

# Perencanaan dan Studi Kelayakan PLTS Rooftop Pada Gedung Fakultas Teknik UNG

Rafli  
Prodi Teknik Elektro  
Universitas Negeri Gorontalo  
Gorontalo, Indonesia  
rafli.tanpamarga@gmail.com

Jumiati Ilham  
Prodi Teknik Elektro  
Universitas Negeri Gorontalo  
Gorontalo, Indonesia  
jumiatiilham@ung.ac.id

Sardi Salim  
Prodi Teknik Elektro  
Universitas Negeri Gorontalo  
Gorontalo, Indonesia  
sardi@ung.ac.id

---

Diterima : Juni 2021  
Disetujui : November 2021  
Dipublikasi : Januari 2022

---

**Abstrak**—Sebagian besar pembangkit tenaga listrik terpasang di Indonesia saat ini masih didominasi oleh pembangkit listrik berbahan bakar fosil. Penggunaan bahan bakar fosil secara terus menerus dapat menyebabkan kerusakan lingkungan semakin bertambah. Oleh karena itu, untuk mengurangi penggunaan bahan bakar fosil, perlu dikembangkan pembangkit listrik dari sumber energi terbarukan, salah satunya pembangkit listrik tenaga surya (PLTS). Tujuan penelitian ini ialah merencanakan PLTS rooftop pada gedung C2 Fakultas Teknik Universitas Negeri Gorontalo serta menganalisis kelayakannya dari aspek teknis dan ekonomis. Perencanaan PLTS rooftop pada penelitian ini terdiri dari tahap desain teknis dengan parameter akhir yang diharapkan ialah nilai *performance ratio* (PR) yang lebih besar dari 60% dan analisa kelayakan ekonomis menggunakan tiga metode analisis yakni, *net present value* (NPV), *benefit cost ratio* (BCR) dan *payback period* (PP). Dasar perhitungan dalam analisis ketiga metode tersebut menggunakan tarif listrik LWBP Rp735.00/kWh dan cost of energi (COE) Rp1,261.26/kWh. Hasil desain teknis diperoleh nilai PR sebesar 70% dan dari segi ekonomi dengan dasar perhitungan tarif LWBP diperoleh nilai NPV Rp(1,266,891,940.59), BCR 0,97 dan PP 26,1 tahun. Sedangkan dengan dasar perhitungan COE, diperoleh nilai NPV Rp488,730,414.17, BCR 1,77 dan PP 12,17 tahun. Kesimpulan akhir yang diperoleh berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan ialah bahwa sistem PLTS yang direncanakan layak (*feasible*) untuk diwujudkan.

**Kata Kunci**—Perencanaan; Studi Kelayakan; PLTS Rooftop

**Abstract**—Most of the currently installed power plants in Indonesia are still dominated by fossil fuel power plants. The continuous use of fossil fuels can cause increasing environmental damage. Therefore, to reduce the use of fossil fuels, it is necessary to develop power plants from renewable energy sources, one of which is solar power plants (PLTS). This study aims to plan a rooftop solar power plant in the C2 building of Faculty of Engineering, State University of Gorontalo, as well as to analyze its feasibility from technical and economic aspects. The PLTS rooftop planning in this study consisted of a technical design stage with the final parameter expected to be a *performance ratio* (PR) value greater than 60%. Economic feasibility analysis uses three methods, including *net present value* (NPV), *benefit cost ratio* (BCR) and *payback period* (PP). The basis of calculation un the

*analysis of the three methods uses the LWBP electricity tariff of IDR 735,00/kWh and the cost of energy (COE) of IDR 1.261,26/kWh. The result of the technical design obtains a PR value of 70%. In terms of economy, based on the calculation of the LWBP tariff, it obtains the NPV of IDR (1.266.891.940,59), BCR of 0.97 and PP of 16.1 years. Meanwhile, based on the COE calculation, it obtains the NPV of IDR 488.730.414,17, BCR of 1.77 and PP of 12,17 years. Based on the findings, it can be concluded that the planned PLTS system is feasible to be realized.*

**Keywords**—Planning; Feasibility Study; Rooftop Solar PV

## I. PENDAHULUAN

Kebutuhan akan energi listrik terus meningkat seiring dengan pertumbuhan ekonomi nasional. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) memproyeksikan rata-rata pertumbuhan kebutuhan energi listrik nasional sekitar 6,9% per tahun [1]. Untuk mengiringi pertumbuhan kebutuhan listrik, maka salah satu upaya paling efektif yang perlu dilakukan ialah penambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik. Khusus di Indonesia, pemanfaatan energi terbarukan seperti air, angin, biomassa, dan lainnya belum optimal. Padahal Indonesia memiliki potensi energi surya yang cukup besar untuk dikembangkannya pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) [2]. Potensi energi surya ini mencapai 207,8 GW. Sementara itu, di Provinsi Gorontalo memiliki potensi energi surya mencapai 1,218 GW [3].

Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap (PLTS rooftop) adalah proses pembangkitan energi listrik menggunakan modul fotovoltaik yang dipasang dan diletakkan pada atap, dinding atau bagian lain bangunan milik konsumen PT. PLN (Persero) serta menyalurkan energi listrik melalui sistem sambungan listrik konsumen PT. PLN (Persero) [4]. Sistem PLTS rooftop secara konfigurasi sistemnya termasuk sistem *on-grid*, karena terhubung dengan jaringan listrik PLN. Artinya daya yang diproduksi oleh PLTS tidak hanya untuk penggunaan sendiri, melainkan bisa disalurkan ke sistem yang terhubung dengannya. Pada siang hari, ketika produksi listrik PLTS melebihi kebutuhan beban, maka kelebihan ini secara otomatis di salurkan ke grid dan secara otomatis kelebihan ini dicatat oleh kWh meter Ekspor-Impor. Namun, ketika produksi listrik PLTS tidak mencukupi kebutuhan

beban, maka energi listrik PLTS diprioritaskan untuk digunakan dan sisa kekurangan listriknya disuplai dari grid. PLTS *rooftop* merupakan salah satu bentuk pembangkit listrik yang ramah lingkungan dan juga cocok dikembangkan di wilayah-wiyah perkotaan karena instalasi pembangkit ini dapat dipasang dan diletakkan pada atap, dinding atau bagian lain bangunan.

