

PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) HYBRID
PADA GEDUNG ADMINISTRASI
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG



SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan pendidikan diploma empat
(D-4) Program Studi Teknik Pembangkit Energi
Jurusan Teknik Mesin
Politeknik Negeri Ujung Pandang

ILHAM 44222226

MUTTAQIEN 44222245

PENDIDIKAN DIPLOMA 4 (D-4) PROGRAM STUDI TEKNIK PEMBANGKIT
REKAYASA TEKNOLOGI ENERGI TERBARUKAN

JURUSAN TEKNIK MESIN
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG
MAKASSAR

2023

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi dengan judul “Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid pada Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang” oleh Muttaqien dengan NIM 44222245 dan Ilham dengan NIM 44222226 dinyatakan layak untuk diseminarkan.

Makassar, 19 September 2023

Pembimbing I

Prof. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D
19631111 199303 1 002

Pembimbing II

Dr. Jumadi Tangko, M.Pd
19580606 199003 1 002



Koordinator Program Studi

Ir. Chandra Buana, M.T
19650319 199103 1 003

HALAMAN PENERIMAAN

Pada hari ini, Selasa tanggal 19..., tim penguji ujian sidang skripsi telah menerima hasil ujian sidang skripsi oleh mahasiswa Muttaqien NIM 44222245, Ilham 44222226 dengan judul “Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid pada Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang”

Makassar, 19 September 2023

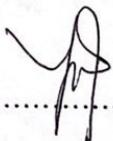
1. Prof. Dr. Ir. Firman, M.T.

Ketua

(
.....)

2. Muh. Yusuf Yunus, S.ST., M.T

Sekretaris

(
.....)

3. Ir. Lewi, M.T

Anggota I

(
.....)

4. Prof. A.S. Shiddiq, ST., M.T., Ph.D.

Anggota II

(
.....)

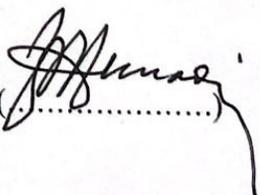
5. Prof. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D.

Pembimbing I

(
.....)

6. Dr. Jumadi Tangko, M.Pd

Pembimbing II

(
.....)

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Muttaqien

NIM : 44222245

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam Skripsi yang berjudul “*Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid Pada Gedung AD Politeknik Negeri Ujung Pandang*” merupakan gagasan, hasil karya kami dengan arahan pembimbing dan belum pernah diajukan dalam bentuk apapun pada perguruan tinggi dan instansi manapun.

Semua data dan informasi yang digunakan telah dinyatakan secara jelas dan dapat diperiksa kebenarannya. Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya yang diterbitkan oleh penulis lain telah sebutkan dalam naskah dan dicantumkan dalam daftar pustaka Skripsi ini.

Jika pernyataan saya tersebut diatas tidak benar, saya siap menanggung risiko yang ditetapkan oleh Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, September 2023

Muttaqien
44222245

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Ilham

NIM : 44222226

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam Skripsi yang berjudul “*Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid Pada Gedung AD Politeknik Negeri Ujung Pandang*” merupakan gagasan, hasil karya kami dengan arahan pembimbing dan belum pernah diajukan dalam bentuk apapun pada perguruan tinggi dan instansi manapun.

Semua data dan informasi yang digunakan telah dinyatakan secara jelas dan dapat diperiksa kebenarannya. Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya yang diterbitkan oleh penulis lain telah sebutkan dalam naskah dan dicantumkan dalam daftar pustaka Skripsi ini.

