

## BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada Bab 3 "Metodologi Penelitian" telah dijelaskan langkah-langkah yang dilakukan untuk mendapatkan hasil dari tujuan penelitian, berdasarkan batasan dan rumusan masalah yang telah didefinisikan pada Bab 1. Selanjutnya langkah-langkah untuk mendapatkan hasil dari tujuan penelitian ini, dilakukan perhitungan sebagai masukan untuk model finansial. Hasil perhitungan cadangan gas dan hasil dari pemodelan finansial digunakan untuk menganalisa cadangan gas *stranded*.

### 4.1 Hasil Perhitungan Daya *Electric Furnace*

Kapasitas produksi (C) pabrik peleburan Nickel, yang telah ditentukan pada sub bab 3.4 adalah 15.000 Ton Ni/tahun, sedangkan energi (Kwh) yang dibutuhkan untuk mendapatkan 1 Ton Ni atau *power consumption* (Pc) yang telah ditentukan pada sub sub bab 3.5.1 adalah sebesar 41.670 Kwh/Ton Ni. Maka kebutuhan daya listrik untuk *electric furnace* (P1) dapat dihitung dengan rumus (3.1) adalah sbb:

$$\begin{aligned} P1 &= C \times Pc / Lf \quad Lf = \text{Load factor}(90\%) \\ &= (15.000 \text{ Ton Ni/tahun} \times 41.670 \text{ Kwh/Ton Ni}) / (8.760 \text{ h/tahun} \times 0,9 \times 1000 \\ &\quad \text{Kwh/MW}) \\ &= 79,28 \text{ MW} . \end{aligned}$$

### 4.2 Hasil Perhitungan Total Kebutuhan Daya Listrik Pabrik

Kebutuhan daya listrik diluar daya *furnace*, seperti yang telah disebutkan pada sub sub bab 3.5.2 adalah sebesar 30% dari total kebutuhan listrik pabrik. Maka total kebutuhan daya listrik pabrik (Pp) dapat dihitung dengan rumus (3.2) adalah sbb:

$$\begin{aligned} Pp &= P1 / (1 - 30\%) \\ &= 79,28 \text{ MW} / 0,7 \\ &= 113,26 \text{ MW} \end{aligned}$$

### 4.3 Hasil Perhitungan dan Pemilihan Pembangkit

Perhitungan kapasitas pembangkit dengan memperhitungkan rugi-rugi adalah untuk memilih tipe pembangkit berdasarkan standar pabrikan yang sudah ada di pasar. Seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 3.6, jenis pembangkit listrik adalah PLTGU (CCGT) dimana energi listrik ditransmisikan dari lokasi pembangkit ke pabrik peleburan Nickel, sehingga daya yang terkirim harus memperhitungkan rugi-rugi (*losses*) transmisi dan daya pemakaian sendiri (*auxiliary*). Pada Tabel 4.1 spesifikasi pembangkit dari pembuat sudah menunjukkan daya *net output*, sehingga dalam perhitungan daya yang ditransmisikan hanya memperhitungkan rugi-rugi transmisi dan tidak memperhitungkan konsumsi daya pemakaian sendiri (*auxiliary*).

Besarnya rugi-rugi transmisi seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 3.6 adalah 2,24% (L). Maka besarnya daya total yang harus ditransmisikan oleh PLTGU (Pt) ke pabrik peleburan Nickel dapat dihitung dengan rumus (3.3) adalah sbb:

$$\begin{aligned} Pt &= Pp/(1 - L) \\ &= 113,26 \text{ MW}/(1 - 2,24\%) \\ &= 116 \text{ MW} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan daya total yang diperlukan untuk ditransmisikan, maka dipilih pembangkit listrik 2 (dua) unit dengan pertimbangan sbb:

- Keandalan lebih baik; apabila salah satu pembangkit rusak maka listrik dapat ditransmisikan dari pembangkit lainnya.
- Jadwal perawatan dan *overhaul* dapat bergantian.

Dari perhitungan diatas, daya pembangkit yang harus ditransmisikan adalah sebesar 116 MW. Dari tabel 4.1, maka pembangkit PLTGU (CCGT) dipilih tipe 2xMS6001B dengan 2 unit pembangkit yang mempunyai kapasitas masing-masing 64,3 MW. Berdasarkan Tabel 4.1, total kapasitas pembangkit netto adalah 130,7 MW dengan frekuensi 50 Hz. Kedua unit pembangkit *Combined cycle gas turbine* (CCGT) tersebut mempunyai efisiensi 49,8% dengan *heat rate* 6850 BTU/KWH.

Tabel 4.1 Turbin Gas MS6001B GE, Heavy Duty

MS6001B COMBINED CYCLE PERFORMANCE RATINGS

		Net Plant Output (MW)	Heat Rate (Btu/kWh) (kJ/kWh)		Net Plant Efficiency	GT Number & Type
50 Hz	S106B	64.3	6,950	7,341	49.0%	1 x MS6001B
	S206B	130.7	6,850	7,225	49.8%	2 x MS6001B
	S406B	261.3	6,850	7,225	49.8%	4 x MS6001B
60 Hz	S106B	64.3	6,960	7,341	49.0%	1 x MS6001B
	S206B	130.7	6,850	7,225	49.8%	2 x MS6001B
	S406B	261.3	6,850	7,225	49.8%	4 x MS6001B

Sumber :General Electric

#### 4.4 Hasil Perhitungan Konsumsi Gas dan Cadangan Gas

Perhitungan konversi energi gas menjadi daya listrik menggunakan basis LHV (lower heating value), sedangkan perhitungan konsumsi gas menggunakan basis HHV (higher heating value), hal ini dikarenakan penjualan harga gas seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 3.7 “Perhitungan Konsumsi Gas dan Cadangan Gas” menggunakan basis HHV.

Hasil perhitungan konsumsi gas dan besarnya cadangan gas dapat dilihat pada Tabel 4.2. Dari tabel tersebut, maka untuk pembangkit listrik dengan ukuran 2 x 64,3 MW dengan daya *output* netto pembangkit 130,7 MW, untuk suplai daya listrik ke pabrik pengolahan mineral dengan kapasitas 15.000 Ton Ni/tahun, besarnya konsumsi gas adalah 21,37 MMSCFD, atau sebesar 0,19 TSCF untuk 25 tahun, dan Cadangan gas yang layak untuk proyek tersebut minimal 0,21 TSCF.

Tabel 4.2. Kebutuhan dan Konsumsi Gas Alam untuk PLTGU (*Combined Cycle Gas Turbine*)

No	Tipe	Output	Heat Rate	Availability	Kansumsi Gas			Efficiency CCGT	Konsumsi Gas(HHV)	Pemakaian Sendiri Bahan bakar dan losses	Cadangan Sour gas TSCF (HHV)
		MW	BTU/KWH		MMBTU/thn (LHV)	MMSCF/thn (HHV)	MMSCFD (HHV)		25 Tahun (TSCF)		
1	2xMS6001B	130.7	6,850	90%	7,058,506	7,800	21.37	49.8%	0.19	5%	0.21

Keterangan:

1. HHV gas alam diasumsikan 1000 BTU/SCF, HHV = LHV x 1,105
2. 1000 MMBTU = 1 MMSCF (HHV)
3. 1 MMBTU = 293 KWH

#### 4.5 Hasil Perhitungan Kapital Pembangkit dan Transmisi Listrik

Dari sub sub bab 3.8.1, perhitungan kapital pembangkit menggunakan metoda *capacity ratio exponent* dan *plant cost per unit*. Kapital terpasang untuk CCGT dengan daya netto *output* 93MW adalah US\$ 1,479/MW dan kapital terpasang untuk CCGT dengan daya netto *output* 198 MW adalah US\$ 1,280/MW.

Dari rumus (3.4), dengan metoda *capacity ratio exponent* , maka untuk total kapital terpasang untuk pembangkit dengan total daya *output* 130,7 MW adalah sbb:

$$\begin{aligned}Cp1 &= Cp 2 \times (\text{kapasitas pembangkit 1/kapasitas pembangkit 2})^Z \\Z &= \text{adalah eksponen; } 0,7 \\&= (1,479 \text{ US\$/MW} \times 93\text{MW}) \times (130,7/93)^{0,7} \\&= 174,5 \text{ Juta US\$}\end{aligned}$$

Untuk perbandingan dengan total daya *output* 198 MW adalah:

$$\begin{aligned}Cp1 &= (1,280 \text{ US\$/MW} \times 198) (130,7/198)^{0,7} \\&= 189,5 \text{ Juta US\$/MW}\end{aligned}$$

Dari dua perhitungan tersebut , maka nilai kapital pembangkit antara 174,5 Juta US\$ s/d 189,5 Juta US\$. Dari kedua nilai tersebut, dengan mengambil harga tengahnya, maka nilai kapital pembangkit terpasang CCGT dengan kapasitas daya *output* 130,7 MW adalah sebesar 182 Juta US\$.

Seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 3.8, total kapital pembangkit adalah kapital terpasang ditambah dengan *owner cost* 10%. Maka total kapital pembangkit adalah :

$$\begin{aligned}\text{Total Kapital} &= \text{Kapital terpasang pembangkit listrik} + \text{owner cost } 10\% \\Cp &= 182 \text{ Juta US\$} \times 1,1 = 200,2 \text{ Juta US\$}\end{aligned}$$

Seperti telah dijelaskan pada sub sub bab 3.8.2 , biaya kapital transmisi listrik 275 KV-double circuit ACSR sebesar US\$ 250.000/Km. Untuk panjang transmisi listrik dari pembangkit listrik ke pabrik pengolahan mineral ditentukan

lebih dari sama dengan 100 Km, sebagai *base case* ditentukan 300 Km , maka total kapitalnya adalah:

$$\begin{aligned}C_t &= \text{Jarak Km} \times \text{US\$/Km} \times 1,1 \\ &= 300.000 \text{ Km} \times 250.000 \text{ US\$/Km} \times 1,1 \\ &= 82,5 \text{ Juta US\$}\end{aligned}$$

Kapital transmisi akan naik apabila menggunakan tegangan transmisi 500 KV untuk jarak transmisi yang lebih jauh.

