

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Energi Matahari

Pemanfaatan energi surya sebagai sumber pembangkit listrik dapat dilakukan melalui dua pendekatan teknologi, yaitu sistem *fotovoltaik (photovoltaic/PV)* dan sistem *fototermal (termal)*. Teknologi fotovoltaik bekerja dengan mengubah radiasi matahari secara langsung menjadi energi listrik melalui perangkat semikonduktor yang dikenal sebagai sel surya. Proses konversi ini berlangsung tanpa tahapan mekanik, sehingga menjadikan sistem PV efisien dan relatif sederhana dalam operasionalnya. Dalam penerapannya, teknologi PV pada Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dapat dikembangkan dalam beberapa konfigurasi, yaitu sistem terpusat (*centralized*), sistem mandiri atau terpisah dari jaringan (*stand-alone*), serta sistem hibrida (*hybrid*). Sistem hibrida merupakan kombinasi antara PLTS dan sumber pembangkit listrik lainnya untuk meningkatkan keandalan pasokan energi. Di Indonesia, sistem hibrida umumnya diintegrasikan dengan jaringan listrik PLN sehingga sering disebut sebagai sistem on-grid (N. Arif & Kastono, 2020).

Alasan utama menggunakan teknologi fotovoltaik ini adalah sebagai berikut (Dirjen EBTKE, 2018):

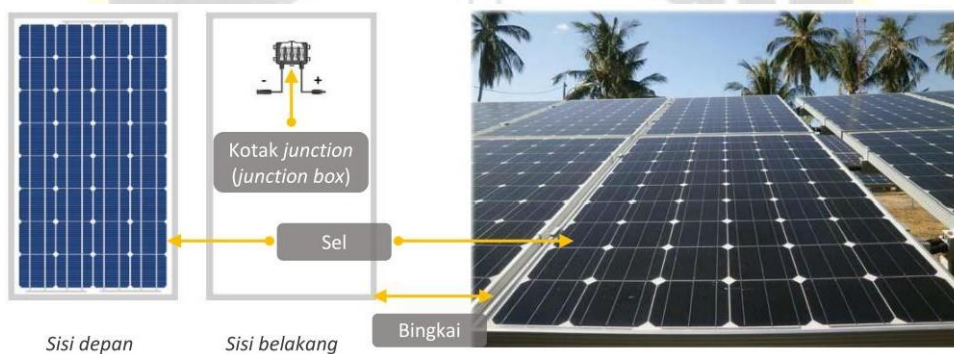
- Sumber energi yang melimpah dan tanpa biaya
- Sumber energi tersedia di tempat dan tidak perlu diangkut
- Biaya pengoperasian dan pemeliharaan sistem PLTS yang relatif kecil
- Tidak perlu pemeliharaan yang sering dan dapat dilakukan oleh operator setempat yang terlatih
- Ramah lingkungan, tidak ada emisi gas dan limbah cair atau padat yang berbahaya

2.2 Komponen PLTS

Adapun komponen sistem umumnya terdiri dari sel surya yang membentuk panel dan beberapa komponen pendukung lainnya seperti inverter, baterai, dan sistem kontrol, dan komponen lainnya yang terlibat dalam perancangan sistem PLTS.

2.2.1 Modul surya

Berdasarkan gambar 2.1 bahwa modul fotovoltaik terdiri dari sejumlah sel fotovoltaik yang saling terhubung secara seri dan diproduksi menjadi sebuah unit. Sel-sel tersebut berikutan dengan kawat busbar penghubungnya dilindungi oleh bahan pelapis atau enkapsulasi (*encapsulating material*) yang melindungi sel-sel dari kontak langsung dengan lingkungan dan kekuatan mekanik yang dapat merusak sel-sel yang tipis. Kinerja kelistrikan modul fotovoltaik dicirikan dengan kurva arus-tegangan (I-V). Kurva tersebut menjelaskan operasi arus dan tegangan modul fotovoltaik pada radiasi sinar matahari dan suhu tertentu. Karena modul fotovoltaik merupakan komponen utama dalam PLTS, kualitas modul fotovoltaik yang baik sangatlah penting untuk mempertahankan operasional sistem (Dirjen EBTKE, 2018).