Pada prinsipnya, dalam merencanakan suatu PLTS (dari aspek teknis) harus dipertimbangkan faktor-faktor antara lain: rencana pola operasi PLTS dan terkoneksi atau tidaknya PLTS dengan jaringan listrik di rencana lokasi. Faktor-faktor di atas mempengaruhi pemilihan jenis dan kapasitas komponen utama, yaitu: modul surya dan inverter. Kapasitas PLTS dinyatakan dengan kilowatt peak (kWp) dan kapasitas inverter dinyatakan dengan (kW). Tingkat reliabilitas yang diinginkan mempengaruhi konfigurasi, kapasitas dan jumlah inverter [5]. Langkah pertama dalam proses perencanaan pembangunan PLTS adalah dengan menilai apakah layak untuk dilanjutkan. Melakukan penilaian tersebut, membutuhkan kajian sejumlah aspek, diantaranya aspek teknis, lingkungan, finansial, sosial, ekonomi dan aspek risiko. Namun faktor umum yang menjadi pertimbangan kebanyakan orang adalah kelayakan teknis dan biaya [6].

Penelitian serupa yang terkait dengan perencanaan PLTS *rooftop* pernah dilakukan dengan judul, diantaranya:

- 1) *Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Hybrid Pada Area Parkir Gedung Dinas Cipta Karya, Dinas Bina Marga Dan Pengairan Kabupaten Badung* [7]
- 2) *Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Rooftop di Hotel Kini Pontianak* [8]
- 3) *Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Di Atap Gedung Harry Hartanto Universitas Trisakti* [9]

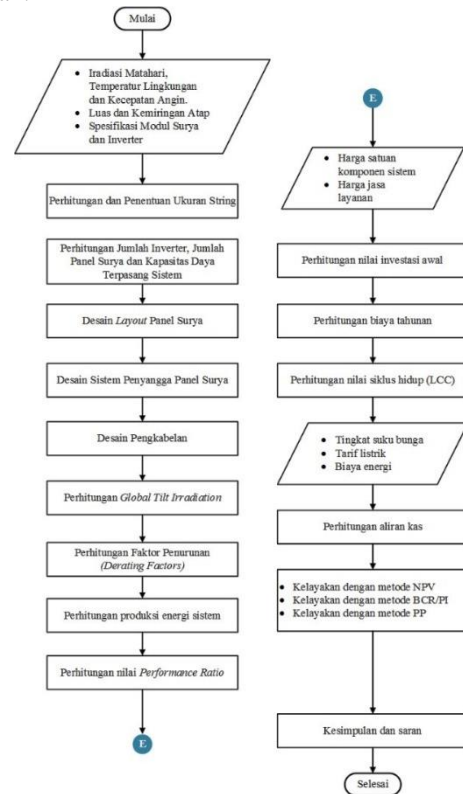
Pada penelitian judul pertama diatas, perencanaan PLTS *rooftop* dilakukan hanya dari sisi teknis yakni bertujuan untuk menghitung kebutuhan daya listrik, menetapkan daya yang akan dibangkitkan, menghitung jumlah serta kapasitas modul surya dan inverter, menghitung sudut kemiringan dan lokasi modul surya. Seperti pada uraian sebelumnya bahwa perencanaan PLTS *rooftop* perlu untuk mempertimbangkan aspek ekonomis. Penelitian judul kedua merencanakan PLTS *rooftop* dengan menggunakan tambahan komponen, yaitu baterai. Penambahan baterai pada sistem akan membuat investasi awal PLTS *rooftop* menjadi mahal. Sementara pada penelitian dengan judul yang ketiga, perencanaan PLTS *rooftop* dilakukan baik dari sisi teknis dan ekonomis, namun perbedaannya dengan penelitian ini yakni terletak pada bebeara hal, salah satunya metode penempatan panel surya pada atap gedung, dimana pada penelitian ini, panel surya diletakkan paralel dengan atap gedung (*flush mounting*).

## II. METODE PENELITIAN

Perancangan dan penilaian kelayakan ekonomi PLTS *rooftop* dalam penelitian ini dilakukan dengan perhitungan manual dan bantuan *software* PVsyst. Penelitian ini dilakukan pada gedung C2 Fakultas Teknik Kampus Baru Universitas Negeri Gorontalo yang beralamat di Jl. B.J Habibie Desa Moutong, Kecamatan Tilongkabila, Kabupaten Bone Bolango Provinsi Gorontalo.

Desain teknis PLTS *rooftop* dimulai dari perhitungan ukuran string, kemudian dilanjutkan dengan perhitungan jumlah inverter, panel surya dan kapasitas daya terpasang sistem. Secara lengkap, tahapan desain teknis dan analisis

kelayakan ekonomi PLTS *rooftop* yang direncanakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 1. Diagram Alir Alur Penelitian.



Gambar 1. Diagram Alir Alur Penelitian

Untuk selanjutnya, perhitungan-perhitungan teknis dan ekonomi dalam perencanaan PLTS *rooftop* pada penelitian ini diuraikan sebagai berikut.

### 1) Ukuran String

#### • String Minimum

String minimum dihitung dengan persamaan:

$$N_{s,min} \geq \frac{V_{min,Inverter}}{V_{mp,min}} \dots \dots \dots (1)$$

dengan,

- $N_{s,min}$  : string minimum
- $V_{min,Inverter}$  : tegangan minimum inverter
- $V_{mp,min}$  : tegangan minimum panel surya, dihitung dengan persamaan [10]:

$$V_{mp,min} = V_{mp} \times (1 + ((T_{a,max} + T_{add} - T_{STC}) \times (T_k P_{max} / 100))) \dots \dots \dots (2)$$

dengan:

- $V_{mp,min}$  : tegangan minimum panel surya
- $V_{mp}$  : tegangan  $V_{mp}$  panel surya kondisi STC
- $T_{a,max}$  : temperatur lingkungan maksimum
- $T_{add}$  : temperatur penyesuaian = 35°C
- $T_{STC}$  : temperatur pengujian modul surya = 25°C
- $T_k P_{max}$  : koefisien temperatur daya panel surya

#### • String Maksimum

String maksimum dihitung menggunakan persamaan:

$$N_{s,max} \leq \frac{V_{max,Inverter}}{V_{oc,max}} \dots \dots \dots (3)$$

dengan,

- $N_{s,max}$  : string maksimum
  - $V_{max,Inverter}$  : tegangan maksimum inverter
  - $V_{oc,max}$  : tegangan maksimum panel surya, dihitung dengan Persamaan 4:
- $$V_{oc,max} = V_{oc} \times (1 + ((T_{a,min} - T_{STC}) \times T_k V_{oc})) \dots\dots\dots (4)$$

dengan:

- $V_{oc,max}$  : tegangan maksimum panel surya
- $V_{oc}$  : tegangan  $V_{oc}$  kondisi STC
- $T_{a,min}$  : temperatur lingkungan minimum
- $T_{STC}$  : temperatur pengujian modul surya = 25°C
- $T_k V_{oc}$  : koefisien temperatur tegangan panel surya