Dari perhitungan diatas, maka total investasi pembangkit listrik dan transmisi listrik 275 KV dengan panjang transmisi 300 Km adalah :

$$200,2 \text{ Juta US\$} + 82,5 \text{ Juta US\$} = 282,7 \text{ Juta US\$}$$

#### **4.6 Hasil Perhitungan Biaya O&M ( *Operation & Maintenance* )**

Dari sub bab 3.9, besarnya biaya tahunan O&M untuk Pembangkit listrik PLTGU diasumsikan 6,7% dari kapital terpasang. Maka biaya tahunan O&M pembangkit dengan kapasitas 2 x 64,3 MW untuk menyuplai daya listrik ke pabrik peleburan Nickel dengan kapasitas 15.000 Ton Ni/ tahun adalah :

$$\begin{aligned}\text{Biaya tahunan O\&M} &= 6,7\% \times \text{kapital terpasang} \\ &= 6,7\% \times 182 \text{ Juta US\$} \\ &= 12,194 \text{ Juta US\$/tahun}\end{aligned}$$

#### **4.7 Masukan Pemodelan Finansial**

Pemodelan finansial dibangun untuk mendapatkan harga listrik yang telah dirumuskan pada sub bab 3.11 dengan masukan hasil perhitungan dari sub bab 4.1 s/d sub bab 4.6, harga gas alam dan asumsi parameter finansial. Pemodelan finansial dibuat untuk mengetahui keekonomian harga listrik dimana harga listrik tersebut mempengaruhi keekonomian cadangan gas *stranded* dan pabrik pengolahan mineral sebagai konsumen listrik. Keekonomian cadangan gas dianalisa dari sensitifitas harga gas terhadap perubahan harga listrik.

Harga listrik sangat tergantung dari energi tahunan yang dibangkitkan dan energi tahunan yang dijual ke konsumen. Karena energi di transmisikan dengan transmisi listrik dari pembangkit ke pabrik pengolahan mineral, maka energi yang

di konsumsi memperhitungkan rugi-rugi transmisi. Energi tahunan untuk masukan model finansial adalah sbb:

- Energi tahunan di sisi pembangkit; adalah sebesar 1030,4 Gwh/tahun ( $130,7 \text{ MW} \times 8760 \times \text{load factor } 90\%$ ). Energi tahunan ini untuk perhitungan konsumsi dan cadangan gas dimana lokasi pembangkit terletak di sumber gas.
- Energi tahunan yang dikonsumsi; yang merupakan energi netto setelah dikurangi rugi-rugi transmisi adalah sebesar 1007.3 Gwh/tahun ( $1030,4 \text{ Gwh/tahun} \times (1-2,24\%)$ ). Energi tahunan yang dikonsumsi diasumsikan diserap semua untuk kebutuhan energi listrik pabrik pengolahan mineral Nickel sebesar 893 Gwh/tahun ( $113,26 \times 8760 \times \text{load factor } 90\%$ ) dan sisanya untuk kebutuhan listrik publik dimana berdasarkan RUPTL PLN & RUKN 2009 masih membutuhkan daya listrik dalam jumlah besar. Energi tahunan yang dikonsumsi ini untuk perhitungan harga listrik *levelized*.

Untuk masukan model finansial, disamping energi tahunan yang dibangkitkan dan energi tahunan yang dikonsumsi adalah data hasil perhitungan dari sub bab 4.1 s/d sub bab 4.6 dan parameter finansial sbb:

1. Umur pembangkit listrik PLTGU (CCGT); 25 tahun.
2. Total kapital pembangkit listrik dan transmisi (Komponen A); 282,7 Juta US\$, dimana sebagai *base case* ditentukan panjang transmisi listrik 300 Km.
3. Biaya tahunan O&M (Komponen B); 12,194 Juta US\$/tahun
4. *Overhaul* masing masing pembangkit; 8 tahun,
5. Harga gas (Komponen C); Dianalisa dengan tiga skenario harga gas C1 (3 US\$/MMBTU), C2 (4 US\$/MMBTU) dan C3 (5 US\$/MMBTU).
6. *Debt to Equity ratio* (DER); 70% : 30%.
7. *Return on equity* (ROE); Dianalisa dengan tiga skenario : 12%, 14% dan 16%. Sebagai *base case* untuk analisa ditentukan 16% /tahun
8. Bunga pinjaman Bank/ *debt interest rate*; 7 %/tahun, 8 %/tahun dan 9 %/tahun. Sebagai *base case* untuk analisa ditentukan 8% /tahun.

9. *Discount rate*; dihitung dari persamaan (2.1) yang besarnya tergantung dari *debt equity ratio (DER)*, *return on equity (ROE)* dan *debt interest rate(DIR)*.
10. Eskalasi harga; 2,5 %/tahun
11. Masa konstruksi ; 3 tahun
12. Tenor pembayaran hutang ; 8 tahun

Model finansial dibangun dengan membuat arus kas biaya produksi pembangkit dengan masukan parameter diatas, dengan menggunakan Microsoft Excel. *Worksheet* model finansial dapat dilihat pada Lampiran 5. Untuk Analisa sensitifitas harga listrik *levelized* , sebagai *base case* ditentukan : *Debt Interest rate (DIR)* 8%, *Return on Equity (ROE)* 16%, dan Panjang transmisi listrik 300 km.

#### 4.8 Harga Listrik *Levelized* Hasil Pemodelan Finansial

Harga listrik yang merupakan keluaran dari hasil pemodelan finansial adalah harga *levelized*. Harga listrik *levelized* adalah harga dari diskonto total biaya yang terdiri dari komponen A,B, dan C dibagi dengan total diskonto energi yang dibangkitkan selama periode yang ditentukan. Harga listrik *levelized* merupakan harga listrik diskonto dari persamaan (3.8).

Harga diskonto adalah harga *present value* yang didapat dari diskonto *future value* dengan *discount factor* tertentu pada *discount rate* dan periode yang ditentukan. Harga *levelized* dapat dirumuskan sbb:

$$\text{Harga } levelized (P) = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} Fc(p/f, i, t)}{\sum_{t=0}^{t=n} Fe(p/f, i, t)} \quad (4.1)$$

$P$  = *present value* pada tahun ke 0

$Fc$  = *future value* biaya dari komponen A,B dan C pada tahun ke n

$Fe$  = *future value* energi yang dibangkitkan pada tahun ke n

$t$  = periode pada tahun ke n

$i$  = *discount rate*

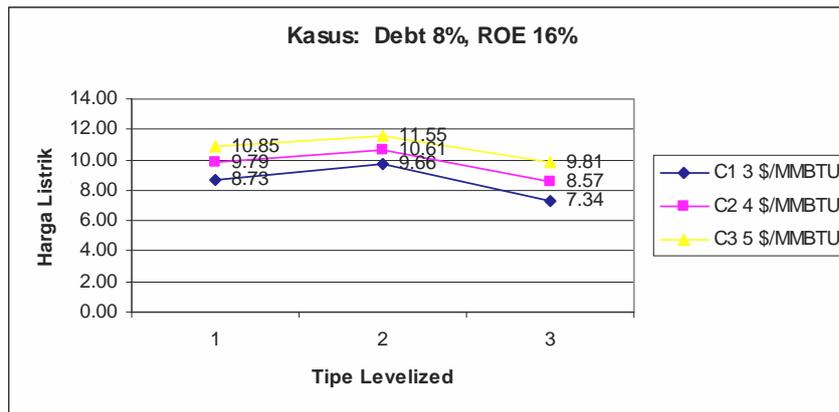
$(p/f, i, t) = 1/(1+i)^n = (p/f) \text{ factor} = \text{discount factor}$   
(harga *discount factor* (p/f) dapat dilihat pada tabel “*Compound Interest factor*” oleh Leland Blank)[58].

Harga listrik *levelized* merupakan terminologi umum dalam jual beli listrik seperti yang telah disebutkan pada Permen ESDM No.044 tahun 2006 [59], yang telah dicabut dengan dikeluarkannya Permen ESDM No. 05 tahun 2009 [60]. Harga listrik, hasil keluaran pemodelan finansial terdiri dari 3 (tiga) tipe harga *levelized* sbb :

1. Harga Listrik *Levelized* (C\$/KWh) -- Selama Umur Pembangkit-25 tahun.
2. Harga Listrik *Levelized* (C\$/KWh) -- 8 tahun pertama/Periode pembayaran Hutang.
3. Harga Listrik *Levelized* (C\$/KWh) -- selanjutnya tahun ke 9-25/Periode setelah hutang lunas.

Harga *levelized* tipe 1 sama dengan gabungan dari harga *levelized* tipe 2 dan tipe 3. Perbedaannya adalah: harga *levelized* tipe 1 adalah harga *flat* selama 25 tahun, sedangkan harga *levelized* tipe 2 dan 3 adalah harga dibuat berjenjang untuk periode 25 tahun, yaitu 8 tahun pertama selama pembayaran hutang dan harga untuk periode 17 tahun selanjutnya setelah hutang lunas.

