang lain yang bertujuan untuk pengukuran kinerja unit bisnis.
- b. Proyek ini tidak bisa dilihat secara unit bisnis tetapi harus dilihat secara menyeluruh pengaruhnya terhadap *project company* dalam hal ini adalah PT. PLN (Persero), apabila menggunakan harga *transfer pricing* maka hanya akan melihat secara unit bisnis tidak melihat pengaruhnya secara keseluruhan bagi perusahaan.
- c. Keuntungan atau pendapatan yang diperoleh oleh unit bisnis yang mengelola PLTU 1 Jawa Timur dikarenakan adanya penjualan energi listrik ke unit bisnis P3B Jawa Bali merupakan hal yang semu karena pendapatan bagi unit bisnis PLTU 1 Jawa Timur merupakan beban bagi unit bisnis yang lain.

4.1.4.1. Penggunaan Harga Transfer Antar Unit Bisnis

Untuk asumsi yang pertama yaitu menggunakan asumsi harga transfer antar unit bisnis. Asumsi harga jual menggunakan harga transfer ini digunakan juga oleh PLN dalam menyusun studi kelayakan investasi atas proyek PLTU 1 Jawa Timur ini.

Berkaitan dengan harga transfer ini PT. PLN (Persero) juga akan menyediakan *draft* atas *Energy Transaction Agreement* (ETA) antar unit bisnis yang mengoperasikan proyek ini dengan unit bisnis P3B Jawa Bali termasuk dalam harga transfer energi ini menyangkut jadwal, kondisi dan jangka waktu untuk penjualan energi dari unit bisnis pengelola proyek ini kepada unit bisnis P3B Jawa Bali. Sebagai indikasi awal, harga jual energi antar unit bisnis ini berdasarkan pada perkiraan atau taksiran *engineering cost*, yang mengacu pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap dengan kapasitas 2 x 300 MW. Semua termin dan kondisi dalam ETA termasuk didalamnya *generating cost structure* akan di negoisasikan terlebih dahulu. Dalam studi kelayakan ini harga jual energi yang pertama yang digunakan adalah mengacu pada pertimbangan biaya dan juga

proposal yang diajukan oleh unit bisnis yang akan menangani atau mengoperasikan proyek ini nantinya.

Untuk selama periode operasi secara komersial maka harga jual yang digunakan adalah sebesar Rp. 481,02 atau 5.22 US \$ sen/kwh dengan menggunakan asumsi 1 US \$ sama dengan Rp. 9.215 dimana hal ini masih tetap akan mengacu pada negoisasi ETA.

Beberapa asumsi yang digunakan untuk mendukung perhitungan tarif atau harga jual energi ini adalah:

<i>Gross capacity</i>	600 MW
<i>Net Contractual Capacity</i>	540 MW
<i>Availability Factor (AFp)</i>	80 %
<i>Net Plant Heat Rate</i>	2420 kcal/kWh
<i>Operation Date</i>	<i>fourth quarter of 2009</i>

Tabel 4.6. *Proposed Generating Cost at Power Plant side - (US\$ cents / kWh)*

<i>Tariff Component</i>		2 x 300 MW
a.	<i>Capacity Charge (Comp. A)</i>	2,994916
b.	<i>Fixed & Variable O&M Charge (Comp BD)</i>	0,500000
c.	<i>Fuel Charge (Comp C)</i>	1,728571
<i>Electricity Tariff (Comp ABCD)</i>		5,223487
d.	<i>Electrical Interconnection Charge (Comp E)</i>	0,120233
<i>Electricity Tariff (Comp ABCDE)</i>		5,343718

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW*

Component A – Capacity Payment

Komponen A adalah merupakan pembayaran atas kapasitas yang secara langsung untuk menutupi biaya modal yang dikeluarkan selama pengembangan termasuk didalamnya adalah biaya modal dan biaya yang dikeluarkan selama masa konstruksi. Untuk dapat menutup biaya modal ini digunakan *Capital Cost Recovery Charge Rate (CCR)*. CCR ini merupakan biaya tahunan, tetapi dibayar secara bulanan dengan perkiraan 1/12 dari nilai satu tahun. Ini merupakan hal yang paling penting untuk memperoleh kapasitas yang dapat diandalkan.

Usulan CCR yang digunakan dalam harga transfer ini adalah sebagai berikut:

CCR = US \$ 113,337,190/Year, atau setara dengan Rp 1.044.402.209.323/tahun dengan menggunakan dasar US \$ 1 = Rp. 9.215

Angka diatas adalah hanya dalam kaitan harga transfer atau *transfer pricing* antara unit bisnis PT. PLN (Persero) yang akan mengoperasikan proyek ini dan Unit bisnis P3B Jawa Bali. Komponen A adalah dihitung dengan dasar bulan per bulan dengan menggunakan CCR yang disepakati antara unit bisnis P3B Jawa Bali dan unit bisnis yang akan mengelola proyek ini nantinya.

Component BD – Fixed & Variable O&M Capacity Payment

Pembayaran biaya operasi dan pemeliharaan baik yang tetap maupun yang variabel, komponen BD ini di arahkan untuk dapat menutupi biaya operasi dan pemeliharaan baik itu biaya tetap maupun biaya variabel, yang termasuk didalam biaya ini adalah biaya pegawai bagian pemeliharaan, biaya pemeliharaan dan biaya *technical support, spare part* dan material, Pajak Pertambahan Nilai yang ada didalam biaya kontrak pemeliharaan, dan biaya umum dan administrasi yang lain yang berkaitan dengan biaya operasi dan pemeliharaan ini.

Untuk dapat menutupi biaya operasi dan pemeliharaan ini maka digunakan *Fixed O&M Cost Recovery Charge Rate (FOMR)* dan juga *variable O&M Cost Recovery Charge Rate (VOMR)*

Project company mengusulkan perhitungan FOMR dan VOMR adalah sebagai berikut:

FOMR & VOMR = US\$ 19,489,248/Year atau setara dengan Rp. 179,593,420,320/tahun, dengan dasar menggunakan US\$ 1 = Rp. 9.215

Component C – Fuel Payment

Komponen C berdasarkan pada aktual kuantitas pemakaian tenaga listrik yang dikirim ke unit bisnis P3B Jawa Bali dan biaya pengiriman atas bahan bakar, kedua biaya ini merujuk pada *Weigthead Average Specific Heat Rate at Contract Capacity*.

Proyek ini didesain untuk menggunakan batubara sebagai bahan bakarnya, dengan dasar *Plant Heat Rate* adalah 2.420 kcal/kWh.

Component E – Electrical Interconnection Payment

Komponen E adalah merupakan pembayaran interkoneksi listrik, dalam komponen ini diarahkan untuk dapat menutupi biaya pembangunan dan pengembangan interkoneksi jaringan listrik seperti saluran transmisi baik itu biaya modal maupun biaya selama masa konstruksi. Komponen ini menggunakan *flat rate*.

Usulan *Component E Recovery* (CER) yang digunakan untuk harga transfer ini adalah sebagai berikut:

CER = US \$ 4,549,915/Year, atau setara dengan Rp 41,927,463,229/tahun dengan menggunakan dasar US \$ 1 = Rp. 9.215

Angka diatas adalah hanya dalam kaitan harga transfer atau *transfer pricing* antara unit bisnis PT. PLN (Persero) yang akan mengoperasikan proyek ini dan unit bisnis P3B. *Component E* adalah dihitung dengan dasar bulan per bulan dengan menggunakan CER yang disepakati antara unit bisnis P3B Jawa Bali dan unit bisnis yang akan mengelola dan mengoperasikan proyek ini nantinya.

