

PEMBANGUNAN PLTMH RANTEBALLA DI KABUPATEN LUWUK, SULAWESI SELATAN SEBAGAI PROYEK PENGURANGAN EMISI RUMAH KACA,

Irhan Febijanto

Peneliti Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi, Deputi
Teknologi Informatika, Energi dan Mineral- BPPT

Abstract

Renewable energy fuelled power generations are not many developed by private sector in Indonesia. The incentive provided by Indonesia government is not enough to encourage private sector to develop renewable energy fuelled power generation. Credit carbon as an additional revenue from Clean Development Mechanism is utilized in Ranteballa Hydro Power Plan development. This project contributes to reduce green effect gas generated in South Sulawesi grid system. This paper describes the calculation of emission reduction generated from the Ranteballa Hydro Power development, and also the evaluation regarding emission carbon produced in the recent five years. BPPT has a role of CDM facilitator in this project development, and has a collaboration with CDM in vestor, Chugoku Electric Power and the owner of the project PT Fajar Futura Energi Luwu.

Key words : green house gasses, global warming, hydro power, emission factor, emission reduction, electricity

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

a. Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) di Indonesia

Potensi sumber energi terbarukan di Indonesia sangat besar. Potensi energi hidro yang dimiliki di Indonesia mencapai 75 GW yang tersebar di pulau –pulau di Indonesia. Dari potensi yang ada saat ini baru sekitar 4000 kWh potensi yang dimanfaatkan untuk pembangkit listrik. Pemanfaatan potensi mini hidro (di atas 1 MW), mikro hidro (10 kWh – 1 MW) dan pikro hidro (di bawah 10 kWh) sangat tepat untuk daerah-daerah yang terpencil dan tidak dapat/belum dijangkau oleh saluran distribusi PT PLN (Pembangkit Listrik Negara) Persero. Pemanfaatan energi terbarukan ini sangat menguntungkan masyarakat pedesaan yang tidak merasakan manfaat dari subsidi BBM (Bahan Bakar Minyak). Hal ini dikarenakan harga BBM di daerah terpencil jauh lebih mahal dibandingkan dengan harga di kawasan

perkotaan.

Pemanfaatan energi terbarukan sangat menguntungkan masyarakat pedesaan karena energi terbarukan yang mempunyai sifat sangat spesifik untuk tiap daerah dan dapat dimanfaatkan langsung oleh masyarakat sekitar.

Pemerintah Indonesia sudah menargetkan rasio penggunaan energi terbarukan sebesar 2.5% dari seluruh pemakaian energi di tahun 2025. Pada tahun 2009 dalam program percepatan pembangunan 10.000 MW tahap II telah ditetapkan 40% dari target adalah energi terbarukan.

Insentif untuk mempercepat pembangunan energi terbarukan di Indonesia dirasa kurang oleh para investor. Insentif untuk energi terbarukan sudah ditetapkan Peraturan Menteri pada tahun 2002¹⁾ dan 2006²⁾ yang mengatur mengenai tarif listrik yang dibeli oleh PT PLN. Implementasi dari insentif tersebut dirasa kurang untuk mendukung

percepatan pembangkit listrik energi terbarukan dan harga tarif listrik tersebut kurang kompetitif dibandingkan negara lain³⁾. Harga jual listrik dari energi terbarukan bahkan harus bersaing dengan harga jual listrik dari bahan bakar minyak (BBM) yang mendapatkan subsidi. Hal ini menjadi salah satu penyebab mengapa pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan tidak banyak dibangun di Indonesia⁴⁾.

Ketidakekonomisan dari pembangunan pembangkit listrik energi terbarukan ini menjadi penyebab utama tidak banyaknya pemanfaatan energi terbarukan di Indonesia yang dilakukan oleh pihak swasta. Pembangunan PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro) di daerah terpencil pada umumnya, memerlukan nilai investasi tinggi, sedangkan harga jual listrik harus bersaing dengan harga jual listrik pembangkit berbahan bakar fosil. Hal ini menyebabkan nilai investasi yang relatif tinggi dibandingkan pembangkit listrik fosil, sedangkan harga jual listrik relatif rendah.

b. Proyek CDM

Clean Development Mechanism (CDM) adalah suatu program yang bersifat internasional, penerapan dari Kyoto Protocol sebagai usaha untuk mengurangi efek Green House Gasses (GHGs)⁵⁾, seperti gas CO₂, N₂O, CH₄, dsb. Jumlah emisi yang dikurangi berdasarkan pada jumlah emisi GHGs yang dihasilkan oleh tiap negara pada tahun 1990.

Melalui program CDM, negara maju (yang tergabung dalam ANNEX I) bersama negara-negara berkembang untuk bekerja sama mengurangi emisi gas rumah kaca.

Keuntungan program CDM bagi negara berkembang antara lain adalah :

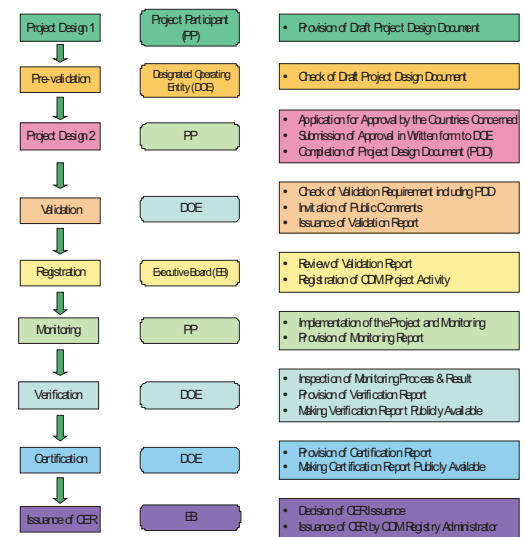
- Adanya aliran investasi asing yang dapat membantu kelancaran finansial proyek.
- Keikutsertaan investor asing dalam proyek dapat memperkecil resiko bagi pembangun lokal.
- Adanya kemungkinan transfer teknologi yang dapat membantu perkembangan teknologi lokal.
- Jika pendanaan melalui pinjaman bank asing biasanya akan mendapatkan bunga yang rendah dari biasa.