Praktek yang terjadi pada umumnya adalah dengan membayar lebih tinggi dari harga *flat* selama periode pembayaran hutang, dan harga lebih rendah dari harga *flat* setelah hutang lunas sampai dengan akhir proyek. Hal ini dikarenakan agar perusahaan mempunyai kemampuan untuk membayar cicilan hutangnya dengan pendapatan dari harga jual listrik yang lebih mahal dari harga *flat*. Sebagai contoh untuk harga *levelized* diambil kasus *base case* (DIR 8%, ROE 16%, panjang transmisi 300 Km) yang ditunjukkan pada grafik Gambar 4.1. Grafik perbedaan harga ketiga tipe *levelized* untuk beberapa skenario harga gas, DIR dan ROE dapat dilihat pada Lampiran 1. Dari hasil model finansial didapat harga *levelized* 25 tahun , seperti ditampilkan pada Tabel 4.3. Harga *levelized* 25 tahun, selanjutnya digunakan sebagai analisa harga listrik.



Gambar 4.1 Grafik Harga Listrik *Levelized* (C\$/KWH) untuk Kasus *Base Case*(DIR 8%, ROE 16%), Panjang Transmisi 300 Km.

Perubahan harga listrik terhadap perubahan DIR, ROE dan harga gas dengan panjang transmisi listrik 300 Km dapat dilihat pada Tabel 4.3. Dari Tabel 4.3, dapat dilihat bahwa selisih antara harga terendah DIR / ROE (7%/12%) dengan harga tertinggi DIR/ROE (9%/16%) adalah sbb:

- Harga gas :3 US\$/MMBTU                      Selisih ; 8,86-8,16 = 0,70 C\$/Kwh
- Harga gas :4 US\$/MMBTU                      Selisih ; 9,92-9,24 = 0,68 C\$/Kwh
- Harga gas :5 US\$/MMBTU                      Selisih ; 10,97-10,32 =0,65 C\$/Kwh

Dari perhitungan selisih harga listrik diatas, selisih harga listrik antara DIR/ROE tertinggi dan terendah paling besar adalah 0,70 C\$/Kwh.

Tabel 4.3 Harga Listrik *Levelized* (C\$/KWH) Terhadap Perubahan Harga Gas, *Return on Equity (ROE)* dan *Debt Interest Rate (DIR)*.

Debt Interest Rate	ROE	HARGA GAS (\$/MMBTU)		
		C1	C2	C3
		\$3.00	\$4.00	\$5.00
7%	12%	8.16	9.24	10.32
	14%	8.37	9.45	10.53
	16%	8.60	9.67	10.74
8%	12%	8.28	9.36	10.43
	14%	8.50	9.57	10.64
	16%	8.73	9.79	10.85
9%	12%	8.41	9.48	10.55
	14%	8.63	9.69	10.75
	16%	8.86	9.92	10.97

Ket. : Panjang transmisi listrik 300 Km

Dan dari Tabel 4.3 juga, dapat dilihat bahwa selisih antara harga *base case* DIR / ROE (8%/16%) dengan harga tertinggi DIR/ROE (9%/16%) adalah sbb:

- Harga gas :3 US\$/MMBTU                      Selisih ; 8,86-8,73 = 0,13 C\$/Kwh

- Harga gas :4 US\$/MMBTU                      Selisih ; 9,92-9,79 = 0,13 C\$/Kwh
- Harga gas :5 US\$/MMBTU                      Selisih ; 10,97-10,85 = 0,12 C\$/Kwh

Dari perhitungan selisih harga listrik diatas, Selisih harga listrik antara DIR/ROE *base case* (8%/16%) dengan DIR/ROE (9%/16%) paling besar adalah 0,13 C\$/Kwh.

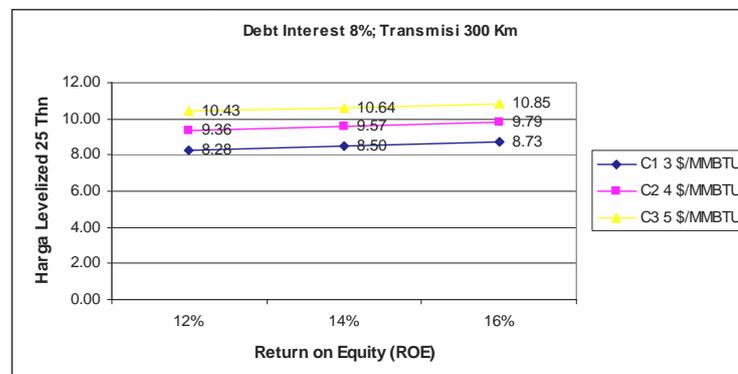
Sensitifitas harga *levelized* 25 tahun terhadap perubahan harga gas dan sensitifitas terhadap perubahan ROE dapat dilihat pada grafik Gambar 4.2.

Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa harga listrik lebih sensitif terhadap perubahan harga gas dibanding dengan perubahan ROE, sehingga apabila terjadi perubahan harga jual gas dari perusahaan harga gas akan mengakibatkan kenaikan yang signifikan terhadap harga jual listrik dari perusahaan pembangkit listrik kepada konsumen, yaitu pabrik pengolahan mineral.

Dari grafik Gambar 4.2 dan Tabel 4.3, dengan DIR 8%, perbedaan harga listrik terhadap perubahan harga gas dan ROE adalah Sbb:

- Perubahan terhadap harga gas akan menaikkan harga listrik 1,06 C\$/Kwh s/d 1,08 C\$/Kwh
- Perubahan terhadap ROE akan menaikkan harga listrik 0,21 C\$/Kwh s/d 0,23 C\$/Kwh

Dari penjelasan diatas, maka harga listrik paling sensitif terhadap harga gas. Dari grafik Gambar 4.2 dan Tabel 4.3, dengan kenaikan harga gas 1 US\$/MMBTU (DIR 8%, ROE 16%), akan mengakibatkan kenaikan harga listrik sebesar 1,06 C\$/Kwh..



Gambar 4.2 Grafik Harga Listrik *levelized* 25 Tahun (C\$/KWH) Terhadap ROE dan Harga Gas (DIR 8%)

#### 4.9 Perbandingan Harga Gas & Harga Listrik

Untuk memberikan analisa harga listrik pada Tabel 4.3 dan grafik Gambar 4.2 terhadap keekonomian cadangan gas dari harga jual gas, maka harga listrik tersebut dibandingkan dengan tarif listrik pembangkit lain dan tarif PLN untuk industri. Keekonomian harga listrik harus memberikan harga yang kompetitif ke konsumen pabrik pengolahan mineral. Harga jual gas dan harga listrik adalah transaksi yang saling mempengaruhi antara ketiga rantai usaha, seperti diperlihatkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Rantai Usaha Gas Sampai ke Konsumen Listrik

Dari sub bab 4.8, kenaikan harga gas 1 US\$/MMBTU, akan mengakibatkan kenaikan harga listrik sebesar 1,06 C\$/Kwh. Perubahan harga gas yang berdampak kepada harga listrik yang terkait dengan rantai usaha konsumen listrik. Untuk keseimbangan yang berkeadilan harga jual gas dan harga jual listrik harus mendapat persetujuan pemerintah berdasarkan Permen ESDM No.19/2009 tentang “Kegiatan Usaha Gas Bumi Melalui Pipa” dan UU No.30/2009 tentang “Ketenagalistrikan”.

##### 4.9.1 Perbandingan Harga Gas

Seperti telah dijelaskan pada sub bab 4.8 “Hasil Pemodelan Finansial”, harga gas adalah paling sensitif terhadap keekonomian harga listrik. Asumsi harga gas yang telah ditentukan pada sub bab 3.10 “Penentuan Harga Gas”, ditentukan 3 US\$/MMBTU sebagai harga dasar. Untuk memberikan gambaran terhadap harga gas pasar, asumsi harga gas tersebut dibandingkan dengan harga gas yang sudah kontrak seperti diperlihatkan pada Tabel 4. 4. Dari Tabel 4.4, dapat dilihat

bahwa harga gas rata-rata pada tahun 2008 dari perusahaan gas dibawah 3 US\$/MMBTU.

Harga gas berubah dengan berjalannya waktu, dan harga gas dipengaruhi oleh harga minyak dunia dan permintaan konsumsi gas. Berdasarkan data dari BP Migas, harga gas tertinggi disisi *upstream* yang telah ditandatangani selama periode 2003 s/d 2007 naik dari 2,63 US\$/MMBTU menjadi 5,5 US\$/MMBTU [61]. Harga gas tersebut dijual untuk konsumsi ekspor dan domestik/dalam negeri . Akan tetapi untuk konsumsi domestik/dalam negeri harga jual gas dan tarif pengangkutan secara keekonomian diatur dan atas persetujuan pemerintah [62].

Tabel 4.4 Tabel Transaksi Kontrak Harga Gas

Transaksi	Harga Gas US\$/MMBTU	Tahun	Keterangan
Conoco Philips-PGN(SSWJ) [63]	2,7- 2,8	2008	Status 25 Juli 2009
EMP-PLN (Samarinda Kaltim) [64]	2,72	2009	Kontrak sejak September 2005
	3 - 4	2009	Juli 2009, masih dinegosiasikan
EMP [65]	2,8	2008	Rata-rata realisasi harga gas 2008
EMP (KEIL)-Pertamina-PGN	2,59	Des 2006-Des 2007	Kesepakatan 1 Feb. 2008
EMP (KEIL)-PGN	2,59	Jan 2008-Okt. 2008	Kesepakatan 12 Feb.2008

Ket: 1. Harga gas transaksi dengan PLN, termasuk komponen transmisi gas pipa  
2. Harga gas transaksi dengan PGN, tidak termasuk komponen transmisi gas pipa

Harga gas 3 US\$/MMBTU, 4 US\$/MMBTU dan 5 US\$/MMBTU pada model finansial adalah harga gas referensi patokan pada tahun 2009. Harga gas pada saat pembangkit listrik mulai beroperasi pada tahun 2014 diasumsikan mengalami kenaikan 2,5% pertahun. Periode kegiatan pembangunan pembangkit listrik sampai mulai beroperasi pada model finansial diasumsikan sbb:

- Tahun 2009 :sebagai referensi harga patokan.
- Tahun 2010 : periode pendanaan dan perijinan
- Tahun 2011 s/d 2013 : periode masa konstruksi
- Tahun 2014 : Tahun pertama pembangkit beroperasi

Dari penjelasan diatas, maka harga gas pada saat pertama pembangkit PLTGU (CCGT) beroperasi pada tahun 2014 dapat dilihat pada Tabel 4.5. Asumsi dan referensi tahun pada model finansial dapat dilihat pada Lampiran 5 “Worksheet Model Finansial”

Tabel 4.5 Harga Gas pada Saat Pembangkit Beroperasi di Tahun 2014 dengan Eskalasi 2,5% per Tahun.