Gambar 2 1 Modul surya (Dirjen EBTKE,2018)

2.2.2 Inverter

Inverter PV atau *grid inverter* adalah komponen elektronik daya yang mengonversi tegangan DC dari larik modul fotovoltaik menjadi tegangan AC baik untuk pemakaian langsung atau untuk menyimpan kelebihan daya ke dalam baterai. Serupa dengan *solar charge controller* (SCC), perangkat ini juga dilengkapi dengan

MPPT (*maximum power point tracker*) untuk mengoptimalkan daya yang ditangkap dari larik modul fotovoltaik. Karena *inverter* ini tidak dapat beroperasi tanpa tegangan dan frekuensi jaringan, *inverter* baterai harus tetap dalam kondisi operasional dan menjaga bank baterai tetap pada *state of charge* baterai yang ditetapkan. Pada kasus khusus dimana tersedia tegangan jaringan, *inverter* akan melakukan sinkronisasi dengan tegangan dan frekuensi jaringan agar dapat bergabung dengan jaringan tersebut dan mengirimkan daya yang telah dikonversi ke jaringan AC (Dirjen EBTKE, 2018).

2.3 Perhitungan perencanaan PLTS

2.3.1 Menghitung Area Array (PV Area)

$$PV_{AREA} = \frac{E_L}{G_{SR} \times TCF \times \eta_{PV} \times \eta_{Out}} \dots\dots\dots (Pers.1)$$

Keterangan :

E_L : Energi yang dibangkitkan (kwh/ hari)

PV_{AREA} : Luas permukaan paenl surya

G_{SR} : Intensitas radiasi harian matahari

TCF : *Temperature Correction Factor*

η_{PV} : Efisiensi panel surya

η_{Out} : Efisiensi keluaran

2.3.2 Menghitung daya yang dibangkitkan (*watt peak*)

$$P_{WP} = PV_{AREA} \times PSI \times \eta_{PV} \dots\dots\dots (Pers.2)$$

Keterangan :

P_{WP} : Daya yang dibangkitkan panel

PSI : *Peak Sun Insolation* (PSI) adalah 1000 W/m²

η_{PV} : efisiensi panel surya (%)

2.3.3 Spesifikasi panel surya dan perhitungan jumlah panel surya

Panel surya yang dipergunakan sebagai acuan adalah panel surya yang terpasang pada PLTS Terpusat.:

$$\text{Jumlah panel surya} = \frac{P_{wp}}{P_{MPP}} \dots\dots\dots (Pers.3)$$

2.3.4 Perhitungan kapasitas *Charger Controller*

Kapasitas *charger controller* dapat ditemukan dengan perhitungan sebagai berikut :

$$C_{SCC} = \frac{D_W \times S_f}{V_{MPP}} \dots\dots\dots (Pers.4)$$

Ket :

Dw : *Demand watt (W)*

Sf : *Safety factor*

Vmpp : *Tegangan (V)*

2.3.5 Perhitungan kapasitas *Inverter*

Kapasitas *inverter* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$C_{inverter} = D_w \times S_f \dots\dots\dots (Pers.5)$$

Ket :

Dw : *Demand watt (W)*

Sf : *Safety factor*

2.3.6 Perhitungan kapasitas baterai

Penentuan kaspitas baterai ditentukan dengan persamaan berikut :

$$C = \frac{D_N \times E_{DAY}}{V_S \times DOD \times E_f} \dots\dots\dots (Pers.6)$$

Ket :

C : *Kapasitas baterai (Ah)*

Dn : *Jumlah hari otonomi*

Eday : *Energi yang di bangkitkan per hari*

Vs : *Tegangan baterai (V)*

DOD : *Maksimum pengosongan baterai (%)*

Ef : *Efisiensi baterai*

2.3.7 Perhitungan Biaya siklus hidup (LCC)

$$Aw = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i (1+i)^n} \right] \dots\dots\dots (Pers.7)$$

Ket :

Aw : Biaya tetap pemeliharaan

i : besar diskonto 10%

A : pemeliharaan 1 tahun

n : masa operasional PLTS

ditentukan biaya siklus hidup (LCC) dengan menggunakan persamaan berikut :

$$LCC = Aw + Ct \dots\dots\dots (Pers.8)$$

Ket :

Aw : Biaya tetap pemeliharaan

Ct : penjumlahan dari biaya investasi awal dan biaya operasional

2.3.8 Perhitungan biaya energi (*Cost of energy*)

Faktor pemulihan modal (CRF) untuk mengkonversi semua arus kas biaya siklus hidup menjadi serangkaian biaya tahunan dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$CRF = \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \dots\dots\dots (Pers.9)$$

Perhitungan KWH produksi tahunan yang dibangkitkan dengan persamaan berikut :

$$nkWh = Kwh \text{ harian} \times \text{jumlah hari/tahun} \dots\dots\dots (Pers.10)$$