Jika pernyataan saya tersebut diatas tidak benar, saya siap menanggung risiko yang ditetapkan oleh Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Makassar, September 2023

Ilham
44222226

ABSTRAK

Indonesia adalah satu-satunya negara dengan sumber energi yang baru dikembangkan. Konsep yang paling membingungkan adalah energi matahari. Hal ini dikarenakan Indonesia merupakan negara berkembang dengan kebutuhan energi yang tinggi. Jika dibandingkan dengan energi bahan bakar fosil, energi baru memiliki banyak keunggulan. Di Indonesia, total kapasitas energi lebih besar dari 200.000 MW. Selain itu, teknologi yang saat ini digunakan baru mencapai 150 MW, atau 0,08 persen dari potensinya. Indonesia harus menjadi satu-satunya negara yang mampu menggunakan energi baru dan berkembang dalam skala global karena potensinya yang sangat besar (Kementerian ESDM, 2021).

PVSyst adalah Perangkat Lunak yang diperlukan untuk pengarsipan data jangka panjang. PVSyst memiliki kemampuan utama untuk menekan angka yang dibutuhkan untuk eksploitasi PLTS. Namun, tidak semua data dari analisis PVSYST dimasukkan dalam penelitian ini. Sebelum mulai menggunakan sistem, sangat penting untuk meninjau keadaan dan fungsi dari setiap komponen. Namun sebelum mulai bekerja, seseorang harus menggunakan Alat Pelindung Diri (APD) yang aman dan etis. Memanfaatkan dan mempelajari buku manual perangkat dan panduan pengoperasian yang tersedia di setiap lokasi PLTS untuk meningkatkan pemahaman dan produktivitas.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memastikan bahwa sistem PLTS hibrida memiliki kapasitas untuk mengurangi konsumsi energi secara konsisten. Hal ini penting untuk mencegah listeria, yang dapat meningkatkan aktivitas rumah tangga sekaligus menurunkan konsumsi energi. Dengan kata lain, tujuannya adalah untuk meningkatkan tingkat konsumsi energi, serta mengidentifikasi spesifikasi teknis dan ekonomis komponen PLTS seperti panel surya, inverter, dan baterai yang sesuai untuk digunakan di Gedung Administrasi PNUP. Kinerja sistem PLTS dapat dioptimalkan dengan pemilihan komponen yang efisien dan handal. Penempatan Efisien Panel Surya adalah penentuan lokasi yang ada di Gedung Administrasi PNUP untuk menangkap sinar matahari dengan efisien pada siang hari. Efisiensi pemompaan dapat ditingkatkan dengan menempatkan lokasi yang sesuai.

Berdasarkan hasil pengujian array yang telah dilakukan di Gedung AD PNUP, Dengan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS sebesar 20.440 kWh. Untuk arus kas keluar tahunan PLTS ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasional tahunan PLTS. Untuk tahun pertama dengan biaya energi (COE) sebesar Rp 637/kWh maka besar arus kas masuk tahunan adalah sebesar Rp 13.020.280 Untuk arus kas keluar tahunan PLTS adalah sebesar Rp 1.076.031.

Kata Kunci : PLTS Hybrid, PLN, PvSyt, Gedung AD PNUP

ABSTRACT

Indonesia is the only country with newly developed energy sources. The most confusing concept is solar energy. This is because Indonesia is a developing country with high energy needs. When compared to fossil fuel energy, new energy has many advantages. In Indonesia, the total energy capacity is greater than 200,000 MW. In addition, the technology currently in use has only reached 150 MW, or 0.08 percent of its potential. Indonesia should be the only country capable of using new energy and developing on a global scale due to its enormous potential (Ministry of Energy and Mineral Resources, 2021).

PVSyst is a Software required for long-term data archiving. PVSyst has the main ability to reduce the numbers needed for solar power exploitation. However, not all data from the PVSYST analysis was included in this study. Before starting to use the system, it is very important to review the state and function of each component. But before starting work, one must use safe and ethical Personal Protective Equipment (PPE). Utilize and study the device manuals and operating guides available at each solar farm site to improve understanding and productivity.

