

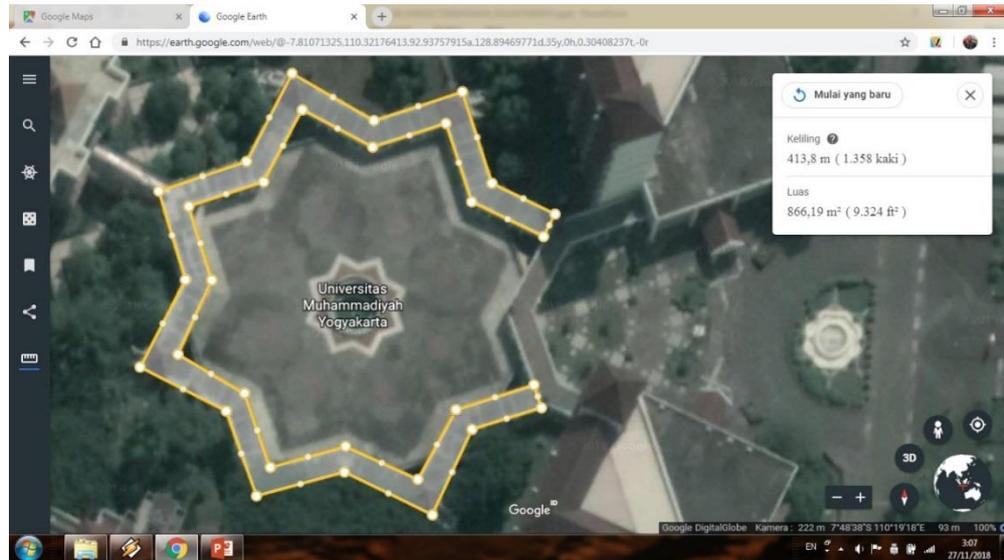
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil dan Pembahasan

Perencanaan PLTS *Photovoltaic* Sistem *Off-Grid* ini akan dipasang di atap jalur pedestrian lapangan bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Dengan perkiraan luas wilayah menurut citra satelit *Google Earth*, luas wilayah yang akan dipasang PLTS *Photovoltaic* adalah sebesar 866,19m². Sistem ini menggunakan sistem 48V tujuannya adalah agar baterai tetap mengisi pada tegangan rendah.

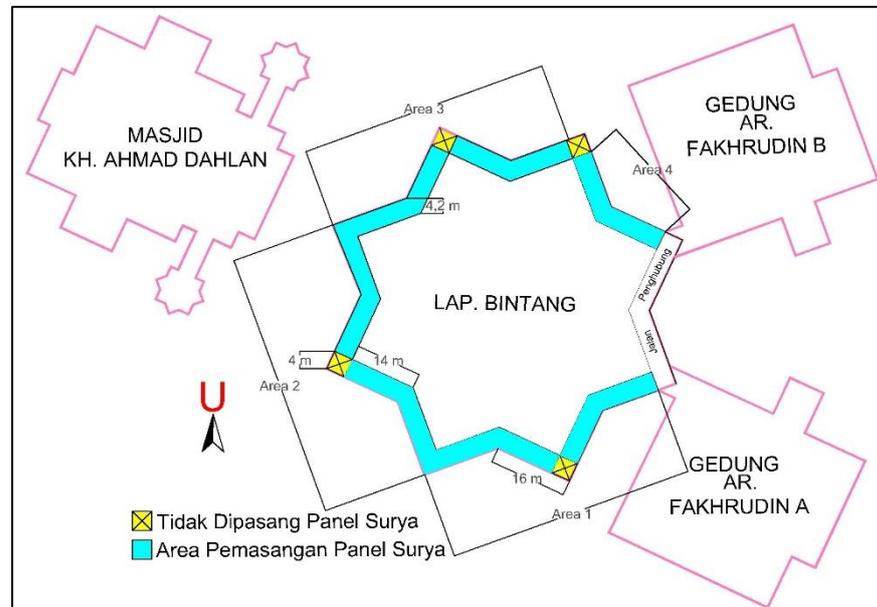
Pada gambar di bawah merupakan gambar dimensi perkiraan luas wilayah Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah dan sekitarnya yang akan dipasangi panel surya.



Gambar 4.1. Citra Satelit Google Earth pada areal pemasangan panel *Photovoltaic*.

Setelah melakukan observasi awal melalui gambaran citra satelit Google Earth, selanjutnya adalah mengobservasi secara langsung di lokasi pemasangan panel *Photovoltaic*. Hasil identifikasi lokasi di Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta menunjukkan bahwa atap

jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta ini banyak terdapat areal yang bisa dimanfaatkan untuk perencanaan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*.



Gambar 4.2. Denah Rencana Pemasangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*.

Setelah dilakukan pemetaan dan sampling data di lokasi, ternyata setidaknya terdapat 4 kelompok area yang dapat dimanfaatkan untuk PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* ini dengan luas yang bermacam-macam. 4 kelompok area ini.

Untuk dimensi luasnya, kami melakukan metode sampling pengukuran langsung dilokasi perencanaan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*. Sedangkan pengukuran luasnya kami dibantu oleh aplikasi gambar teknik yakni *software AutoCAD*. Berikut adalah rincian dimensi luas dari atap jalur pedestrian lapangan bintang universitas muhammadiyah Yogyakarta untuk perencanaan PLTS *Off-Grid*.

$$\text{AREA 1} = 215,074\text{m}^2$$

$$\text{AREA 2} = 215,074\text{m}^2$$

$$\text{AREA 3} = 115,142\text{m}^2$$

$$\text{AREA 4} = 99,932\text{m}^2$$

$$\text{TOTAL} = 729,944\text{m}^2$$

Dilihat dari hasil di atas maka dibuatlah desain perencanaan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Pada pembuatan perencanaan ini salah satu hal yang dilakukan adalah mendesain layout dari atap parkir yang akan dipasang oleh panel surya.



Gambar 4.3. Melakukan Pengukuran Dimensi Atap Jalur Pedestrian Dengan Metode Sampling Data.

4.2 Perencanaan PLTS *Off-Grid*

4.2.1 Perhitungan dan Perencanaan Panel Surya

Dari total luas wilayah yang digunakan sebesar 729.944m^2 akan ditempatkan Panel Surya *Photovoltaic* dengan spesifikasi sebagai berikut.