Dari keuntungan-keuntungan yang ada, mendapatkan finansial atau adanya investasi

asing merupakan hal yang menarik dari program CDM bagi pembangun lokal.

Bagi negara maju program CDM merupakan cara pengurangan emisi gas rumah kaca yang dapat dilakukan dengan biaya murah dibandingkan dengan pelaksanaan di negaranya sendiri.

Program CDM sendiri mempunyai prosedur yang sudah ditentukan oleh UNFCCC (*United Frameworks for Convention Climate Change*). Prosedur tersebut harus dilakukan agar suatu proyek dapat diakui secara resmi oleh UNFCCC selaku badan yang memberikan sertifikat terhadap sebuah proyek CDM. Prosedur tersebut ditunjukkan dalam gambar 1.



Gambar 1. Proses administrasi CDM

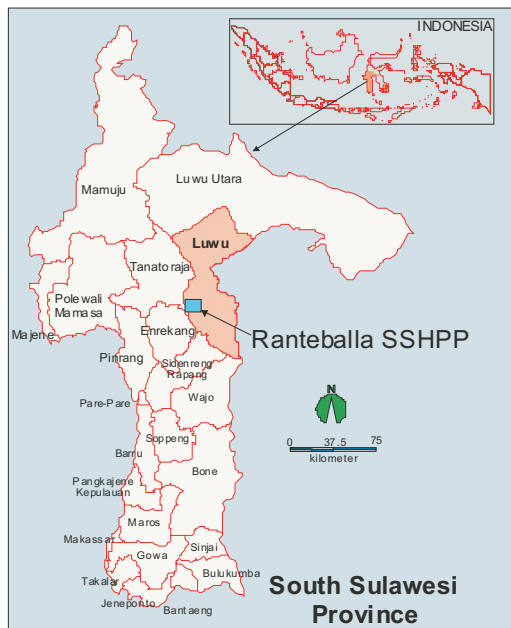
Tiap langkah yang dilakukan dalam proses administrasi CDM dapat memakan waktu lebih dari satu tahun. Intinya perlu dilakukan klarifikasi terhadap pelaksanaan proyek CDM apakah pengurangan CO₂ terjadi dengan pasti dan klarifikasi methodology perhitungan bisa dipertanggungjawabkan.

Dengan diratifikasinya Protokol Kyoto oleh negara Indonesia maka negara Indonesia bisa turut serta secara sukarela untuk melakukan pengembangan proyek proyek yang dapat mengurangi emisi gas rumah kaca.

Pemanfaatan mekanisme CDM dapat mengurangi resiko ketidaklayakan secara ekonomis suatu proyek yang memakai energi

terbarukan. Proyek energi terbarukan merupakan suatu proyek yang dapat mengurangi emisi karbon yang dihasilkan oleh pembangkit berbahan bakar fosil dari suatu jaringan ketenagalistrikan di suatu daerah.

Pemasukan dari penjualan kredit karbon dapat menjadi pemasukan tambahan selain pemasukan dari penjualan listrik. Rata rata hasil dari penjualan kredit karbon ini dapat menambah nilai IRR (*Internal Rate Return*) sebanyak 1-2% dan dapat meningkatkan *gross* keuntungan sebesar 10-20%.



Gambar 2. Lokasi proyek

c. PLTMH Ranteballa sebagai Proyek CDM

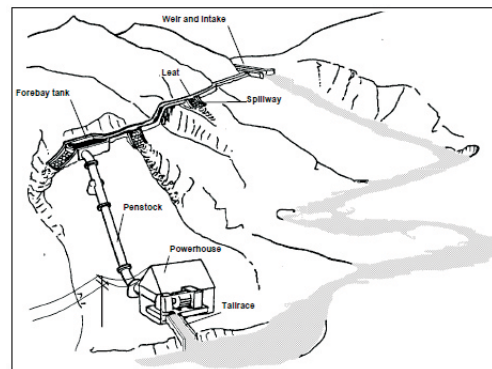
Pemanfaatan potensi sumber energi di daerah Sulawesi sangat banyak yang belum digali dan dimanfaatkan. Salah satu pionir swasta di Sulawesi Selatan yaitu PT Fajar Futura Luwu Energi (FFEL) merencanakan akan memanfaatkan aliran sungai Ranteballa di desa Latimojo untuk pemanfaatan 2 x 1.25 MW pembangkit mini hidro. Lokasi dari PLTMH Ranteballa ditunjukkan di gambar 2, dimana kota Palopo merupakan kota terdekat dengan lokasi PLTMH.

Dalam hal ini PTPSE-BPPT (Pusat Teknologi Sumber Daya Energi-BPP Teknologi) yang bertugas sebagai fasilitator CDM

membantu melakukan promosi proyek PLTMH di Sulawesi Selatan. PTPSE-BPPT melakukan kajian akan kemungkinan proyek ini dijadikan proyek Mekanisme Pembangunan Bersih atau Clean Development Mechanism sebagai salah satu mekanisme Kyoto Protokol mengenai pengurangan gas rumah kaca yang bertujuan mengurangi efek dari pemanasan global (*global warming*).

