

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Umum

Bab ini akan membahas beberapa hal yang melandasi penyusunan analisis pengaruh penambahan PLTU batubara terhadap faktor emisi *baseline* di sistem JAMALI. Landasan tersebut meliputi tata cara perhitungan faktor emisi *baseline* di sistem JAMALI yang mengacu kepada metode *Tools to Calculate the Emission Factor for an Electricity System* Versi 01.1. kemudian menghitung penurunan emisi dari proyek CDM yang dijadikan contoh menggunakan *Consolidated Baseline Methodology for Grid-Connected Electricity Generation From Renewable Sources* ACM-0002 versi 8. Metode ini telah disetujui oleh CDM-Executive board. CDM-Executive board adalah badan yang berwenang mengeluarkan sertifikat penurunan emisi atau *Certified of Emission Reduction* (CER) dari proyek-proyek CDM. Satu CER setara dengan satu ton karbondioksida (1 tCO₂). CDM-Executive board berada di bawah naungan Perserikatan Bangsa-Bangsa (PBB).

Faktor emisi berkaitan dengan jumlah gas rumah kaca yang disetarakan dengan gas CO₂ hasil kegiatan manusia. Pada proses pembakaran bahan bakar fosil, faktor emisi terkait dengan jumlah karbon (C) yang terkandung di dalam bahan bakar tersebut. Semakin banyak karbon yang mengalami oksidasi dalam proses pembakaran maka akan semakin efisien pembakaran tersebut. Faktor emisi *baseline* di suatu sistem pembangkit listrik merupakan koefisien yang digunakan untuk menentukan jumlah berat gas CO₂ (ton) yang dihasilkan oleh suatu pembangkit di sistem tersebut untuk menghasilkan energi listrik (MWh) dalam satu tahun.

2.2 Pemanasan Global dan *Clean Development Mechanism* (CDM)

Isu pemanasan global akhir-akhir ini semakin menguat seiring dengan semakin meningkatnya dampak yang dirasakan oleh manusia. Dampak yang paling nyata yaitu terjadinya perubahan iklim global. Sebelas dari dua belas tahun terakhir merupakan tahun-tahun terhangat dalam temperatur permukaan global sejak tahun 1850¹. Tingkat pemanasan rata-rata selama lima puluh tahun terakhir hampir dua kali lipat dari rata-rata seratus tahun terakhir. Temperatur rata-rata

global naik sebesar 0.74°C selama abad ke-20, dimana pemanasan lebih dirasakan pada daerah daratan daripada lautan¹.

Pemanasan global dan perubahan iklim di bumi telah diketahui disebabkan oleh meningkatnya kadar gas rumah kaca di atmosfer dalam jumlah besar dan waktu yang singkat. Gas rumah kaca terutama karbon dioksida (CO_2), metana (CH_4), dan *nitrous oxide* (N_2O) secara alamiah sudah terdapat di atmosfer bumi dengan kadar tertentu yang tidak mengganggu ekosistem. Keberadaan gas rumah kaca secara alamiah di atmosfer pada dasarnya turut membantu kelangsungan kehidupan di bumi. Gas-gas tersebut memantulkan kembali sebagian radiasi matahari yang dipantulkan oleh permukaan bumi sehingga suhu bumi menjadi hangat dan nyaman untuk didiami.

Kondisi bumi yang nyaman bagi kehidupan telah membuat peradaban manusia berkembang pesat. Namun seiring dengan hal tersebut dan sejak dimulainya revolusi industri, pelepasan gas rumah kaca ke atmosfer semakin meningkat intensitasnya. Kegiatan manusia seperti pembakaran minyak bumi, gas bumi, dan batubara, penebangan hutan, peternakan, dan pertanian memberikan kontribusi yang besar terhadap terganggunya ekosistem di bumi akibat semakin tebalnya gas rumah kaca.

Proses pembakaran minyak bumi, gas bumi, dan batubara terjadi akibat kegiatan manusia dalam rangka memenuhi kebutuhannya akan energi. Proses ini menyebabkan terlepasnya gas karbon dioksida (CO_2) dalam jumlah yang sangat besar ke lapisan atmosfer. Dalam rangka pemenuhan kebutuhannya akan pangan, manusia melakukan peternakan dan pertanian dengan metode tertentu untuk mendapatkan hasil yang besar. Jumlah ternak yang besar menghasilkan emisi berupa gas metana (CH_4) sedangkan pupuk yang digunakan dalam pertanian mengemisikan gas *nitrous oxide* (N_2O). Penebangan hutan tanpa melakukan penanaman kembali mengurangi jumlah gas karbon dioksida yang terserap dari atmosfer.

Peningkatan kadar gas rumah kaca di atmosfer menimbulkan efek seperti yang terjadi di dalam rumah kaca sehingga efek ini disebut efek rumah kaca

¹ United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change. *Sekilas tentang perubahan iklim*. <http://unfccc.int/files/meetings/cop_13/press/application/pdf/sekilas_tentang_perubahan_iklim.pdf>

(*greenhouse effect*). Gas-gas rumah kaca yang dihasilkan oleh kegiatan manusia sesuai ketentuan Protokol Kyoto (Annex A, Protokol Kyoto) yaitu:

- Karbon dioksida (CO₂),
- Metana (CH₄),
- *Nitrous oxide* (N₂O),
- *Hydrofluorocarbons* (HFCs),
- *Per fluorocarbons* (PFCs), dan
- *Sulphur hexafluoride* (SF₆).

Konsentrasi gas rumah kaca yang tinggi di atmosfer menyebabkan radiasi matahari yang dipantulkan kembali oleh permukaan bumi ke luar atmosfer semakin sedikit. Radiasi matahari tersebut sebagian diserap oleh gas-gas rumah kaca dan sebagian dipantulkan kembali ke segala arah. Efek dari proses tersebut adalah semakin meningkatnya suhu atmosfer bagian bawah dan suhu permukaan bumi.

Meningkatnya suhu bumi yang sangat ekstrim akibat menebalnya gas rumah kaca di atmosfer mengakibatkan sistem iklim yang sudah terbentuk sejak dimulainya kehidupan di bumi berusaha menyesuaikan diri. Ketika bumi menerima energi dari matahari dalam jangka panjang, energi tersebut harus kembali dilepaskan ke luar angkasa agar kondisi bumi tidak terlalu panas. Gas rumah kaca yang semakin tebal menyebabkan pelepasan energi tersebut ke luar angkasa menjadi terhambat. Hal ini mengharuskan sistem iklim untuk menyesuaikan diri agar terjadi keseimbangan antara energi yang diterima dengan energi yang dilepaskan. Perubahan-perubahan yang terjadi akibat penyesuaian yang dilakukan oleh sistem iklim antara lain ditandai dengan berubahnya tutupan awan dan pola angin yang mempengaruhi cuaca di bumi.