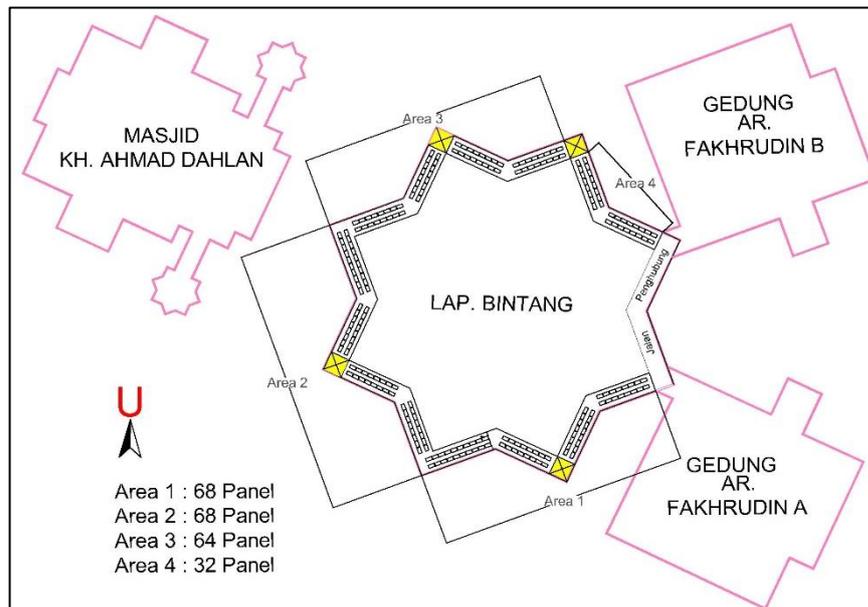
Tipe Cell	: <i>Polycrystalline</i>
Dimensi	: 1280 x 670 x 35 mm
Berat	: 11 Kg
Max Power	: 120 W

Open Circuit Voltage (Voc)	: 22 V
Short Circuit Voltage (Isc)	: 7,12 A
Max Power Voltage (Vmp)	: 18,2 V
Max Power Current (Imp)	: 6,60 A
Solar Cell Efficiency (%)	: 16,2
Temp.Coeff.of Voc (%/K)	: -0.343
Temp.Coeff.of Isc (%/K)	: 0.075
Temp.Coeff.of Pmax (%/K)	: -0.44
Operating Temperature (°C)	: -40 to 85
Nom.Oper. Cell Temp. (°C)	: 47±2
Standart Test Condition (STC)	: 1000W/m ² AM=1,525°C

Pilihan menggunakan tipe cell dengan jenis *polycrystalline* dikarenakan *polycrystalline* memiliki keunggulan karena harganya relatif lebih murah dibandingkan dengan tipe cell *monocrystalline* di pasaran. Selain itu karena harga yang relative urah dibandingkan dengan jenis *monocrystalline*, diharapkan mampu menekan biaya investasi awal pemasangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* ini.

Dengan spesifikasi dimensi luas satu buah panel surya seperti di atas, maka selanjutnya adalah membuat layout desain pemasangan panel surya di atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Perancangan layout desain pemasangan panel surya ini menggunakan software *AutoCad*.

Dalam peletakan panel surya tersebut, tidak diperhitungkan posisi terhadap matahari (sudut kemiringan dan arah panel surya). Melainkan hanya menyesuaikan dengan kondisi areal yang akan dipasang oleh panel surya dan posisi panel surya diasumsikan diletakkan sejajar dengan dasar atap jalur pedestrian dengan tetap memperhitungkan jarak dengan dasar atap serta antar panel *Photovoltaic* untuk penempatan jalur instalasi dan jalur inspeksi perawatan.



Gambar 4.4. Layout Pemasangan Panel *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*.



Gambar 4.5. Layout Posisi Panel *Photovoltaic* dengan Sekitarnya (antar panel dan batas atap).

Setelah dilakukan perancangan menggunakan program aplikasi AutoCAD, maka didapat sejumlah 232 buah panel surya yang dapat dipasang pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Area 1 dan 2 masing-masing sebanyak 68 Panel. Area 3 sebanyak 64 Panel serta Area 4 sebanyak 32 Panel.

Untuk Area 1, 2, dan 3, terdapat 2 buah Array Panel *Photovoltaic*. Sedangkan untuk Area 4 Terdapat 1 buah Array Panel *Photovoltaic*. Total Array Panel *Photovoltaic* pada perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* di Atap Jalur Pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah 7 buah Array. Berikut ini adalah rinciannya.

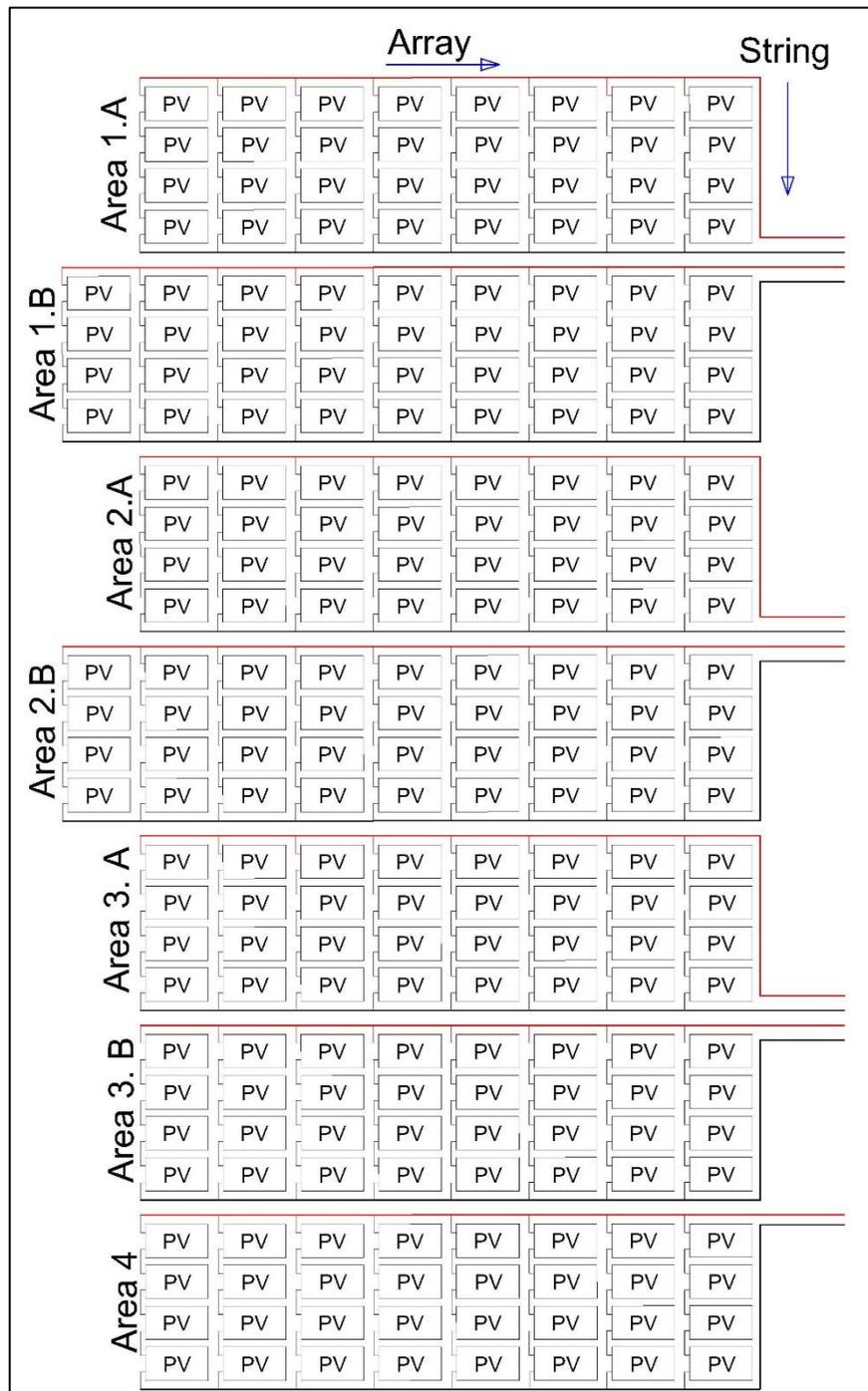
Area 1 = 2 Buah Array Panel *Photovoltaic*.