Harga gas pada tahun referensi , tahun 2009	Harga gas pada tahun pembangkit listrik beroperasi , tahun 2014
3 US\$/MMBTU	3,29 US\$/MMBTU
4 US\$/MMBTU	4,53 US\$/MMBTU
5 US\$/MMBTU	5,66 US\$/MMBTU

Dari Tabel 4.5 dapat dibandingkan, bahwa harga gas asumsi masih lebih besar dari harga kontrak gas pada Tabel 4.4. Keekonomian harga gas tersebut akan dilihat pengaruhnya terhadap harga listrik dari pembangkit lain dan biaya pokok penyediaan (BPP) PT. PLN yang dapat dilihat pada sub sub bab 4.9.2 “Perbandingan Harga Listrik”.

#### 4.9.2 Perbandingan Harga Listrik

Harga listrik dari CCGT yang berbahan bakar gas dari cadangan gas *stranded*, tarif listriknya harus bersaing dengan sumber energi di wilayah pabrik pengolahan mineral. Tipikal lokasi pabrik pengolahan mineral adalah daerah terpencil (*remote area*) dan minim infrastruktur.

Berdasarkan data geologi, lokasi sumberdaya mineral Nickel tersebar di beberapa kepulauan. Potensi sumberdaya Nickel Indonesia berdasarkan data potensi wilayah [66] hanya terdapat di provinsi sbb:

- Kalimantan Timur
- Sulawesi Utara, Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah, Sulawesi Tenggara
- Maluku Utara
- Papua, Irian Jaya Barat

Dari lokasi penyebaran mineral Nickel diatas dan lokasinya yang terpencil, maka perbandingan harga listrik adalah dengan membandingkannya dengan tarif listrik PLTD-MFO, PLN dan PLTP (*geothermal*) dengan alasan sbb:

1. PLTD-MFO; pembangkit PLTD mudah dipindahkan dengan masa konstruksi yang pendek. Bahan bakar dapat dikirim melalui kapal dari pelabuhan terminal bahan bakar ke lokasi pelabuhan pabrik.
  
2. PLN ; pembangkit listrik PLN tersebar di semua pulau, akan tetapi untuk wilayah Kalimantan, Sulawesi dan Papua belum terinterkoneksi seluruh provinsi. PLN dalam hal ini pemerintah mempunyai rencana program pembangunan 10.000 MW tahap II yang ditargetkan tuntas di 2014 . Program ini didominasi sumber energi baru dan terbarukan dengan komposisi untuk sistem Jawa-Bali sebesar 4.337 MW (43,5%) dan sistem luar Jawa-Bali sebesar 5.626 MW (56,5%). Sistem luar Jawa-Bali menempati porsi lebih besar. Adapun perbandingan masing-masing pembangkit untuk program 10.000 MW tahap II dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Komposisi Pembangkit Listrik Program 10.000 MW Tahap II

Jenis Pembangkit	Daya (MW)	Presentase
PLTU	2.616	26,26%
PLTGU-CCGT	1.440	14,45%
PLTP-Geothermal	4.733	47,51%
PLTA	1.174	11,78%
TOTAL	9.963	100%

Sumber : BUMN Track [67]

3. PLTP (*geothermal*); dilihat dari porsi perbandingan pada Tabel 4.6, maka PLTP menempati porsi paling besar, yaitu sebesar 47,51%. Pengembangan PLTP adalah untuk memanfaatkan energi panas bumi dimana sumberdaya panas bumi Indonesia mempunyai sekitar 40%

cadangan panas bumi dunia (ESDM, 2007). Indonesia mempunyai potensi sumberdaya energi panas bumi ekuivalen dengan 27 GW listrik. Lokasi sebaran panas bumi terdapat juga di wilayah potensi sumberdaya Nickel seperti dapat dilihat pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Status Potensi Panas Bumi Indonesia (November 2007)[68]

Pulau	Sumber Daya		Cadangan			Terpasang (MWe)
	Spekulatif (MWe)	Hipotetis (MWe)	Terduga (MWe)	Mungkin (MWe)	Terbukti (MWe)	
Sumatra	5000	2194	5685	15	380	2
Jawa	2235	1446	3175	885	1815	946
Bali	70	-	226	-	-	-
Nusa Tenggara	340	413	748	-	14	-
Kalimantan	45	-	-	-	-	-
Sulawesi	925	12	865	150	78	20
Maluku	365	37	327	-	-	-
Papua	50	-	-	-	-	-
Total 256 Lokasi	9030	4048	11026	1050	2287	962
	13078		14363			
	27441					

Dari sub bab 4.8 “ Harga listrik *levelized* Hasil Pemodelan Finansial”, pada kasus *base case* dengan DIR 8%, ROE 16% dan panjang transmisi listrik 300 Km (Tegangan 275 KV) didapat harga listrik *levelized* sebagai berikut:

- Harga gas: 3 US\$/ MMBTU                      Harga Listrik : 8,73 C\$/Kwh
- Harga gas: 4 US\$/ MMBTU                      Harga Listrik : 9,79 C\$/Kwh
- Harga gas: 5 US\$/ MMBTU                      Harga Listrik : 10,85 C\$/Kwh

Selanjutnya harga listrik *levelized* hasil dari pemodelan finansial dibandingkan dengan tarif listrik PLTD, BPP- TT PLN dan PLTP (*geothermal*). Harga listrik PLTD dan PLTP ditunjukkan pada Tabel 4.8 dan tarif listrik BPP- PLN ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Dari Tabel 4.8, harga listrik PLTD-Solar sangat mahal, sehingga yang dibandingkan dengan harga listrik dari model finansial adalah harga listrik PLTD-MFO. Sedangkan harga listrik / Tarif listrik untuk industri dari PT. PLN (Persero) yang diberlakukan pemerintah adalah biaya pokok penyediaan listrik (BPP) [69], seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.9. Harga listrik BPP-PLN seperti yang

ditunjukkan pada Tabel 4.9 terdiri dari 3 (tiga) yaitu: BPP-TT (Tegangan Tinggi), BPP-TM (Tegangan Menengah) dan BPP-TR (Tegangan rendah). Harga BPP yang digunakan untuk perbandingan dengan hasil model finansial adalah harga BPP-TT. Hal ini karena hasil perhitungan harga listrik dari model finansial pada titik penerimaan trafo tegangan tinggi yang belokasi di pabrik pengolahan mineral.

Tabel 4.8 Tabel Perbandingan Harga/Biaya Listrik

Perusahaan	Biaya Listrik/ Harga Listrik	Pembangkit (Bahan Bakar)	Keterangan
PT. Antam Tbk.[70]	14 C\$/Kwh	PLTD-MFO	Biaya Listrik, 2009 Lokasi: Sulawesi Tenggara
PT.PLN [71]	9,7 C\$/Kwh	PLTP <i>Geothermal</i>	Harga Patokan Tertinggi, PerMen ESDM NO. 32 Tahun 2009
PT.PLN [72]	3.620,29 Rp/Kwh (36,9 C\$/Kwh)	PLTD-Solar	PLN Bali, 2009

Ket: 1. Biaya listrik PLTD-MFO & PLTP tidak termasuk biaya transmisi tegangan tinggi  
2. Biaya listrik PLTD-Solar sudah termasuk biaya transmisi dan distribusi  
3. Kurs 1US\$=Rp. 9.800)

Harga listrik dari model finansial yang dibangkitkan oleh CCGT dibandingkan dengan pembangkit lain seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.8 dan tarif BPP-PLN seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.9. Hasil perbandingan antara harga listrik dari model finansial dengan pembangkit lain berdasarkan wilayah potensi Nickel dapat diperlihatkan pada Tabel 4.10.

Tarif listrik PLN yang digunakan untuk perbandingan adalah berdasarkan BPP tegangan tinggi (TT) seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.9. Tarif BPP-PLN tersebut termasuk biaya transmisi dan titik penerimaannya adalah pada tegangan tinggi. Sedangkan untuk tarif PLTP (*geothermal*) pada Tabel 4.8 adalah harga patokan tertinggi pada tegangan tinggi, tetapi tidak termasuk biaya transmisi. Hal ini disebabkan karena bahwa PLTP dibangun mendekati sumber panas bumi, sedangkan Listrik PLN tersambung dengan jaringan transmisi tegangan tinggi yang sudah terpasang .

Tabel 4.9 Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Tenaga Listrik PT. PLN (Persero)  
Tahun 2008 (Sesuai Permen. ESDM No. 269-12/26/600.3/2008) [73].