Pemanasan global dan perubahan iklim di Indonesia antara lain ditandai dengan musim kemarau yang berkepanjangan dan curah hujan yang lebih lebat. Kedua perubahan terhadap musim tersebut menyebabkan berubahnya pola tanam di sektor pertanian yang berpotensi mengganggu ketahanan pangan. Selain itu perubahan iklim juga menyebabkan meningkatnya tinggi permukaan air akibat mencairnya es di permukaan bumi sehingga mengancam keberadaan wilayah-

wilayah pesisir yang produktif. Keanekaragaman hayati di perairan juga terpengaruh akibat meningkatnya suhu perairan.

Perhatian dunia terhadap kondisi di atas, terutama oleh negara-negara industri maju, diwujudkan dengan pembentukan *The United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) pada tahun 1992. Tujuan dibentuknya konvensi ini yaitu untuk menciptakan stabilitas kadar gas rumah kaca di atmosfer pada suatu tingkat dimana bahaya interferensi antropogenik terhadap sistem iklim dapat dicegah. Kondisi ini harus dicapai dalam jangka waktu tertentu agar ekosistem bumi dapat beradaptasi secara alamiah terhadap perubahan iklim, produksi pangan tidak terganggu, dan pertumbuhan ekonomi tetap berjalan secara berkelanjutan.

Sebagai langkah nyata dalam rangka mewujudkan tujuan dari UNFCCC maka pada tahun 1997 dalam sebuah perundingan tingkat tinggi yang berlangsung di Kyoto, Jepang, UNFCCC menghasilkan konsensus untuk mengadopsi suatu protokol. Protokol yang disebut dengan Protokol Kyoto ini mewajibkan negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I seperti yang disebutkan dalam perjanjian UNFCCC, untuk menurunkan jumlah emisi gas rumah kaca yang dihasilkannya setidaknya sebesar 5% dibawah jumlah emisi pada tahun 1990. Kewajiban ini berlaku pada periode komitmen tahun 2008 sampai dengan 2012 (*Article 3*, Protokol Kyoto).

Protokol Kyoto memuat tiga mekanisme yang dapat ditempuh oleh negara-negara Annex I dalam memenuhi kewajibannya untuk mengurangi jumlah emisinya yaitu:

- *Joint Implementation* (JI),
- *Emission Trading*, dan
- *Clean Development Mechanism* (CDM).

Ketiga mekanisme ini memberikan kemudahan dan keuntungan bagi negara-negara Annex I dalam memenuhi target pengurangan emisinya dengan memberikan kesempatan untuk melakukannya di negara-negara lain yang mungkin akan membutuhkan biaya lebih sedikit dibandingkan bila dilakukan di negaranya.

Joint Implementation adalah mekanisme yang hanya dapat dilakukan diantara negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I. Mekanisme ini memungkinkan suatu negara Annex I untuk melaksanakan proyek yang dapat mengurangi atau menghilangkan emisi karbon di negara Annex I lainnya. Keluaran dari pelaksanaan mekanisme ini adalah berupa *Emission Reduction Unit* (ERU) yang dapat digunakan oleh negara-negara Annex I untuk memenuhi target pengurangan emisinya.

Emission trading (perdagangan emisi) muncul karena adanya kemungkinan bagi suatu negara Annex I untuk memindahkan atau memperoleh ERU ke atau dari negara Annex I lainnya. Mekanisme perdagangan emisi serupa dengan mekanisme *joint implementation* yaitu hanya berlaku bagi negara-negara yang termasuk ke dalam Annex I. ERU yang berasal dari suatu negara Annex I tidak dihitung sebagai pengurangan emisi dari negara asal namun dianggap sebagai pengurangan emisi bagi negara Annex I yang membelinya.

Clean Development Mechanism (CDM) merupakan mekanisme yang lebih fleksibel dari kedua mekanisme di atas karena mekanisme ini melibatkan partisipasi negara-negara yang tidak termasuk ke dalam Annex I. Tujuan utama dari CDM adalah memperluas kemungkinan negara-negara Annex I untuk memenuhi target pengurangan emisi yang telah ditetapkan bagi negaranya. CDM memungkinkan negara-negara Annex I melakukan upaya pengurangan emisi dengan biaya yang lebih murah dibandingkan jika dilakukan di negaranya atau di negara Annex I lainnya. Disamping itu, CDM juga diharapkan dapat membantu negara-negara yang tidak termasuk ke dalam Annex I untuk berpartisipasi dalam rangka mencapai tujuan akhir dari UNFCCC serta mampu melaksanakan pembangunan yang berkelanjutan.

Dalam pelaksanaannya, skema CDM harus memberikan manfaat nyata, terukur, dan jangka panjang bagi negara-negara non Annex I tempat dilaksanakannya proyek CDM berupa pembangunan yang berkelanjutan. Keluaran dari proyek CDM berupa bukti pengurangan emisi yang disebut *Certified Emission Reduction* (CER) yang setara dengan 1 ton CO₂. Negara Annex I yang terlibat dalam proyek CDM dapat melakukan klaim terhadap CER yang dihasilkan sebagai pengurangan emisi bagi negara tersebut. CER tersebut

juga dapat dipindahkan ke negara-negara Annex I lainnya melalui mekanisme *emission trading*. Partisipasi CDM di negara-negara non Annex I dapat melibatkan pemerintah ataupun swasta dengan mengacu kepada panduan-panduan yang ditetapkan oleh CDM-*Executive Board*.

2.3 Prosedur Penghitungan Faktor Emisi *Baseline*

Prosedur penghitungan faktor emisi *baseline* dari suatu sistem pembangkit listrik menggunakan metode yang telah ditetapkan oleh CDM-*Executive board* yaitu *Tools to Calculate the Emission Factor for an Electricity System* Versi 01.1. Penghitungan faktor emisi *baseline* dalam metode ini dilakukan dengan menghitung faktor emisi yang dihasilkan oleh dua jenis kelompok pembangkit yaitu *Operating Margin* (OM) dan *Build Margin* (BM). Nilai faktor emisi *baseline* adalah nilai akumulasi antara OM dan BM disebut sebagai *Combine Margin* (CM). Metode perhitungan ini dikembangkan sebagai salah satu acuan dalam penyusunan *Project Design Document* (PDD) dari suatu proyek pembangunan pembangkit listrik yang akan diajukan melalui mekanisme CDM (proyek CDM). Dokumen PDD ini kemudian akan disahkan oleh CDM-*Executive board*.