Area 2 = 2 Buah Array Panel *Photovoltaic*.

Area 3 = 2 Buah Array Panel *Photovoltaic*.

Area 4 = 1 Buah Array Panel *Photovoltaic*.

Total Array Panel *Photovoltaic* = 7 Array Panel *Photovoltaic*.



Gambar 4.6. Diagram Segaris String dan Array Panel *Photovoltaic*.

Sebuah String tersusun dari 4 buah panel *Photovoltaic* yang di rangkai secara seri. Oleh sebab itu maka:

$$\begin{aligned}\text{Voc String} &= 4 \times \text{Voc Panel} \\ &= 4 \times 22 \text{ Volt} \\ &= 88 \text{ Volt}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Isc String} &= \text{Isc Panel} \\ &= 7.12 \text{ Ampere}\end{aligned}$$

Untuk Array 1.A, 2A, 3.A, 3.B, serta 4, memilikijumlah string yang sama, yakni 8 buah string dalam satu array. Oleh sebab itu maka:

$$\begin{aligned}\text{Voc Array 1.A, 2A, 3.A, 3.B, serta 4} &= \text{Voc String.} \\ &= 88 \text{ Volt}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Isc Array 1.A, 2A, 3.A, 3.B, serta 4} &= 8 \times \text{Isc String.} \\ &= 8 \times 7,12 \text{ Ampere} \\ &= 56,96 \text{ Ampere.}\end{aligned}$$

Untuk Array 1.B dan 2.B memiliki jumlah string yang sama, yakni 9 buah string dalam satu array. Oleh sebab itu maka:

$$\begin{aligned}\text{Voc Array 1.B dan 2.B} &= \text{Voc String.} \\ &= 88 \text{ Volt}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Isc Array 1.B dan 2.B} &= 9 \times \text{Isc String.} \\ &= 9 \times 7,12 \text{ Ampere} \\ &= 64,08 \text{ Ampere.}\end{aligned}$$

Total luas permukaan panel surya adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{PV Area} &= \text{Total Panel Surya} \times \text{Luas Panel Surya (1280mm} \times \text{670mm)} \\
 &= 232 \times 0.8576\text{m}^2 \\
 &= 198,963\text{m}^2
 \end{aligned}$$

Untuk menghitung potensi energi listrik yang dapat dibangkitkan oleh sistem PLTS *Photovoltaic*, memerlukan data berupa intensitas sinar matahari harian serta data temperatur pada saat matahari menyinari di siang hari. Data ini akan berbeda di setiap lokasi pemasangan. Data intensitas sinar matahari harian serta data temperatur saat matahari menyinari di siang hari pada Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta didapat dari situs web <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

Berikut adalah tabel data intensitas sinar matahari harian serta data temperatur saat matahari menyinari di siang hari pada Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

Solar Irradiance (kW-hr/m ² /day)												
JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
4.21	4.21	4.53	4.66	4.69	4.50	4.75	5.21	5.48	5.32	4.65	4.44	4.72

Tabel 4.1. Intensitas Radiasi Matahari Harian di Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

Terlihat dalam setahun rata-rata intensitas difusi radiasi sinar matahari pada lokasi Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar 4,72 kWh/m²/hari

Berikut adalah tabel data temperatur pada saat matahari yang menyinari area Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

Maximum Earth Skin Temperature (Celcius)												
JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
29,15	28,88	29,39	29,66	29,6	29,26	29,7	31,41	33,54	33,79	31,43	29,98	30,48

Tabel 4.2. Temperatur Maksimum Sinar Matahari pada Siang Hari di Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta.

Data diatas merupakan temperatur maksimum sinar matahari saat menyinari daerah di lokasi Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta. Sebenarnya temperatur saat sinar matahari menyinari suatu daerah berbeda beda setiap jam waktu penyinarannya, hanya saja untuk mengkompensasi rumus perhitungan, maka diambil data yakni temperatur maksimumnya saja. Terlihat dalam setahun rata-rata temperatur maksimum sinar matahari pada lokasi Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar 30,48°C.

Berdasarkan data tabel tersebut, maka potensi energi yang dapat dibangkitkan oleh PLTS dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 E_{\text{Listrik}} &= \text{PV Area} \times G_{\text{AV}} \times TCF \times \eta_{\text{PV}} \\
 &= 198,963\text{m}^2 \times 4,72 \text{ kWh/m}^2/\text{hari} \times (100 - (0,44 \times 5,48))\% \times 16,2\% \\
 &= 198,963\text{m}^2 \times 4,72 \text{ kWh/m}^2/\text{hari} \times (100 - 2,41)\% \times 16,2\% \\
 &= 939,105 \text{ kWh/hari} \times 97,59\% \times 16,2\% \\
 &= 148,468 \text{ kWh/hari} \\
 &= 54.190,82 \text{ kWh/tahun (365 hari)}
 \end{aligned}$$

G_{AV} = Intensitas Matahari Harian (kWh/m²/hari).

TCF = *Temperature Coefficient Factor*. Dari data spesifikasi Panel *Photovoltaic*, didapat nilai sebesar -0,44% / Kelvin setiap kenaikan suhu panel (koefisien Kelvin = Celcius). Dalam keadaan standar, suhu panel adalah sekitar 25°C. Sedangkan rata-rata suhu harian adalah 30,48°C, naik 5,48°C dibandingkan dalam keadaan *STC*.