Untuk komponen E ini dalam penyusunan studi kelayakan investasi ini tidak digunakan, dikarenakan biaya interkoneksi ini tidak terjadi, hal ini dikarenakan interkoneksi jaringan listrik dalam proyek ini diasumsikan akan dapat langsung terkoneksi dengan jaringan transmisi yang sudah ada milik *project company*.

4.1.4.2. Harga Jual menggunakan Tarif Dasar Listrik

Apabila sebelumnya asumsi harga jual menggunakan *transfer pricing* antara unit bisnis PT. PLN (Persero) maka penelitian ini juga akan mencoba melakukan simulasi apabila penjualan energi listrik menggunakan harga Tarif Dasar Listrik. Dalam asumsi ini maka aliran listrik tidak hanya di alirkan sampai

saluran transmisi saja akan tetapi akan diteruskan dari pembangkit ke transmisi kemudian dari transmisi diteruskan ke distribusi dan dari distribusi akan disalurkan ke retail sampai kemudian dijual kepada pelanggan.

Untuk mendukung asumsi ini maka dalam penelitian ini akan diasumsikan juga mengenai *losses* atau kehilangan energi listrik pada saat menyalurkan energi listrik dari transmisi hingga sampai ke pelanggan yang menggunakan dasar data aktual tahun sebelumnya.

Penggunaan Tarif Dasar Listrik sebagai harga jual ini mengabaikan adanya subsidi yang akan diberikan oleh pemerintah kepada PLN. Jadi perhitungan analisis investasi pada proyek PLTU 1 Jawa Timur ini nantinya murni hanya pendapatan dari Tarif Dasar Listrik.

Dari Tabel 4.7. menunjukkan bahwa total *losses* yang terjadi baik *distribution losses* maupun *transmission losses* berada dikisaran 11% sampai dengan 10,5% dalam penelitian ini akan digunakan asumsi *losses* baik *distribution losses* maupun *transmission losses* sebesar 10% hal ini yang menjadi dasar adalah penurunan *losses* terus terjadi di tahun-tahun sebelumnya.

Tabel 4.7. Kinerja Operasi PT. PLN (Persero)

Selected Operating performance	Year ended Dec 31,				
	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Equivalent forced outage rate</i>	5,7	4,7	9,2	12,1	12,4
<i>Capacity factor</i>	51,1	52,2	48,0	49,0	50,6
<i>System losses</i>	11,3	11,5	11,5	11,1	10,5
<i>Distribution losses</i>	9,0	9,3	9,2	9,1	8,5
<i>Transmission losses</i>	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2
<i>SAIFI</i>	11,8	12,7	13,9	12,8	80,9
<i>SAIDI</i>	9,4	15,8	27,0	28,9	13,3
<i>Number customer per employee</i>	706	740	779	814	862

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond* PT PLN (Persero) 2009 dan Laporan Keuangan Konsolidasi per 31 Desember 2008

Sedangkan untuk harga jual ke pelanggan akan menggunakan realisasi harga rata-rata penjualan ke pelanggan yang terjadi di tahun 2008. Walaupun ada *segmented tarif* dalam Tarif Dasar Listrik dimana tarif di bedakan menjadi tarif rumah tangga, tarif industri, tarif bisnis dan tarif publik tetapi untuk mempermudah maka dalam penelitian ini akan menggunakan harga jual rata-rata

ke pelanggan dengan mengacu pada data harga rata-rata penjualan kepada pelanggan tahun sebelumnya dengan asumsi nilai tukar rupiah menggunakan asumsi US \$ 1 = Rp. 10.950 yang merupakan kurs tengah Bank Indonesia tanggal 31 Desember 2008 dan dari data dibawah menunjukkan bahwa harga rata-rata penjualan adalah sebesar Rp. 653 per KWh atau setara dengan 5,96 sen US per kwh. Daftar harga jual rata-rata per golongan tarif bisa dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 4.8. Asumsi Harga Jual Energi Listrik

Electricity Tariff	
Tariff Transfer pricing	5,22 cent USD/KWh
Tarif Dasar Listrik	5,96 cent USD/KWh

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009* dan Laporan Keuangan Konsolidasi per 31 Desember 2008 (Telah diolah kembali)

4.1.5. Asumsi Struktur Biaya Pembangkit Listrik

Dalam struktur biaya yang berkaitan dengan asumsi harga jual menggunakan *transfer pricing*, akan menggunakan asumsi yang sama dengan penyusunan harga jual *transfer pricing*, tetapi yang akan dibebankan hanyalah komponen BD dan komponen C saja. Hal ini didasarkan karena komponen BD merupakan unsur biaya operasi dan pemeliharaan baik itu biaya tetap maupun yang variabel. Sementara untuk komponen C adalah biaya bahan baku dalam hal ini adalah batubara.

Sementara itu untuk biaya bunga baik itu beban bunga atas obligasi maupun bunga *credit supplier* akan dibebankan atas dasar perhitungan sebenarnya. Perhitungan studi kelayakan yang disusun oleh konsultan independen menunjukkan bahwa beban bunga yang dibebankan terlalu rendah tidak sesuai dengan asumsi yang digunakan.

Sedangkan untuk mendukung asumsi harga jual yang kedua yaitu dengan menggunakan asumsi Tarif Dasar Listrik, maka untuk harga pokok penyediaan tenaga listrik karena bukan hanya pada sisi pembangkitan saja maka kita juga harus membebankan biaya yang terjadi pada sisi transmisi, distribusi dan retail, disini akan digunakan asumsi menggunakan data biaya pokok penyediaan listrik yang mengacu pada data tahun sebelumnya. Dengan asumsi ini maka biaya akan

dibedakan menjadi biaya di sisi pembangkitan yaitu yang menyangkut biaya penyediaan energi listrik pada proyek PLTU ini ditambah dengan biaya yang akan terjadi di sisi transmisi, distribusi dan retail. Biaya pada sisi pembangkitan juga akan mengikuti asumsi biaya pada *transfer pricing*.

Tabel 4.9. Harga Pokok Produksi Listrik

PLN costs of electricity production	Year ended December 31,			Three months ended
	2006	2007	2008	March 31
	(Rp.Kwh)			
<i>Fuel oil</i>	1.391	1.461	2.359	1.389
<i>Natural Gas</i>	221	210	268	397
<i>Coal</i>	167	174	249	371
<i>Geothermal</i>	580	615	659	566

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond* PT PLN (Persero) 2009 (Telah diolah kembali)

Total biaya sebesar USD 0,58/kwh diperoleh dari perhitungan rata-rata biaya penyediaan energi listrik PT. PLN (Persero) dengan menggunakan dasar data laporan keuangan tahun 2008 serta *Offering Memorandum Global Bond* PT PLN (Persero) 2009, dimana disebutkan bahwa harga pokok produksi listrik menggunakan batubara adalah sebesar Rp. 371/kwh untuk periode laporan sampai dengan Maret 2009. sedangkan biaya yang lain mengikuti laporan keuangan dan dibagi dengan jumlah kwh produksi yang hanya diproduksi PLN dan menggunakan nilai tukar US \$ 1 = Rp. 10.950 yang merupakan kurs tengah Bank Indonesia tanggal 31 Desember 2008. Perhitungan adalah sebagai berikut sedangkan untuk harga pokok penyediaan listrik menggunakan batu bara menggunakan nilai tukar US \$ 1 = Rp. 11.575 yang merupakan kurs tengah Bank Indonesia tanggal 31 maret 2009.