Perhitungan pengurangan emisi karbon dilakukan oleh PTPSE-BPPT berdasarkan hasil studi yang dilakukan oleh FFEL melalui konsultan teknisnya PT CDM Indonesia Jaya⁶.

Dari hasil studi, secara teknis diketahui bahwa pemanfaatan potensi tenaga air dari sungai Ranteballa memanfaatkan saluran terbuka (kanal) seperti yang ditunjukkan di gambar 3. Setelah mendapatkan ketinggian yang optimum, air dialirkan kembali ke sungai Ranteballa dari ketinggian sekitar 99 m melalui saluran tertutup (*penstock*) ke turbin yang terdapat di power house. Kondisi riil site ditunjukkan pada gambar 4 dengan pipa *penstock* yang diilustrasikan dengan garis hitam.



Gambar 3. Ilustrasi proyek



Gambar 4. Kondisi site

Spesifikasi dari PLTMH Ranteballa ditunjukkan di tabel 1.

Tabel 1 Spesifikasi PLTMH Ranteballa

Item	Unit	Value
Total installed capacity	MW	2.4
Installed capacity of each unit	MW	1.20
Average annual export to grid (Average annual net electricity generated)	MWh	16,819
Capacity factor	%	80
Effective head	m	95
Flow rate	m ³ /s	1.53
Number of units	-	2
Type of Turbines	-	H o r i - z o n t a l Francis

d. Keekonomian Proyek

Berdasarkan hasil studi yang dilakukan oleh PT CDM Indonesia Jaya⁶⁾ dinyatakan bahwa pembangunan proyek PLTMH ini tidak layak secara ekonomis dengan alasan keuntungan dari hasil penjualan listrik masih tidak mencukupi untuk mendapatkan IRR yang sesuai dengan bunga bank untuk investasi. Nilai IRR ini, dijadikan standard keekonomian proyek dimana besarnya standard/benchmark tersebut adalah 13,13%⁶⁾, sesuai dengan nilai bunga bank untuk investasi yang dikeluarkan oleh bank Indonesia awal 2004.

Hasil pengamatan konsultan PT CDM Indonesia Jaya juga menunjukkan bahwa kondisi hutan di sekitar aliran sungai Ranteballa sangat rawan. Penebangan hutan yang sudah terlihat di beberapa tempat di sekitar DAS Ranteballa dikhawatirkan akan mengganggu ketersediaan aliran air untuk suplai energi turbin PLTMH Ranteballa terutama di musim kemarau. Usaha penghijauan kembali hutan merupakan usaha yang harus dilakukan dalam pengoperasian PLTMH Ranteballa dan dana penghijauan ini tidak dapat diambil dari keuntungan penjualan listrik⁶⁾.

Karena itu diharapkan dari mekanisme CDM keuntungan penjualan karbon dapat menutupi kebutuhan biaya penghijauan dan meningkatkan IRR melebihi benchmark

(=13,13%). Nilai investasi dari proyek ini adalah sekitar Rp 46,2 Milyar⁶⁾.

Dengan kondisi ketidakekonomisan proyek yang membutuhkan pendapatan tambahan untuk menaikkan nilai IRR agar bisa melebihi nilai benchmark, maka proyek Pembangunan PLTMH Ranteballa ini diusakan untuk dimasukkan ke dalam mekanisme CDM agar mendapatkan pendapatan tambahan dari penjualan kredit karbon. Sebagai pembeli adalah Chugoku Electric Power Company sebuah perusahaan pembangkit di Jepang.

1.2 Tujuan

Makalah ini menyajikan cara perhitungan Emisi Faktor (EF) di jaringan ketenagalistrikan di Sulawesi Selatan. Dengan menggunakan nilai EF, dilakukan prediksi jumlah pengurangan emisi karbon dari pengoperasian PLTMH Ranteballa.

Keekonomian PLTMH Ranteballa sebagai proyek CDM, dihitung dengan memasukkan pendapatan tambahan dari hasil penjualan kredit karbon. Kondisi keekonomian proyek ini dengan adanya pendapatan tambahan dari karbon dan dengan tidak adanya pertambahan dibandingkan, dan kelayakan keekonomian dianalisa dengan menggunakan benchmark yang berlaku saat itu untuk proyek PLTMH ini.

2. METODOLOGI

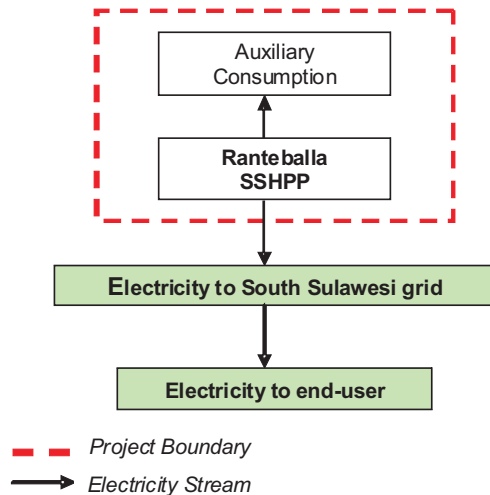
2.1 Perhitungan Emisi Rumah Kaca

Perhitungan Faktor emisi proyek ini mengikuti metodologi yang telah ditetapkan oleh UNFCCC, yaitu AMS-I.D (Approved Methodology) untuk tipe : renewable energy dengan kategori ID (version 11) : "grid connected renewable electricity generation"⁷⁾ dan ACM (*Approved Consolidation Methodology*) 0002 version ke 7, "Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources"⁸⁾.