Prosedur penghitungan faktor emisi *baseline* secara umum terdiri atas enam langkah^[2], sebagai berikut:

1. Langkah 1: Mengidentifikasi sistem ketenagalistrikan yang terkait.
2. Langkah 2: Memilih metode penghitungan faktor emisi di *Operating Margin* (OM).
3. Langkah 3: Menghitung faktor emisi OM berdasarkan metode yang dipilih.
4. Langkah 4: Mengidentifikasi kelompok pembangkit yang akan dimasukkan ke dalam penghitungan *build margin* (BM).
5. Langkah 5: Menghitung faktor emisi BM.
6. Langkah 6: menghitung faktor emisi CM.

2.3.1 Mengidentifikasi Sistem Ketenagalistrikan Terkait

Sistem ketenagalistrikan yang akan dihitung faktor emisi *baseline*-nya terdiri atas sekumpulan pembangkit listrik yang secara fisik terhubung dengan pembangkit listrik yang akan dimasukkan ke dalam proyek CDM. Dalam hal ini

penelitian bertujuan untuk menentukan faktor emisi *baseline* di sistem JAMALI sehingga pembangkit-pembangkit listrik yang secara fisik terhubung ke sistem JAMALI dimasukkan ke dalam perhitungan.

2.3.2 Memilih Metode Perhitungan Faktor Emisi *Operating Margin* (OM)

Penghitungan faktor emisi dari kelompok pembangkit yang termasuk ke dalam OM berdasarkan atas beberapa metode di bawah ini:

1. *Simple* OM.
2. *Simple adjusted* OM.
3. *Dispatch data analysis* OM,
4. *Average* OM.

Seluruh metode tersebut dapat digunakan untuk menentukan besaran faktor emisi pada OM, namun untuk *simple* OM ada persyaratan khusus yang harus dipenuhi yaitu pembangkit-pembangkit yang termasuk ke dalam jenis *low cost/must run* kontribusinya terhadap sistem tidak lebih dari 50% (lima puluh persen) dari total pembangkitan dalam rata-rata selama lima tahun terakhir atau dari rata-rata jangka panjang produksi pembangkit listrik tenaga air.

Data-data pendukung yang dapat dijadikan acuan dalam penghitungan faktor emisi menggunakan metode *simple* OM, *simple adjusted* OM, dan *average* OM adalah sebagai berikut sebagai berikut:

- *Ex ante*: Data sistem ketenagalistrikan selama tiga tahun terakhir dihitung sejak waktu penyerahan PDD kepada CDM-*Executive board* untuk dilakukan validasi tanpa perlu melakukan pengawasan dan penghitungan ulang faktor emisi selama periode kredit berlangsung.
- *Ex post*: Data yang tersedia pada saat proyek CDM terhubung ke sistem dan memerlukan pembaharuan selama masa pengawasan. Jika data yang dibutuhkan untuk penghitungan pada tahun *y* hanya akan tersedia dalam waktu lebih dari 6 bulan sejak berakhirnya tahun *y* maka data pada tahun *y-1* bisa digunakan. Jika data yang dibutuhkan hanya akan tersedia dalam waktu lebih dari 18 bulan sejak berakhirnya tahun *y* maka data pada tahun *y-2* dapat digunakan.

Data yang digunakan untuk penghitungan dengan metode *dispatch data analysis* OM adalah pada tahun proyek CDM tersambung ke dalam sistem dan dilakukan pembaharuan nilai faktor emisi setiap tahun selama masa pengawasan.

2.3.3 Menghitung Faktor Emisi OM Berdasarkan Metode Yang Dipilih.

2.3.3.1 Simple OM

Faktor emisi dengan metode *simple* OM dihitung sebagai emisi CO₂ rata-rata pembangkit per unit netto listrik yang dibangkitkan oleh seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem tidak termasuk pembangkit listrik jenis *low cost/must run*. Dalam perhitungan *simple* OM terdapat tiga pilihan rumus yang bisa digunakan berdasarkan datanya yaitu:

- Pilihan A, berdasarkan data konsumsi bahan bakar dan pembangkitan listrik netto dari setiap pembangkit listrik,
- Pilihan B, berdasarkan data pembangkitan listrik netto, efisiensi rata-rata dari setiap pembangkit listrik, dan jenis bahan bakar yang digunakan oleh setiap pembangkit,
- Pilihan C, berdasarkan data pembangkitan listrik netto total dari setiap pembangkit listrik yang melayani sistem, jenis bahan bakar, dan konsumsi bahan bakar total.

(1) Pilihan A:

Rumus jika pilihan A yang digunakan adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,OMsimple,y}} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2.1)$$

dimana,

$EF_{\text{grid,OMsimple,y}}$ = Faktor emisi *Simple* OM CO₂ pada tahun y (tCO₂/MWh)

$FC_{i,m,y}$ = Jumlah bahan bakar fosil jenis *i* yang dipakai oleh pembangkit listrik / unit *m* pada tahun y (massa atau volume)

$NCV_{i,y}$ = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis *i* pada tahun y (GJ/(massa atau volume))

- $EF_{CO_2,i,y}$ = Faktor emisi CO_2 dari bahan bakar fosil jenis i pada tahun y (tCO_2/GJ)
- $EG_{m,y}$ = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik m pada tahun y (MWh)
- m = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun y kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*
- i = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik m pada tahun y
- y = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

(2) Pilihan B:

Rumus yang digunakan jika pilihan B yang dipilih adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2.2)$$

dimana,

- $EF_{grid,Omsimple,y}$ = Faktor emisi *Simple* OM CO_2 pada tahun y (tCO_2/MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Faktor emisi CO_2 dari pembangkit listrik m pada tahun y (tCO_2/MWh)
- $EG_{m,y}$ = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik m pada tahun y (MWh)
- m = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun y kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*
- y = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

Faktor emisi CO_2 dari setiap pembangkit m dihitung berdasarkan:

- **Pilihan B1**, jika data konsumsi bahan bakar dan energi listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit m tersedia maka $EF_{EL,m,y}$ ditentukan dengan rumus^[2]:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (2.3)$$

dimana,

- $EF_{EL,m,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik m pada tahun y (tCO₂/MWh)
- $FC_{i,m,y}$ = Jumlah bahan bakar fosil jenis i yang dipakai oleh pembangkit listrik / unit m pada tahun y (massa atau volume)
- $NCV_{i,y}$ = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis i pada tahun y (GJ/(massa atau volume))
- $EF_{CO_2,i,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari bahan bakar fosil jenis i pada tahun y (tCO₂/GJ)
- $EG_{m,y}$ = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh pembangkit listrik m pada tahun y (MWh)
- m = Seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem pada tahun y kecuali pembangkit jenis *low cost/must run*
- i = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik m pada tahun y
- y = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