Semua unsur biaya sendiri akan diasumsikan akan mengalami kenaikan sebesar 3% pertahun kecuali untuk beban bunga dan beban depresiasi aktiva tetap yang asumsikan sesuai dengan perhitungan dan disesuaikan dengan masa keekonomian proyek. Unsur biaya yang diasumsikan akan mengalami kenaikan adalah unsur biaya komponen BD yang merupakan biaya operasi dan pemeliharaan serta komponen C yang merupakan biaya bahan baku selain itu juga

biaya transmisi, distribusi dan retail juga diasumsikan akan mengalami kenaikan sebesar 3% per tahunnya.

Tabel 4.10. Perhitungan Harga Pokok Produksi dengan Batubara

Harga Pokok Produksi per KWh	Year ended Dec 31,				
	2008				
	total	Gwh	Rp/Kwh	Kurs BI	USD/Kwh
<i>Operating expense</i>					
<i>Coal cost of electricity production</i>			371,00	11.575	0,03
<i>Maintenance (in millions)</i>	7.619.854	113.340	67,23	10.950	0,01
<i>Personnel (in millions)</i>	8.344.224	113.340	73,62	10.950	0,01
<i>Depreciation (in millions)</i>	11.372.849	113.340	100,34	10.950	0,01
<i>Others (in millions)</i>	4.735.081	113.340	41,78	10.950	0,00
Harga Pokok Produksi /Kwh			<u>653,97</u>		<u>0,058</u>

Sumber: Laporan Keuangan Konsolidasi per 31 Desember 2008 dan *Offering Memorandum Global Bond* PT PLN (Persero) 2009 (Telah diolah kembali)

Tabel 4.11. Struktur Biaya per kWh PT. PLN (Persero)

Cost Structure	
Power Plant	
Component A - Capacity Charge, Capacity Cost Recovery	2,99 cent USD/KWh
Component BD - Capacity Charge, Fixed O&M - Variable	0,50 cent USD/KWh
Component C - Fuel Payment, Energy Charge rate	1,73 cent USD/KWh
Component E - Electrical Interconnection Charge	0,12 cent USD/KWh
<i>Total Power Plant Cost</i>	<u>5,34</u> cent USD/KWh
Transmission, Distribution, Retail Cost	0,45 cent USD/KWh
<i>Total Cost</i>	<u>5,79</u> cent USD/KWh

Sumber: *Final Report Feasibility Study of PLTU 1 Jawa Timur 2 x (300-400) MW* dan Laporan Keuangan Konsolidasi per 31 Desember 2008 (Telah diolah kembali)

4.1.6. Estimasi Arus Kas

Estimasi arus kas akan dibagi menjadi dua kelompok yaitu arus kas selama masa konstruksi proyek dan arus kas selama umur proyek. Dalam hal ini juga digunakan dua asumsi harga jual yaitu harga jual menggunakan harga transfer antar unit bisnis di dalam PT. PLN (Persero) dan yang kedua adalah menggunakan asumsi harga jual sesuai Tarif Dasar Listrik.

4.1.6.1. Arus Kas Selama Masa Konstruksi Proyek

Arus kas selama masa konstruksi proyek baik menggunakan asumsi *transfer pricing* maupun menggunakan asumsi harga jual Tarif Dasar Listrik akan sama, hal ini dikarenakan arus kas selama masa konstruksi ini tidak ada penerimaan dari penjualan energi listrik. Periode waktu yang diperlukan untuk konstruksi proyek ini adalah 33 bulan.

Proyek ini menggunakan sumber pendanaan 85% dari *credit supplier* dan sisanya akan dibiayai melalui penerbitan obligasi yang akan dilakukan oleh *project company* dalam hal ini biaya-biaya yang terjadi diluar biaya yang dikeluarkan oleh *credit supplier* harus mampu ditutupi dari penerbitan obligasi ini. Sehingga dalam akumulasi *net cash flow* pada akhir periode konstruksi *net cash flow* akan nihil atau nol.

Beberapa biaya yang harus bisa ditutupi dari penerbitan obligasi ini adalah

- a. *EPC cost* sebesar 15% yang harus dikeluarkan di bulan pertama masa konstruksi proyek termasuk didalamnya adalah PPN sebesar 10% dari nilai *EPC cost* sebesar 15% tersebut yang semuanya harus disiapkan di bulan pertama pada periode konstruksi proyek ini.
- b. Biaya *fees* untuk penerbitan obligasi sebesar 1% dari nilai total obligasi yang akan di terbitkan, biaya ini harus dikeluarkan pada bulan pertama periode konstruksi proyek ini.
- c. Biaya *land acquisition* dan *profesional fees* dimana untuk *land acquisition* akan membutuhkan tanah seluas 60 hektar dan harga jual per meter persegi adalah diperkirakan sebesar 50.000 rupiah dengan asumsi US \$ 1 = Rp. 9.215 maka akan dibutuhkan dana sebesar USD 3.255.562 dan *profesional fees* sebesar 1% dari total nilai *EPC cost* termasuk PPN yang akan digunakan untuk pengurusan lisensi, perijinan, dan permasalahan hukum.
- d. Biaya bunga atas obligasi yang sudah diterbitkan dengan tingkat suku bunga sebesar 10% per tahun dan akan dibayarkan per semester.
- e. Biaya pengadaan persediaan batubara untuk satu bulan yang akan dibayarkan pada bulan ke 30 periode konstruksi.

- f. Selain itu juga biaya yang diperlukan adalah biaya operasional pertama untuk *start up* pembangkit PLTU 1 Jawa Timur ini yang akan dikeluarkan pada bulan ke 30 pada masa konstruksi proyek ini.
- g. Dari perhitungan, maka nilai obligasi yang diperlukan untuk dapat menutupi seluruh biaya yang dibutuhkan selama masa konstruksi ini adalah sebesar USD 221.125.711

Maka arus kas selama periode konstruksi ini menghasilkan akumulasi *net cash flow* di akhir periode konstruksi menjadi nol. Untuk lebih rinci mengenai arus kas selama masa konstruksi bisa dilihat pada Lampiran 4.

4.1.6.2. Arus Kas Selama Umur Proyek Menggunakan Harga Transfer

Arus kas selama umur proyek dibagi menjadi dua dikarenakan adanya dua asumsi yaitu menggunakan harga jual *transfer pricing* dan menggunakan Tarif Dasar Listrik. Kedua asumsi tersebut sangat mempengaruhi *cash inflow* yang akan diterima oleh *project company*.

Dengan menggunakan *transfer pricing* sebagai harga jual maka proyek ini akan menggunakan harga jual sesuai dengan penjelasan pada point 4.1.4.1. dimana harga jualnya terdiri dari komponen A, komponen BD, dan komponen C disini maka energi listrik dari unit bisnis PLTU 1 Jawa Timur ini akan menjual ke unit bisnis P3B Jawa Bali.

Asumsi penjualan energi listrik setiap tahun dianggap tetap dan konstan yaitu sebesar 80% dari kapasitas terpasang dengan jam operasi selama 8.760 jam dalam satu tahun.

Sedangkan untuk komponen A yang merupakan *capacity charge* akan tetap konstan selama 10 tahun beroperasinya proyek ini. Komponen ini untuk menutupi biaya *cost of capital* dan biaya selama masa atau periode konstruksi, karena pada tahun ke 11 Proyek ini sudah melunasi semua utang obligasinya maka komponen biaya ini akan turun menjadi hanya 50% dari biaya sebelumnya. Harga jual *transfer pricing* ini pada dasarnya tetap mengacu pada hasil negoisasi antar unit bisnis yang terlibat didalamnya akan tetapi dalam penyusunan studi

kelayakan ini menggunakan proposal yang diajukan oleh *project company* berkaitan dengan *transfer pricing* energi listrik antar unit bisnisnya

Sementara itu komponen BD dan komponen C akan mengikuti biaya yang dikeluarkan yang diperkirakan akan naik sebesar 3% setiap tahunnya.