Berdasarkan dua metodologi di atas, listrik yang dibangkitkan oleh PLTMH Ranteballa dikonversikan ke dalam jumlah emisi karbon yang dapat direduksi, kemudian dari harga pasar kredit karbon di dunia dapat diprediksi jumlah pendapatan tambahan yang bisa diperoleh dari proyek ini.

Dari metodologi tersebut ditetapkan batasan proyek dengan ilustrasi seperti ditunjukkan dalam gambar 5⁹⁾. Gambar ini menunjukkan bahwa proyek pengurangan emisi karbon

terbatas kepada kegiatan-kegiatan proyek yang berkaitan di PLTMH Ranteballa saja. Dalam proyek ini sebagian kecil dari listrik yang dihasilkan dimanfaatkan untuk kebutuhan peralatan pembangkit dan sisanya ditransmisikan ke jaringan listrik PT PLN wilayah Sulawesi Selatan. Nett energi listrik yang disalurkan ke jaringan listrik yang dihitung dalam penentuan EF.



Gambar 5 : Batasan proyek⁹⁾

Data yang dipakai adalah energi listrik yang dibangkitkan oleh seluruh pembangkit listrik yang tersambung dengan jaringan ketenagalistrikan di sistem Sulawesi Selatan dan jumlah konsumsi bahan bakar dalam kurun waktu 2001-2005¹⁰⁻¹⁴⁾. Dari data tersebut untuk penentuan EF, hanya data rata-rata dari kurun waktu 2003-2005¹⁰⁻¹²⁾ yang dipakai untuk perhitungan.

Berdasarkan AMS-I.D⁷⁾, Baseline Emission, BE_y, didapat dari hasil perkalian antara net listrik, EG_y yang dibangkitkan dengan koefisien Faktor Emisi, EF_y dari grid (jaringan listrik) yang terkoneksi dengan pembangkit proyek ini. Baseline emission dengan persamaan sebagai berikut:

$$BE_y \text{ (tCO}_2 \text{ e/year)} = EG_y * EF_y \dots \dots \dots (1)$$

dimana,

BE_y : *baseline emisi* (tCO₂ e) dalam tahun y

EG_y : Rata-rata daya listrik (MWh) yang

ditransmisikan ke fasilitas grid yang ada pada tahun y.

EF_y : Emisi faktor (tCO₂ e)

EFOM,y: *Operating Margin emission factor* dalam tahun y

EFBM,y : *Build Margin emission factor* dalam tahun y

Sebelum menghitung BE_y, dilakukan penentuan parameter yang dipakai dengan langkah-langkah sebagai berikut¹⁵⁾,

Langkah 1. Penentuan Faktor Emisi Operating Margin (EFOM,y)

Metoda Simple Operating Margin (OM) dipilih¹⁵⁾ untuk perhitungan factor emisi Operating Margin karena alasan sebagai berikut :

1. Dispatch Data Analysis Emission Factor tidak dapat dipenuhi karena data-data yang dibutuhkan tidak dapat dipublikasikan.
2. Pembangkit yang termasuk kategori “*Low-Cost and Must-Run/LCMR*” jumlahnya kurang 50% dari total seluruh pembangkit yang terkoneksi ke grid Sulawesi Selatan dalam kurun waktu 5 tahun (2001-2005).

Emisi Faktor *Simple Operating Margin* (EFOM , y) dihitung dengan menggunakan persamaan seperti di bawah ini.

$$EFOM_{\text{average},y} \text{ (tCO}_2 \text{ /MWh)} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} (\text{COFF})_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \dots \dots \dots (1)$$

dimana,

F_{i,j,y} : Jumlah bahan bakar, i (massa atau volume) yang dikonsumsi pembangkit yang terkait, j di tahun y (2003-2005)

j : Pembangkit - pembangkit yang menyalurkan listrik ke grid, tetapi tidak termasuk pembangkit yang termasuk low-operating cost and must run power plants.

COEF_{i,j} : Koefisien emisi CO₂ emission untuk bahan bakar i (tCO₂/mass atau volume tiap unit bahan bakar), dipakai untuk menghitung kandungan karbon untuk tiap bahan baker dari setiap pembangkit pembangkit, j.

GEN_{j,y} : Besarnya daya listrik (MWh) yang dikoneksikan ke grid dari pembangkit j pada tahun y.

Langkah 2, Perhitungan emisi *factor build margin* (EFBM,y)

Perhitungan Faktor *Emisi Build Margin* menunjukkan besarnya emisi CO₂ ketika pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar fosil tidak dibangun, atau pembangunannya mengalami pemunduran waktu.

Perhitungan EFBM,y, dipilih sekumpulan unit pembangkit yang baru dibangun dimana dari kumpulan grup unit pembangkit tersebut dipilih unit pembangkit yang mempunyai jumlah produksi daya listrik yang terbesar di tiap tahun dengan pemilihan sebagai berikut :

1. Lima unit pembangkit yang terakhir selesai dibangun, atau
2. Penambahan kapasitas pembangkit ke dalam sistem kelistrikan dengan jumlah 20% dari total kapasitas sistem kelistrikan (dalam MWh), dan unit pembangkit-pembangkit tersebut baru selesai dibangun.

Dari kumpulan/grup pembangkit tersebut, dipilih yang menghasilkan energi listrik yang lebih besar. Emisi faktor *Build Margin* dihitung dengan persamaan :

$$EF_{BM,y} (tCO_2/MWh) = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} (COFF)_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \dots\dots\dots(2)$$

dimana,

F_{i,m,y}, COEF_{i,m} and GEN_{m,y} dianalogikan sebagai variable yang sama seperti pada metodologi perhitungan OM untuk kelompok unit pembangkit, m.