- **Pilihan B2**, jika data yang tersedia pada pembangkit hanya data jenis bahan bakar yang digunakan dan jumlah energi yang dibangkitkan, maka rumus yang digunakan adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (2.4)$$

dimana,

- $EF_{EL,m,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik m pada tahun y (tCO₂/MWh)
- $EF_{CO_2,m,i,y}$ = Faktor emisi CO₂ rata-rata dari jenis bahan bakar jenis i yang dipakai pembangkit m pada tahun y (tCO₂/GJ), jika pembangkit listrik m menggunakan beberapa jenis bahan bakar, maka jenis bahan bakar yang digunakan dalam perhitungan adalah yang memiliki emisi CO₂ terendah.
- $\eta_{m,y}$ = Efisiensi pembangkit listrik m dalam mengkonversikan energi (tCO₂/GJ)
- y = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

- **Pilihan B3**, digunakan jika data yang tersedia di pembangkit m hanya mengenai listrik yang dibangkitkan.

(3) Pilihan C:

Rumus yang digunakan bila pilihan C yang dipilih adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y}}{EG_y} \quad (2.5)$$

dengan,

$EF_{\text{grid,OMsimple},y}$ = Faktor emisi *simple* OM CO₂ pada tahun y (tCO₂/MWh)

$FC_{i,y}$ = Jumlah bahan bakar fosil jenis i yang dipakai oleh sistem ketenagalistrikan pada tahun y (massa atau volume)

$NCV_{i,y}$ = Nilai kalori murni (kandungan energi) (*net calorific value*) bahan bakar fosil jenis i pada tahun y (GJ/(massa atau volume))

$EF_{\text{CO}_2,i,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari bahan bakar fosil jenis i pada tahun y (tCO₂/GJ)

EG_y = Energi listrik netto yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem (grid) oleh seluruh pembangkit listrik yang melayani sistem, tidak termasuk *low cost/must run* pada tahun y (MWh)

i = Semua jenis bahan bakar fosil yang dibakar di pembangkit listrik m pada tahun y

y = tahun berdasarkan pilihan data *ex ante* atau *ex post*

2.3.3.2 Simple Adjusted OM

Metode *simple adjusted* OM merupakan variasi dari *simple* OM, dimana pembangkit-pembangkit listrik dibedakan menjadi 2 yaitu pembangkit *low cost/must run* (k) dan pembangkit selain *low cost/must run* (j). Penghitungan dengan metode *simple adjusted* OM dapat dilakukan dengan dua cara yaitu:

- Berdasarkan data konsumsi bahan bakar dan energi listrik netto yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit (Cara A), sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,OM-adj},y} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_{i,j} FC_{i,j,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{\sum_j EG_{j,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_{i,k} FC_{i,k,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (2.6)$$

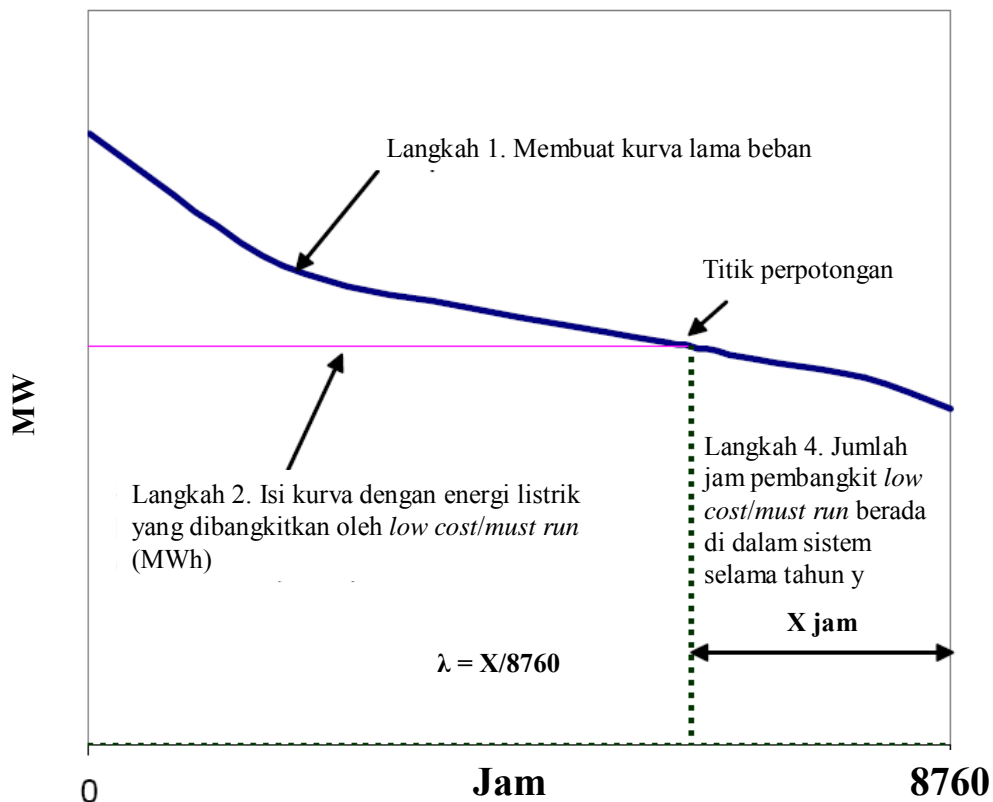
- Berdasarkan data energi listrik netto yang dibangkitkan, efisiensi rata-rata, dan jenis bahan bakar yang dipakai oleh setiap pembangkit listrik (Cara B), sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,OM-adj,y}} = (1 - \lambda_y) \times \frac{\sum_j EG_{j,y} \times EF_{EL,j,y}}{\sum_j EG_{j,y}} + \lambda_y \times \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (2.7)$$

$FC_{i,j,y}$, $FC_{i,k,y}$, $NCV_{i,y}$, $EF_{CO_2,i,y}$, $EG_{j,y}$, $EG_{k,y}$, $EF_{EL,j,y}$, dan $EF_{EL,k,y}$ memiliki definisi yang sama dengan yang digunakan pada metode *simple OM*.