• String Paralel

String paralel dihitung dengan persamaan:

$$N_{p,max} \leq \frac{I_{max,Inverter}}{I_{sc,PV}} \dots\dots\dots (5)$$

dengan,

- $N_{p,max}$  : string paralel maksimum
- $I_{max,Inverter}$  : arus maksimum inverter
- $I_{sc,PV}$  : arus maksimum panel surya

**2) Kapasitas Daya Terpasang**

Secara praktis, untuk memperkirakan kapasitas daya terpasang sistem berdasarkan luasan area atap yang ada/tersedia dapat menggunakan Persamaan 6 berikut ini.

$$C_R = \left( \frac{C_M}{1000} \right) \times \left( \frac{RCR \times A_R}{A_M} \right) \dots\dots\dots (6)$$

dengan,

- $C_R$  : kapasitas daya terpasang sistem (kWp)
- $C_M$  : daya panel surya kondisi STC (Wp)
- $A_R$  : luas area atap tersedia (m<sup>2</sup>)
- $A_M$  : luas dimensi panel surya (m<sup>2</sup>)
- $RCR$  : *roof cover ratio*, biasanya 0.85.

Untuk mengetahui berapa jumlah inverter yang dibutuhkan, dapat dilakukan dengan perhitungan menggunakan Persamaan 7:

$$N_{Inverter} = \frac{N_{PV,Tot}}{N_{PV/Inverter}} \dots\dots\dots (7)$$

dengan

$$N_{PV,Tot} = \frac{C_R \times 1000}{C_M} \dots\dots\dots (8)$$

dengan,

- $N_{Inverter}$  : jumlah inverter
- $N_{PV,Tot}$  : jumlah total panel surya
- $N_{PV/Inverter}$  : jumlah panel surya per inverter

**3) Sistem Pemasangan**

Secara umum, bentuk atap dalam *mounting system* panel surya dikelompokkan menjadi atap datar (*flat roof*) dan atap miring (*tilt roof*). Dua metode *mounting* panel surya pada atap yang paling umum digunakan pada sistem PLTS *rooftop*, yaitu menggunakan rangka atau tanpa rangka, dengan menempelkan panel surya pada atap. Bahan yang digunakan untuk rangka atau penyangga panel surya harus terbuat dari bahan aluminium[11]. Untuk jenis atap yang terbuat dari

bahan genteng asbes atau aspal membutuhkan penyangga disatukan dengan rangka atap.

**4) Global Tilt Irradiation**

Iradiasi yang jatuh pada permukaan array atau yang diterima modul surya berdasarkan kemiringan pemasangannya ialah *global tilt irradiation* (GTI). GTI dapat dihitung dengan menggunakan persamaan [12]:

$$GTI = Glob_{Inc} \times \sin(\alpha + \beta) \dots\dots\dots (9)$$

dengan:

$$Glob_{Inc} = \frac{GHI}{\sin \alpha} \dots\dots\dots (10)$$

dengan.

$$\alpha = 90^\circ - \phi + \delta \dots\dots\dots (11)$$

dan  $\delta$  dihitung menggunakan persamaan[13]:

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin \left( 360 \times \frac{284+n}{365} \right) \dots\dots\dots (12)$$

dengan:

- GTI : *global tilt irradiation*
- $Glob_{Inc}$  : *global incident irradiation*
- GHI : *global horizontal irradiation*
- $\alpha$  : sudut elevasi (*elevation angle*)
- $\beta$  : sudut kemiringan panel surya (*plane tilt*)
- $\delta$  : sudut deklinasi
- $\phi$  : lintang lokasi (*latitude*)
- $n$  : nilai hari dalam setahun

**5) Faktor Penurunan**

*Derating factors* (D) merupakan faktor penskalaan pada keluaran sistem PLTS untuk memperhitungkan rugi-rugi sistem (*system losses*) dalam kondisi pengoperasian yang sebenarnya. *Derating factors* optimal adalah 1 dan nilai kurang dari 1 menunjukkan daya keluaran sistem yang berkurang. Misalnya, jika daya yang hilang melalui komponen tertentu adalah 2%, maka faktor penurunan daya untuk komponen tersebut adalah 0,98.

**6) Perhitungan Produksi Energi Sistem**

Energi yang akan dihasilkan sistem bergantung pada kapasitas daya terpasang sistem ( $C_R$ ), *derating factors* (D) dan juga iradiasi matahari. Iradiasi matahari yang dimaksud dalam hal ini ialah nilai GTI. Energi yang akan dihasilkan sistem dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut.

$$E_{system} = C_R \times D \times GTI \dots\dots\dots (13)$$

dengan,

- $E_{system}$  : energi yang dihasilkan sistem pada periode tertentu
- $C_R$  : kapasitas daya terpasang sistem
- D : *derating factors*
- GTI : *global tilt irradiation*

**7) Efektivitas Pembangkitan Listrik AC (ACEGE) dan Performance Ratio (PR)**

Efektivitas pembangkitan listrik AC (ACEGE) menunjukkan keefektifan sistem PLTS dalam mengubah iradiasi matahari yang ada menjadi listrik AC. ACEGE direpresentasikan dalam persen (%) dan dihitung dengan Persamaan 14.

$$ACEGE = \frac{E_{system}}{Glob_{inc,tot}} \times 100\% \dots\dots\dots (14)$$

dengan

$$Glob_{inc,tot} = Glob_{inc} \times A_{array} \dots\dots\dots(15)$$

dengan:

- ACEGE : efektivitas pembangkitan listrik AC
- $E_{system}$  : energi produksi sistem
- $Glob_{inc,tot}$  : *global incident irradiation* total
- $Glob_{inc}$  : *global incident irradiation*
- $A_{array}$  : luas array

Sementara itu, untuk mengetahui *performance ratio* (PR) sistem, dapat dilakukan dengan menggunakan Persamaan 16 dibawah ini.

$$PR = \frac{ACEGE}{\eta_{PV}} \dots\dots\dots (16)$$

dengan,  $\eta_{PV}$  adalah efisiensi panel surya.

### 8) Metode Analisa Net Present Value (NPV)

*Net present value* (NPV) adalah metode menghitung nilai bersih (*net value*) pada waktu sekarang (*present*). Metode ini menggunakan teknik *discounted cash flow* (DFC) untuk memperhitungkan nilai waktu uang dari semua aliran kas proyek [14]. Penggunaan metode NPV dalam menilai kelayakan suatu investasi mengikuti persamaan berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - II \dots\dots\dots (17)$$

dengan,

- $NCF_t$  : jumlah aliran kas bersih tahun ke-1 s/d ke-n
- II : *initial investment* (investasi awal)
- $i$  : *interest* (tingkat suku bunga)
- $n$  : *lifetime* (umur proyek)

Kriteria pengambilan keputusan dengan metode ini apakah proyek layak diwujudkan atau tidak ialah sebagai berikut:

- $NPV > 0$  artinya investasi akan menguntungkan/layak (*feasible*)
- $NPV < 0$  artinya investasi tidak menguntungkan/tidak layak (*unfeasible*).