The objective of this research is to ensure that the hybrid solar PV system has the capacity to consistently reduce energy consumption. This is important to prevent listeria, which can increase household activity while lowering energy consumption. In other words, the objective is to improve the level of energy consumption, as well as identify the technical and economic specifications of PLTS components such as solar panels, inverters, and batteries that are suitable for use in the PNUP Administration Building. The performance of the PLTS system can be optimized by selecting efficient and reliable components. Efficient Placement of Solar Panels is the determination of existing locations in the PNUP Administration Building to capture sunlight efficiently during the day. Pumping efficiency can be improved by placing the appropriate location.

Based on the results of the array testing that has been carried out in the AD Building of PNUP, with the annual electrical energy production of 20,440 kWh. The annual cash outflow of PLTS is determined based on the annual maintenance and operational costs of PLTS. For the first year with the cost of energy (COE) of Rp 637/kWh, the annual cash inflow is Rp 13,020,280 for the annual cash outflow of PLTS is Rp 1,076,031.

Keywords : PLTS Hybrid, PLN, PvSyt, PNUP AD Building

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullah Wabarakatuh

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah Subhanahu Wa Ta'ala yang senantiasa melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada penulis sehingga Skripsi Tugas Akhir ini dapat terselesaikan sebagaimana mestinya.

Skripsi ini dibuat sebagai salah satu syarat mengajukan Ujian Sidang Tugas Akhir Program Studi D-4 Teknik Pembangkit Energi Konsentrasi Teknik Energi Terbarukan Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Selama penulisan Skripsi ini, banyak hal yang penulis alami baik suka maupun duka. Maka pada kesempatan kali ini, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak atas bimbingan, perhatian dan motivasi yang telah diberikan kepada penulis, antara lain:

1. Bapak **Ir. Ilyas Mansur, M.T.**, selaku Direktur Politeknik Negeri Ujung Pandang.
2. Bapak **Dr. Ir. Syaharuddin Rasyid, M.T.** selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin.
3. Bapak **Ir. Chandra Bhuana, M.T.** selaku Koordinator Program Studi D-4 Teknik Pembangkit Energi.
4. Bapak **Prof. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D.** selaku Dosen Pembimbing Satu.
5. Bapak **Dr. Jumadi Tangko, M.Pd.** selaku Dosen Pembimbing Dua.
6. Ibu **Yiyin Klistafani, S.T., M.T.** selaku Wali Kelas 4B D-4 Teknik Energi Terbarukan.
7. Para dosen-dosen D-4 Teknik Pembangkit Energi yang telah berjasa dalam mengajar dan membimbing kami dari awal pembelajaran hingga bisa sampai ke tahap ini.