λ_y didefinisikan sebagai^[2]:

$$\lambda_y (\%) = \frac{\text{Jumlah Jam Pembangkit } low\ cost/must\ run \text{ di dalam sistem selama tahun } y}{8760 \text{ jam per tahun}} \quad (2.8)$$



Gambar 2.1. Cara menentukan λ_y dalam metode *simple adjusted OM*.

Sumber: Tools to Calculate the Emission Factor for an Electricity System Versi 01.1.

Langkah-langkah dalam menentukan besarnya lambda (λ_y) seperti ditunjukkan oleh Gambar 2.1. adalah sebagai berikut:

- Langkah 1. Membuat kurva lama beban (*load duration curve*).
- Langkah 2. Mengumpulkan data dari setiap pembangkit listrik. Menghitung energi listrik total yang dibangkitkan per tahun (MWh) oleh pembangkit listrik *low cost/must run*.
- Langkah 3. Buat garis horisontal melalui kurva beban harian sedemikian sehingga luas area di bawah kurva (MW dikalikan dengan jam) sama dengan energi listrik total seperti perhitungan pada Langkah 2.
- Langkah 4. Menentukan jumlah jam pembangkit *low cost/must run* berada di dalam sistem selama tahun y . Pertama menentukan perpotongan antara garis horisontal yang dibuat pada Langkah 3 dengan kurva beban harian yang dibuat pada Langkah 1. Jumlah jam yang terdapat di sebelah kanan dari perpotongan merupakan jumlah jumlah jam pembangkit *low cost/must run* berada di dalam sistem pada tahun y . Jika tidak terdapat perpotongan maka dapat disimpulkan bahwa pembangkit *low cost/must run* tidak muncul di sistem sehingga λ_y dapat dianggap sama dengan nol.

2.3.3.3 Dispatch Data Analysis OM

Metode penghitungan faktor emisi dengan *dispatch data analysis* OM ditentukan berdasarkan pembangkit-pembangkit listrik yang mengalirkan energi ke sistem selama jam h ketika proyek CDM juga mengalirkan energi ke sistem. Data historis tidak dapat dilakukan dalam metode ini sehingga diperlukan pengawasan tahunan atas faktor emisi. Rumus penghitungan faktor emisi adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,OM-DD},y} = \frac{\sum_h EG_{\text{PJ},h} \cdot EF_{\text{EL,DD},h}}{EG_{\text{PJ},y}} \quad (2.9)$$

dimana,

$EF_{\text{grid,Om-DD},y}$ = Faktor emisi *dispatch data analysis* OM CO₂ pada tahun y (tCO₂/MWh)

$EG_{\text{PJ},h}$ = Energi listrik yang dialirkan ke sistem oleh proyek CDM pada jam h di tahun y (MWh)

- $EF_{EL,DD,h}$ = Faktor emisi CO_2 dari pembangkit listrik pada pembangkitan maksimumnya di jam h pada tahun y (tCO_2/MWh)
- $EG_{PJ,y}$ = Energi listrik yang dialirkan sistem oleh proyek CDM pada di tahun y (MWh)
- h = Jam pada tahun y dimana proyek CDM mengalirkan listrik ke sistem.
- y = tahun dimana proyek CDM mengalirkan listrik ke sistem

Jika data konsumsi bahan bakar per jam tersedia, maka *emission factor* per jam adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (2.10)$$

dimana,

- $EF_{EL,DD,h}$ = Faktor emisi CO_2 dari pembangkit pada saat pembangkitan maksimum di jam h pada tahun y (tCO_2/MWh)
- $FC_{i,n,h}$ = Jumlah bahan bakar fosil jenis i yang dipakai oleh pembangkit n pada jam h
- $NCV_{i,y}$ = Nilai kalori murni (kandungan energi)
- $EF_{CO_2,i,y}$ = Faktor emisi CO_2 dari bahan bakar fosil tipe i pada tahun y (tCO_2/GJ)
- $EG_{n,h}$ = Energi listrik yang dibangkitkan dan dialirkan ke sistem oleh pembangkit n pada jam h (MWh)
- n = Pembangkit yang berada pada pembangkitan maksimum
- i = Jenis bahan bakar fosil yang dibakar oleh pembangkit n pada tahun y
- h = Jam pada tahun y ketika proyek CDM mengalirkan energi listrik ke sistem.
- y = tahun dimana proyek CDM mengalirkan listrik ke sistem

Jika yang tersedia adalah data mengenai efisiensi pembangkit dan jenis bahan bakar yang dipakai maka cara penghitungannya adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (2.11)$$

dimana,

$EF_{EL,DD,h}$ = Faktor emisi CO₂ dari pembangkit pada saat kapasitas maksimumnya di jam h pada tahun y (tCO₂/MWh)

$EG_{n,h}$ = Energi listrik yang dibangkitkan dan dialirkan ke sistem oleh pembangkit n pada jam h (MWh)

$EF_{EL,n,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari pembangkit n pada tahun y (tCO₂/MWh)

n = Pembangkit yang berada pada pembangkitan maksimum

h = Jam pada tahun y ketika proyek CDM mengalirkan energi listrik ke sistem

Penghitungan faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik n dilakukan dengan cara seperti yang telah dijelaskan pada metode *simple* OM menggunakan Pilihan B1 dan B2.

2.3.3.4 Average OM

Faktor emisi dengan metode *average* OM ($EF_{grid,OM-ave,y}$) dihitung sebagai emisi rata-rata dari seluruh pembangkit yang melayani sistem (grid) menggunakan metode *simple* OM namun juga memasukkan pembangkit yang termasuk *low cost/must run*.

2.3.4 Mengidentifikasi Kelompok Pembangkit *Build Margin* (BM).

Pembangkit-pembangkit m yang akan digunakan untuk menghitung *build margin* (BM) terdiri atas:

1. Lima pembangkit yang termasuk kelompok pembangkit baru, atau
2. Pembangkit-pembangkit terbaru di dalam sistem yang jumlah total kapasitas pembangkitannya mencapai 20% (dua puluh persen) dari total pembangkitan sistem.

Penentuan usia pembangkit dihitung berdasarkan saat pembangkit tersebut mulai terhubung ke sistem. Pembangkit yang terdaftar sebagai proyek CDM tidak termasuk ke dalam kelompok BM.