### 9) Metode Analisa Benefit Cost Ratio (BCR)

*Profitability Index* (PI) merupakan perbandingan nilai sekarang arus kas masuk (*PV cash inflow*) dengan nilai sekaranag arus kas keluar (*PV cash outflow*). Metode ini juga dikenal dengan BCR (*benefit cost ratio*) [15]. Metode BCR atau PI memberikan penekanan terhadap nilai perbandingan antara aspek manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya dan kerugian yang akan ditanggung (*cost*) dengan adanya investasi tersebut.

$$BCR = \frac{Benefit (B)}{Cost (C)} \dots\dots\dots (18)$$

Kriteria keputusan untuk mengetahui apakah suatu rencana investasi layak ekonomis atau tidak layak menggunakan metode ini adalah sebagai berikut.

- $B/C > 1$ , investasi layak (*feasible*)
- $B/R < 1$ , investasi tidak layak (*unfeasible*)

### 10)Metode Analisa Payback Peiod PP (PP)

Analisis *payback period* (PP) pada dasarnya bertujuan untuk mengetahui seberapa lama (periode) investasi akan dapat dikembalikan saat terjadinya kondisi pulang pokok (*break event-point*). Secara umum, *payback period* (PP) dirumuskan dengan persamaan:

$$PP = \frac{II}{NC_t} \dots\dots\dots (19)$$

dengan,

- II : *initial investment* (investasi awal)
- $NC_t$  : *net cash* rata-rata selama umur proyek

Dalam metode *payback period* (PP), rencana investasi dikatakan layak ekonomis atau tidak layak ditentukan oleh kriteria berikut:

- Jika :  $PP < lifetime (n)$ , layak (*feasible*)
- :  $PP > lifetime (n)$ , tidak layak (*unfeasible*)

## III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Perencanaan PLTS *rooftop* ini direncanakan pada bangunan gedung C2 Fakultas Teknik Kampus Baru Universitas Negeri Gorontalo (UNG). Gedung Fakultas Teknik kampus Baru UNG terdiri dari 5 (lima) gedung yakni: Gedung C2, gedung C3, gedung C4 gedung C5 dan gedung C6. Adapun data lokasi spesifik dari gedung Fakultas Teknik Kampus Baru UNG sebagai berikut:

- Koordinat : 0.555955 LU; 123.133194 BT
- Ketinggian : 37 meter diatas permukaan laut
- Zona waktu : UTC+08, Asia/Makassar (WITA)
- *Global Horizontal Irradiation* : 1882 kWh/m<sup>2</sup>/tahun
- *Global Incident Irradiation* : 1854,6 kWh/m<sup>2</sup>/tahun
- Temperatur maksimum : 34,6°C
- Temperatur minimum : 21,5°C
- Temperatur rata-rata : 27,2°C
- Kecepatan angin rata-rata : 2,6 Knot
- Luas atap gedung : 1336,8 m<sup>2</sup>
- Sudut kemiringan atap : 16°
- Daya terpasang gedung : 197,2 Kva

### A. Panel Surya dan Inverter

Panel surya yang digunakan dalam penelitian ini ialah REC375TP2SM72 dengan daya pada kondisi STC sebesar 375 Wp. Spesifikasi teknis panel REC375TP2SM72 ditunjukkan dalam tabel 1. spesifikasi teknis panel surya rec375tp2sm72. Sementara untuk inverter, digunakan inverter jenis string yakni 33000TL3-S dengan kapasitas daya sebesar 33 kWac dan spesifikasi teknisnya ditunjukkan dalam tabel 2 spesifikasi teknis inverter 33000tl3-s.

Tabel 1. Spesifikasi teknis panel surya REC375TP2SM72

Electrical Characteristics (STC)	
Nominal power ( $P_{max}$ )	375 Wp
Nominal power voltage ( $V_{mp}$ )	40,1 V
Nominal power current ( $I_{mp}$ )	9,36 A
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ )	47,4 V
Short circuit current ( $I_{sc}$ )	10,04 A
Module efficiency	18,7 %
Operating temperature	-40... +85 °C
Maximum system voltage	1000 V / 1500 V
Maximum series fuse rating	25 A
Power tolerance	± 5
Mechanical Characteristics	
Dimensions (mm)	2005 × 1001 × 30
Weigh	22 kg

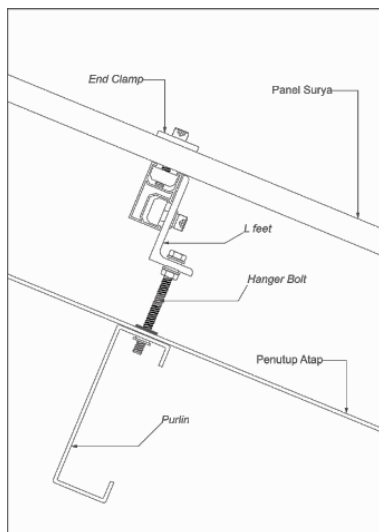
Temperature Characteristics	
NOCT	44,6 +2 °C
Temperature coefficient of $P_{max}$	-0,37 % / °C
Temperature coefficient of $V_{oc}$	-0,28 % / °C
Temperature coefficient of $I_{sc}$	-0,04 % / °C

Tabel 2. Spesifikasi teknis inverter 33000TL3-S

Input DC	
Max. DC voltage	1000 V
Star voltage	250
MPPT voltage range	200 V – 1000 V
Nominal voltage	580 V
Max power (at STC)	41,25 kW
Nb. of MPPT / String for each MPPT	2 / 4
Max. input current	38 A / 38 A
Max. input current per string	12 A
Rated AC power	33 kW
Max. AC apparent power	36,6 kVA
AC nominal voltage	230 V / 400V
AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. output current	53 A
Power factor at rated power	0,8 leading – 0,8 langging
Efficiency	
Max. efficiency	98,9 %
MPPT efficiency	99,5 %

## B. Desain Teknis Sistem PLTS Rooftop

Dari hasil perhitungan ukuran string (panel surya yang terhubung secara seri), diperoleh string maksimum yang diperbolehkan ialah 20 panel surya per string dan 3 string paralel. Tegangan minimum dan maksimum string berturut-turut sebesar 664,2 VDC dan 957,2 VDC. Sementara arus maksimum string diperoleh sebesar 30,12 A. Total jumlah panel surya yang digunakan dalam penelitian ini sebanyak 480 unit dan inverter sebanyak 4 unit dan jumlah panel surya yang terhubung dengan tiap inverter sebanyak 120 unit. Daya yang dihasilkan sebesar 180 kWp, namun karena terjadi faktor penurunan sebesar 23,4% atau 0,766, maka daya yang dihasilkan PLTS berkurang menjadi 137,88 kW. Penempatan panel surya pada atap tampak seperti Gambar 2. Desain Rangka Pemasangan Panel Surya pada Atap.