η_{PV} = Nilai Efisiensi Panel Surya. Terdapat pada data spesifikasi panel surya.

4.2.2 Perhitungan dan Perencanaan Solar Charge Controller

Untuk menghitung kebutuhan *Solar Charge Controller* (SCC) maka kita harus mengetahui dulu karakteristik dan spesifikasi dari solar panel. Pada solar panel terdapat spesifikasi yang harus diperhatikan adalah Nilai Isc (*Shock Circuit Current*). Jika sudah mengetahui nilai Isc maka selanjutnya mengelompokkan panel surya yang ingin dipasang SCC agar menghasilkan jumlah SCC yang ideal dan tepat. Kapasitas arus maksimal SCC harus melebihi total kapasitas arus pada array panel surya.

Perlu diketahui bahwasannya pada Area 1 dan 2 terdapat 68 panel *Photovoltaic*. Pada area 3 terdapat 64 Panel *Photovoltaic*. Sedangkan pada Area 4 terdapat 32 panel *Photovoltaic*. Maka perhitungan SCC akan dibagi menjadi 3 kelompok, yakni kelompok A (area 1 dan 2) kelompok B (Area 3), serta kelompok C (Area 4)

Rumus dasar:

$$I_{sc} > I_{sc} \text{ Panel} \times n_{\text{Panel Paralel}} \times 125\%$$

$$N_{sc} = I_{sc} / \text{Arus SCC yang akan digunakan.}$$

Keterangan:

I_{sc} = Arus Solar Charge Controller

$I_{sc} \text{ Panel}$ = Arus Panel Surya

$n_{\text{Panel Paralel}}$ = Jumlah kelompok Panel *Photovoltaic* yang diparalelkan.

125% = Kompensasi

N_{sc} = Jumlah Solar Charge Controller yang dibutuhkan

- Kelompok A (Area 1 dan 2)

$$I_{sc} > I_{sc} \text{ Panel} \times n_{\text{Panel Paralel}} \times 125\%$$

$$> 7,12 \text{ A} \times 17 \times 125\%$$

$$> 151,3 \text{ Ampere}$$

$$\begin{aligned}
 N_{sc} &= I_{sc} / \text{Arus SCC yang akan digunakan.} \\
 &= 151,3 \text{ A} / 100 \text{ A} \\
 &= 1,51 \text{ Buah SCC. Namun untuk memenuhi prasyarat bahwa} \\
 &\quad \text{I}_{sc} \text{ harus lebih besar dari rumus perhitungan, maka nilai} \\
 &\quad 1,51 \text{ ini dibulatkan ke atas menjadi 2 buah} \\
 &= 2 \text{ Buah SCC @ } 100 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Jadi untuk area 1 dan 2 dibutuhkan masing masing 2 buah SCC dengan kapasitas 100 Ampere.

- Kelompok B (Area 3)

$$\begin{aligned}
 I_{sc} &> I_{sc} \text{ Panel} \times n_{\text{Panel Paralel}} \times 125\% \\
 &> 7,12 \text{ A} \times 16 \times 125\% \\
 &> 142,4 \text{ Ampere}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 N_{sc} &= I_{sc} / \text{Arus SCC} \\
 &= 142,4 \text{ A} / 100 \text{ A} \\
 &= 1,424 \text{ (dibulatkan ke atas)} \\
 &= 2 \text{ Buah SCC @ } 100 \text{ A}
 \end{aligned}$$

- Kelompok C (Area 4)

$$\begin{aligned}
 I_{sc} &> I_{sc} \text{ Panel} \times n_{\text{Panel Paralel}} \times 125\% \\
 &> 7,12 \text{ A} \times 8 \times 125\% \\
 &> 71,2 \text{ Ampere}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 N_{sc} &= I_{sc} / \text{Arus SCC} \\
 &= 71,2 \text{ A} / 100 \text{ A} \\
 &= 0,712 \text{ (dibulatkan ke atas)} \\
 &= 1 \text{ Buah SCC @ } 100 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Jadi untuk area 4 dibutuhkan 1 buah SCC dengan kapasitas 100 Ampere.

4.2.3 Perhitungan dan Perencanaan Baterai

Baterai didesain dengan DOD 50% maksudnya adalah penggunaan baterai tidak lebih dari 50% dari kapasitasnya untuk memperpanjang usia pakainya. Tegangan sistem yang digunakan adalah 48V, spesifikasi baterai yang digunakan adalah 12V 200Ah jenis *deep cycle gel*. Perhitungan kebutuhan baterai adalah sebagai berikut.

Spesifikasi baterai:

Voltase Baterai = 12V

Kapasitas Baterai = 265Ah

Depth of Discharge = 70%

Days of Autonomy = 3 Hari tanpa Sinar Matahari

Diketahui.

Jumlah Daya dihasilkan Panel Surya = 148,468 kWh / 148.468 Wh

Voltase yang diperlukan sistem = 48V

Keterangan:

Baterai yang dibutuhkan adalah baterai dengan spesifikasi tegangan 12V dengan kapasitas 200Ah. Baterai direncanakan dengan skema DoD adalah 70% dan optimal untuk kebutuhan 3 hari tanpa penyinaran matahari.

Rumus:

Kapasitas Daya Panel untuk DoD 70%

= Total Daya dihasilkan Panel Surya /DoD

= 148.468 Wh / 70%

= 212.097 Wh

Kapasitas Daya Panel setelah DoD ditambah optimalisasi 3 hari tanpa penyinaran matahari.

$$\begin{aligned}
 &= \text{Total Kapasitas Daya Panel setelah DoD} \times 3 \text{ Hari tanpa matahari} \\
 &= 212.097 \text{ Wh} \times 3 \\
 &= 636.291 \text{ Wh}
 \end{aligned}$$