Langkah 3. Perhitungan baseline emission factor (combined margin emission factor (EFy)

$$EFy = wOM EFOM , y + wBM EFBM, y \dots\dots\dots(3)$$

Dimana, perbandingan untuk wOM and wBM, ditentukan masing-masing 50% (wOM = wBM = 0.5).

Langkah 4, Perhitungan *baseline emission* (BEy)

Baseline emission dihitung sebagai berikut :

$$BEy(tCO_2e/year) = EGy * EFy \dots\dots\dots(4)$$

Langkah 5, Perhitungan pengurangan emisi (ERy)

$$ERy = BEy - PEy - Ly \dots\dots\dots(5)$$

Pada proyek ini tidak ada kebocoran, Ly=0, dan karena merupakan pembangkit energi terbarukan maka kebocoran dan Emisi Proyek tidak ada, PEy=0.

2.2 Keekonomian

Tujuan memasukkan proyek pembangunan PLTMH Ranteballa ke dalam mekanisme CDM adalah faktor keekonomian proyek, dimana digunakan parameter IRR sebagai parameter keekonomian teknis proyek. Dalam hal ini sebagai benchmark diambil standar angka bunga bank untuk investasi pada Januari 2004⁷⁾.

Analisa sensitivitas benchmark, dilakukan dengan perubahan sebesar +10% dan -10% terhadap :

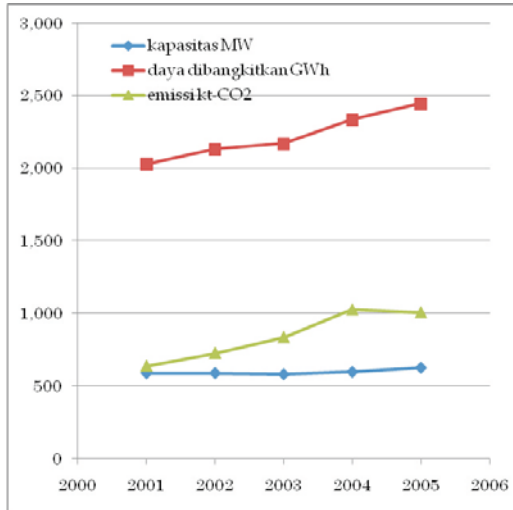
- (i) nilai investasi
- (ii) harga penjualan listrik
- (iii) nilai administrasi dan O&M

Dengan adanya pendapatan tambahan dari penjualan kredit karbon, nilai IRR dihitung ulang.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Emisi Gas Rumah Kaca

Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) yang dihasilkan dari aktifitas pembangkit listrik adalah CO₂. Hubungan antara aktifitas pembangkit listrik yang ditunjukkan dari besarnya daya listrik yang dihasilkan dan jumlah GRK ditunjukkan pada gambar 6. Sumbu mendatar menunjukkan tahun, sumbu tegak menunjukkan kapasitas pembangkit dan daya listrik yang dibangkitkan serta emisi CO₂ yang dihasilkan oleh aktifitas pembangkit di grid Sulawesi Selatan.



Gambar 6 Produksi Emisi GRK di Sistem Sulawesi Selatan pada kurun 2001-2005

Dari gambar 6, dapat diketahui bahwa kapasitas pembangkit di sistem Sulawesi Selatan tidak mengalami perubahan yang besar. Aktifitas pembangkit listrik mengalami peningkatan terbesar dari tahun 2003 ke 2004, yaitu sebesar 7.6% dari 2166 GWh ke 2.331 GWh. Peningkatan ini diikuti dengan naiknya emisi GRK sebesar 22.8%. Kenaikan GRK ini terjadi karena peningkatan aktifitas pembangkit dari tahun 2003 ke 2004, dimana tercatat peningkatan daya listrik PLTG (Pembangkit Listrik Tenaga Gas) Tello sebesar 50% dari 60GWh ke 131GWh dan peningkatan beberapa PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) yang secara kumulatif menyebabkan naiknya daya listrik berdampak terhadap peningkatan emisi GRK.

Untuk perhitungan faktor emisi sesuai dengan ACM (Approved Consolidation Methodology) 0002 version ke 6⁽⁸⁾, data yang dipakai adalah rata-rata 3 tahun terakhir, yaitu 2003-2005.

3.2 Perhitungan Faktor Emisi

Perhitungan Faktor Emisi untuk jaringan kelistrikan Sulawesi Selatan dihitung berdasarkan persamaan-persamaan (1), (2), dan (3). Perhitungan Koefisien emisi CO₂, COEF ditunjukkan di tabel 2 untuk masing masing bahan bakar.

Besarnya daya listrik, GEN, yang dihasilkan

dalam kurun waktu 5 tahun dari pembangkit listrik PLN dan IPP (*Independent Power Producer*) ditunjukkan di tabel 3, sedangkan total net energi listrik yang dihasilkan ditunjukkan di tabel 4.

Tabel 4 ini ditentukan perbandingan pembangkit listrik *Low Cost Must Run*⁽⁵⁾ dengan total pembangkit. Berdasarkan ACM002, jika perbandingan tersebut dalam kurun waktu 5 tahun berturut-turut, 2001-2005, di bawah 50%, maka perhitungan EFOM, memakai *simple OM*⁽⁵⁾. Data yang didapat dari jaringan kelistrikan Sulawesi Selatan seperti yang ditunjukkan di tabel 4 menunjukkan bahwa perhitungan memakai *simple OM*.