Gambar 2. Desain Rangka Pemasangan Panel Surya pada Atap

Peletakan panel surya ada atap dalam gambar diatas mengikuti sudut kemiringan atap, sehingga iradiasi matahari (*global tilt irradiation*) yang dapat diserap oleh panel surya sebesar 1716,7 kWh/m<sup>2</sup>/tahun. Energi listrik yang di produksi sistem PLTS sebesar:

$$E_s = 180 \text{ kWp} \times 0,766 \times 1716,7$$

$$E_s = 236698.6 \text{ kWh/tahun}$$

$$\text{atau } 648,49 \text{ kWh/hari}$$

Kemudian, berdasarkan dimensi modul surya dalam tabel 1 Spesifikasi teknis panel surya REC375TP2SM72, yaitu 2,007 m<sup>2</sup>, maka total luas area atap terpakai (luas area array) sebesar 963,36 m<sup>2</sup>, sehingga diperoleh *global incident total* ( $G_{Inc,Tot}$ ) sebagai berikut:

$$G_{Inc,tot} = 1854,6 \text{ kWh/m}^2 \times 963,36 \text{ m}^2$$

$$G_{Inc,tot} = 1786647,45 \text{ kWh}$$

yang kemudian diperoleh efektivitas pembangkitan listrik AC (ACEGE) sebesar:

$$ACEGE = \frac{236698,6}{1786647,45} = 13,2\%$$

Dan terakhir, diperoleh *performance ratio* sistem PLTS yang direncanakan sebagai berikut:

$$PR = \frac{13,2\%}{18,7\%} = 70\%$$

## C. Analisa Ekonomi

Seluruh biaya yang dikeluarkan untuk pembangunan sistem PLTS hingga operasi dan pemeliharannya sering disebut sebagai *life cycle cost* (LCC) atau biaya siklus hidup. LLC dalam penelitian ini dibagi menjadi 2 komponen biaya, yaitu investasi awal dan biaya tahunan. Nilai investasi awal diperlihatkan dalam tabel 3 Nilai investasi awal.

Tabel 3. Nilai investasi awal

No	Komponen	Jumlah	Satuan	Harga Satuan	Subtotal Harga
<b>A. Komponen Utama</b>					
1	Panel Surya REC375TP2SM	480	Unit	Rp 4.100.000,00	Rp 1.968.000.000,00
2	Inverter Growatt 33000TL3-S	4	Unit	Rp81.500.000,00	Rp 326.000.000,00
<b>Total Harga A</b>					<b>Rp 2.294.000.000,00</b>
<b>B. Komponen Sistem Penyanga</b>					
3	Aluminium Rail 4200 mm	220	Batang	Rp 260.000,00	Rp 57.200.000,00
4	Aluminium Rail 3300 mm	20	Batang	Rp 210.000,00	Rp 4.200.000,00
5	Aluminium Rail 2100 mm	20	Batang	Rp 157.000,00	Rp 3.140.000,00
6	L Feet Bracket 85 x 40 mm	1196	Pes	Rp 25.000,00	Rp 29.900.000,00
7	Hanger Bolt M8 x 100 mm	1196	Pes	Rp 1.650,00	Rp 1.973.400,00
8	Rail Join Splice	197	Pes	Rp 25.000,00	Rp 4.925.000,00
9	Mid Clamp 40 mm	912	Pes	Rp 15.500,00	Rp 14.136.000,00
10	End Clamp 40 mm	136	Pes	Rp 14.500,00	Rp 1.972.000,00
11	Grounding Lug	500	Pes	Rp 30.000,00	Rp 15.000.000,00
<b>Total Harga B</b>					<b>Rp 132.446.400,00</b>
<b>C. Perangkat Proteksi Sisi DC</b>					
12	Panel Box 30 x 40 x 17 cm	4	Pes	Rp 885.000,00	Rp 3.540.000,00
13	Fuse Link 15 A + Fuse Holder 30A	32	Pes	Rp 74.000,00	Rp 2.368.000,00
14	DC MCB 4P 40A 1000 V	8	Pes	Rp 399.000,00	Rp 3.192.000,00
15	DC SPD 3P 40KA 1000V	8	Pes	Rp 446.600,00	Rp 3.572.800,00
<b>Total Harga C</b>					<b>Rp 12.672.800,00</b>
<b>D. Perangkat Proteksi Sisi AC</b>					
16	Panel Box 60 x 40 x 18 cm	1	Pes	Rp 216.000,00	Rp 216.000,00
17	MCB 3 Phase 4P 63A	4	Pes	Rp 795.000,00	Rp 3.180.000,00
18	MCCB 3 Phase 3P 300A	1	Pes	Rp 860.000,00	Rp 860.000,00
19	AC SPD 3 Phase 4P 40kA	1	Pes	Rp 999.000,00	Rp 999.000,00
20	Digital Energy Meter	4	Pes	Rp 2.520.000,00	Rp 10.080.000,00
21	Panel Distribusi 150 kVA	1	Paket	Rp 7.600.000,00	Rp 7.600.000,00
<b>Total Harga D</b>					<b>Rp 22.935.000,00</b>
<b>E. Pengkabelan</b>					
22	Kabel NYAF 4 mm <sup>2</sup> (B & R)	6	Roll	Rp 646.800,00	Rp 7.761.600,00
23	Kabel NYAF 10 mm <sup>2</sup> (B & R)	4	Roll	Rp 1.593.900,00	Rp 12.751.200,00
24	Kabel NYF 4 x 16 mm <sup>2</sup>	1	Roll	Rp10.873.000,00	Rp 10.873.000,00
25	Kabel BC 25 mm <sup>2</sup>	600	Meter	Rp 20.900,00	Rp 12.540.000,00
26	Kabel NYAF 10 mm <sup>2</sup> (Y/G)	1	Roll	Rp 1.593.900,00	Rp 1.593.900,00
27	Kabel NYA 1 x 16 mm <sup>2</sup> (Y/G)	50	Meter	Rp 25.000,00	Rp 1.250.000,00
<b>Total Harga E</b>					<b>Rp 46.769.700,00</b>
<b>F. Komponen/Peralatan Lainnya</b>					
28	Konektor MC4 4 mm <sup>2</sup>	48	Pes	Rp 15.000,00	Rp 720.000,00
29	Klip Kabel 10 mm	1440	Pes	Rp 7.500,00	Rp 10.800.000,00
30	Terminal Block Kabel 10 mm <sup>2</sup>	20	Pes	Rp 18.000,00	Rp 360.000,00
31	Gland Kabel PG 9	100	Pes	Rp 900,00	Rp 90.000,00
32	Cable Gland for Flexible Conduit	16	Pes	Rp 4.000,00	Rp 64.000,00
33	Flexible Conduit 3/4" Liquid Tight Metallic	4	Roll	Rp 35.000,00	Rp 140.000,00
34	Kabel Skun Ring 4 mm + Isolasi	3	Pes	Rp 28.440,00	Rp 85.320,00
35	Din Rail MCB 1 meter	10	Batang	Rp 15.000,00	Rp 150.000,00
36	Busbar Plat Tembaga 40 cm	8	Batang	Rp 145.000,00	Rp 1.160.000,00
37	Grounding Bar Tembaga	5	Batang	Rp 36.500,00	Rp 182.500,00
<b>Total Harga F</b>					<b>Rp 13.751.820,00</b>