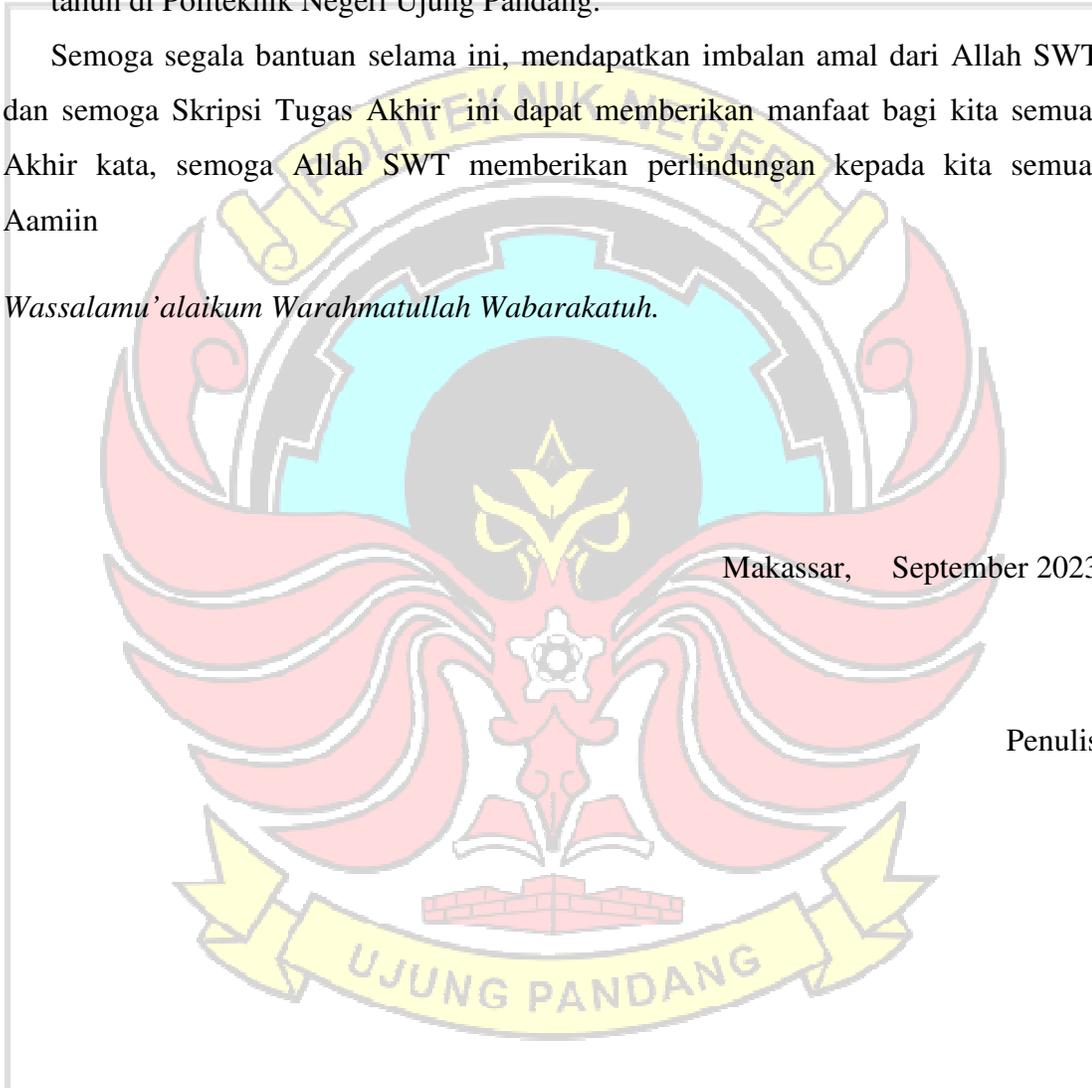
8. Orang tua dan keluarga yang selalu mendoakan dan mendukung penulis dengan kasih sayang.
9. Seluruh teman–teman seperjuangan D-4 Teknik Pembangkit Energi untuk kerjasama yang telah dilakukan dalam melewati proses pembelajaran selama tiga tahun di Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Semoga segala bantuan selama ini, mendapatkan imbalan amal dari Allah SWT dan semoga Skripsi Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Akhir kata, semoga Allah SWT memberikan perlindungan kepada kita semua. Aamiin

Wassalamu'alaikum Warahmatullah Wabarakatuh.

Makassar, September 2023

Penulis



DAFTAR ISI

| | |
|--|-------------|
| HALAMAN SAMBUL | i |
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| HALAMAN PENERIMAAN | iii |
| SURAT PERNYATAAN KEASLIAN | iv |
| ABSTRAK | vi |
| KATA PENGANTAR | viii |
| DAFTAR ISI | x |
| DAFTAR TABEL | xvi |
| DAFTAR GAMBAR | xvii |
| DAFTAR LAMPIRAN | xx |
| DAFTAR SIMBOL | xxi |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah | 2 |
| 1.3 Tujuan Penelitian | 3 |
| 1.4 Ruang Lingkup Penelitian | 3 |
| 1.5 Manfaat Penelitian | 4 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | 5 |