Data konsumsi bahan bakar dan jumlah daya listrik yang dihasilkan untuk pembangkit milik PLN bias didapatkan akan tetapi untuk pembangkit milik IPP, jumlah konsumsi bahan bakar tidak dapat didapatkan. Sehingga untuk menghitung jumlah konsumsi bahan bakar dari pembangkit milik IPP, seperti PLTGU Sengkang, dan PLTD Sewatama Suppa, dipakai angka faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik milik PLN, dimana angka tersebut ditunjukkan di tabel 5 dan tabel 6, masing masing untuk PLTD dan PLTGU.

Perhitungan emisi CO₂ yang dihasilkan pembangkit listrik di jaringan system ketengalistrikan Sulawesi Selatan, dihitung berdasarkan data tahun 2003, 2004 dan 2005. Hasil perhitungan ditunjukkan di tabel 7, 8 dan 9. Dimana perhitungan emisi CO₂ untuk pembangkit PLN dihitung berdasarkan konsumsi bahan bakar, Sedangkan untuk pembangkit IPP menggunakan faktor emisi di tabel 5 untuk PLTD dan tabel 6 untuk PLTGU.

Dari hasil perhitungan yang ditunjukkan di tabel 7,8 dan 9, didapat jumlah emisi CO₂ dan energi listrik yang dihasilkan dari tahun 2003-2005. Hasil rata rata didapat nilai Operating Margin, EFsimpleOM tahun 2005 sebesar

$$\begin{aligned}
 &= [833.822(\text{t-CO}_2)/1.387.160 (\text{MWh})]2003+ \\
 &[1.023.951(\text{tCO}_2)/1.528.877 (\text{MWh})]2004 \\
 &+ [1.004.766(\text{tCO}_2)/1,666,309 (\text{MWh})]2005 \\
 &= 0.625 (\text{tCO}_2/\text{MWh})
 \end{aligned}$$

Perhitungan Build Margin, EFBM,, ditentukan sebelumnya dengan menentukan jumlah produksi listrik dari kumpulan sejumlah pembangkit yang terbaru. Ada dua kelompok

kumpulan pembangkit listrik yang terbaru, yaitu 5 unit pembangkit terbaru dan kumpulan pembangkit listrik terbaru yang menghasilkan 20% dari daya listrik di jaringan ketengalistrikan Sulawesi Selatan. Dari kedua kumpulan pembangkit listrik ini dipilih jumlah daya, MWh yang terbesar. Seperti ditunjukkan di Tabel 10, kumpulan 5 pembangkit listrik yang terbaru menjadi pilihan.

Tabel 11 menunjukkan jumlah daya listrik yang dihasilkan dan konsumsi bahan bakar pada tahun 2005 dari kumpulan 5 pembangkit listrik tersebut. Dengan persamaan²) EFBM, dihitung, dan hasilnya adalah seperti di bawah ini.

$$= 887.140 \text{ (t-CO}_2\text{)}/1.664.286 \text{ (MWh)}$$

$$= 0,533 \text{ (t-CO}_2\text{/MWh)}$$

Dari hasil perhitungan EFOM dan EFBM, didapat hasil rata-rata untuk menghitung Emisi Faktor, EF2005 dengan persamaan (3). Hasil pertunjukkan seperti ditunjukkan di bawah ini.

$$= 0.5 \times 0.732 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)} + 0.5 \times 0.517 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$= 0.624 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

3.3 Pengurangan Emisi, (ERy)

Pengurangan emisi karbon dari proyek ini dapat dihitung dengan persamaan (4) dan persamaan (5). Karena $L_y = P_{ey} = 0$, maka pengurangan emisi CO₂ dari pengoperasian PLTMH Ranteballa adalah sebagai berikut,

$$= 16.819 \text{ (MWh/year)} \times 0,624 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

$$= 10.498 \text{ (tCO}_2\text{/year)}$$

Proyek ini per tahun diprediksi dapat mengurangi produksi emisi karbon yang dihasilkan dari pembangkit listrik yang terkoneksi dengan jaringan kelistrikan Sulawesi Selatan, sebesar 10.498 t-CO₂/thn.

3.4. Parameter Keekonomian

Hasil perhitungan sensitivitas keekonomian proyek ditunjukkan pada gambar 7. Sumbu x menunjukkan besaran perubahan parameter, harga jual listrik (■), nilai investasi (◆) dan nilai biaya administrasi & O/M (▲). Sumbu y menunjukkan besaran IRR. Perubahan parameter sebesar +10% dan -10% dari ketiga parameter terlihat IRR dari proyek masih lebih rendah dari benchmark (13,13%), yang menyebabkan proyek ini tidak layak secara finansial.

Tabel 2 Spesifikasi Bahan Bakar

Tipe BBM	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
	Nilai kalori per massa	Default Carbon Content	Default Carbon Oxidation factor	Karbon (A)x(B) x(C)	Emisi CO ₂ (D) x 44/12	Berat Jenis	Emisi CO ₂ (E) x (F)
	TJ/kt fuel	(tC/TJ)	-	tC/kt fuel	t C O ₂ / k t fuel	kt/k l	t C O ₂ / k l fuel
Sumber	PERTAMINA	IPCC	IPCC	-	-	-	
MFO	41.02	21.10	1.00	865.50	3,173.51	0.000990	3.14
HSD	42.73	20.20	1.00	863.12	3,164.77	0.000845	2.67

Cat. : HSD : High Diesel Speed, MFO : Marine Fuel Oil, IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change; PERTAMINA: Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara/State-Owned Oil Company of Indonesia, kt fuel: kilo tonne fuel; tC: tonne carbon, TJ: Terra Joule, kl fuel : kilo litre fuel

Tabel 3 : Daya listrik yang dibangkitkan di Sistem Sulawesi Selatan berdasarkan jenis bahan bakar (MWh nett)