38	Jasa Distribusi Barang, Jasa Instalasi dan Pemasangan	180	kWp	Rp2,500,000.00	Rp 450,000,000.00
39	Belanja tidak terduga (5% dari Total Harga A)	1	Lot	Rp114,700,000.00	Rp 114,700,000.00
Investasi Awal					Rp 3,087,275,720.00

### • Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Standar nilai biaya operasional dan pemeliharaan (O&M cost) PLTS per tahun per kWp terpasang berkisar antara USD12 – USD15 [11]. Dalam penelitian ini, penentuan O&M cost yang dipilih ialah Rp30,872,757.20/tahun (1% dari nilai investasi awal). Total biaya operasional dan pemeliharaan selama *lifetime* sistem PLTS sebesar:

$$O\&M_{cost,total} = Rp30,872,757.20 \times 25 \\ = Rp771,818,930.00$$

### • Biaya Pemulihan Sistem (*Recovery Cost*)

Biaya penggantian unit inverter atau yang dalam penelitian ini disebut sebagai biaya pemulihan (*recovery cost*) merupakan biaya yang harus dikeluarkan untuk pengadaan unit inverter hingga instalasinya. Harga satuan unit inverter ini diasumsikan sama dengan harga satuan pembelian awal yakni sebesar Rp326,000,000.00 per empat unit. Sementara untuk biaya jasa distribusi hingga instalasinya diasumsikan sebesar 5% dari total biaya jasa pada tahap awal pembangunan atau sebesar Rp22,500,000.00, sehingga nilai total *recovery cost* sebesar:

$$Rp326,000,000.00 + Rp22,500,000.00 \\ Rp344,000,000.00/25 \text{ tahun} \\ \text{atau Rp13,940,000.00/tahun}$$

Dengan demikian, biaya pengeluaran tahunan untuk sistem PLTS *rooftop on-grid* 180 kWp diperoleh dengan penjumlahan biaya operasional dan pemeliharaan per tahun dengan biaya *recovery cost*/tahun seperti berikut:

$$An_{cost} = Rp30,872,757.20 + Rp13,940,000.00 \\ An_{cost} = Rp44,812,757.20$$

### D. Kelayakan Investasi Dasar Perhitungan Tarif LWBP

Perhitungan aliran kas bersih (*net cash flow*) didapatkan dari hasil pengurangan aliran kas masuk ( $cash_{in}$ ) dengan aliran kas keluar ( $cash_{out}$ ). Aliran kas masuk didapat dari perkalian produksi energi sistem dengan tarif LWBP seperti ditunjukkan berikut:

$$cash_{in} = 236698.6 \text{ kWh} \times 735.00 \\ Rp173,973,471.00/\text{tahun}$$

dan kas bersih rata-rata diperoleh sebesar:

$$NCF = Rp173,973,471.00 - Rp44,812,757.20 \\ Rp129,160,713.80/\text{tahun}$$

### • Metode Analisa *Net Present Value* (NPV)

Telah diketahui bahwa kas bersih rata-rata sebesar Rp129,056,713.80/tahun, maka dengan menggunakan tingkat suku bunga sebesar 5%/tahun, NPV diperoleh seperti dalam Tabel 4. NPV dasar perhitungan LWBP.

Tabel 4. NPV Dasar Perhitungan LWBP

Tahun	Kas Bersih	DF	NPV
1	Rp 129,160,713.80	0.95	Rp 123,010,203.62
2	Rp 129,160,713.80	0.91	Rp 117,152,574.88
3	Rp 129,160,713.80	0.86	Rp 111,573,880.83
4	Rp 129,160,713.80	0.82	Rp 106,260,838.89
5	Rp 129,160,713.80	0.78	Rp 101,200,798.94
6	Rp 129,160,713.80	0.75	Rp 96,381,713.28
7	Rp 129,160,713.80	0.71	Rp 91,792,107.88

Tahun	Kas Bersih	DF	NPV
8	Rp 129,160,713.80	0.68	Rp 87,421,055.13
9	Rp 129,160,713.80	0.64	Rp 83,258,147.74
10	Rp 129,160,713.80	0.61	Rp 79,293,474.04
11	Rp 129,160,713.80	0.58	Rp 75,517,594.32
12	Rp 129,160,713.80	0.56	Rp 71,921,518.40
13	Rp 129,160,713.80	0.53	Rp 68,496,684.19
14	Rp 129,160,713.80	0.51	Rp 65,234,937.33
15	Rp 129,160,713.80	0.48	Rp 62,128,511.74
16	Rp 129,160,713.80	0.46	Rp 59,170,011.18
17	Rp 129,160,713.80	0.44	Rp 56,352,391.60
18	Rp 129,160,713.80	0.42	Rp 53,668,944.38
19	Rp 129,160,713.80	0.40	Rp 51,113,280.36
20	Rp 129,160,713.80	0.38	Rp 48,679,314.63
21	Rp 129,160,713.80	0.36	Rp 46,361,252.03
22	Rp 129,160,713.80	0.34	Rp 44,153,573.36
23	Rp 129,160,713.80	0.33	Rp 42,051,022.25
24	Rp 129,160,713.80	0.31	Rp 40,048,592.62
25	Rp 129,160,713.80	0.30	Rp 38,141,516.78
Total			Rp 1,820,383,940.41

Dari tabel 4. Npv dasar perhitungan LWBP terlihat bahwa total nilai kas sampai akhir masa pakai (*lifetime*), yakni pada tahun ke-25 ialah sebesar Rp1,820,383,940.41, maka dengan nilai investasi awal yang sebesar Rp3,087,275,720.00, NPV PLTS yang direncanakan dalam penelitian ini yakni:

$$NPV = Rp1,820,383,940.41 - Rp3,087,275,720.00 \\ NPV = Rp(1,266,891,779.59)$$

Dengan demikian, berdasarkan analisa kelayakan dengan metode NPV ini, PLTS yang direncanakan tidak layak untuk diwujudkan. Hal ini terlihat pada hasil perhitungan yang diatas yang menghasilkan nilai negatif yang cukup besar, yakni Rp1,266,891,779.59. Hal ini sesuai dengan pernyataan bahwa jika  $NPV < 0$ , maka investasi tersebut tidak layak (*unfeasible*) untuk diwujudkan.