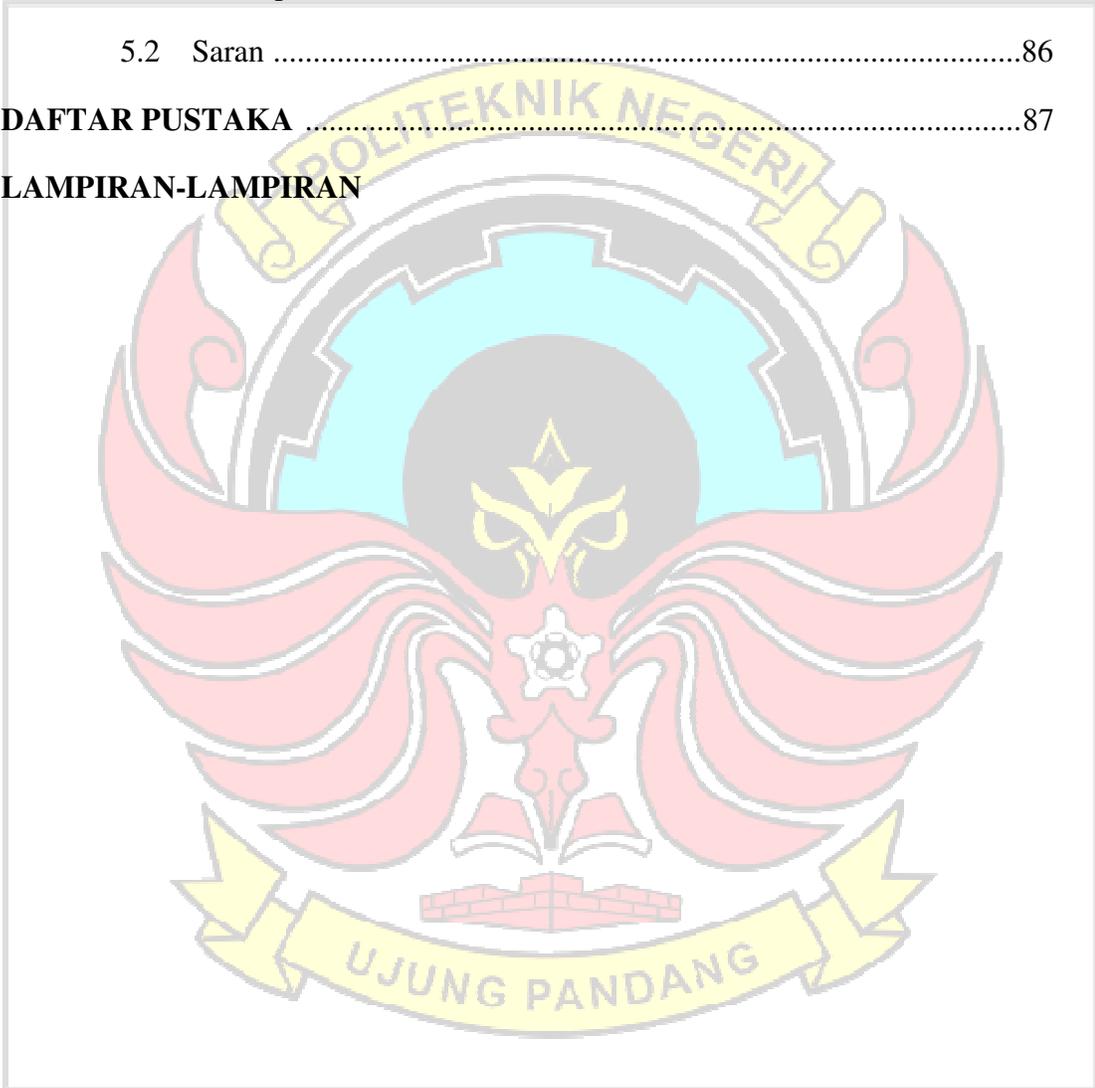
| | | |
|---------|---|----|
| 2.1 | Pembangkit Listrik Tenaga Surya | 5 |
| 2.2 | Gambaran Umum PLTS Hybrid | 7 |
| 2.3 | Konfigurasi PLTS Hybrid | 8 |
| 2.4 | Pola Operasi PLTS Hybrid | 9 |
| 2.4.1 | Siang Hari | 9 |
| 2.4.2 | Malam Hari | 10 |
| 2.4.3 | Orientasi Panel Atau Array | 11 |
| 2.4.4 | Regulasi dan Standar Terkait Pemasangan Sistem PLTS.. | 14 |
| 2.4.5 | Standar Pemasangan Photovoltaic (PV) | 15 |
| 2.4.6 | Jual Beli Listrik Pelanggan (PV) | 16 |
| 2.5 | Komponen-Komponen Peralatan PLTS | 17 |
| 2.5.1 | Modul Surya | 17 |
| 2.5.1.1 | Rangkaian Seri Modul Surya | 19 |
| 2.5.1.2 | Rangkaian Pararel Modul Surya | 19 |
| 2.5.2 | Controller dan Inverter | 20 |
| 2.6 | Jenis-Jenis Sel Surya | 20 |
| 2.6.1 | Monocrystalline | 21 |
| 2.6.2 | Polycrystalline | 21 |
| 2.6.3 | Thin Film Solar Cell (TFSC) | 22 |
| 2.7 | Perpindahan Panas | 22 |
| 2.7.1 | Konduksi | 23 |
| 2.7.2 | Konveksi | 23 |
| 2.7.3 | Radiasi | 24 |