Berdasarkan perhitungan LCC, CRF dan kWh tahunan di atas, maka dapat ditentukan biaya energi (COE), dengan perhitungan sebagai berikut :

$$CoE = \frac{LCC \times CRF}{nkWh} \dots\dots\dots (Pers.11)$$

Ket :

CRF : Faktor pemulihan modal

nkWh : Perjumlahan dari produksi listrik

2.4 Analisis Keekonomian EBT

Evaluasi kelayakan ekonomi dalam pembangunan suatu pembangkit listrik dapat dilakukan menggunakan beberapa pendekatan analisis, antara lain Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR), dan Payback Period (PBP). Dalam

penelitian ini, analisis difokuskan pada metode Payback Period sebagai indikator untuk mengetahui jangka waktu yang diperlukan hingga investasi awal dapat kembali. Kajian ekonomi menjadi penting karena masih berkembang anggapan bahwa pembangunan pembangkit listrik memerlukan biaya investasi awal yang relatif besar. Oleh sebab itu, diperlukan perencanaan dan analisis yang komprehensif agar proyek yang dirancang tidak hanya optimal dari sisi produksi energi, tetapi juga layak secara finansial. Secara umum, perhitungan dalam analisis keekonomian mempertimbangkan dua komponen utama, yaitu aspek biaya (cost) yang mencakup investasi dan operasional, serta aspek manfaat atau pendapatan (revenue/benefit) yang diperoleh selama masa operasi pembangkit (Rahman & Indrawan, 2024).

Faktor biaya meliputi biaya investasi dan biaya perawatan, sedangkan pendapatan atau manfaat dihitung berdasarkan nilai produksi energi baik impor maupun ekspor. Perhitungan tersebut juga akan memperhitungkan faktor diskon dan inflasi.

2.4.1 *Net Present Value (NPV)*

Analisis *Net Present Value (NPV)* menyatakan bahwa seluruh aliran kas bersih dinilai berdasarkan faktor diskon (*discount factor*). Perhitungan *Net Present Value (NPV)* dipergunakan persamaan menurut Kacaribu (2022):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CIF_t}{(1+k)^t} - Project\ cost \dots \dots \dots (Pers.12)$$

2.4.2 *Nilai Benefit Cost Ratio (BCR)*

Benefit Cost Ratio (BCR) adalah suatu alat yang akan digunakan dalam menentukan suatu proyek tersebut layak dikerjakan atau tidak layak untuk dikerjakan. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan rumus :

$$BCR = \left[\frac{B}{Pc-O} \right] \dots \dots \dots (Pers.13)$$

Dimana :

- B : Nilai benefit dari proyek selama 10 tahun
- Pc : Nilai *Project cost*
- O : Nilai operasional selama 10 tahun

2.4.3 Payback period (PBP)

Payback period merupakan berapa lamanya waktu yang akan dibutuhkan dalam pengembalian suatu biaya dalam berinvestasi, dimana masa itu merupakan suatu masa yang dijadikan sebagai faktor penentu dalam melaksanakan sebuah bisnis. Dalam penelitian ini, penulis mengguna perhitungan PBP dengan arus kas per tahun jumlahnya berbeda, sehingga menggunakan rumus :

$$PBP = (n) + \left(\frac{a-b}{c-b} 1 \text{ tahun}\right) \dots\dots\dots \text{(Pers.14)}$$

Dimana :

- n : tahun terakhir dimana nilai kumulatif masih bernilai negatif
- a : nilai *project* investasi
- b : jumlah kumulatif pada arus kas tahun ke (-n)
- c : jumlah kumulatif pada arus kas tahun ke n+1

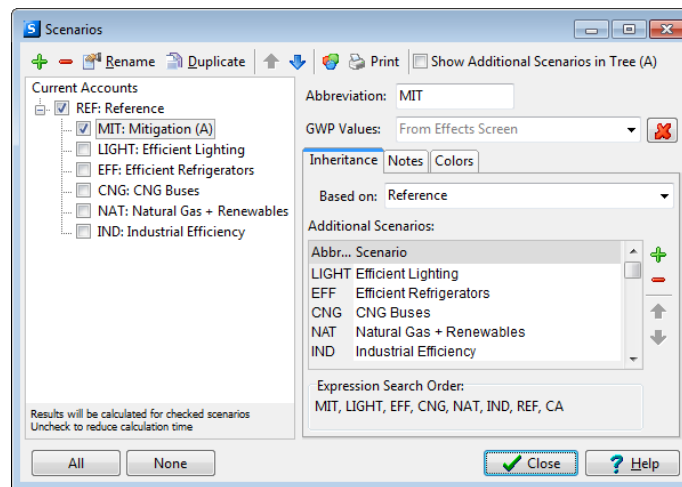
2.4.3 Nilai Internal Rate of Return (IRR)