### • Metode Analisa *Benefit Cost Ratio* (BCR)

Metode BCR bekerja dengan membandingkan antara keuntungan (*benefit*) selama umur (*lifetime*) PLTS dengan biaya pengeluaran (*cost*) selama itu juga. Perhitungan BCR dalam penelitian ini dilakukan dengan menganggap total kas masuk (*cash in*) sebagai B (*benefit*) dan *life cycle cost* sebagai C (*cost*).

$$BCR = \frac{(Rp173,973,471.00 \times 25)}{Rp4,207,594,650.00} \\ BCR = \frac{Rp4,349,336,775.00}{Rp4,207,594,650.00} \\ BCR = 1,03$$

Berdasarkan analisa kelayakan investasi menggunakan metode ini, terlihat bahwa  $BCR > 1$ , artinya PLTS yang direncanakan layak (*feasible*) untuk diwujudkan

### • Metode Analisa *Payback Period* (PP)

Metode *payback period* (PP) digunakan untuk memprediksi periode pengembalian nilai investasi selama *lifetime* PLTS. PP bisa dihitung dengan membagi nilai investasi awal dengan nilai kas bersih (NCF).

$$PP = \frac{Rp3,087,275,720.00}{Rp129,160,713.80} \\ PP = 23,9 \text{ tahun}$$

Kesimpulan hasil analisis kelayakan dengan metode *payback period* (PP), PLTS yang direncanakan layak (*feasible*) untuk diwujudkan. Hal ini didasari atas masa pengembalian nilai investasi yang lebih singkat dibandingkan masa pakai (*lifetime*) sistem ( $PP < n$ ).

### E. Kelayakan Investasi Dasar Perhitungan COE

Penilaian kelayakan ekonomis pembangunan suatu sistem PLTS tidak hanya berdasar pada perhitungan-perhitungan diatas sebelumnya, tetapi perlu dikaji dengan perhitungan biaya energi (*cost of energy*). Perhitungan *cost of energy* (COE) ini menggunakan faktor pemulihan modal (*capital recovery factor*). COE diperoleh dengan mengalikan nilai CRF (*capital recovery factor*) ke dalam nilai LCC (*life cycle cost*) yang kemudian dibagi dengan produksi energi sistem, seperti perhitungan dibawah ini:

$$COE = \frac{Rp4,207,594,650.00 \times 7\%}{236698.6 \text{ kWh}}$$

$$COE = Rp1,261.26/\text{kWh}$$

Dengan mengganti tarif LWBP pada perhitungan sbelumnya diatas dengan nilai COE yang sebesar Rp1,261.26/kWh, maka diperoleh kas masuk rata-rata per tahun seperti berikut:

$$\text{cash in} = 236698.6 \times Rp1,261.26$$

$$\text{cash in} = Rp298,539,179.74/\text{tahun}$$

dan kas bersih rata-rata per tahun yakni:

$$NCF = Rp298,539,179.74 - Rp44,812,757.20$$

$$NCF = Rp253,726,422.54/\text{tahun}$$

- **Metode Analisa Net Present Value (NPV)**

NPV dengan dasar perhitungan nilai COE ini menggunakan cara yang sama dengan perhitungan NPV tarif LWBP sebelumnya. NPV Dasar Perhitungan Tarif COE ditampilkan dalam TABEL 5. NPV Dasar Perhitungan COE.

TABEL 5. NPV Dasar Perhitungan COE

Tahun	Kas Bersih	DF	NPV
1	Rp 253,726,422.54	0.95	Rp 241,644,211.94
2	Rp 253,726,422.54	0.91	Rp 230,137,344.70
3	Rp 253,726,422.54	0.86	Rp 219,178,423.53
4	Rp 253,726,422.54	0.82	Rp 208,741,355.74
5	Rp 253,726,422.54	0.78	Rp 198,801,291.18
6	Rp 253,726,422.54	0.75	Rp 189,334,563.03
7	Rp 253,726,422.54	0.71	Rp 180,318,631.46
8	Rp 253,726,422.54	0.68	Rp 171,732,029.96
9	Rp 253,726,422.54	0.64	Rp 163,554,314.25
10	Rp 253,726,422.54	0.61	Rp 155,766,013.57
11	Rp 253,726,422.54	0.58	Rp 148,348,584.35
12	Rp 253,726,422.54	0.56	Rp 141,284,366.05
13	Rp 253,726,422.54	0.53	Rp 134,556,539.09
14	Rp 253,726,422.54	0.51	Rp 128,149,084.85
15	Rp 253,726,422.54	0.48	Rp 122,046,747.48
16	Rp 253,726,422.54	0.46	Rp 116,234,997.60
17	Rp 253,726,422.54	0.44	Rp 110,699,997.71
18	Rp 253,726,422.54	0.42	Rp 105,428,569.25
19	Rp 253,726,422.54	0.40	Rp 100,408,161.19
20	Rp 253,726,422.54	0.38	Rp 95,626,820.18
21	Rp 253,726,422.54	0.36	Rp 91,073,162.08
22	Rp 253,726,422.54	0.34	Rp 86,736,344.84
23	Rp 253,726,422.54	0.33	Rp 82,606,042.70
24	Rp 253,726,422.54	0.31	Rp 78,672,421.62
25	Rp 253,726,422.54	0.30	Rp 74,926,115.83
<b>Total</b>			<b>Rp3,576,006,134.17</b>

Dari Tabel 4.5. NPV dasar perhitungan tarif COE, terlihat bahwa total nilai kas sampai akhir masa pakai (*lifetime*), yakni pada tahun ke-25 ialah sebesar Rp3,576,006,134.17, maka dengan nilai investasi awal sebesar Rp3,097,675,720.00, NPV PLTS yang direncanakan dalam penelitian ini yakni:

$$NPV = Rp3,576,006,134.17 - Rp3,087,275,720.00$$

$$NPV = Rp488,730,414.17$$

Dengan demikian, berdasarkan analisa kelayakan menggunakan metode NPV dengan dasar perhitungan COE, PLTS yang direncanakan layak untuk diwujudkan. Hal ini

sesuai dengan pernyataan bahwa jika  $NPV > 0$ , maka investasi tersebut layak (*feasible*) untuk diwujudkan.