| | | |
|----------------|--|-----------|
| 2.8 | Pengaruh Pergerakan Matahari | 24 |
| 2.9 | Perangkat Lunak PVSyst 7.2 | 28 |
| 2.10 | Analisa Keekonomian | 29 |
| 2.10.1 | Biaya Siklus Hidup (Life Cycle Cost) | 29 |
| 2.10.2 | Biaya Energi (Cost Of Energi) | 30 |
| 2.10.3 | Analisis Net Present Value (NPV) | 31 |
| 2.10.4 | Profitabilty Index (PI) | 32 |
| 2.10.5 | Discounted Payback Period (DPP) | 33 |
| 2.10.6 | Internal Rate Of Return (IRR) | 33 |
| 2.11 | Perancangan | 34 |
| 2.11.1 | Instalasi Listrik | 34 |
| 2.11.2 | Panel Surya | 35 |
| 2.11.3 | Inverter | 36 |
| 2.11.4 | MCB | 36 |
| 2.11.5 | Kabel | 37 |
| BAB III | METODE PENELITIAN | 38 |
| 3.1 | Tempat Dan Waktu Penelitian | 38 |
| 3.2 | Persiapan Awal Perencanaan | 40 |
| 3.3 | Perangkat Lunak PVSyst | 41 |
| 3.4 | Analisa Letak | 41 |
| 3.5. | Prosedur Perencanaan Penelitian | 41 |
| 3.5.1 | Parameter Penelitian | 41 |
| 3.5.2 | Jenis dan Data Penelitian | 42 |