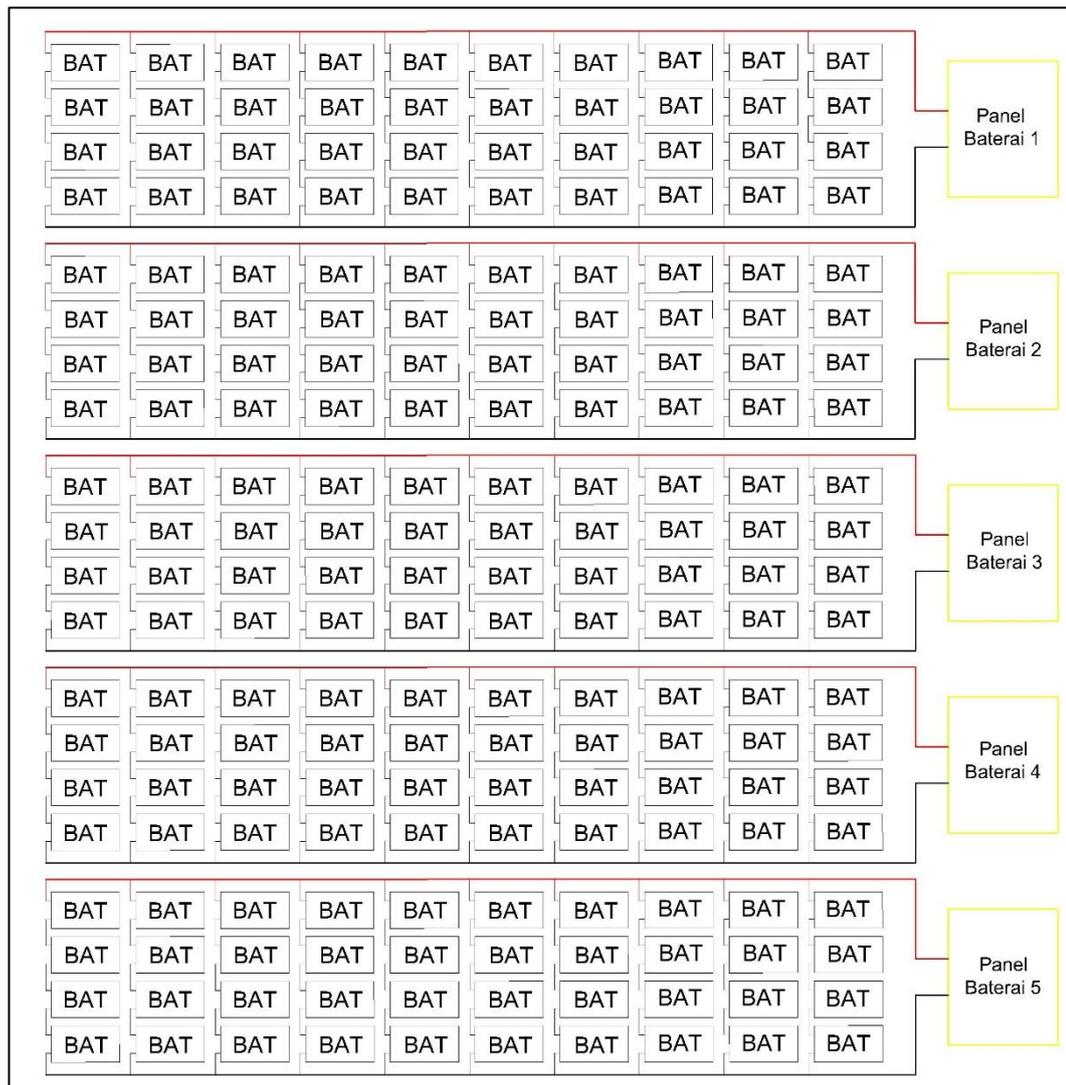
Kebutuhan Baterai Panel Surya.

$$\begin{aligned}
 &= 636.291 \text{ Wh} / 12\text{V} / 265\text{Ah} \\
 &= 200,092 \text{ (dibulatkan dengan faktor 4. Agar terdangan seragam)} \\
 &= 200 \text{ Baterai dengan kapasitas } 265\text{Ah}
 \end{aligned}$$

Tegangan keluaran dari SCC menuju baterai adalah 48V. Maka dibutuhkan baterai dengan level tegangan yang sama. Oleh sebab itu baterai 12V dirangkai seri agar mendapatkan tegangan 48V dan selanjutnya diparalel dengan yang lainnya. Perhitungan kapasitas baterai adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 B_{\text{paralel}} &= \text{kebutuhan Baterai} / n \text{ baterai yang diseri} \\
 &= 200 / 4 \\
 &= 50 \text{ kelompok baterai yang diparalel.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total kapasitas baterai} &= B_{\text{paralel}} \times \text{Kapasitas Baterai} \\
 &= 50 \times 265\text{Ah} \\
 &= 13.250\text{Ah}
 \end{aligned}$$



Gambar 4.7. Diagram Segaris *Bank Battery*

4.2.4 Perhitungan dan Perencanaan Inverter

Inverter yang dipilih untuk perancangan PLTS *Photovoltaic* ini adalah inverter baterai dengan sistem 1 fasa dengan tegangan sistem input DC adalah 48 Volt serta tegangan keluaran yakni 220 Volt.

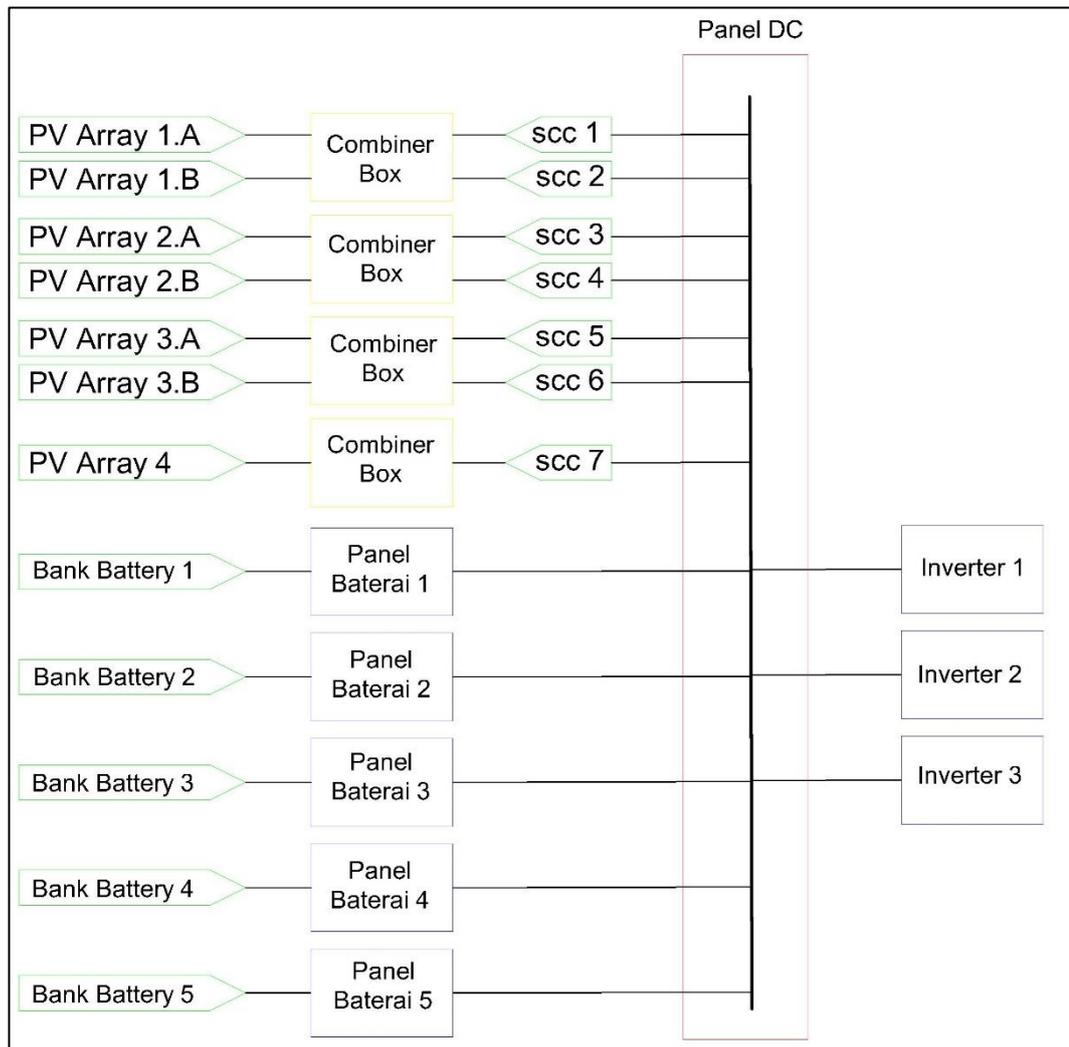
$$\begin{aligned}
 &\text{Kapasitas Total Panel } \textit{Photovoltaic} \\
 &= \text{Jumlah Panel } \textit{Photovoltaic} \times \text{Kapasitas Daya Panel } \textit{Photovoltaic} \\
 &\quad (\text{Wp}) \\
 &= 232 \times 120\text{Wp} \\
 &= 27.840 \text{ Wp}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &\text{Kapasitas Total Inverter} \\
 &= \text{Kapasitas Total Panel } \textit{Photovoltaic} / \text{Kapasitas Inverter} \\
 &= 27.840 / 8000 \text{ W} \\
 &= 3,48 \text{ Buah Inverter}
 \end{aligned}$$