Dari sisi pembiayaan operasi maka hanya komponen biaya BD yang merupakan biaya operasi dan pemeliharaan baik yang tetap maupun variabel serta komponen C yang merupakan *energy charge rate* yang akan menjadi beban operasi.

Dalam arus kas selama umur proyek ini, perhitungan depresiasi dan beban bunga dihitung digunakan untuk mengetahui besarnya pajak penghasilan atau *income tax* yang harus ditanggung oleh perusahaan akan tetapi dalam perhitungan *free cash flow* hal ini dikeluarkan kembali. Sehingga *free cash flow* yang digunakan untuk menghitung *payback period*, NPV, IRR dan *profitability index* adalah murni hanya *cash flow* yang berasal dari pendapatan dikurangi dengan komponen-komponen biaya diluar depresiasi, beban bunga dan ditambah kembali dengan *income tax*.

Dikeluarkannya beban bunga atau *interest expense* dalam perhitungan *free cash flow* dikarenakan bahwa pada dasarnya setiap proyek diasumsikan akan dibiayai sepenuhnya oleh *equity* karena hal ini lebih baik dan standar dibandingkan apabila menggunakan *debt financing* dimana tidak ada standar yang baku pada kondisi dunia nyata untuk mengasumsikan *debt financing* ini. Penyesuaian dalam *debt financing* direfleksikan dalam *discount ratenya*.

Untuk lebih rinci arus kas selama umur proyek dengan menggunakan asumsi harga transfer antar unit bisnis bisa dilihat pada Lampiran 5.

4.1.6.3. Arus Kas Selama Umur Proyek Menggunakan Tarif Dasar Listrik

Dengan menggunakan harga jual Tarif Dasar Listrik maka proyek ini akan menganggap bahwa energi listrik yang dihasilkan dari proyek ini akan disalurkan dari pembangkit ke transmisi kemudian dari transmisi diteruskan ke distribusi dan dari distribusi diteruskan ke retail yang kemudian dijual ke pelanggan.

Disini juga di asumsikan adanya energi listrik yang hilang selama menyalurkan energi listrik pada sisi transmisi dan distribusi. Yang membedakan

dengan asumsi yang pertama yang menggunakan harga *transfer pricing* sebagai acuan adalah bahwa pada asumsi ini pendapatan yang di terima adalah sesuai dengan harga jual rata-rata energi listrik tahun 2008, asumsi ini digunakan karena:

- a. Harga jual rata-rata energi listrik tahun 2008 paling mencerminkan harga jual yang sesuai dengan Tarif Dasar Listrik.
- b. Diasumsikan tidak ada kenaikan Tarif Dasar Listrik selama usia proyek.
- c. Digunakannya harga penjualan rata-rata ini dikarenakan adanya kesulitan dalam menentukan pendapatan yang akan diterima berkaitan dengan *segmented tariff* yang ada di Tarif Dasar Listrik dimana setiap energi yang masuk kedalam sistem Jawa Bali akan sulit untuk ditelusuri dari mana asal energi tersebut yang dijual untuk segmen bisnis, rumah tangga atau yang lain, ketika energi listrik dibangkitkan dari banyak pembangkit dan kemudian masuk ke dalam satu sistem transmisi Jawa Bali maka energi tersebut akan sulit untuk diketahui dan ditelusuri dari sumber pembangkit mana saja energi tersebut diperoleh, atas dasar hal tersebut maka digunakanlah harga rata-rata aktual tahun 2008 sebagai dasar acuan harga jual Tarif Dasar Listrik.

Dalam menyusun *free cash flow* untuk menghitung *payback period*, NPV, IRR dan *profitability index*, digunakan asumsi yang sama seperti pada saat penyusunan *free cash flow* pada asumsi harga jual menggunakan *transfer pricing* dimana beban depresiasi dan beban bunga tidak termasuk dalam perhitungan *free cash flow*, perhitungan depresiasi dan beban bunga adalah untuk menghitung *net profit* guna mengetahui *income tax* yang harus dibayar oleh project company.

Secara rinci arus kas selama umur proyek dengan menggunakan asumsi tarif dasar listrik adalah seperti yang terlihat pada Lampiran 6.

4.1.7. Evaluasi Arus Kas

Dalam penelitian ini akan digunakan pendekatan *capital budgeting* dalam menganalisis kelayakan finansial investasi pada proyek PLTU 1 Jawa Timur ini yaitu dengan menggunakan metode NPV, *profitability index*, IRR dan juga *payback period*. Analisis finansial proyek PLTU 1 Jawa Timur menggunakan dua

asumsi harga jual yaitu menggunakan harga jual *transfer pricing* dan menggunakan asumsi harga jual Tarif Dasar Listrik.

Hasil perhitungan analisis kelayakan investasi proyek PLTU 1 Jawa Timur dengan menggunakan dua asumsi tersebut bisa dilihat pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12. Analisis *Capital Budgeting*

Analisis <i>Capital Budgeting</i>	Asumsi Harga Transfer	Asumsi Tarif Dasar Listrik
NPV dengan <i>discount factor</i> 10%	USD 68,172,570	USD (97,836,021)
<i>Profitability Index</i>	1,096	0,862
IRR dengan <i>discount factor</i> 10%	11,436 %	7,33 %
<i>Payback period</i>	7 tahun 1 bulan	8 tahun 8 bulan

Sumber: Hasil Perhitungan Penulis Sesuai dengan Lampiran 6 dan Lampiran 8

Dari Tabel 4.12. menunjukkan bahwa dengan menggunakan asumsi harga transfer, proyek ini layak secara finansial hal ini ditunjukkan dengan NPV yang positif, *Profitability index* lebih besar dari pada satu, IRR lebih besar dari *discount factor*, dan *payback period* yang membutuhkan waktu 7 tahun 1 bulan.

Sementara itu apabila menggunakan asumsi Tarif Dasar Listrik sebagai harga jual menunjukkan bahwa proyek ini tidak layak secara finansial hal ini ditunjukkan dengan NPV negatif, *Profitability Index* dibawah satu, IRR dibawah *discount factor*. Walaupun *payback period* menunjukkan bahwa pengembalian investasi akan membutuhkan waktu 8 tahun 8 bulan.

Disini menunjukkan bahwa penggunaan *transfer pricing* sebagai asumsi harga jual energi listrik ini kurang tepat, karena proyek ini sebenarnya tidak layak secara finansial hal ini ditunjukkan dengan hasil analisis kelayakan finansial proyek ini dengan menggunakan asumsi harga jual Tarif Dasar Listrik yang menunjukkan proyek ini tidak layak secara finansial.

Beberapa hal penyebab kenapa penggunaan asumsi harga jual *transfer pricing* bisa layak secara finansial dibandingkan dengan asumsi penggunaan Tarif Dasar Listrik:

- a. Penggunaan asumsi harga jual menggunakan *transfer pricing* tidak mengalokasikan biaya pada transmisi, distribusi dan retail yang merupakan komponen biaya operasi yang seharusnya juga menjadi beban operasional perusahaan sehingga biaya operasional pada asumsi *transfer pricing* lebih rendah.
- b. Harga jual menggunakan *transfer pricing* akan disesuaikan apabila terjadi kenaikan biaya pada komponen BD dan komponen C dimana pada kenyataannya Tarif Dasar Listrik tidak akan otomatis menyesuaikan kenaikan komponen biaya karena Tarif Dasar Listrik sendiri diatur oleh pemerintah yang sejak tahun 2003 belum pernah mengalami kenaikan.
- c. Pada *transfer pricing* tidak ada *losses* atau energi yang hilang selama menyalurkan energi. Pada kenyataannya *losses* selalu terjadi di sisi transmisi, distribusi dan retail dan ini merupakan kerugian yang harus ditanggung oleh perusahaan.