No.	Sistem Kelistrikan	Sub-Sistem	BPP-TT (Rp/kWh)	BPP-TM (Rp/kWh)	BPP-TR (Rp/kWh)
1.	Sistem Sumatera Bagian Utara	Nanggroe Aceh Darusalam	1,891	2,158	2,603
		Sumatera Utara		1,984	2,306
2.	Sistem Sumatera Bagian Selatan-Sumatera Barat-Riau	Sumatera Barat	565	790	1,044
		Riau		1,164	1,433
		Sumatera Selatan, Jambi, dan Bengkulu		696	869
		Lampung		667	860
3.	Sistem Bangka Belitung	Bangka Belitung	-	2,476	2,919
4.	Sistem Kalimantan Barat	Kalimantan Barat	2,312	2,546	3,143
5.	Sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah	Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Tengah	1,148	1,611	1,998
6.	Sistem Kalimantan Timur	Kalimantan Timur	1,732	1,965	2,260
7.	Sistem Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo	Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo	974	1,676	2,063
8.	Sistem Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, dan Sulawesi Tenggara	Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, dan Sulawesi Tenggara	1,103	1,249	1,505
9.	Sistem Maluku, dan Maluku Utara	Maluku, dan Maluku Utara	-	2,320	2,919
10.	Sistem Papua	Papua	-	2,526	3,192
11.	Sistem Nusa Tenggara Barat	Nusa Tenggara Barat	-	2,289	2,743
12.	Sistem Nusa Tenggara Timur	Nusa Tenggara Timur	-	2,433	3,072
13.	Sistem Jawa-Madura-Bali	Bali	783	859	1,012
		Jawa Timur		855	1,030
		Jawa Tengah, dan DI. Yogyakarta		849	1,011
		Jawa Barat, dan Banten		853	1,024
		DKI Jakarta, Tangerang		850	1,005

- Ket: 1. BPP tersebut adalah dari energi mix pembangkit di sistem kelistrikan wilayah  
 2. BPP terdiri dari : Biaya bahan bakar, pembelian IPP, pemeliharaan, kepegawaian & administrasi, penyusutan dan bunga [74].  
 3. Permen ESDM tentang BPP PLN ini dicabut dengan dikeluarkannya Permen ESDM No.05/2009.

Perbandingan harga listrik PLTD berbahan bakar MFO tidak termasuk biaya transmisi listrik, karena PLTD bisa dibangun pada lokasi pabrik pengolahan mineral. Lokasi PLTD tidak tergantung dari sumber energi. Bahan bakar MFO dapat dikirim dari tempat lain dan disediakan tanki penyimpanan di lokasi pembangkit.

Tabel 4.10 Perbandingan Tarif Listrik terhadap Tarif Listrik Wilayah PLN, PLTD-MFO dan PLTP

Harga Gas (US\$ / MMBTU )	Harga Listrik, DIR 8%, ROE 16% (C\$/Kwh)	< Atau >	Sistem Kelistrikan Wilayah	Tarif Listrik /BPP-TT
3	8,73	< < < - - < <	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kalimantan Timur</li> <li>• SULUTTENGGO</li> <li>• SULTANBATARA</li> <li>• Maluku&amp; Maluku Utara</li> <li>• Papua</li> <li>• --</li> <li>• --</li> </ul>	1,732 Rp/KWh=17,6 C\$/Kwh 974 Rp/Kwh=9,9 C\$/Kwh 1,103 Rp/Kwh=11,25 C\$/Kwh Tidak ada Tidak ada PLTP 9,7 C\$/Kwh + 1,11 C\$/Kwh PLTD-MFO 14 C\$/Kwh
4	9,79	< < < - - < <	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kalimantan Timur</li> <li>• SULUTTENGGO</li> <li>• SULTANBATARA</li> <li>• Maluku&amp; Maluku Utara</li> <li>• Papua</li> <li>• --</li> <li>• --</li> </ul>	1,732 Rp/KWh=17,6 C\$/Kwh 974 Rp/Kwh=9,9 C\$/Kwh 1,103 Rp/Kwh=11,25 C\$/Kwh Tidak ada Tidak ada PLTP 9,7 C\$/Kwh + 1,11 C\$/Kwh PLTD-MFO; 14 C\$/Kwh
5	10,85	< > < - - > <	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kalimantan Timur</li> <li>• SULUTTENGGO</li> <li>• SULTANBATARA</li> <li>• Maluku&amp; Maluku Utara</li> <li>• Papua</li> <li>• --</li> <li>• --</li> </ul>	1,732 Rp/KWh=17,6 C\$/Kwh 974 Rp/Kwh=9,9 C\$/Kwh 1,103 Rp/Kwh=11,25 C\$/Kwh Tidak ada Tidak ada PLTP 9,7 C\$/Kwh + 1,11 C\$/Kwh PLTD-MFO 14 C\$/Kwh

- Ket:
1. Harga listrik dengan DIR 8%, ROE 16% adalah *levelized 25 tahun*, termasuk biaya transmisi 300 Km
  2. SULUTTENGGO ; Sulawesi Utara, Tengah dan Gorontalo
  3. SULTAN BATARA; Sulawesi Selatan, Barat & Tenggara
  4. Kurs US\$ 1=Rp.9800
  5. Tarif PLTP & PLTD-MFO dari Tabel 4.8
  6. Tarif PLTP adalah ditambah biaya transmisi 300 Km sebesar 1,11 C\$/Kwh=10,81 C\$/Kwh
  7. Tarif PLTD adalah tanpa biaya transmisi , karena bisa dipasang di pabrik pengolahan Mineral
  6. Tarif Listrik PLN adalah Tarif BPP termasuk biaya transmisi Tegangan Tinggi

Untuk perbandingan yang sepadan, maka perbandingan harga listrik dengan PLTP memperhitungkan biaya transmisi listrik sepanjang 300 Km. Biaya komponen transmisi listrik dari hasil model finansial adalah sebesar 0,37 C\$/Kwh per 100 Km, seperti ditunjukkan pada Lampiran 4. Hal ini dikarenakan, harga listrik dari CCGT adalah termasuk biaya transmisi listrik tegangan tinggi sepanjang 300 Km sebagai *base case*.

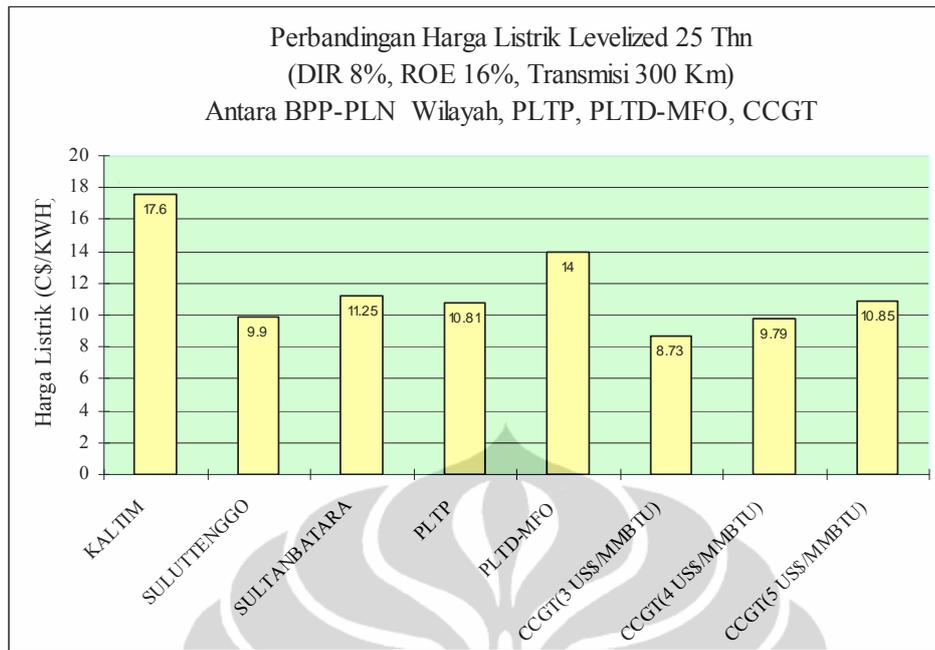
Dari Tabel 4.10, Harga listrik *combined cycle gas turbine* (CCGT) berbahan bakar gas alam, dengan harga gas sampai dengan 5 US\$/MMBTU dan panjang transmisi 300 Km, harga listrik masih bersaing dengan tarif BPP-TT PLN wilayah dan PLTD-MFO, kecuali tarif wilayah SULUTTENGGO dan PLTP. Akan tetapi, tarif BPP-PLN wilayah pada Tabel 4.9 dan Tabel 4.10 adalah biaya pokok dan jarak antara titik transmisi tegangan tinggi dengan lokasi pengolahan mineral belum diketahui secara pasti, hal ini karena untuk wilayah luar Jawa jaringan transmisi listrik belum terinterkoneksi ke seluruh provinsi. Apabila lokasi tegangan tinggi PLN wilayah jauh dengan pabrik pengolahan mineral, maka tarif listriknya akan ditambah dengan biaya komponen transmisi.

Untuk memberikan gambaran yang lebih jelas dari perbandingan harga listrik pada Tabel 4.10, maka dibuat grafik untuk menunjukkan level harga listrik antara BPP-TT wilayah PLN, PLTP, PLTD-MFO dan harga listrik yang dihasilkan dari pembangkit CCGT/PLTGU seperti ditunjukkan pada grafik Gambar 4.4, dengan asumsi harga listrik pembanding adalah sbb:

- Jarak antara pabrik pengolahan Nickel terhadap pembangkit PLTP sama dengan jarak pabrik pengolahan Nickel terhadap sumber gas, sehingga tarif listriknya adalah harga listrik PLTP ditambah komponen transmisi.
- Tarif BPP-TT wilayah PLN tidak ditambah dengan komponen transmisi
- Tarif PLTD-MFO berlokasi di pabrik pengolahan Nickel.

Dari grafik Gambar 4.4, sebagai pembanding antara harga listrik yang dibangkitkan CCGT dengan BPP-TT PLN dan pembangkit lain, pada kasus *base case* ( DIR 8%, ROE 16%, Transmisi 300 Km, Tegangan 275 KV) dapat disimpulkan sbb:

- Pada harga gas sampai dengan 5 US\$/MMBTU, harga listrik masih bersaing dengan tarif BPP-TT PLN wilayah dan PLTD-MFO, kecuali tarif wilayah SULUTTE NGGO dan PLTP.
- Pada harga gas sampai dengan 4 US\$/MMBTU, harga listrik masih bersaing dengan semua tarif BPP-TT PLN wilayah, PLTD-MFO, dan PLTP



Gambar 4.4 Grafik Perbandingan Harga listrik antara CCGT, BPP-TT PLN, PLTD-MFO dan PLTP (Transmisi 300Km).