Pemilik	Tipe bahan bakar	2001	2002	2003	2004	2005
PLN	Air	936,196	792,143	749,329	766,618	733,939
	HSD	238,786	228,722	223,203	276,127	369,738
IPP	MFO	34,993	133,972	203,673	228,174	191,305
	HSD	32,265	34,788	37,248	36,710	55,900
	Natural Gas	766,361	906,721	923,036	987,867	1,049,366
	Total	2,008,600	2,096,347	2,136,488	2,295,495	2,400,248

Tabel 4 : Rasio Low Cost and Must Run Power Pembangkit 5 tahun terakhir (2001 - 2005)

	Units	2001	2002	2003	2004	2005
Total Energi Listrik	GWh	2,009	2,096	2,136	2,295	2,400
Energi Listrik dari Pembangkit LCMR	GWh	936	792	749	767	734
Perbandingan Energi dari Pembangkit LCMR/Total Energi yang dibangkitkan	%	47	38	35	33	31

Tabel 5 : Specified Fuel Consumption(SFC) and Faktor Emisi CO₂ dari PLTD kurun waktu 5 tahun terakhir

Tipe Pembangkit	2003	2004	2005	2006	2007	Average (A)	EF CO ₂ (B)	Rata-rata EF CO ₂ (A) x (B)
	l/kWh						tCO ₂ /kl fuel	tCO ₂ /MWh
PLN Diesel (MFO)	0.27	0.27	0.25	0.28	0.27	0.268	2.67	0.715

Tabel 6 : Specified Fuel Consumption(SFC) and Faktor Emisi CO₂ dari PLTGU kurun waktu 5 tahun terakhir¹⁶⁾

Tipe Pembangkit	2001	2002	2003	2004	2005	Average (A)	Emisi CO ₂ (B) = (A) x 1.055072 x 10 ⁻³	Effectif EF CO ₂ (C)	Rata-rata EF CO ₂ , (B) x (C)
	MMBTU/kWh						TJ/MWh	(kg CO ₂ /TJ)	t CO ₂ /MWh
CCGT	0.00837	0.00870	0.00850	0.00855	0.00855	0.0085	0.009001	56,100.0	0.505

Tabel 7 : Daya listrik yang dibangkitkan dan Jumlah Emisi CO₂ 2003

Item		(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
		Daya yang dibangkitkan	Konsumsi bahan bakar	NCV	EF	Emissi	Effisiensi	Faktor Emisi CO ₂
unit		MWh	kl	GJ/kltr	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	%	tCO ₂ /MWh
Data source		PLN	PLN	PERTAMINA	IPCCC		PLN	
PLN	HSD	223,203	54,892	36.11	0.0741	146,794.2	-	-
	MFO		23,860	40.61	0.0774	74,962.3	-	-
IPP	MFO	203,673	-	40.61	0.0774	145,971.1	37.20%	0.717
	HSD	37,248	0	36.11	0.0741	0.0		
	NG	923,036	-		0.0561	466,094.9	40.00%	0.505
Total		1,387,160				833,822.4		

Tabel 8 : Daya listrik yang dibangkitkan dan Jumlah Emisi CO₂ 2004

Item		(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
		Daya yang dibangkitkan	Konsumsi bahan bakar	NCV	EF	Emissi	Effisiensi	Faktor Emisi CO ₂
unit		MWh	kl	GJ/kltr	tCO ₂ /GJ	tCO ₂	%	tCO ₂ /MWh
Data source		PLN	PLN	PERTAMINA	IPCCC		PLN	
PLN	HSD	276,127	86,499	36.11	0.0741	231,318.0	-	-
	MFO		9,739	40.61	0.0774	30,598.6		-
IPP	MFO	228,174		40.61	0.0774	163,530.6	37.20%	0.717
	HSD	36,710	37,271	36.11	0.0741	99,672.0		
	NG	987,867			0.0561	498,831.9	40.00%	0.505
Total		1,528,877				1,023,951.0		

Tabel 9 : Daya listrik yang dibangkitkan dan Jumlah Emisi CO₂ 2005

Item	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)
	Daya yang dibangkitkan	Konsumsi bahan bakar	NCV	EF	Emissi	E f f i - siensi	Faktor Emisi CO ₂
unit	MWh	kl	GJ/k ltr	t-CO ₂ /GJ	t-CO ₂	%	tCO ₂ /MWh
Sumber Data	PLN	PLN	PERTAMINA	IPCCC	PERTAMINA	PLN	
PLN	HSD	369,738	121,919	36.11	0.0741	326,040.0	-
	MFO		1,579	40.61	0.0774	4,961.1	-
IPP	MFO	191,305	-	40.61	0.0774	137,107.3	37.20%
	HSD	55,900	2,532	36.11	0.0741	6,771.2	
	NG	1,049,366	-		0.0561	529,886.6	40.00%
Total		1,666,309			1,004,766		

Tabel 10 : Group Pembangkit (M) untuk Penentuan Faktor Emisi Build Margin

Klasifikasi kumpulan pembangkit (m)	<i>“The five power plants that have been built recently”</i>	<i>“The power plants capacity addition to the electricity system that comprises 20% of system generation (in MWh) and that have been built most recently”</i>	Komentar
Jumlah Listrik yang dibangkitkan	1,664,286.4	1,268,116	Total Listrik yang dibangkitkan 2.442(GWh) di system grid Sulawesi Selatan (Buku Statistik PT PLN Sulawesi Selatan dan Tenggara tahun 2005)
Proporsi (rasio dari tota pembangkit di grid Sulawesi Selatan)	69.34%	52.83%	
Pilihan Group	O		