Beberapa faktor diatas menyebabkan analisis menggunakan *transfer pricing* sebagai harga jual layak secara finansial dibandingkan dengan penggunaan asumsi Tarif Dasar Listrik sebagai harga jual.

4.1.8. Pentingnya Analisis Finansial

Walaupun dalam evaluasi arus kas Proyek PLTU 1 Jawa Timur ini dengan asumsi harga jual menggunakan Tarif dasar listrik menunjukkan bahwa proyek ini tidak layak secara finansial. Akan tetapi pada dasarnya analisis finansial tetap sangat diperlukan dalam setiap pengambilan keputusan investasi hal ini dikarenakan beberapa fungsi analisis finansial:

- a. Memudahkan pengawasan dan kontrol.

Dengan analisis finansial maka akan mempermudah dalam pengawasan dan kontrol atas pelaksanaan proyek. Dalam analisis finansial juga dibuat suatu perencanaan pendanaan dan juga pendapatan dan pembiayaan yang

akan dikeluarkan dalam proyek, dengan perencanaan yang dibuat ini maka pengawasan dan kontrol akan lebih mudah dilakukan dalam pelaksanaan proyek tersebut, dan hal ini tidak ada kaitan dengan kelayakan finansial suatu proyek.

b. Memudahkan pengendalian.

Dengan menyusun analisis finansial maka dengan sendirinya perencanaan terhadap proyek tersebut juga disusun, apabila dalam pelaksanaan pekerjaan dan telah dilakukan pengawasan dan kontrol tetap terjadi penyimpangan maka akan dengan mudah dapat terdeteksi sehingga akan dapat dilakukan pengendalian atas penyimpangan tersebut.

c. Menghindari risiko kerugian yang lebih besar.

Karena proyek ini tidak layak secara finansial maka pada dasarnya proyek akan menghasilkan kerugian dengan menyusun analisis finansial maka risiko kerugian yang lebih besar bisa ditekan.

4.1.9. Evaluasi Subsidi Listrik untuk PLTU 1 Jawa Timur

Proyek PLTU 1 Jawa Timur ini secara finansial tidak layak apabila menggunakan asumsi harga jual Tarif Dasar Listrik dari perhitungan *net profit* untuk proyek PLTU 1 Jawa Timur ini menunjukkan bahwa proyek ini akan mengalami kerugian dimulai pada tahun ke 21 dan seterusnya selama usia proyek. Sesuai dengan Undang-Undang No. 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara (BUMN), dimana BUMN yang menjalankan program khusus yaitu penyediaan tenaga listrik bersubsidi kepada masyarakat (*public service obligation*) maka PLN sebagai BUMN dan *project company* dari proyek PLTU 1 Jawa Timur berhak untuk mendapatkan subsidi atas perbedaan antara harga jual listrik rata-rata dengan biaya produksi listrik tersebut dan termasuk margin yang diharapkan.

Apabila kita asumsikan bahwa subsidi yang diberikan adalah untuk menutupi biaya produksi dari penyediaan listrik ini maka besarnya subsidi yang akan diberikan pemerintah terhadap PLN berkaitan dengan proyek PLTU 1 Jawa

Timur ini adalah sebesar nilai kerugian yang ditanggung oleh PLN atau sebesar *net loss* dari proyek ini. Sesuai dengan asumsi umum dalam studi kelayakan ini proyek PLTU 1 Jawa Timur ini akan selesai dan mulai beroperasi di kuartal ke empat tahun 2009 dan Tarif Dasar Listrik tidak mengalami kenaikan selama usia proyek. Daftar perkiraan subsidi listrik yang harus diberikan pemerintah berkaitan dengan proyek PLTU 1 Jawa Timur bisa di lihat pada Tabel 4.13.

Untuk mengurangi subsidi listrik ini, pemerintah dapat melakukan penyesuaian harga jual energi listrik atau penyesuaian Tarif Dasar Listrik hal ini bisa dilakukan sebelum tahun ke 21 sehingga beban subsidi yang harus diberikan oleh pemerintah kepada PLN bisa ditekan atau bahkan dapat dihilangkan.

Tabel 4.13. Perkiraan Subsidi Listrik Berkaitan dengan PLTU 1 Jawa Timur

<i>No.</i>	<i>Tahun ke</i>	<i>Perkiraan Subsidi Listrik (USD)</i>
1.	Tahun ke 21 (2030)	3,240,416
2.	Tahun ke 22 (2031)	8,723,889
3.	Tahun ke 23 (2032)	14.371,866
4.	Tahun ke 24 (2033)	20.189,283
5.	Tahun ke 25 (2034)	26.181,222
6.	Tahun ke 26 (2035)	32.352,919
7.	Tahun ke 27 (2036)	38.709,767
8.	Tahun ke 28 (2037)	45.257,321
9.	Tahun ke 29 (2038)	52.001,301
10.	Tahun ke 30 (2039)	58.947,601

Sumber: Hasil Perhitungan Penulis Sesuai dengan Lampiran 7

4.2. Analisis Faktor Non Finansial

Ada beberapa hal atau faktor yang menyebabkan proyek ini tetap dilaksanakan walaupun dari analisis finansial diatas bila menggunakan Tarif Dasar Listrik sebagai harga jual menunjukkan bahwa proyek ini tidak layak. Beberapa faktor diluar finansial yang menyebabkan proyek ini tetap dilaksanakan adalah:

a. Faktor Regulasi dan Dukungan Pemerintah

Proyek ini diatur melalui Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 71 Tahun 2006 tanggal 5 Juli 2006, dengan pertimbangan yang sudah dijelaskan dalam Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 71 Tahun

2006 yaitu bertujuan untuk mempercepat diversifikasi energi untuk pembangkit tenaga listrik ke non bahan bakar minyak dalam rangka pemenuhan kebutuhan listrik, karena faktor regulasi inilah proyek ini tetap harus berjalan walaupun secara finansial bila menggunakan harga jual Tarif Dasar Listrik proyek pembangkit PLTU 1 Jawa Timur ini tidak layak.

Selain itu menunjuk Undang-undang Republik Indonesia Nomor 19 tahun 2003, tentang Badan Usaha Milik Negara dimana tujuan pendirian BUMN adalah salah satunya untuk menyelenggarakan kemanfaatan umum berupa penyediaan barang dan/atau jasa yang bermutu tinggi dan memadai bagi pemenuhan hajat hidup orang banyak. PLN sendiri mendapatkan tugas khusus dari pemerintah untuk menyelenggarakan kemanfaatan umum atau dengan kata lain menyediakan energi listrik untuk pemenuhan hajat hidup orang banyak atas dasar inilah proyek PLTU 1 Jawa Timur ini tetap dilaksanakan walaupun secara finansial tidak layak. Selain itu atas dasar Undang-undang ini juga maka PLN juga berhak memperoleh subsidi dari pemerintah dikarenakan melakukan tugas khusus tersebut.

Dukungan dari pemerintah yang begitu besar terhadap proyek ini membuat faktor non finansial sangat besar pengaruhnya dalam keputusan investasi pada proyek PLTU 1 Jawa Timur ini sehingga keputusan investasi pada proyek ini bisa berbeda dengan perhitungan finansial yang menunjukkan proyek PLTU 1 Jawa Timur ini tidak layak.

b. Mengejar Pertumbuhan Ekonomi Nasional

Pertumbuhan ekonomi Indonesia beberapa tahun terakhir ini cukup tinggi seperti terlihat didalam tabel GDP Indonesia, tetapi hal ini tidak diikuti oleh perkembangan kapasitas pembangkit yang memadai. Pertumbuhan ekonomi yang cukup tinggi juga perlu didukung oleh infrastruktur yang memadai untuk mendorong pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi lagi, dari sini terlihat bahwa kapasitas terpasang pembangkit tidak mengalami

pertumbuhan yang signifikan jauh tertinggal dibandingkan pertumbuhan perekonomian nasional.