#### 4.10 Perubahan Harga Listrik terhadap Panjang Transmisi Listrik

Seperti telah dijelaskan pada sub sub bab 3.8.2, Lokasi dan jarak antara sumber gas dan pabrik pengolahan mineral tidak diketahui. Hal ini dikarenakan terbatasnya data dan lokasi cadangan gas *stranded*. Oleh karena itu dibuat sensitifitas perubahan harga listrik terhadap jarak transmisi antara sumber gas dan pabrik pengolahan mineral Nickel.

Untuk transmisi jarak jauh kemampuan daya transmisi akan menurun karena efek induktif dan kapasitif. Transmisi jarak jauh memerlukan charging current yang besar karena kebocoran reaktans kapasitif yang besar [75]. Panjang Transmisi HVAC akan ekonomis sampai dengan jarak 600 Km, seperti dijelaskan pada sub bab 4.11. Panjang transmisi diatas 600 Km lebih ekonomis menggunakan transmisi HVDC. Oleh karena itu maka sensitifitas terhadap panjang transmisi dilakukan sampai dengan jarak 600 Km. Analisa sensitifitas terhadap panjang transmisi dibuat dengan interval 100 Km. Sebagai *base case*, panjang transmisi HVAC ditentukan 300 Km dengan asumsi masa konstruksi transmisi dan pembangkit sama-sama 3 tahun.

Analisa sensitifitas terhadap panjang transmisi menggunakan tegangan transmisi yang berbeda, dengan pendekatan agar asumsi rugi-rugi dianggap tetap

dengan menaikkan tegangan transmisi. Besarnya tegangan transmisi akan mempengaruhi kapital transmisi dan harga listrik dari komponen transmisi. Seperti telah dijelaskan pada sub sub bab 3.8.2 “ Perhitungan Kapital Transmisi”, untuk tegangan transmisi 230 KV, panjang transmisi minimum adalah 100 Km dan maksimum adalah 300 Km. Untuk model finansial, sensitifitas terhadap panjang transmisi dengan interval 100 Km diasumsikan sbb:

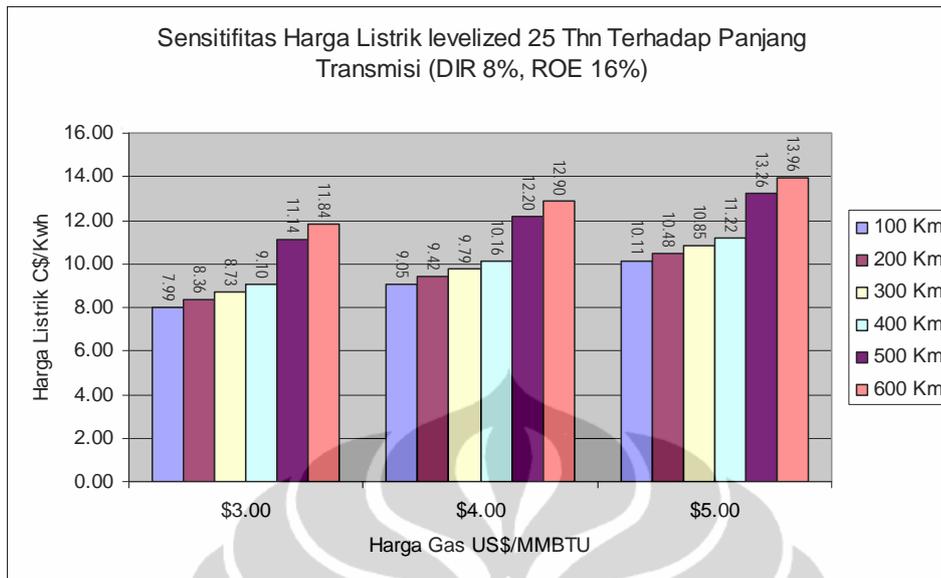
- Jarak pembangkit dengan pabrik pengolahan Nickel sampai dengan 400 Km menggunakan tegangan 275 KV dengan kapital terpasang 250.000 US\$/Km.
- Jarak pembangkit dengan pabrik pengolahan Nickel 500 Km dan 600 Km menggunakan tegangan 500 KV dengan kapital terpasang 476.000 US\$/Km

.Dari hasil pemodelan finansial, sensitifitas harga listrik terhadap panjang transmisi dengan interval 100 Km untuk panjang transmisi dari 100 Km s/d 600 Km dapat dilihat pada grafik Gambar 4.5. Dari grafik tersebut, dengan harga gas yang sama, selisih harga listrik *levelized* adalah sbb:

- Untuk transmisi 275 KV, komponen transmisi adalah 0,37 C\$/Kwh per 100 Km dengan panjang transmisi sampai dengan 400 Km.
- Untuk transmisi 500 KV, komponen transmisi adalah 0,70 C\$/Kwh per 100 Km dengan panjang transmisi sampai dengan 500 Km dan 600 Km.

Dari penjelasan diatas, maka untuk panjang transmisi 500 Km dan 600 Km komponen transmisi per 100 Km hampir dua kali dibandingkan dengan panjang transmisi sampai 400 Km. Hal ini disebabkan karena kapital terpasang transmisi 500 KV hampir dua kalinya kapital transmisi 275 KV.

Dari selisih harga listrik tersebut, maka perubahan harga listrik terhadap panjang transmisi per 100 Km tidak lebih sensitif terhadap perubahan harga gas. Seperti telah dijelaskan pada sub bab 4.8, perubahan harga gas 1 US\$/MMBTU, akan merubah harga listrik sebesar 1,06 C\$/Kwh.



Gambar 4.5 Grafik Sensitifitas Harga Listrik *Levelized* 25 Tahun terhadap Panjang Transmisi dengan Interval 100 Km.

Perbandingan harga listrik *levelized* 25 tahun terhadap PLTP, PLTD-MFO dan BPP-TT wilayah PLN untuk DIR 8% & ROE 16% terhadap harga gas dengan panjang transmisi sampai dengan 600 Km dapat dilihat pada grafik Gambar 4.6. Perbandingan harga listrik terhadap PLTP, dan BPP-TT wilayah PLN dengan asumsi sbb:

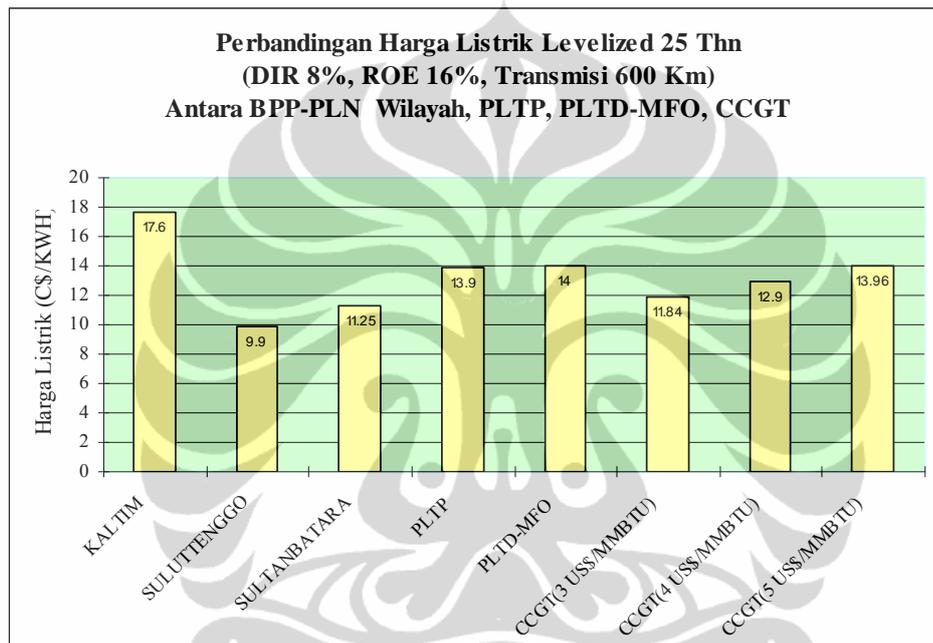
- Jarak antara pabrik pengolahan Nickel terhadap pembangkit PLTP sama dengan jarak pabrik pengolahan Nickel terhadap sumber gas, sehingga tarif listriknya adalah harga listrik PLTP ditambah komponen transmisi.
- Tarif BPP-TT wilayah PLN tidak ditambah dengan komponen transmisi.
- Tarif PLTD-MFO berlokasi di pabrik pengolahan Nickel.

Dari grafik Gambar 4.6, sebagai pembandingan antara harga listrik yang dibangkitkan CCGT dengan BPP-TT PLN dan pembangkit lain dengan panjang transmisi 600 Km, Tegangan 500 KV, DIR 8%, ROE 16%, dapat disimpulkan sbb:

- Pada harga gas sampai dengan 5 US\$/MMBTU, harga listrik masih bersaing dengan tarif BPP-TT PLN wilayah Kaltim dan PLTD-MFO.

- Pada harga gas sampai dengan 4 US\$/MMBTU, harga listrik masih bersaing dengan tarif BPP-TT PLN wilayah Kaltim, PLTD-MFO, dan PLTP

Harga listrik yang masih menarik untuk pabrik pengolahan Nickel, dimana tarifnya dibawah tarif PLTD MFO, dengan jarak antara sumber gas dan pabrik pengolahan Nickel 600 Km, pada harga gas 4 US\$/MMBTU dan harga listrik 12,9 C\$/KWH.