Dengan memperhatikan parameter-parameter untuk menentukan kapasitas total inverter yang terdapat pada BAB II, maka dapat ditentukan bahwasannya nilai kapasitas total inverter adalah kurang dari atau sama dengan nilai kapasitas total panel *Photovoltaic*. Oleh sebab itu, 3,48 Buah Inverter yang di dapat dari perhitungan di atas sebaiknya di bulatkan ke bawah. Yakni menjadi 3 buah Inverter.

$$\begin{aligned}
 \text{Kapasitas Total Inverter} &= 3 \times 8.000 \text{ W} \\
 &= 24.000 \text{ W}
 \end{aligned}$$

Dalam perancangan PLTS *Photovoltaic* ini tidak diperhitungkan jumlah beban yang akan terpasang, oleh sebab itu total beban yang terpasang pada inverter nantinya tidak akan mempengaruhi jumlah inverter pada perencanaan ini.



Gambar 4.8. Diagram Segaris PLTS Photovoltaic

4.3 Aspek Biaya Perencanaan PLTS *Photovoltaic*

4.3.1 Biaya Investasi Awal

Dibawah ini merupakan data-data komponen utama PLTS dengan desain yang telah dibuat beserta harga yang dibutuhkan dalam perencanaan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*. Data tersebut didapat berdasarkan harga di pasaran.

No.	Nama Barang	Qty	Satuan	Harga	Total
1	Panel Photovoltaic German Solar GSAP6-120 Wp	232	Pcs	Rp1.740.000	Rp403.680.000
2	Solar Charge Controller (SCC) Tracer10415AN 100A/150V	7	Pcs	Rp4.619.120	Rp32.333.840
3	Inverter YIS Pure Sine Wave 8000W	3	Pcs	Rp13.466.400	Rp40.399.200
4	Baterai Vitron Energy 12V Deep Cycle Gel 265Ah	200	Pcs	Rp3.275.800	Rp655.160.000
5	Combiner Box	7	Pcs	Rp3.960.000	Rp27.720.000
6	Panel DC Utama	1	Pcs	Rp10.500.000	Rp10.500.000
7	Panel Distribusi AC	1	Pcs	Rp10.500.000	Rp10.500.000
8	Kabel String Panel Photovoltaic	2000	meter	Rp10.000	Rp20.000.000
9	Kabel Baterai NYAF 2(1 x 70mm ²)	200	meter	Rp106.000	Rp21.200.000
10	Kabel NYAF 2(1 x 35mm ²)	1000	meter	Rp52.000	Rp52.000.000
11	MCCB 125 A (Input Baterai)	7	Pcs	Rp240.000	Rp1.680.000
12	MCCB 125 A (Output SCC)	7	Pcs	Rp240.000	Rp1.680.000
13	MCCB 125 A (Input Inverter)	3	Pcs	Rp240.000	Rp720.000
14	MCCB 50 A (Output Inverter)	3	Pcs	Rp130.500	Rp391.500
Total					Rp1.277.964.540
PPN 10%					Rp127.796.454
Jumlah Total					Rp1.405.760.994
Pembulatan					Rp1.405.760.000

Tabel 4.3. Total Investasi Awal PLTS *Photovoltaic*.

Terlihat pada tabel di atas bahwasannya Total Biaya Investasi Awal PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar **Rp. 1.405.760.000.**

Perlu diketahui bahwasannya biaya awal perencanaan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* ini hanya memasukkan biaya untuk komponen utama PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* terutama Panel *Photovoltaic*, Solar Charge Controller (SCC), Baterai, dan Inverter. Perlu kajian lebih mendalam lagi terkait dengan biaya-biaya yang sekiranya perlu untuk dimasukkan agar perhitungan Biaya Investasi Awal ini dapat terbilang tepat dan akurat.

4.3.2 Biaya Pemeliharaan dan Operasional PLTS *Photovoltaic*

Biaya pemeliharaan dan operasional pada perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* ini ditetapkan dengan perkiraan kebutuhan biaya gaji dan honor operator, biaya sparepart, dan asumsi biaya tak terduga. Maka nilai Biaya pemeliharaan operasional pada perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebagai berikut.

No.	Uraian	Qty/Bulan	Harga	Jumlah Harga
1	Gaji dan Honor Operator	1	Rp1.700.000	Rp1.700.000
2	Sparepart dan Peralatan Maintenance	1	Rp1.500.000	Rp1.500.000
3	Biaya Tak Terduga	1	Rp500.000	Rp500.000
Total Biaya Selama 1 Bulan				Rp3.700.000
Total Biaya Selama 1 Tahun (12 Bulan)				Rp44.400.000

Tabel 4.4. Biaya Operasional dan Pemeliharaan.