Tabel 4.14. Kapasitas Terpasang Pembangkit

<i>Installed Capacity</i>	<i>Year ended Dec 31,</i>				
	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Installed Capacity</i>					
PLN	21.470	22.515	24.846	25.222	25.571
IPPs	3.370	3.370	4.059	4.320	4.500
<i>Total System Installed Capacity</i>	24.840	25.885	28.905	29.542	30.071

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009*

Tabel 4.15. Daftar GDP Indonesia Tahun 2004 Sampai Dengan 2008

<i>GDP Indonesia</i>	<i>Year ended Dec 31,</i>				
	2004	2005	2006	2007	2008
<i>Manufacturing</i>	469.952	491.561	514.100	538.085	557.766
<i>Agriculture</i>	247.164	253.882	262.403	271.401	284.338
<i>Service/Commercial</i>	152.906	160.799	170.705	181.972	193.701
<i>Mining and quarrying</i>	160.101	165.223	168.032	171.422	172.300
<i>Others</i>	626.394	679.350	731.887	800.212	874.000
Total GDP	1.656.517	1.750.815	1.847.127	1.963.092	2.082.105

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009*

Melihat dua hal ini yaitu pertumbuhan GDP Indonesia dan juga pertumbuhan kapasitas terpasang pembangkit, maka sudah sangat perlu bagi pemerintah untuk memperhatikan sektor ketenagalistrikan, walaupun secara studi kelayakan finansial hal ini tidak layak dalam melakukan investasi pembangkitan PLTU 1 Jawa Timur akan tetapi melihat kedua kondisi ini menyebabkan faktor diluar non finansial lebih dominan dalam memutuskan bahwa investasi pada proyek ini sangat layak dan mendesak untuk segera dilakukan.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi akan sulit dicapai apabila kondisi kapasitas terpasang pembangkit tidak mengalami pertumbuhan yang signifikan. Apalagi pemerintahan sekarang ini berusaha untuk mencapai pertumbuhan yang cukup tinggi untuk beberapa tahun kedepan, dengan

kondisi kelistrikan dengan kapasitas terpasang pembangkit yang tidak bertambah secara signifikan maka akan sangat sulit bagi pemerintah untuk dapat mencapai pertumbuhan ekonomi yang diharapkan.

c. Masih Rendahnya Rasio Elektrifikasi

Masih rendahnya rasio elektrifikasi dimana sampai akhir tahun 2008 hanya 62,3 % saja menunjukkan masih ada 37,7% daerah di Indonesia belum menikmati aliran listrik. Faktor ini juga mendukung keputusan investasi pembangkit walaupun secara studi kelayakan finansial proyek tersebut tidak layak, tetapi untuk mengejar rasio elektrifikasi maka keputusan investasi pembangkit tetap dilaksanakan.

Tabel 4.16. Rasio Elektrifikasi

<i>Market Overview</i>		<i>As December 31, 2008</i>			
	<i>Number of Customer (millions)</i>	<i>Instaled Capacity (MW)</i>	<i>Peak Demand (MW)</i>	<i>Electricity Sales (GWh)</i>	<i>Electrification ratio (%)</i>
<i>Java-Bali</i>	25	19.353	16.301	99.207	68,00
<i>Sumatera</i>	7	3.974	3.287	17.842	60,00
<i>Sulawesi</i>	3	926	914	4.218	54,10
<i>Kalimantan</i>	2	917	915	4.346	53,90
<i>Other Island</i>	2	401	630	3.406	60,90
<i>Total</i>	39	25.571	22.047	129.019	62,30

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009*

Rasio elektrifikasi ini juga menunjukkan kurang meratanya pembangunan dibuktikan dengan masih banyaknya penduduk Indonesia yang belum menikmati listrik. Sebagai upaya untuk mewujudkan pemerataan pembangunan, pembangunan proyek PLTU 1 Jawa Timur ini salah satunya adalah untuk meningkatkan rasio elektrifikasi ini.

d. Tingginya *Demand* dan Tuntutan Masyarakat

Dari Tabel 4.17. mengenai proyeksi kebutuhan energi di Indonesia menunjukkan tingginya proyeksi permintaan energi listrik di Indonesia

untuk periode tahun 2009 hingga tahun 2018. dari data dibawah ini juga menunjukkan bahwa tingginya permintaan energi ini juga dimaksudkan untuk memperbaiki rasio elektrifikasi di Indonesia.

Tabel 4.17. Proyeksi Kebutuhan Energi

Energy Demand	Projected Indonesian Energy Demand 2009-2018					
	Unit	2009	2010	2012	2014	2018
Energy Demand						
<i>Indonesia</i>	TWh	137,9	149,3	179,2	215,6	309,4
<i>Java-Bali</i>	TWh	107,0	115,3	137,5	165,0	235,3
<i>Outside Java-Bali</i>	TWh	30,9	34,0	41,7	50,6	74,1
Electrification Ratio						
<i>Indonesia</i>	%	66,9	69,3	75,0	81,2	93,6
<i>Java-Bali</i>	%	70,0	72,6	78,7	85,4	97,9
<i>Outside Java-Bali</i>	%	61,3	63,2	68,3	73,6	86,1

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009*

Untuk memenuhi tingginya permintaan dan tuntutan masyarakat untuk mendapatkan pelayanan listrik menyebabkan faktor non finansial dalam keputusan investasi pembangkit PLTU 1 Jawa Timur ini tetap dilaksanakan walaupun secara studi kelayakan finansial untuk pembangunan proyek PLTU 1 Jawa Timur ini tidak layak

e. Subsidi

Salah satu tujuan utama dari ditetapkannya Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 71 Tahun 2006 tanggal 5 Juli 2006 adalah untuk bisa melakukan diversifikasi energi, faktor utama dari dilakukannya diversifikasi energi ini adalah dikarenakan tingginya beban subsidi yang harus ditanggung oleh negara dimana penyebab utama dari tingginya beban subsidi ini adalah masih banyaknya pembangkit yang menggunakan bahan bakar minyak. Seperti pada Tabel 4.17. menunjukkan beban subsidi yang harus dibayar oleh pemerintah dimana setiap tahun terus mengalami kenaikan. Untuk memenuhi kebutuhan listrik dan juga menekan subsidi maka investasi pembangkit baru berbahan bakar batubara yang memiliki harga pokok penyediaan listrik lebih murah menjadi pilihan. Disini tanpa

melihat kelayakan finansial keputusan untuk terus melakukan investasi dipembangkitan baru dengan bahan bakar batubara menjadi pilihan yang wajar.

Tabel 4.18. Anggaran dan Realisasi Subsidi Energi Listrik

<i>Year Ended Dec, 31</i>	<i>Government approved Budget Subsidy</i>	<i>Government Electricity subsidy as a result of compliance audit by State Auditor</i>
	(Rp. Billions)	
2004	3.310	3.310
2005 ⁽¹⁾	12.511	10.640
2006 ⁽²⁾	35.510	33.904
2007	39.269	37.481
2008 ⁽³⁾	80.396	78.577

Sumber: *Offering Memorandum Global Bond PT PLN (Persero) 2009*

Selain itu dari sudut *project company* dengan adanya subsidi ini mengurangi risiko yang mereka hadapi karena sebesar apapun kerugian yang akan mereka tanggung pastinya akan mendapatkan subsidi dari pemerintah. Subsidi bisa juga menjadi pertimbangan finansial tetapi dalam penelitian ini karena subsidi tidak diperhitungkan pada menyusun studi kelayakan maka penulis memasukkan subsidi kedalam faktor diluar non finansial yang ikut dipertimbangkan kenapa proyek ini tetap dilaksanakan meskipun dalam studi kelayakan dengan menggunakan tarif dasar listrik tidak layak.