- **Metode Analisa Benefit Cost Ratio (BCR)**

*Benefit* atau keuntungan yang diperoleh dengan dasar perhitungan COE ini sebesar Rp7,463,479,493.41 (total kas masuk selama 25 tahun). Sementara biaya atau cost ialah Rp4,207,594,650.00 (biaya siklus hidup/*life cycle cost*). BCR dengan dengan dasar perhitungan COE ini diperoleh sebagai berikut:

$$BCR = \frac{Rp7,463,479,493.41}{Rp4,207,594,650.00}$$

$$BCR = 1,77$$

Dengan nilai BCR sebesar 1,77 diatas, perencanaan PLTS layak (*feasible*) untuk diwujudkan karena ( $B/C > 1$ ).

- **Metode Analisa Payback Period (PP)**

Dengan nilai kas bersih per tahun sebesar Rp253,726,422.54, *payback period* (PP) dengan dasar perhitungan ini biaya *cost of energy* (COE) yakni selama:

$$PP = \frac{Rp3,087,275,720.00}{Rp253,726,422.54} = 12,17 \text{ tahun}$$

sehingga dalam hal ini, PLTS yang direncanakan layak untuk diwujudkan karena periode pengembalian (*payback period*) nilai investasi lebih singkat dari masa pakai (*lifetime*) sistem PLTS.

#### IV. KESIMPULAN

Sistem PLTS *rooftop* dengan kapasitas daya terpasang 180 kWp yang direncanakan pada atap gedung C2 Fakultas Teknik Universitas Negeri Gorontalo memerlukan luas area sekitar 963,36 m<sup>2</sup> (72% dari total luas area atap tersedia), dengan jumlah panel surya berkapasitas 375 Wp yang dibutuhkan sebanyak 480 unit dan 4 unit inverter berkapasitas 33 kWac. Secara teknis, sistem PLTS yang direncanakan dikatakan layak karena memiliki nilai *performance ratio* 70%. Nilai investasi awal (*initial investment*) untuk pembangunan sistem PLTS *rooftop* ini sebesar Rp3,087,275,720.00 dan biaya pengeluaran tahunan sebesar Rp44,812,757.20. Secara ekonomis, berdasarkan metode-metode analisis kelayakan (dengan dasar perhitungan *cost of energy*), pembangunan PLTS *rooftop* ini layak (*feasible*) untuk diwujudkan dan peluang penghematan tagihan listrik PLN setelah memasang PLTS ialah sebesar Rp12,785,850.00 (26,2%) setiap bulannya.

#### REFERENSI

- [1] TEMPO.CO, "ESDM: Kebutuhan Listrik Nasioanl Naik 6,9 Persen Tiap Tahun," *Bisnis.com*, Jakarta, p. 1, 2019.
- [2] M. Ointu, Susanto; Surusa, Frengki Eka Putra; Zainuddin, "Studi Perencanaan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) Berdasarkan Potensi Air yang Ada di Desa Pinogu," *Jambura J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 2, p. 31, 2020, doi: <https://doi.org/10.37905/jjee.v2i2.4618>.
- [3] Direktorat EBTK E Kementerian ESDM RI, "Kebijakan, Regulasi dan Inisiatif Pengembangan Energi Surya di Indonesia," in *Akselerasi pengembangan PLTS di Indonesia untuk mencapai 6,5 GW di tahun 2025*, 2019, p. 4, [Online]. Available: <https://iesr.or.id/wp->

content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf.

- [4] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 49 Tahun 2018 tentang Penggunaan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap Oleh Konsumen PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)*. Indonesia: LL KESDM BN RI 2018 (1525) : 18 HLM, 2018, p. 3.
- [5] R. Sianipar, "Dasar Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya," *Jetri J. Ilm. Tek. Elektro*, vol. 11, p. 1, 2014, doi: <http://dx.doi.org/10.25105/jetri.v11i2.1445>.
- [6] Asian Development Bank, *Handbook For Rooftop Solar Development In Asia*. Mandaluyong City, Philippines: Asian Development Bank, 2014.
- [7] A. I. Duka, Eric Timotius Abit; Setiawan, I Nyoman; Weking, "Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Hybrid Pada Area Parkir Gedung Dinas Cipta Karya, Dinas Bina Marga Dan Pengairan Kabupaten Badung," *E-Journal SPEKTRUM*, vol. 5, no. Vol 5 No 2 (2018): Jurnal SPEKTRUM, p. 1, 2018, doi: <https://doi.org/10.24843/SPEKTRUM.2018.v05.i02.p09>.
- [8] G. H. Sihotang, "Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Rooftop di Hotel Kini Pontianak," *J. SI Tek. Elektro UNTAN*, vol. 1, p. 1, 2019, [Online]. Available: <https://jurnal.untan.ac.id/>.
- [9] C. Ramadhan, S.G.; Rangkuti, "Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Di Atap Gedung Harry Hartanto Universitas Trisakti," in *Seminar Nasional Cendekiawan*, 2016, p. 1, doi: <http://dx.doi.org/10.25105/semnas.v0i0.905>.
- [10] J. Alfsen, "How to Calculate PV String Size," *Mayfield Renewables*, 2018. <https://www.mayfield.energy/blog/pv-string-size>.
- [11] Kementerian PUPR RI Dirjen Cipta Karya Direktorat Bina Teknik Permukiman dan Perumahan, *Teknologi Atap Solar PVROOF*. Kabupaten Bandung: Kementerian PUPR RI Dirjen Cipta Karya Direktorat Bina Teknik Permukiman dan Perumahan, 2020.
- [12] J. Cano, "Photovoltaic Modules: Effect of Tilt Angle on Soiling," Arizona State University, 2011.
- [13] W. A. Duffie, John A.; Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. Madison, Amerika Serikat: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [14] T. R. Astutiningsih, "Analisis Kelayakan Bisnis Pada Investasi Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) Meureubo 48 MW Di Aceh," UNIVERSITAS TERBUKA, 2018.
- [15] I. N. S. Sugirianta, Ida Bagus. K; Giriantarai, I.A.D; Kumara, "Analisa Keekonomian Tarif Penjualan Listrik Pembangkit Listrik Tenaga Surya 1 MWp Bangli Dengan Metode Life Cycle Cost," *Maj. Ilm. Teknol. Elektro*, vol. 15, no. Vol 15 No 2 (2016): (July-December) Majalah Ilmiah Teknologi Elektro, p. 124, 2016, doi: <https://ojs.unud.ac.id/index.php/JTE/article/view/ID21323>.