2.3.5 Menghitung faktor emisi *Build Margin* (BM)

Penghitungan faktor emisi BM adalah sebagai berikut^[2]:

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{\text{EL},m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2.12)$$

dimana,

- $EF_{\text{grid,BM},y}$ = Faktor emisi CO₂ BM pada tahun y (tCO₂/MWh)
 $EG_{m,y}$ = Energi Listrik yang dibangkitkan dan disalurkan ke sistem oleh pembangkit m pada tahun y (MWh)
 $EF_{\text{EL},m,y}$ = Faktor emisi CO₂ dari pembangkit m pada tahun y (tCO₂/MWh)
 m = Pembangkit yang termasuk BM
 y = Tahun terkini dimana data mengenai pembangkitan listrik tersedia

2.3.6 Menghitung Faktor Emisi *Combine Margin* (CM)

Faktor emisi CM dihitung menggunakan rumus^[2]:

$$EF_{\text{grid,CM},y} = EF_{\text{grid,OM},y} \times w_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM},y} \times w_{\text{BM}} \quad (2.13)$$

dimana,

- $EF_{\text{grid,BM},y}$ = Faktor emisi CO₂ BM pada tahun y (tCO₂/MWh)
 $EF_{\text{grid,OM},y}$ = Faktor emisi CO₂ OM pada tahun y (tCO₂/MWh)
 w_{OM} = *Weighting* faktor emisi OM (%)
 w_{BM} = *Weighting* faktor emisi BM (%)

Nilai w_{OM} dan w_{BM} ditentukan sebagai berikut:

- Bila proyek CDM yang didaftarkan berupa pembangkit listrik tenaga angin dan tenaga surya maka nilai $w_{\text{OM}} = 0,75$ dan $w_{\text{BM}} = 0,25$ untuk masa kredit pertama dan berikutnya.
- Bila proyek CDM selain pembangkit listrik tenaga angin dan tenaga surya maka nilai $w_{\text{OM}} = 0,5$ dan $w_{\text{BM}} = 0,5$ untuk masa kredit pertama dan $w_{\text{OM}} = 0,5$ dan $w_{\text{BM}} = 0,5$ untuk masa kredit kedua dan ketiga.
- Nilai w_{OM} dan w_{BM} selain ketentuan di atas bisa saja dipakai selama nilai $w_{\text{OM}} + w_{\text{BM}} = 1$.

Nilai faktor emisi CM merupakan nilai faktor emisi *baseline* dari suatu sistem ketenagalistrikan.

2.3 Prosedur Umum Penghitungan Pengurangan Emisi

Pengurangan emisi CO₂ merupakan tujuan dari proyek-proyek yang terdaftar sebagai proyek CDM. Untuk proyek pembangkit listrik yang terhubung ke suatu sistem, besarnya pengurangan emisi CO₂ ditentukan dengan menghitung selisih antara faktor emisi *baseline* proyek dengan emisi CO₂ ekuivalen yang dihasilkan oleh proyek tersebut selama setahun.

Langkah-langkah penghitungan pengurangan emisi adalah sebagai berikut²:

$$BE_y = EG_y \times EF_y \quad (2.14)$$

Dimana,

BE_y = Emisi *baseline* (tCO₂)

EG_y = Energi listrik (MWh/tahun)

EF_y = Faktor emisi *baseline* (tCO₂/MWh)

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (2.15)$$

Dimana,

ER_y = Pengurangan emisi (tCO₂)

PE_y = Emisi dari PLTP (tCO₂)

L_y = Emisi akibat kebocoran (diasumsikan sama dengan nol) (tCO₂)

2.4 Net Calorific Value (NCV)

Kandungan utama dari suatu jenis bahan bakar yang menghasilkan panas adalah karbon dan hidrogen. Dua elemen inilah yang memberikan kontribusi paling besar terhadap nilai kalori dari suatu jenis bahan bakar. Selain dua elemen tersebut pada dasarnya juga terdapat elemen-elemen lain yang terkandung di dalam suatu jenis bahan bakar, namun kontribusi elemen-elemen tersebut terhadap nilai kalorinya sangat kecil atau hampir tidak ada sama sekali.

Pada saat pembakaran (*combustion*), hidrogen dan karbon yang bereaksi dengan oksigen menghasilkan panas. Hidrogen yang bereaksi dengan oksigen

² United Nations. United Nations Framework Convention on Climate Change. *Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*. <<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved.html>>

akan menghasilkan air dalam bentuk uap akibat suhu yang tinggi pada saat pembakaran. Uap air ini hampir selalu terbuang ke udara bersama sisa-sisa pembakaran melalui saluran pembuangan dari tempat terjadinya proses pembakaran.

Gas-gas buang yang merupakan sisa pembakaran termasuk uap air akan mengalami pendinginan. Uap air tersebut kemudian berkondensasi ke bentuk cair sambil melepaskan panas. Panas yang muncul pada saat air berkondensasi ke bentuk cair tersebut disebut panas laten (*latent heat*) yang juga dibuang ke udara. Nilai panas akibat pembakaran bahan bakar tersebut terdiri atas dua jenis yaitu nilai kotor (*gross value*) dan nilai murni (*net value*).

Nilai panas kotor merupakan jumlah seluruh panas yang dilepaskan termasuk panas yang terkandung di dalam air pada saat proses pembakaran. Nilai panas kotor ini biasa disebut dengan *higher heating value* (HHV) atau *gross calorific value* (GCV). Sedangkan nilai panas murni adalah jumlah panas yang dilepaskan pada saat pembakaran namun tidak termasuk panas yang terpakai untuk menguapkan air yang terbentuk akibat reaksi hidrogen dengan oksigen. Nilai panas murni biasa disebut *lower heating value* (LHV) atau *net calorific value* (NCV).

NCV untuk bahan bakar padat seperti batubara dan bahan bakar cair seperti HSD/IDO dan MFO nilainya sekitar 5% lebih rendah dari GCV. Sedangkan bahan bakar gas memiliki NCV yang nilainya 10% lebih rendah dari GCV³. Selisih antara nilai GCV dan NCV merupakan panas laten yang muncul pada saat pembakaran.

2.5 Konversi Karbon (C) Menjadi Karbondioksida (CO₂)

Bahan bakar fosil yang mengalami proses pembakaran akan menghasilkan karbon yang terlepas ke udara akibat proses tersebut. Hal ini berarti bahwa setiap pembakaran bahan bakar fosil akan menghasilkan emisi yang jumlahnya didefinisikan dalam satuan berat karbon contohnya dalam ton karbon (tC). Namun berdasarkan ketentuan internasional, jumlah emisi yang dihasilkan dari setiap

³ Intergovernmental Panel On Climate Change (2006). *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories Energy* (vol. 2). Japan: Author. hal. 1.16.