Internal Rate of Return merupakan suatu tingkatan dalam suku bunga yang masih berlaku *discontrate* atau suatu tingkatan potongan, yang nantinya dapat menunjukkan nilai sekarang (NPV) yang didapatkan nilai sama dengan jumlah dari keseluruhan tingkat investasi proyek.

$$IRR = i_1 + (i_2 - i_1) \left[\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right] \dots\dots\dots \text{(Pers.15)}$$

2.5 LEAP (Low Emissions Analysis Platform)

Platform ini dapat digunakan untuk membuat model kerangka energi dengan faktor faktor energi, biaya, dan efek ekologis yang sebenarnya. LEAP dapat digunakan untuk memecah efek pelaksanaan pengaturan energi. Selain itu, sistem pembukuan digunakan sebagai instrumen untuk merinci konsekuensi dari pelaksanaan beberapa situasi kepentingan atau pasokan energi untuk mencapai target yang telah ditentukan sebelumnya. LEAP juga dilengkapi dengan peramalan energi, kebutuhan dan dampak lingkungan serta bisa menganalisis dan memprediksi permintaan energi di masa depan dalam jangka waktu yang di sesuaikan dengan objek lokal berdasarkan asumsi skenario utama perkembangan ekonom, industri dan teknologi (Wang.dkk, 2022).



Gambar 2.2 Skenario LEAP (Buku Panduan LEAP, 2016)

Berdasarkan gambar 2.2 atas bahwa didalam LEAP terdapat skenario yang harus kita lakukan yaitu *current account* dan *scenario business as usual (BaU)*. Selain itu prosedur pemodelan LEAP meminta pengguna untuk menentukan asumsi non-energi utama (demo-grafik, ekonomi makro, dll.), permintaan energi, kehilangan energi, kebutuhan sendiri, eksogen dan kapasitas produksi endogen, impor/ekspor sehingga LEAP menghitung kebutuhan produksi energi, kapasitas tambahan yang dibutuhkan, kebutuhan energi primer, emisi, dan biaya (Perissi.dkk, 2021).

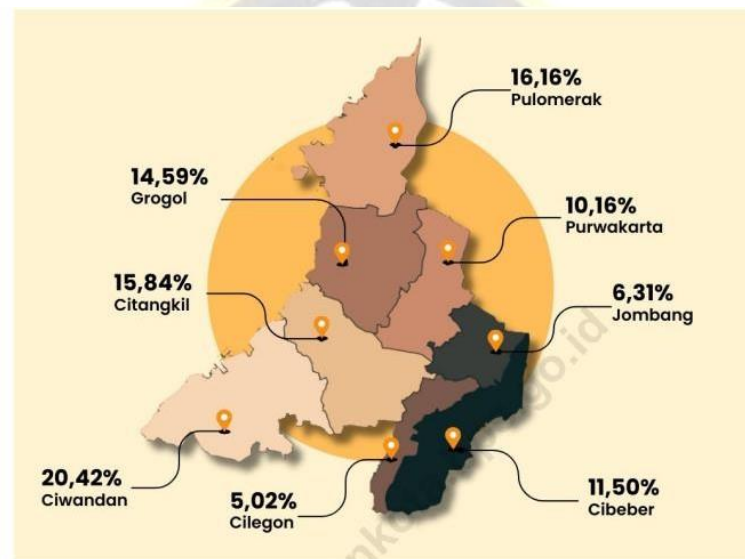
2.5.1 Pemodelan dengan LEAP

Dalam LEAP metode teknologi yang dilakukan adalah metode perhitungan (*accounting*). Permintaan energi atau pemasok energi dalam metode *accounting* ini dihitung dengan menjumlahkan pemakaian dan pemasokan energi masing-masing jenis kegiatan. Dalam software LEAP disediakan 4 (empat) modul utama dan 3 (tiga) modul tambahan. Modul utama adalah modul-modul standar yang umum digunakan dalam pemodelan energi, yaitu: *Key Assumptions*, *Demand*, *Transformation*, dan *Resources*.