| | | |
|--|--|-----------|
| 3.5.3 | Teknik Mengumpulkan Data | 42 |
| 3.5.4 | Teknik Pengolahan Data | 42 |
| 3.5.5 | Teknik Analisis Data | 43 |
| 3.6 | Bagan Alir Penelitian | 44 |
| BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN | | 45 |
| 4.1 | Menentukan Lokasi Daerah Perencanaan PLTS Hybrid | 45 |
| 4.2 | Letak Lokasi | 47 |
| 4.2.1 | Iklim | 48 |
| 4.2.2 | Suhu | 48 |
| 4.2.3 | Tutupan Awan | 50 |
| 4.2.4 | Curah Hujan | 51 |
| 4.2.5 | Kecepatan Angin | 52 |
| 4.3 | Analisis Radiasi Matahari | 53 |
| 4.4 | Orientasi Pavel PV Array | 56 |
| 4.4.1 | Latitude (Garis Lintang, Longitude (Garis Bujur) | 56 |
| 4.4.2 | Ketinggian dan Sudut Datang Matahari | 57 |
| 4.4.3 | Orientasi PV | 58 |
| 4.5 | Beban Energi Listrik | 59 |
| 4.6 | Perhitungan Kapasitas Komponen PLTS | 60 |
| 4.6.1 | Menghitung Daya Harian Komsumsi Energi | 60 |
| 4.6.2 | Menghitung Jumlah dan Konfigurasi Panel Surya | 60 |
| 4.6.3 | Penyusunan Array Panel Surya | 61 |
| 4.6.4 | Kapasitas Inverter | 62 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.6.5 | Energi yang dihasilkan PLTS | 63 |
| 4.7 | Komponen Peralatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya | 63 |
| 4.7.1 | Panel Surya | 63 |
| 4.7.2 | Inverter | 64 |
| 4.8 | Design Perancangan PLTS | 65 |
| 4.8.1 | Menentukan Kapasitas PV Surya | 66 |
| 4.8.2 | Menentukan Kapasitas Inverter | 68 |
| 4.9 | Design Sistem PLTS Hybrid | 69 |
| 4.9.1 | Menentukan Kapasitas MCB | 69 |
| 4.9.1.1 | MCB DC | 69 |
| 4.9.1.2 | MCB AC | 70 |
| 4.9.2 | Menentukan Kapasitas Kabel | 71 |
| 4.9.2.1 | Penghantar DC | 71 |
| 4.9.2.2 | Penghantar AC | 71 |
| 4.10 | Perhitungan Keekonomian PLTS | 72 |
| 4.10.1 | Menghitung Biaya Investasi PLTS | 72 |
| 4.10.2 | Menghitung Biaya Pemeliharaan dan Operasional (M) | 74 |
| 4.10.3 | Menghitung Biaya Siklus Hidup (LCC) | 74 |
| 4.10.4 | Menghitung Biaya Energi PLTS | 76 |
| 4.11 | Analisis Kelayakan Investasi PLTS | 77 |
| 4.11.1 | Net Present Value (NPV) | 78 |
| 4.11.2 | Profitability Index (PI) | 79 |
| 4.11.3 | Discount Payback Period (DPP) | 79 |

| | |
|---|-----------|
| 4.11.4 Internal Rate of Return (IRR)..... | 79 |
| 4.12 Design Layout 3D | 83 |
| BAB 5 PENUTUP | 85 |
| 5.1 Kesimpulan | 85 |
| 5.2 Saran | 86 |
| DAFTAR PUSTAKA | 87 |
| LAMPIRAN-LAMPIRAN | |



DAFTAR TABEL

| No | Teks | Halaman |
|------------|--|---------|
| Tabel 3.1 | Batas Waktu Kegiatan | 39 |
| Tabel 4.1 | Radiasi Rata-Rata Setiap Bulan Dari Tiga Satelit | 54 |
| Tabel 4.2 | Data beban pemakaian komsumsi perhari Pada Gedung AD PNUP Lantai 3 | 59 |
| Tabel 4.3 | Spesifikasi Panel Maysum Mono 350 Wp 60H 9BB | 64 |
| Tabel 4.5 | Asumsi Rincian Biaya dan Investasi | 73 |
| Tabel 4.6 | Biaya pergantian komponen selama umur proyek (Rpw) | 75 |
| Tabel 4.7 | Perhitungan NCF,DF,PVNCV $i = 9,27\%$ | 78 |
| Tabel 4.8 | Perhitungan NCF,DF,PVNCV $i = 8,27\%$ | 80 |
| Tabel 4.9 | Perhitungan NCF,DF,PVNCV $i = 10,27\%$ | 81 |
| Tabel 4.10 | Tingkat Suku Bunga Tinggi 13% | 89 |
| Tabel 4.11 | Rangkuman Data-Data NPVr dan NPVt | 91 |