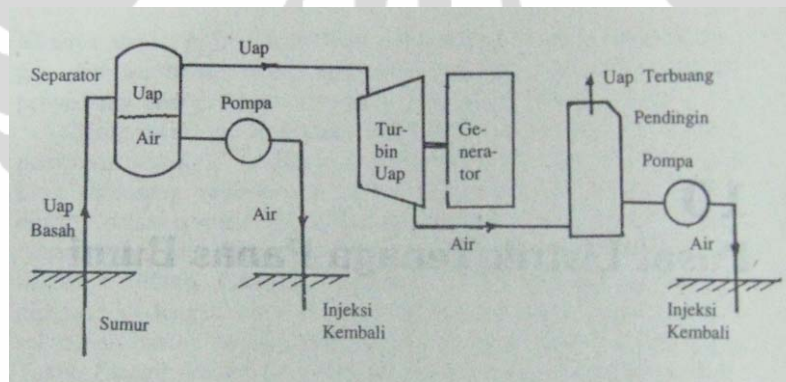
proses pembakaran bahan bakar fosil wajib didefinisikan dalam satuan berat karbondioksida contohnya ton karbondioksida (tCO₂).

Untuk memenuhi ketentuan tersebut di atas maka perlu dilakukan konversi terhadap jumlah berat karbon menjadi jumlah berat karbondioksida. Berat atomik karbon adalah 12, sedangkan berat atomik oksigen adalah 16. Jika digabungkan menjadi molekul karbondioksida, berat molekularnya adalah 44 yaitu terdiri atas 1 atom karbon seberat 12 dan 2 atom oksigen seberat 32. Hal ini berarti bahwa setiap 12 satuan berat karbon setara dengan 44 satuan berat karbondioksida, sehingga konversi dari karbon menjadi karbondioksida adalah sebagai berikut:

$$\text{Berat karbondioksida (CO}_2\text{)} = 44/12 \text{ berat karbon (C)} \quad (2.16)$$

2.6. Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) menggunakan sumber energi panas yang terkandung di dalam air panas, uap air, dan batuan bersama mineral ikutan dan gas lainnya yang secara genetis semuanya tidak dapat dipisahkan dalam suatu sistem Panas Bumi dan untuk pemanfaatannya diperlukan proses penambangan⁴.



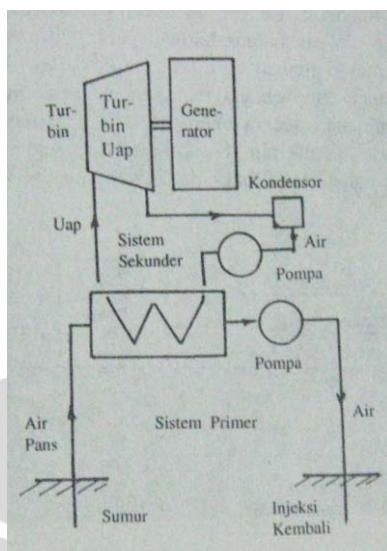
Gambar 2.2. Teknik Pemanfaatan Uap Basah

Sumber: Kadir, A. (1982). *Energi sumber daya, inovasi, tenaga listrik, dan potensi ekonomi*. Jakarta: UI-Press

Teknik pemanfaatan panas bumi untuk pembangkitan listrik terdiri atas tiga cara berdasarkan jenis sumbernya yaitu uap basah, air panas, dan batuan panas. Teknik pemanfaatan uap basah yaitu dengan memisahkan antara air dan uap melalui separator sebelum mencapai turbin. Air yang dihasilkan dari proses pemisahan diinjeksikan kembali ke dalam perut bumi sedangkan uapnya digunakan untuk memutar turbin. Uap yang telah dipakai mengalami proses

⁴ Undang-Undang Nomor 27 Tahun 2003 tentang Panas Bumi

pendinginan sehingga sebagian akan menjadi air yang akan dipompa ke perut bumi sedangkan sisa uapnya dilepaskan ke udara.



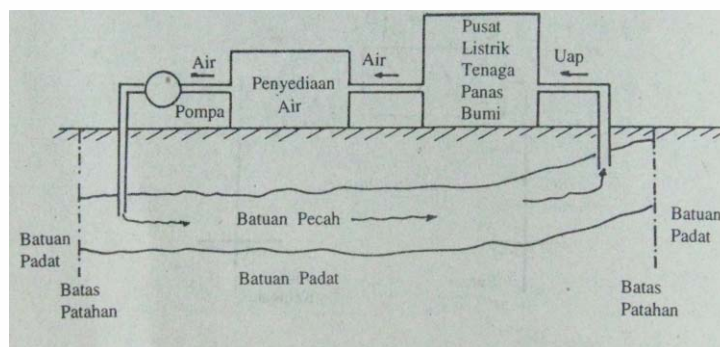
Gambar 2.3. Teknik Pemanfaatan Air Panas

Sumber: Kadir, A. (1982). *Energi sumber daya, inovasi, tenaga listrik, dan potensi ekonomi*. Jakarta: UI-Press

Teknik pemanfaatan air panas menggunakan sistem yang disebut sistem biner (*binary system*). Sistem ini terdiri atas sistem primer dan sistem sekunder. Air panas yang berasal dari perut bumi dimasukkan ke dalam sistem primer dan memindahkan kandungannya ke media yang ada di dalam sistem sekunder melalui penukar panas (*heat exchanger*) untuk kemudian diinjeksikan kembali ke dalam perut bumi. Media di dalam sistem sekunder setelah melewati penukar panas berubah menjadi uap yang akan memutar turbin. Media yang digunakan bisa berupa air, atau bahan lain yang memiliki titik didih rendah seperti amonia (NH_3) atau gas propan (C_3H_8)⁵.

Teknik pemanfaatan batuan panas yaitu dengan memompa air ke dalam perut bumi yang mengandung batuan panas di suatu ujung kemudian menyedot kembali air yang telah mengalami pemanasan berupa uap atau air panas di ujung lainnya. Uap atau air panas tersebut kemudian digunakan untuk menggerakkan turbin. Untuk menambah efektifitas pemanasan air, batuan panas yang terdapat di perut bumi tersebut diledakkan dengan suatu alat nuklir sehingga air dapat mengalir di sela-sela batuan panas yang pecah⁵.