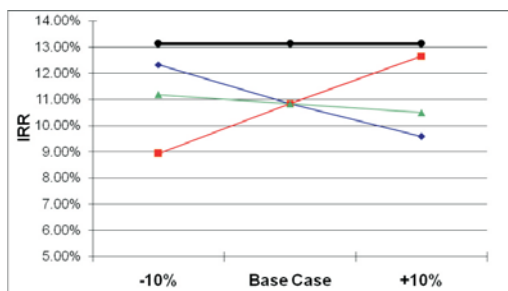
Tabel 11 : Group Pembangkit yang digunakan untuk Perhitungan dan Faktor Emisi CO₂ untuk Build Margin

Pemilik	Pembangkit Listrik		Tahun	2005				
	Nama	Tipe		Unit	T o t a l Kapasitas (MW)	Daya Listrik yang dibangkit		E m i s i (tCO ₂)
						Gross (MWh)	Net (MWh)	
IPP	Suppa	PLTD	1996	6	64.8	194,679	191,305	137,107
PT PLN	Tello	PLTG	1996	5	167.0	208,478	204,865	213,375
IPP	Sengkang	PLTGU	2000	1	130.0	1,067,873	1,049,366	529,887
Rental	Bili Bili	PLTA	2005	2	40.0	213,395	209,697	0
Renta	Sewatama Palopo	PLTD	2005	15	15.0	50,370	9,053	6,771
Total							1,664,286	887,140
EFBM (tCO ₂ e/MWh)								0.533

Asumsi harta CER, untuk 25 tahun adalah 5US\$ pada 5 tahun pertama dan 20US\$ pada tahun selanjutnya sampai 25 tahun. Dilakukan perhitungan IRR jika proyek tidak mempunyai pendapat dari CER dan jika mendapatkan tambahan pendapatan dari CER. Kenaikan IRR dari pendapatan tambahan CER sebesar 3%, meningkat dari 10,84% menjadi 13,84%. Parameter hasil perhitungan ditunjukkan di tabel 12.

Benchmark ditentukan berdasarkan bunga bank untuk Working Capital yang dikeluarkan Bank Indonesia, dengan nilai rata-rata di tahun 2004, sebesar 13,13%. Nilai benchmark ini adalah nilai kredit pinjaman, sehingga tidak jelas hubungannya dengan pajak pendapatan.

Dengan adanya penambahan pendapatan dari penjualan karbon CER, kelayakan keekonomian ini naik, dengan ditunjukkan IRR berada di atas benchmark, yaitu bunga pinjaman bank (13.13%).



■: harga jual listrik, ▲: biaya administrasi, ◆: nilai investasi

Gambar 7 : Benchmark dan IRR Proyek

Tabel 12 Parameter dan Hasil Perhitungan

Tanpa CDM	Dengan CDM	
Nilai Investasi	Rp 46,2 Milyar	
Benchmark	13,13%	
Usia Proyek	25 tahun	
IRR Proyek	10,84%	13,84%

4. KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan studi untuk kelayakan proyek CDM ini dapat dibuktikan bahwa keuntungan dari penjualan kredit karbon dapat meningkatkan IRR sebuah proyek PLTMH yang tidak layak secara finansial berdasarkan benchmark bunga pinjaman untuk investasi pada tahun 2004 (saat studi proyek ini dibuat). Pertambahan pendapatan dari penjualan kredit karbon (CER/*Certified Emission Reduction*) sangat cocok diimplementasikan di Indonesia, karena belum adanya insentif khusus pada pembangkit – pembangkit yang menggunakan energi terbarukan.

Emisi karbon dari suatu sistem ketenagalistrikan dapat meningkat dengan meningkatnya pemakaian bahan bakar listrik yang berbahan bakar fosil.

DAFTAR PUSTAKA

1. Anonim, Peraturan Menteri No:1122 K/30/MEM/2002 tentang Pembangkit Listrik Tersebar
2. Anonim, Peraturan Menteri No:002 Pembangkit Listrik Energi Terbarukan Skala Menengah
3. Anonim, <http://www.detikfinance.com/read/2008/05/19/162537/941761/4/indonesia-belum-berani-keluarkan-insentif-energi-alternatif>
4. Anonim, http://www.mki-online.org/news_3/Mendorong%20Energi%20Terbarukan.htm
5. Anonim, http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php
6. Anonim, Studi PLTMH Ranteballa, PT CDM Indonesia Jaya, 2005
7. Anonim, "Approved small-scales methodologies", <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>
8. Anonim, ACM (Approved Consolidation Methodology) 0002 version ke 6, "Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources", 19 May 2006, UNFCCC.

9. Anonim, PTPSE-BPPT, Kajima Co., Chugoku EPCO dan PT FFEL, "Project Design Document of Ranteballa Small-Scale Hydroelectric Power Project", 2007.
10. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) WILAYAH SULAWESI SELATAN, DAN TENGGARA STATISTIK 2001
11. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) WILAYAH SULAWESI SELATAN, DAN TENGGARA STATISTIK, tahun 2002
12. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) WILAYAH SULAWESI SELATAN, DAN TENGGARA STATISTIK, tahun 2003
13. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) WILAYAH SULAWESI SELATAN, DAN TENGGARA STATISTIK, tahun 2004
14. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) WILAYAH SULAWESI SELATAN, DAN TENGGARA STATISTIK, tahun 2005
15. Anonim, Methodological tool (Version 01.1) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", EB 35 Report Annex 12 Page 1
16. Anonim, Buku Statistik PT PLN (PERSERO) KITLUR SUMBAGUT 2005