2.6 Kondisi Umum kota Cilegon

Secara astronomi Kota Cilegon terletak antara $5^{\circ}52'24''$ - $6^{\circ}04'07''$ lintang selatan (LS) $105^{\circ}54'05''$ – $106^{\circ}05'11''$ bujur timur (BJ) dan berada di garis ekuator/garis khatulistiwa. Berdasarkan posisi geografisnya Kota Cilegon memiliki batas-batas wilayah tersebut :

- Sebelah utara berbatasan dengan kecamatan Bojonegara dan Pulo Ampel serta kecamatan Kabupate Serang.
- Sebelah selatan berbatasan dengan Kecamatan Anyer dan Kecamatan Mancak, Kabupaten Serang.
- Sebelah barat berbatasan dengan Selat Sunda.
- Sebelah timur berbatasan dengan Kecamatan Kramat Watu dan Kecamatan Waringin Kurung, Kabupaten Serang.



Gambar 2 3 Persentase luas kecamatan (BPS Kota Cilegon,2025)

Kecamatan <i>District</i>	Ibukota Kecamatan <i>Capital of District</i>	Luas ^r <i>Total Area</i> (km ² /sq.km)
(1)	(2)	(3)
Ciwandan	Tegal Ratu	33,38
Citangkil	Kebonsari	25,89
Pulomerak	Lebak Gede	26,41
Purwakarta	Purwakarta	16,61
Grogol	Rawa Arum	23,84
Cilegon	Giwaduk	8,21
Jombang	Jombang Wetan	10,32
Cibeber	Kalitimbang	18,80
Kota Cilegon <i>Cilegon Municipality</i>	-	163,45

Gambar 2.4 Luas area kecamatan (BPS Kota Cilegon,2025)

Terlihat dari Gambar 2.4 bahwa luas daerah Kota Cilegon sebesar 163.45 km² yang dimana Ciwandan sebesar 33.38 km², Citangkil 25.89 km², Pulo merak 26.41 km², Purwakarta 16.61 km², Grogol 23.84 km², Cilegon 8.21 km², Jombang 10.32 km², Cibeber 18.80 km².

2.6.1 Kondisi kelistrikan Kota Cilegon

Golongan Tarif <i>Tariff Group</i>	2020	2021	2022	2023	2024
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
S-1	-	-	-	-	-
S-2	3.352	3.467	3.589	3.723	3.842
S-3	-	-	-	-	-
R-1	167.192	174.000	179.628	187.241	195.131
R-2	2.913	3.431	3.678	4.370	4.667
R-3	532	631	691	903	960
B-1	8.541	8.516	8.557	7.275	7.454
B-2	1.904	1.919	1.996	1.914	2.039
B-3	1	-	1	1	1
I-1	11	12	14	15	16
I-2	39	39	37	38	38
I-3	-	-	-	-	-
I-4	-	-	-	-	-
P-1	297	307	313	322	338
P-2	-	-	1	1	1
P-3	366	374	406	451	674
Traksi T-1	-	-	-	-	-
Curah C-1	-	-	-	-	-
Layanan Khusus	44	93	47	42	15
Jumlah/Total	185.192	192.789	198.958	206.296	215.176

Sumber/Source: PLN Unit Layanan Pelanggan Cilegon / PLN Cilegon Customer Service Unit

Gambar 2.5 Golongan tarif pelanggan listrik (BPS Kota Cilegon,2025)

Dari gambar di atas jumlah pelanggan listrik di Kota Cilegon meningkat di setiap tahunnya, BPS mencatat ada kenaikan 3 persen dari tahun 2021 ke 2022 sampai dengan 2024. Pada tahun 2024 jumlah pelanggan listrik PLN sebesar 215.176 pelanggan.

Tahun Year	Daya Terpasang Installed Electricity Power (KVA)	Produksi Listrik Electricity Production (KWh)	Listrik Terjual Electricity Sold (KWh)	Dipakai Sendiri Own Used (KWh)	Susut/ Hilang Shrinkage/ Lost (KWh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
2020	245.596,92	483.404.258,40	465.822.081,00	1.643.574,48	15.938.602,92
2021	259.115,37	494.199.192,00	476.180.555,86	421.972,00	17.596.664,14
2022	270.582,32	507.237.386,00	484.658.040,00	1.620.377,00	20.958.969,00
2023	285.066,70	550.826.866,27	526.925.072,98	1.957.536,88	27.964.155,41
2024	302.195,25	589.103.577,00	557.999.851,00	2.021.763,00	34.291.609,19

Sumber/Source: PLN Unit Layanan Pelanggan Cilegon / PLN Cilegon Customer Service Unit

Gambar 2.6 Produksi listrik Kota Cilegon (BPS, 2025)

Dari gambar di atas terlihat bahwa terjadi peningkatan berkaitan dengan daya yang terpasang dari tahun 2020 s.d 2024. Hal ini dikarenakan pertumbuhan jumlah penduduk yang meningkat di Kota Cilegon. 557.999.851 kwh