Nilai harga yang terdapat dalam tabel tersebut tidaklah mutlak benar. Untuk gaji dan Honor operator berdasarkan UMY Provinsi D.I Yogyakarta. Sedangkan untuk Sparepart, Peralatan Maintenance, dan Biaya Tak Terduga berdasarkan asumsi penulis saja. Butuh kajian lebih mendalam terkait dengan hal ini.

4.3.3 Nilai Biaya Sekarang untuk Pemeliharaan dan Operasional PLTS

Photovoltaic

Perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta ini diasumsikan beroperasi selama 25 tahun. Asumsi PLTS dapat beroperasi selama 25 tahun adalah berdasarkan jaminan dan garansi yang diajukan oleh produsen Panel *Photovoltaic*. Sedangkan untuk nilai suku bunga bank saat ini adalah sebesar 6% per 25 April 2019.

Maka besar nilai biaya sekarang untuk pemeliharaan dan operasional adalah sebagai berikut.

Diketahui:

Umur Proyek = 25 Tahun.

Tingkat suku bunga = 6% (25 April 2019)

Biaya pemeliharaan dan Operasional (M) = Rp. 42.172.800 / Tahun

Rumus:

$$\begin{aligned}
 M_{PW} &= M \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \\
 &= \text{Rp. } 44.400.000 \left[\frac{(1+0,06)^{25} - 1}{0,06(1+0,06)^{25}} \right] \\
 &= \text{Rp. } 44.400.000 \left[\frac{3,29187}{0,25751} \right] \\
 &= \text{Rp. } 44.400.000 \times 12,78346 \\
 &= \text{Rp. } 567.585.624
 \end{aligned}$$

Nilai biaya sekarang untuk pemeliharaan dan operasional untuk perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar **Rp. 567.585.624**

4.3.4 Biaya Siklus Hidup (*Life Cycle Cost*)

Adapun untuk biaya Siklus Hidup atau *Life Cycle Cost*, maka perhitungannya adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{LCC} &= C + M_{pw} \\ &= \text{Rp. 1.405.760.000} + \text{Rp. 567.585.624} \\ &= \text{Rp. 1.973.345.624} \end{aligned}$$

Nilai biaya Siklus Hidup atau *Life Cycle Cost* untuk perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar **Rp. Rp. 1.973.345.624**

4.4 Analisa Kelayakan Investasi PLTS *Photovoltaic*

4.3.1 Analisa output yang dihasilkan Panel Surya

Berdasarkan perhitungan potensi energi yang dapat dibangkitkan oleh PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada sub bab 4.2.1 diatas, Potensi energi listrik yang dihasilkan adalah sebesar 148,468 kWh/hari atau setara dengan 54.190,82 kWh/tahun (365 hari)

4.3.2 *Cash Flow* PLTS *Photovoltaic*

Untuk mengitung *Cash Flow* atau Arus Kas dari PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid*, terlebih dahulu kita menentukan parameter harga jual energi listrik yang akan digunakan.

Untuk perancangan PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta ini menupakan PLTS yang tidak di dasarkan pada latar belakang bisnis, dimana energi listrik yang akan diproduksi pasti akan diserap oleh beban di sekitar areal Lapangan Bintang Universitas

Muhammadiyah Yogyakarta. Oleh sebab itu Arus Kas tidak mengambil parameter Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Pembangunan, melainkan menggunakan Tarif Dasar Listrik (TDL). Karena sejatinya dengan adanya PLTS *Photovoltaic* ini diharapkan beban-beban peralatan listrik yang tadinya masih bergantung pada sumber penyediaan energi listrik oleh PLN, bisa lebih mandiri dengan memproduksi listrik lewat PLTS *Photovoltaic* ini.

Adapun besaran *Arus Kas* dari PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta bisa dihitung sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{Besaran Arus Kas} &= \\
 &\text{Potensi Energi Listrik PLTS (kWh) x TDL,-} \\
 &= 54.190,82 \text{ kWh/tahun x TDL} \\
 &= 54.190,82 \text{ kWh/tahun x Rp. 1.457 /kWh} \\
 &= \text{Rp. 78.956.024,7 Per Tahun.}
 \end{aligned}$$

Besaran *Cash Flow* atau Arus Kas dari PLTS *Photovoltaic* sistem *Off-Grid* pada atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah sebesar **Rp. 78.956.024,7 / Tahun.**

Adapun Nilai *Cash Flow* atau Nilai Arus Kas per tahunnya (Dengan tingkat suku bunga 6% dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut.

$$\text{Nilai Arus Kas per Tahun} = \frac{\text{Nilai Arus Kas}}{(1+i)^n}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 1} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^1} \\ &= \text{Rp.74.486.815,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 2} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^2} \\ &= \text{Rp.70.270.580,9}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 3} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^3} \\ &= \text{Rp. 66.293.000,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 4} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^4} \\ &= \text{Rp. 62.540.566,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 5} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^5} \\ &= \text{Rp. 59.000.534,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 6} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^6} \\ &= \text{Rp55.660.881,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 7} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^7} \\ &= \text{Rp52.510.265,9}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 8} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^8} \\ &= \text{Rp49.537.986,7}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 9} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^9} \\ &= \text{Rp46.733.949,7}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 10} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{10}} \\ &= \text{Rp44.088.631,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 11} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{11}} \\ &= \text{Rp41.593.048,9}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 12} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{12}} \\ &= \text{Rp39.238.725,3}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 13} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{13}} \\ &= \text{Rp37.017.665,4}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 14} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{14}} \\ &= \text{Rp34.922.325,9}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 15} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{15}} \\ &= \text{Rp32.945.590,4}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 16} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{16}} \\ &= \text{Rp31.080.745,7}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 17} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{17}} \\ &= \text{Rp29.321.458,2}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 18} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{18}} \\ &= \text{Rp27.661.753,0}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 19} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{19}} \\ &= \text{Rp26.095.993,4}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 20} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{20}} \\ &= \text{Rp24.618.861,7}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 21} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{21}} \\ &= \text{Rp23.225.341,5}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 22} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{22}} \\ &= \text{Rp21.910.699,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 23} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{23}} \\ &= \text{Rp20.670.471,8}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 24} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{24}} \\ &= \text{Rp19.500.445,4}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Tahun ke 25} &= \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{25}} \\ &= \text{Rp18.396.646,8}\end{aligned}$$

4.3.3 Net Present Value

Net Present Value adalah cara untuk menyatakan bahwa seluruh aliran Kas Bersih dinilai sekarang atas dasar faktor suku bunga bank. Untuk menghitung *Net Present Value* rumusnya adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}\text{NPV} &= \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} - C \\ \text{NPV} &= \left(\frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^1} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^2} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^3} + \right. \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^4} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^5} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^6} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^7} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^8} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^9} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{10}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{11}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{12}} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{13}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{14}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{15}} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{16}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{17}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{18}} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{19}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{20}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{21}} + \\ &\quad \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{22}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{23}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{24}} + \\ &\quad \left. \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,06)^{25}} \right) - \text{Rp.1.405.760.000} \\ &= \text{Rp.1.009.322.988,4} - \text{Rp. 1.405.760.000} \\ &= - \text{Rp. 369.437.012}\end{aligned}$$

Nilai *Net Present Value* pada perancangan PLTS Photovoltaic di atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta dengan tingkat suku bunga 6% per tahun adalah adalah – Rp. 369.437.012. Nilai NPV yang menunjukkan dibawah angka 0 adalah ciri bahwa suatu proyek atau unit bisnis sangat beresiko di jalankan karena besar kemungkinan tidak balik modal. Dengan kata lain biaya investasi yang di keluarkan untuk sebuah proyek dalam jangka waktu tertentu tidak akan kembali dan tidak menguntungkan.