Gambar 4.6 Grafik Perbandingan Harga listrik antara CCGT, BPP-TT PLN, PLTD-MFO dan PLTP (Transmisi HVAC 600 Km).

Akan tetapi panjang transmisi 600 Km tersebut diperlukan kajian lebih mendalam, karena proyek transmisi harus satu kesatuan dengan proyek pembangkit listrik dengan alasan sbb:

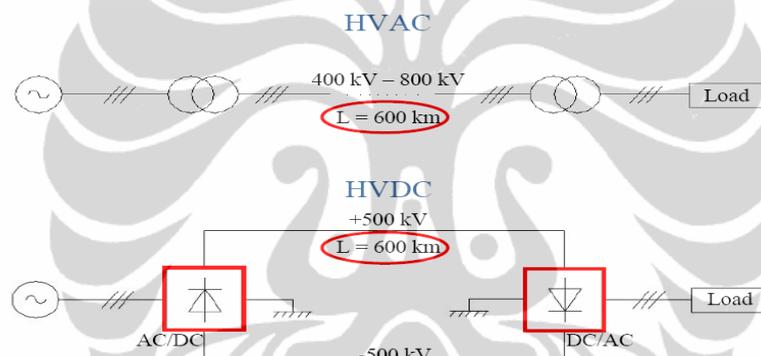
- Jadwal pembangunan transmisi listrik paling lambat harus sama dengan jadwal pembangunan pembangkit listrik (jadwal pembangunan pembangkit listrik adalah 3 tahun dan jadwal pembangunan transmisi listrik sepanjang 300 Km (*base case*) adalah 3 tahun).
- Proyek pembangkit listrik umumnya mempunyai komponen kapital transmisi yang jauh lebih kecil dibanding kapital pembangkit itu sendiri. Padahal dengan panjang transmisi 600 Km dengan tegangan 500 KV,

kapital transmisi adalah 1,57 kalinya dibanding dengan kapital pembangkit listrik ( US\$ 285.600.000/ US\$ 182.000.000).

#### 4.11 Perbandingan Transmisi *High Voltage AC (HVAC)* dan *High Voltage DC (HVDC)*

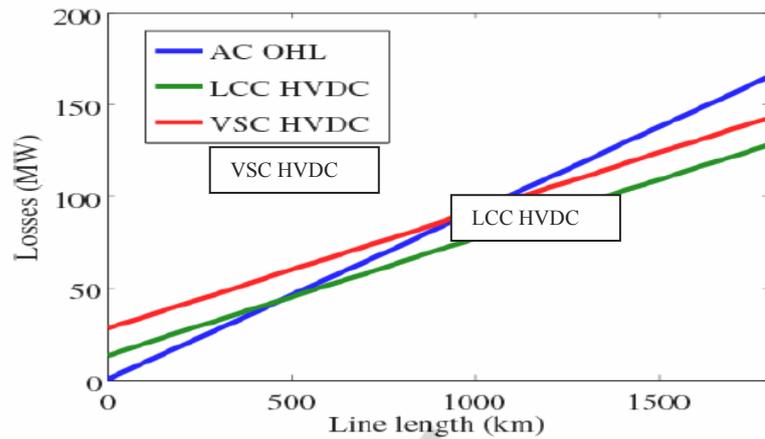
Untuk transmisi dengan jarak yang sangat jauh , transmisi listrik dengan HVAC tidak ekonomis dibandingkan dengan transmisi HVDC dengan alasan sbb:

1. Tegangan yang ditransmisikan oleh HVAC lebih besar dibanding dengan HVDC, sehingga mempengaruhi harga konstruksi transmisi. Perbandingan tegangan transmisi antara HVAC dan HVDC pada jarak 600 Km [76] dapat dilihat pada Gambar 4.7.



Gambar 4.7 Perbandingan Tegangan Transmisi HVAC dan HVDC pada Jarak 600 Km (sumber: Joan Frau)

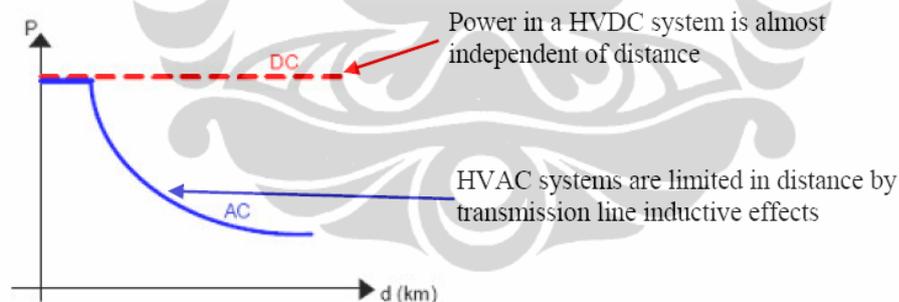
2. Rugi-rugi (losses) transmisi HVAC pada jarak kurang lebih diatas 450 Km lebih besar dari rugi-rugi transmisi LCC HVDC. Perbandingan rugi-rugi transmisi antara HVAC dan HVDC dapat dilihat pada Gambar 4.8. Grafik pada Gambar 4.8 menunjukkan rugi-rugi transmisi sebagai fungsi panjang transmisi untuk transmisi daya 1.000 MW dengan daya yang dialirkan 800 MW [77]. Grafik tersebut menunjukkan perbandingan antara transmisi untuk AC *overhead line* (tanpa kontrol aliran), *Line Commutated Converter* (LCC) HVDC dan *Voltage Source Converter* (VSC) HVDC.



Ket: OHL; Overhead Line, LCC ; Line Commutated Converter, VSC; Voltage Source Converter

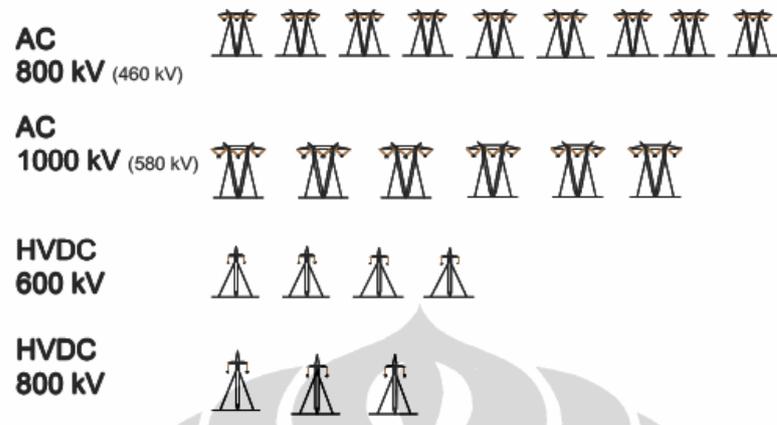
Gambar 4.8 Grafik Rugi-Rugi Transmisi sebagai Fungsi Panjang untuk Daya 800 MW di 1.000 MW Kapasitas Transmisi. (Sumber: Dirk Van Hertem et.al.-IEEE).

3. Kapasitas transmisi daya HVAC akan menurun tajam dengan adanya perubahan panjang transmisi. Hal ini disebabkan karena rugi-rugi (losses) yang disebabkan oleh efek induksi yang sangat besar. Perbandingan kapasitas transmisi terhadap jarak antara HVAC dan HVDC dapat dilihat pada Gambar 4.9.



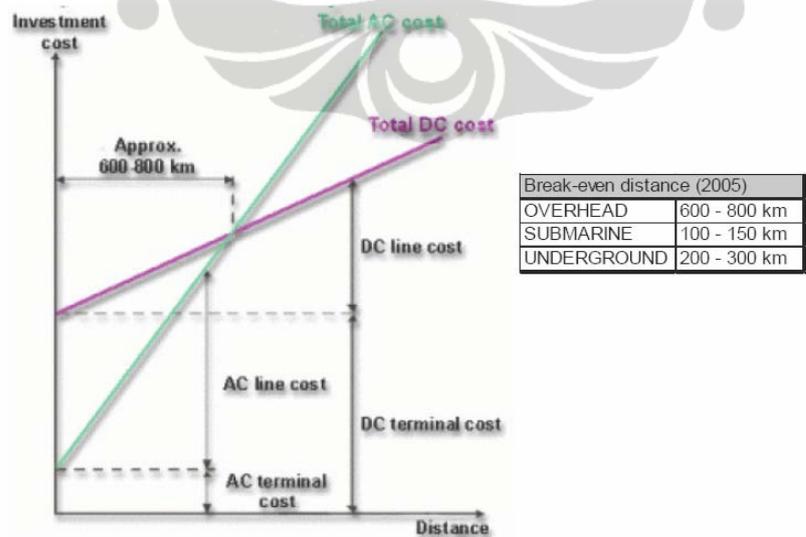
Gambar 4.9 Perbandingan Kapasitas Daya Transmisi (P) terhadap Jarak Transmisi (d) antara Transmisi HVAC dan HVDC (sumber: Joan Frau)

4. Untuk Jarak transmisi yang sangat jauh , investasi transmisi HVAC lebih mahal dari konstruksi HVDC. Konstruksi *tower* transmisi dan *right of way* HVAC lebih besar dari konstruksi HVDC. Untuk daya yang ditransmisikan sebesar 18.000 MW, konstruksi transmisi HVDC lebih kecil. Perbandingan konstruksi transmisi dan *right of way* antara HVAC dan HVDC [78] dapat dilihat pada Gambar 4.10.



Gambar 4.10 Perbandingan Kebutuhan *Right of Way (ROW)* Transmisi Listrik berdasarkan Tegangan pada Kapasitas Transmisi 18.000 MW.(Sumber: U Åström).