4.3. Analisis Risiko Bisnis

Terkait dengan pembangunan proyek PLTU 1 Jawa Timur 1 ini baik selama periode konstruksi maupun selama periode beroperasinya proyek ada beberapa risiko yang harus di hadapi oleh perusahaan

4.3.1. Risiko Kegagalan

Dalam risiko kegagalan ini dijelaskan bahwa ada dua aspek yang menyebabkan proyek tidak selesai sama sekali yaitu risiko keuangan dan risiko teknis, risiko ini oleh PLN tentu sudah diantisipasi atas hal-hal yang tidak

diinginkan, selain itu juga dukungan dari pemerintah melalui Peraturan Pemerintah No.71 tahun 2006 semakin meminimalisir risiko kegagalan proyek ini. Beberapa hal yang masih perlu diantisipasi adalah:

- a. Pada aspek keuangan besarnya dana investasi yang diperlukan pada proyek ini yaitu sebesar USD 710,268,580 menyebabkan PLN harus mencari dana melalui pinjaman luar negeri, pinjaman bank, dan pasar modal. Keterbatasan likuiditas perbankan menyebabkan PLN mengalami keterbatasan dalam mendapatkan pembiayaan dan akan berdampak pada jadwal penyelesaian investasi perusahaan yang akan mengurangi kemampuan perusahaan dalam membangun fasilitas penyediaan tenaga listrik berbiaya murah dan pada akhirnya akan berdampak pada laba operasi perusahaan.
- b. Sedangkan pada aspek teknis berkaitan dengan kerusakan lingkungan atau perkembangan teknologi terbaru, PLN sudah sangat berpengalaman mengenai pembangunan pembangkit dan proyek-proyek yang berkaitan dengan kelistrikan. Hal yang sangat mungkin terjadi adalah membengkaknya biaya teknis dikarenakan naiknya harga peralatan dan bahan pendukung untuk pembangunan proyek ini, sehingga risiko ini perlu diminimalisir oleh PLN.
- c. Untuk meminimalkan risiko ini maka PLN sebaiknya melakukan pendekatan kepada pemerintah serta pihak-pihak yang terkait untuk dapat terus mendukung terlaksananya proyek ini, kebutuhan dana yang begitu besar dengan dukungan penuh dari pemerintah akan mempermudah PLN dalam mencari investor untuk proyek PLTU 1 Jawa Timur.

4.3.2. Risiko Teknologi

Risiko yang berkaitan dengan teknologi ini adalah berkaitan dengan perubahan teknologi yang menyebabkan terjadinya keterlambatan penyelesaian pembangunan instalasi ketenagalistrikan dampak dari risiko ini akan menimbulkan pengaruh pada keuangan berupa meningkatnya biaya operasi karena perusahaan tidak memiliki opsi lain selain dengan memproduksi tenaga listrik dengan pembangkit yang berbahan bakar minyak.

Untuk meminimalkan risiko ini seluruh kegiatan investasi harus dilengkapi dengan kajian kelayakan operasi, kajian kelayakan finansial, dan analisis risiko dan mitigasi sesuai surat edaran Direksi No. 004.E/DIR/2006.

4.3.3. Risiko Pasokan Bahan Baku

Proyek PLTU 1 Jawa Timur ini menggunakan bahan baku batubara, yang dipasok dari pertambangan batubara di Sumatera dan Kalimantan. Perusahaan berusaha menekan risiko ini dengan melakukan perjanjian atau membuat komitmen dengan para pemasoknya. Tetapi ada beberapa risiko yang tetap melekat pada pasokan bahan baku ini diantaranya adalah

- a. Kebutuhan batubara untuk proyek PLTU 1 Jawa Timur untuk membangkitkan listrik sesuai kapasitas produksinya ini diperkirakan setiap bulannya akan membutuhkan pasokan batubara sebanyak 181.707,42 Ton jumlah yang cukup besar dan ini akan meningkatkan risiko pasokan bahan baku.
- b. Lokasi proyek yang jauh dari sumber bahan baku membuat pasokan batubara ini menjadi bertambah karena adanya faktor transportasi. Dimana lokasi proyek berada di pantai selatan pulau Jawa sedangkan pasokan bahan bakar sendiri berada di pulau Kalimantan dan Sumatera. Transportasi yang bisa digunakan adalah dengan menggunakan kereta api atau dengan menggunakan kapal laut. Apabila menggunakan kapal laut sangat rentan dengan faktor cuaca, ditambah lagi lokasi proyek yang berada di pantai selatan Jawa yang menghadap laut lepas yaitu Samudra Hindia yang terkenal memiliki pantai curam dan ombak yang cukup besar sangat menyulitkan pasokan batubara ini sampai ke lokasi proyek ketika terjadi cuaca buruk seperti ombak besar atau yang lainnya.
- c. Pasokan bahan baku selain sangat dibutuhkan juga menuntut manajemen untuk menghitung kebutuhan yang optimum sehingga biaya penyimpanan dan lain-lain bisa ditekan, kebijakan saldo persediaan perusahaan yang berusaha seminimal mungkin menunjukkan pengelolaan bahan baku ini menjadi sangat penting. Perusahaan mengalokasikan pengadaan sebagian batubara secara spot/jangka pendek, menimbulkan risiko pembelian

- batubara dengan harga tinggi. Selain itu juga PLN membeli batubara ini sesuai harga di pasar internasional dan apabila kurs mata uang asing meningkat, maka akan meningkatkan biaya operasi perusahaan.
- d. Selain itu walaupun telah mempunyai komitmen pasokan batubara, namun tidak tertutup kemungkinan terjadinya gangguan pasokan batubara. Bila hal ini terjadi, maka perusahaan harus mengganti bahan bakar tersebut dengan BBM yang akan meningkatkan biaya operasional.
 - e. Dengan dibangunnya proyek percepatan ini maka kebutuhan dalam negeri akan batubara akan meningkat sangat drastis. Dan ini akan membutuhkan infrastruktur yang berkaitan dengan distribusi batubara dari pertambangan sampai ke proyek pembangkitan misalnya jalur transportasi, alat transportasi baik dermaga pelabuhan hingga jalan raya. Hal ini nampaknya belum diantisipasi sepenuhnya oleh proyek ini, karena infrastruktur yang ada belum disiapkan untuk mendukung proyek percepatan ini. Sehingga risiko bahan baku nampaknya akan sangat besar terjadi.
 - f. Untuk meminimalkan risiko pasokan bahan baku ini selain membuat komitmen dengan para pemasok batubara, PLN juga harus menghitung kembali daftar saldo minimum batubara yang aman untuk kebutuhan pembangkit ini dikaitkan dengan lamanya waktu tempuh pengiriman dan kebutuhan batubara untuk pembangkit PLTU 1 Jawa Timur ini. Selain itu pengadaan sebaik mungkin dilakukan dengan kontrak jangka panjang bukan pengadaan spot/jangka pendek karena kecenderungan harga batubara cenderung terus meningkat.

4.3.4. Risiko Ekonomi

Risiko ekonomi adalah risiko yang timbul sehubungan dengan perubahan kondisi perekonomian nasional secara umum yang berpengaruh secara langsung maupun tidak langsung terhadap kelangsungan hidup proyek dan kinerja perusahaan secara keseluruhan, risiko ini timbul bisa bersumber dari beberapa sebab terutama tingkat suku bunga, tingkat pertumbuhan ekonomi, tingkat inflasi, dan fluktuasi nilai tukar rupiah terhadap mata uang asing.