Akan tetapi dalam kasus ini, dimana perencanaan PLTS *Photovoltaic* berada di dalam lingkup perguruan tinggi, tidak melulu berbicara tentang bisnis dan keuntungan. Ada banyak faktor PLTS *Photovoltaic* ini bisa memberikan berbagai macam manfaat. Sebagai sarana pembelajaran dan pendidikan, khususnya pemahaman tentang energi terbarukan di lingkup perguruan tinggi. Selain itu bisa dijadikan sebagai proyek percontohan dan pusat observasi energi terbarukan. Terutama energi terbarukan yang sumber energinya berasal dari matahari. Dan masih banyak lagi.

4.3.4 *Payback Periode*

Perhitungan *Payback Periode* digunakan untuk mengukur seberapa lama biaya yang sudah dikeluarkan untuk investasi suatu proyek, dapat kembali utuh. Adapun untuk mengukur *Payback Periode* PLTS *Photovoltaic* adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{PP} &= \mathbf{Waktu\ Operasi\ PLTS} - \frac{\mathbf{C}}{\mathbf{NPV}} \\
 &= \mathbf{25\ Tahun} - \frac{\mathbf{Rp.1.405.760.000}}{\mathbf{-Rp.369.437.012}} \\
 &= \mathbf{25\ Tahun} - \mathbf{(-3,805)} \\
 &= \mathbf{25\ Tahun} + \mathbf{3,805\ Tahun} \\
 &= \mathbf{28\ Tahun\ 9,5\ Bulan.}
 \end{aligned}$$

Payback Periode pada perencanaan PLTS *Photovoltaic* di atap jalur pedestrian Lapangan Bintang Universitas Muhammadiyah Yogyakarta adalah selama 28 tahun 9,5 bulan. Artinya adalah biaya investasi yang dikeluarkan untuk proyek PLTS *Photovoltaic* ini tidak akan kembali pada periode waktu umur proyek (25 tahun), sehingga bisa dikatakan selama masa periode waktu tersebut PLTS *Photovoltaic* tidak memberikan keuntungan, bahkan cenderung merugi.

4.3.5 *Internal Rate of Return*

Pada perhitungan NPV dengan tingkat suku bunga di atas yakni 6% memberikan nilai NPV negatif. Maka NPV tersebut adalah NPV dengan suku bunga tinggi. Selanjutnya adalah menghitung NPV yang bernilai positif dengan menurunkan asumsi nilai tingkat suku bunga. Dalam hal ini menjadi 2%. Maka NPV dengan tingkat suku bunga 2% adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned}
 \text{NPV} = & \left(\frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^1} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^2} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^3} + \right. \\
 & \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^4} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^5} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^6} + \\
 & \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^7} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^8} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^9} + \\
 & \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{10}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{11}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{12}} + \\
 & \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{13}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{14}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{15}} + \\
 & \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{16}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{17}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{18}} + \\
 & \left. \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{19}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{20}} + \frac{\text{Rp.78.956.024,7}}{(1+0,02)^{21}} + \right)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \frac{Rp.78.956.024,7}{(1+0,02)^{22}} + \frac{Rp.78.956.024,7}{(1+0,02)^{23}} + \frac{Rp.78.956.024,7}{(1+0,02)^{24}} + \\ & \left. \frac{Rp.78.956.024,7}{(1+0,02)^{25}} \right) - Rp. 1.405.760.000. \\ & = Rp.1.541.494.521 - Rp. 1.405.760.000. \\ & = Rp. 135.734.521 \end{aligned}$$

Maka nilai IRR adalah sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= Ir + \frac{NPV Ir}{NPV Ir - NPV It} \times (It - Ir) \\ &= 2\% + \frac{Rp.135.734.521}{Rp.135.734.521 - (-Rp.369.437.012)} \times (6\% - 2\%) \\ &= 2\% + \frac{Rp.135.734.521}{Rp.505.171.533} \times 4\% \\ &= 2\% + 0,2687 \times 4\% \\ &= 2\% + 0,01075 \\ &= 3,075\% \end{aligned}$$

Nilai IRR sebesar **3,075%**. Nilai ini adalah nilai tingkat suku bunga saat NPV = 0. Nilai ini juga lebih kecil dari pada tingkat suku bunga saat ini yakni 6%. Maka diasumsikan investasi pada proyek ini tidak layak.

4.3.6 *Return of Investment*

Nilai *Return of Investment* dalam hal ini adalah sangat relatif. Jika menganggap arus kas adalah tetap setiap tahun tanpa memikirkan tingkat suku bunga, maka:

$$\begin{aligned} \text{ROI} &= \frac{\text{Total Arus KAS 25 tahun} - \text{Total Investasi Awal}}{\text{Total Investasi Awal}} \times 100\% \\ \text{ROI} &= \frac{(Rp.78.956.024,7 \times 25) - Rp.1.405.760.000}{Rp.1.405.760.000} \times 100\% \end{aligned}$$

$$\text{ROI} = \frac{\text{Rp}568.140.617,5}{\text{Rp}1.405.760.000} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = 40,41\%$$

Jika menilai sekarangkan arus kas saat ini dengan tangka suku bunga adalah 6%, maka:

$$\text{ROI} = \frac{\text{NPV } 6\% - \text{Total Investasi Awal}}{\text{Total Investasi Awal}} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = \frac{- \text{Rp}369.437.012}{\text{Rp}1.405.760.000} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = -26,28\%$$

Jika menilai sekarangkan arus kas saat ini dengan angka suku bunga adalah 2%, maka:

$$\text{ROI} = \frac{\text{NPV } 2\% - \text{Total Investasi Awal}}{\text{Total Investasi Awal}} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = \frac{\text{Rp}135.734.521}{\text{Rp}1.405.760.000} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = 9,66\%$$