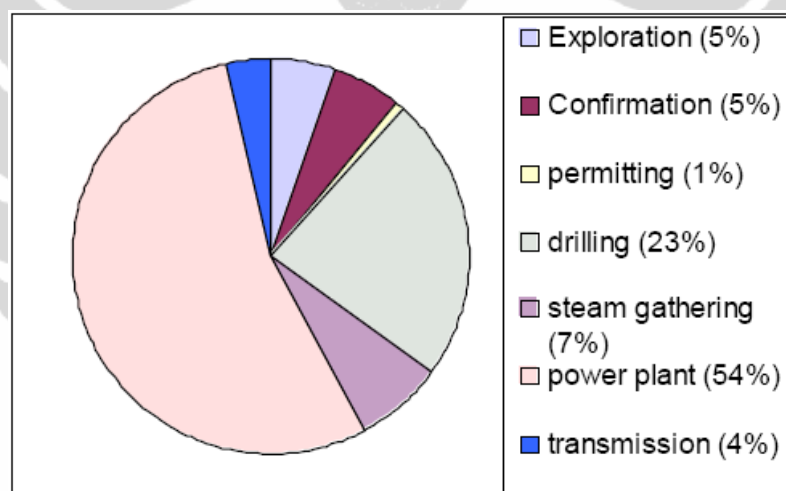
⁵ Kadir, A. (1982). *Energi, sumber daya, inovasi, tenaga listrik, dan potensi ekonomi*. Jakarta: UI-Press. hal. 338



Gambar 2.4. Teknik Pemanfaatan Batuan Panas

Sumber: Kadir, A. (1982). *Energi sumber daya, inovasi, tenaga listrik, dan potensi ekonomi*. Jakarta: UI-Press

Pengembangan sumber daya panas bumi untuk pembangkitan tenaga listrik terdiri atas tiga tahap yaitu eksplorasi (*exploration*), konfirmasi (*confirmation*), dan pengembangan lapangan (*site development*)⁶. Biaya pengembangan lapangan panas bumi meliputi 41% dari biaya keseluruhan pembangunan PLTP. Biaya lainnya meliputi pembangkit listrik (54%), transmisi (4%), dan perijinan (1%)⁶.



Gambar 2.5. Komposisi Tipikal Biaya Pembangunan PLTP

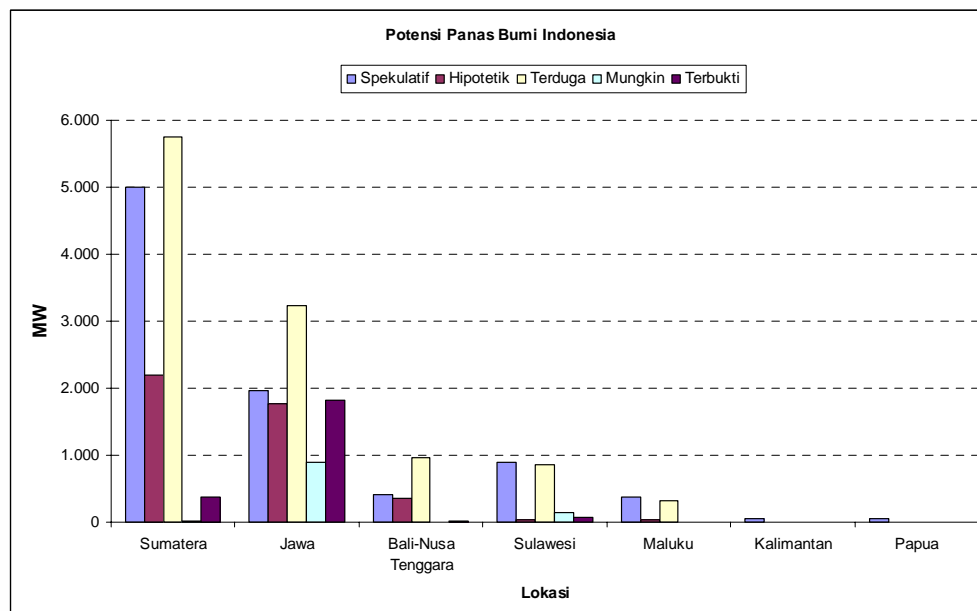
Sumber: Geothermal Energy Association. (2005, August). Factors affecting costs of geothermal power development. Washington: Author. <www.geo-energy.org>

2.7. Potensi Sumber Daya Panas Bumi di Indonesia

Proyek-proyek CDM di sektor pembangkitan tenaga listrik yang paling potensial untuk dilakukan di Indonesia adalah pembangunan PLTP. Indonesia memiliki potensi sumber daya panas bumi yang cukup besar, namun hingga saat ini pemanfaatan potensi tersebut masih sangat kurang. Cadangan terbesar sumber daya panas bumi Indonesia terdapat di pulau Sumatera kemudian disusul oleh

⁶ Geothermal Energy Association. (2005, August). Factors affecting costs of geothermal power development. Washington: Author. <www.geo-energy.org>

pulau Jawa. Cadangan yang cukup besar ini baru sebagian kecil yang dimanfaatkan sebagai sumber energi untuk PLTP. Potensi panas bumi di Indonesia seluruhnya adalah sebesar 27.601 MW⁷.



Gambar 2.6. Potensi Panas Bumi di Indonesia

Sumber: Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. (2008). *Handbook of Economic and Energy Statistic of Indonesia 2008*. Jakarta: Author

2.8. Model Penghitungan Keuangan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

Capital atau modal diasosiasikan dalam bentuk uang atau barang kepemilikan yang digunakan untuk menghasilkan tambahan modal. Nilai uang pada saat ini akan berbeda dengan nilai uang pada satu atau beberapa tahun mendatang karena adanya *interest* atau keuntungan yang mungkin diperoleh karena bertambahnya waktu. Pada model ini rumus yang dipakai adalah sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{k=1}^{-K} \frac{-I_k}{(1+r)^k} + \sum_{n=1}^N \frac{(P_n Q_n - C_n - AI_n)}{(1+r)^{n-1}} NCF_t / (1+r)^t \quad (2.17)$$

Dimana:

NPV : *Net present value* dari proyek

I_k : Biaya investasi selama tahun ke k

K : Masa konstruksi

⁷ Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. (2008). *Handbook of Economic and Energy Statistic of Indonesia 2008*. Jakarta: Author

- P_n : Harga jual listrik pada tahun ke- n
 N : Usia ekonomis
 Q_n : Penjualan energi pada tahun n
 C_n : Biaya O&M pada tahun ke n
 AI_n : Investasi tambahan pada tahun ke n
 r : *Discount rate*

Metode *Internal Rate of Return* (IRR) menentukan *interest rate* yang sesuai untuk memperoleh perbandingan yang layak antara alternatif arus uang masuk (*cash inflows*) dengan arus uang keluar (*cash outflows*). IRR dari proyek adalah nilai r pada rumus (2.17) yang menghasilkan NPV sama dengan nol (0).