Berkaitan dengan permintaan energi listrik yang cukup tinggi, proyek ini tidak akan mengalami kesulitan dalam memasarkan hasil produksinya, tetapi bagi PLN tetap perlu untuk mengantisipasinya. Hal ini dikarenakan PLN memiliki sumber daya manusia dan manajemen yang cukup berpengalaman mengelola kelistrikan.

Selain itu untuk meminimalkan risiko ini PLN sebaiknya melakukan peningkatan parameter perencanaan untuk mengurangi ketidakakuratan data sebagai basis pembuatan proyek dengan menganalisa dan mengevaluasi permintaan dan pemasaran untuk meningkatkan penjualan dan mengurangi risiko ini. Hal yang lain yang juga dapat dilakukan oleh PLN untuk meminimalkan risiko ini adalah dengan memberlakukan *automatic tariff adjustment mechanism* sebagai penyesuaian berkala yang diakibatkan perubahan yang terjadi seperti kenaikan harga bahan baku, nilai tukar rupiah ataupun suku bunga.

4.3.5. Risiko Keuangan

Proyek ini dibiayai melalui *credit supplier* yaitu 85,00% dari EPC cost atau sebesar 68,87% dari total biaya proyek dan sisanya dibiayai melalui penerbitan obligasi hal ini tentu saja sangat berisiko karena 100 % pembiayaan proyek pada proyek PLTU Jawa Timur 1 ini dibiayai oleh pinjaman. Beberapa risiko yang bisa terjadi pada risiko keuangan ini adalah:

- a. Proyek ini dibiayai sepenuhnya oleh pinjaman, dimana pinjaman sendiri mengandung unsur suku bunga yang harus di tanggung oleh PLN walaupun dalam proyek ini di asumsikan menggunakan bunga tetap sebesar 10% untuk obligasi dan 5 % untuk *credit supplier* tetapi perlu diantisipasi juga apabila menggunakan suku bunga mengambang karena hal ini akan meningkatkan risiko keuangan yang akan dihadapi oleh PLN.
- b. PLN harus mencari dana melalui pinjaman luar negeri, pinjaman bank, dan pasar modal. Keterbatasan likuiditas perbankan menyebabkan PLN mengalami keterbatasan dalam mendapatkan pembiayaan dan akan berdampak pada jadwal penyelesaian investasi perusahaan yang akan mengurangi kemampuan perusahaan dalam membangun fasilitas

penyediaan tenaga listrik berbiaya murah dan pada akhirnya akan berdampak pada beban operasi perusahaan.

- c. Untuk meminimalkan risiko sebaiknya PLN melakukan *hedging* untuk melindungi kerugian yang lebih besar apabila terjadi perubahan kurs yang akan menyebabkan meningkatnya biaya. PLN sedapat mungkin mengurangi pinjaman *floating rate debt* karena utang dalam mata uang asing ini mengandung risiko yang besar dalam hal *currency exposure* atau dapat juga dengan melakukan *cross-currency swap*, terutama *swap* yang memungkinkan PLN membayar tingkat bunga yang tetap dalam rupiah.

4.3.6. Risiko Nilai Tukar Mata Uang

Sumber pembiayaan proyek yang digunakan untuk membiayai proyek PLTU 1 Jawa Timur ini menggunakan pinjaman luar negeri yang menggunakan mata uang asing yaitu baik obligasi maupun *credit supplier*, selain itu beberapa biaya operasi juga dalam mata uang asing seperti biaya pemeliharaan, biaya bahan baku untuk membangkitkan energi listrik pada proyek ini juga menggunakan mata uang asing yang persentasenya cukup besar, sementara seluruh pendapatan PLN diterima dalam mata uang rupiah, sehingga melemahnya nilai tukar rupiah terhadap mata uang asing akan berpotensi menambah beban keuangan perusahaan dan semakin meningkatnya risiko nilai tukar mata uang ini terhadap perusahaan.

Untuk meminimalkan risiko ini sebaiknya PLN mengurangi utang dalam mata uang asing, walaupun sumber pendanaan dalam negeri sangat terbatas untuk membiayai pembangunan proyek pembangkit yang membutuhkan dana yang cukup besar, tetapi dengan mengurangi utang dalam mata uang asing ini akan dapat mengurangi risiko nilai tukar mata uang ini. Selain itu penerapan *hedging* juga dapat digunakan untuk mengurangi risiko ini.

4.3.7. Risiko Politik

PLN merupakan perusahaan yang sangat *regulated*, dimana perusahaan ini sangat tergantung kebijakan dari *regulator*, beberapa hal yang berkaitan dengan risiko politik ini adalah:

- a. Kebijakan TDL ditentukan oleh pemerintah (*regulator*) sementara beban operasi mengikuti harga pasar (*market price*). Jika terjadi kenaikan harga pasar, maka akan mengakibatkan peningkatan beban operasi, sementara perusahaan tidak dapat menaikkan harga jual.
- b. Kepastian jumlah subsidi dan waktu pencairannya tidak sesuai dengan kebutuhan PLN, sehubungan dengan kemampuan keuangan negara dan proses yang harus dilalui untuk pencairan subsidi tersebut.
- c. Pembangunan proyek percepatan pembangkit berbahan batubara ini juga merupakan salah satu amanat dari *regulator* yang harus dijalankan oleh perusahaan. Kelangsungan proyek ini juga sangat tergantung dari keseriusan pemerintah dalam memberikan dukungan terhadap terselesaikannya proyek ini.
- d. Untuk meminimalkan risiko ini cara yang paling tepat dilakukan PLN adalah dengan melakukan pendekatan kepada pihak-pihak yang sangat berkaitan dengan risiko politik ini dalam hal ini misalnya pemerintah pusat dan pemerintah daerah termasuk departemen-departemen yang berkaitan dengan masalah ini misalnya Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, Departemen Keuangan, dan kementerian BUMN.

4.3.8. Risiko Lingkungan

Pembangunan proyek pembangkitan selalu memunculkan risiko lingkungan ini. Beberapa hal yang sering timbul ketika melakukan pembangunan proyek listrik ini adalah

- a. Pembangunan pembangkit sering diiringi ketidaksetujuan masyarakat berkaitan dengan lingkungan seperti polusi yang dihasilkan, baik polusi udara maupun polusi suara.
- b. Ketidaksetujuan masyarakat atas pembangunan proyek transmisi tegangan ekstra tinggi (500 kV) atau tegangan tinggi (150 kV) menyebabkan terhambatnya pembangunan transmisi yang berdampak pada tidak tersalurkan tenaga listrik kepada pelanggan yang dapat menurunkan pendapatan perusahaan.

- c. Untuk meminimalkan risiko ini adalah dengan melakukan pendekatan kepada tokoh-tokoh masyarakat dan pemerintah daerah untuk menjelaskan permasalahan yang sebenarnya dan memberikan gambaran manfaat proyek ini kepada perekonomian nasional dan perekonomian daerah serta terutama untuk masyarakat disekitar proyek.

4.3.9. Risiko *Force Majeure*

Risiko ini muncul jika terjadi kerusakan aset atau aktiva perusahaan akibat bencana alam, atau kebakaran maka untuk mengantisipasi hal ini penggunaan asuransi menjadi sangat diperlukan untuk meminimalkan risiko *force majeure* ini.

Asuransi yang digunakan perusahaan perlu dikaji kembali dengan mengkaitkan faktor risiko dan biaya yang akan dikeluarkan sehingga biaya asuransi yang dikeluarkan bisa diminimalkan dengan perlindungan optimum baik selama masa konstruksi maupun pada saat proyek ini telah beroperasi nantinya.