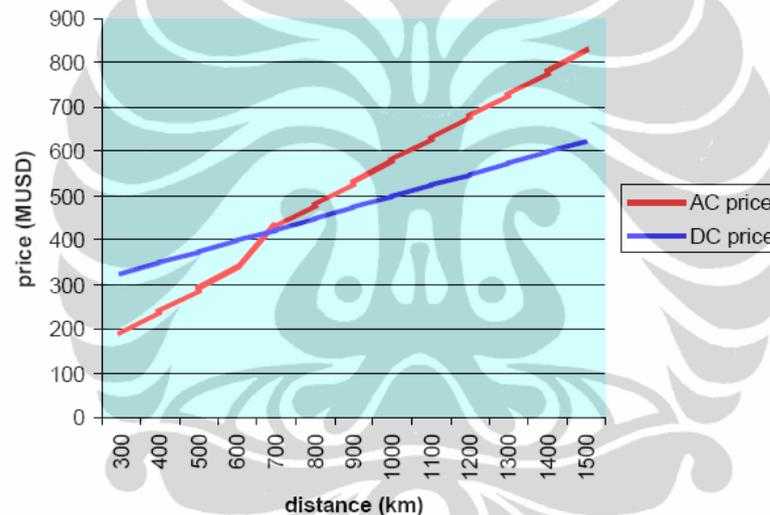
Secara umum , untuk jarak transmisi diatas 600 km, transmisi HVDC lebih ekonomis dibanding transmisi HVAC ( $\geq 1000$  MW) [79]. Grafik perbandingan investasi terhadap jarak dan *break even* nya antara transmisi HVAC dan HVDC dapat dilihat pada Gambar 4.11.



Gambar 4.11 Grafik *Break Even* Investasi Transmisi antara HVAC dan HVDC Terhadap Jarak (sumber: Joan Frau)

Harga transmisi HVDC tergantung dari banyak faktor seperti: kapasitas daya yang ditransmisikan, tipe media transmisi, kondisi lingkungan, *safety*, dan persyaratan aturan. Media transmisi yang paling banyak digunakan adalah *overhead line*. Sebagai contoh perbandingan harga transmisi antara HVAC dan HVDC untuk kasus transmisi daya 2000 MW [80], seperti ditunjukkan pada grafik Gambar 4.12, dengan asumsi perhitungan adalah sbb:

- Transmisi HVAC adalah *double circuit* dengan asumsi harga 250.000 US\$/km, *substation* dan kompensasi seri (diatas 600 Km) diestimasi 80 Juta US\$
- Transmisi HVDC adalah *bipolar overhead line*, dengan asumsi harga 250.000 US\$/Km, *converter stations* disestimasi 250 Juta US\$.



Gambar 4.12 Perbandingan Biaya Transmisi antara HVAC dan HVDC  
(sumber : Roberto Rudervall et.all)

Pada industri listrik saat ini, dengan adanya liberalisasi dan perhatian terhadap aspek lingkungan, transmisi HVDC adalah merupakan solusi dengan alasan sbb:

- Keunggulan terhadap aspek lingkungan.
- Ekonomis (lebih murah untuk jarak sangat jauh)
- Interkoneksi *Asynchronous* (beda frekuensi)
- Dapat mengotrol aliran daya antara sumber yang terinterkoneksi
- Lebih stabil dan kualitas lebih baik

Sebagai contoh, beberapa transmisi HVDC yang sudah terealisasi dapat dilihat pada Tabel 4.11 sbb:

Tabel 4.11 Contoh Transmisi HVDC

Lokasi	Commissi -oning (Tahun)	Power Rating (MW)	DC Voltage (KV)	Panjang Transmisi (Km)	Alasan Menggunakan HVDC
Itaipu-Sao Paulo; Brazil	1984-1987	3150 +3150	600	785+805 (OHL)	Jarak jauh, konversi 50/60 Hz
Luzon-Manila; Filipina	1998	440	350	430 (OHL) 21 (SMC)	Stabilitas link HVDC-HVAC
Uttar Pradesh- Delhi; India	1990	1500	500	814 (OHL)	Jarak jauh, stabilitas
Argentina- Brazil	2000	1100	500	490 (OHL)	Konversi 50/60 Hz

(Sumber: Roberto Rudervall et.all)

Ket : OHL; Overhead Line, SMC; Submarine Cable

#### 4.12 Evaluasi Cadangan Gas *Stranded*

Seperti telah dijelaskan pada sub bab 3.12 “Perumusan Evaluasi Cadangan Gas”, metode evaluasinya adalah dengan menganalisa dampak harga listrik terhadap skenario harga gas C1,C2 dan C3, *bench mark* harga gas dari produsen gas, yang selanjutnya dibandingkan dengan tarif listrik PLN dan pembangkit lain. Dari analisa sensitifitas pada sub bab sebelumnya, maka evaluasi cadangan gas *stranded* dapat dijelaskan sbb:

1. Cadangan gas *stranded* untuk pembangkit listrik dengan kapasitas 130,7 MW yang beroperasi selama 25 tahun, dibutuhkan cadangan minimal 0,21 TSCF. Jumlah Cadangan gas tersebut tergolong kecil, jika dibandingkan dengan skala produksi LNG dengan kapasitas 1 mtpa selama 20 tahun yang memerlukan cadangan gas 1 TSCF.
2. Dari sub bab 4.8, harga listrik paling sensitif terhadap harga gas. Dengan kenaikan harga gas 1 US\$/MMBTU, harga listrik akan naik sebesar 1,06 C\$/Kwh. Didalam menentukan harga gas, pengembang cadangan gas *stranded* harus melihat dampaknya terhadap harga listrik. Harga gas terkait rantai usaha gas sampai ke konsumen listrik, seperti ditunjukkan pada Gambar 4.3.

3. Dari sub bab 4.9, pada kasus *base case* ( DIR 8%, ROE 16%, Transmisi 300 Km, tegangan 275 KV), pada harga gas sampai dengan 5 US\$/MMBTU (tahun 2009) atau 5,66 US\$/MMBTU (tahun 2014), harga listrik masih bersaing dengan tarif BPP-TT PLN wilayah dan PLTD-MFO, kecuali tarif wilayah SULUTTENGGGO dan PLTP. Pada harga gas sampai dengan 4 US\$/MMBTU (tahun 2009) atau 4,53US\$/MMBTU (tahun 2014) , harga listrik masih bersaing dengan semua tarif BPP-TT PLN wilayah, PLTD-MFO, dan PLTP. Padahal harga kontrak gas rata-rata ditahun 2008 masih dibawah 3 US\$/MMBTU. Dengan harga gas yang menarik, maka cadangan gas *stranded* akan ekonomis untuk dikembangkan.
4. Dari sub bab 4.10, harga listrik yang masih menarik untuk pabrik pengolahan Nickel, dimana tarifnya dibawah tarif PLTD MFO, dengan jarak antara sumber gas dan pabrik pengolahan Nickel 600 Km, pada harga gas 4 US\$/MMBTU (tahun 2009) dan harga listrik 12,9 C\$/KWH.
5. Dari sub bab 4.10, Perubahan harga listrik terhadap perubahan panjang transmisi listrik tidak lebih sensitif dari harga gas. Pada panjang transmisi sampai dengan 400 Km dengan tegangan 275 KV, perubahan panjang transmisi sebesar 100 Km, hanya akan menaikkan harga listrik sebesar 0,37 C\$/Kwh per 100 Km. Sehingga apabila jarak antara sumber gas dan pabrik pengolahan mineral naik dari *base case* 300 Km menjadi 400 Km, cadangan gas *stranded* masih ekonomis untuk dikembangkan, karena harga gas di tahun 2008 masih dibawah 3 US\$/MMBTU

Seperti telah dijelaskan pada sub bab 2.2, faktor utama yang dapat memanfaatkan gas *stranded* adalah adanya konsumen gas, keekonomian antara besarnya cadangan dan harga jual gas, kepastian kontrak gas dan harga gas yang bersaing dengan sumber energi lainnya. Dari penjelasan evaluasi cadangan gas diatas, maka masalah keekonomian cadangan gas *stranded* dan alternatif solusinya dapat ditabelkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Masalah Cadangan Gas *Stranded* dan Alternatif Solusinya

Masalah	Alternatif Solusinya
<p>Jumlah cadangan kecil dan tidak adanya konsumen gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diperuntukan untuk kebutuhan pembangkit listrik yang di suplai ke konsumen pabrik peleburan Nickel. Jumlah cadangan gas untuk operasi pembangkit listrik sebesar 130,7 MW selama 25 tahun, hanya sebesar 0,21 TSCF.</li> <li>• Dengan berlakunya UU Minerba No.4/2009 pada tahun 2014, dibutuhkan energi listrik dalam jumlah besar.</li> <li>• Cadangan gas stranded merupakan energi alternatif untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik dengan berlakunya UU Minerba No.4/2009 dan program 10.000 MW tahap II yang target penyelesaiannya di tahun 2014</li> </ul>
<p>Kepastian kontrak</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pembangkit CCGT memerlukan kepastian suplai gas selama 25 tahun untuk suplai listrik konsumen pabrik peleburan Nickel.</li> <li>• Karena lokasinya yang terpencil (<i>remote</i>), maka suplai bahan bakar gas ke pembangkit memerlukan kepastian.</li> <li>• Pendanaan proyek pembangkit memerlukan kepastian kontrak suplai bahan bakar.</li> </ul>
<p>Harga Gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Harga gas keekonomian ditahun 2014 berkisar antara 3,29 US\$/MMBTU s/d 5,66 US\$/MMBTU.</li> <li>• Pada harga gas sampai dengan 4 US\$/MMBTU (tahun 2009) atau 4,53US\$/MMBTU (tahun 2014) , harga listrik masih bersaing dengan semua tarif BPP-TT PLN wilayah, PLTD-MFO, dan PLTP, untuk lokasi antara sumber gas dan pabrik pengolahan mineral 300 Km. Padahal harga kontrak gas rata-rata ditahun 2008 masih dibawah 3 US\$/MMBTU.</li> </ul>