DAFTAR GAMBAR

| No | Teks | Halaman |
|-------------|--|---------|
| Gambar 2.1 | Proses Perpindahan p-n junction pada solar | 6 |
| Gambar 2.2 | Diagram Rangkaian PLTS Hybrid | 7 |
| Gambar 2.3 | Diagram Aliran Energi yang dihasilkan pada siang hari | 9 |
| Gambar 2.4 | Diagram Aliran Energi yang dihasilkan pada kondisi berawan/mendung | 10 |
| Gambar 2.5 | Diagram Aliran Energi pada malam hari | 10 |
| Gambar 2.6 | Kurva I-V dipengaruhi oleh intensitas Cahaya matahari | 12 |
| Gambar 2.7 | Grafik Instensitas Radiasi Matahari dan Panjang Gelombang | 14 |
| Gambar 2.8 | Konfigurasi PV Aray | 17 |
| Gambar 2.9 | Rangkaian modul surya seri | 19 |
| Gambar 2.10 | Rangkaian modul surya pararel | 20 |
| Gambar 2.11 | Monocrystalline | 21 |
| Gambar 2.12 | Polycrystalline | 22 |
| Gambar 2.13 | Amorphous Solar Cell | 22 |
| Gambar 2.14 | Rotasi Bumi Mengelilingi Matahari | 25 |
| Gambar 2.15 | Diagram Pergerakan Semu Tahunan Matahari | 26 |
| Gambar 2.16 | Equinox Matahari selama 12 jam | 27 |
| Gambar 2.17 | Interface PVSyst 7.2 | 28 |
| Gambar 3.1 | Tempat dan Waktu Penelitian | 38 |
| | Luas perencanaan PLTS Hybrid Gedung | |

| | | |
|-------------|---|----|
| Gambar 3.2 | Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang | 39 |
| Gambar 3.3 | Risiko dan Keselamatan Kerja dalam Mengoperasikan PLTS Hybrid | 40 |
| Gambar 3.4 | Alat Keselamatan dan Alat Kerja dalam Pengoperasian PLTS Hybrid | 40 |
| Gambar 3.5 | Diagram Alir Penelitian | 44 |
| Gambar 4.1 | Lokasi Lahan Perencanaan PLTS | 45 |
| Gambar 4.2 | Lokasi Lahan Tampak Dari Atas | 46 |
| Gambar 4.3 | Lokasi Lahan Tampak Dari Depan | 46 |
| Gambar 4.4 | Interface Lokasi dari Global Solar Atlas | 47 |
| Gambar 4.5 | Cuaca Bulanan Kota Makassar | 48 |
| Gambar 4.6 | Suhu rata-rata harian tertinggi (garis merah) dan terdingin (garisbiru), dengan pita persentil ke-25 hingga ke-75 dan ke-10 hingga ke-90. Garis putus-putus tipis adalah suhu rata-rata yang dirasakan | 49 |
| Gambar 4.7 | Suhu rata-rata per jam, diberi kode warna ke dalam pita. Lapisan berbayang menunjukkan malam dan aram sipil | 50 |
| Gambar 4.8 | Persentase waktu yang dihabiskan di setiap pita tutupan awan, yang dikategorikan menurut persentase langit yang tertutup awan. | 51 |
| Gambar 4.9 | Curah hujan rata-rata (garis padat) terakumulasi selama periode geser 31 hari yang berpusat pada hari tersebut, dengan pita persentil ke-25 hingga ke-75 dan ke-10 hingga ke-90. Garis putus-putus tipis adalah curah salju rata-rata yang sesuai | 52 |
| Gambar 4.10 | Rata-rata kecepatan angin per jam rata-rata (garis abu-abu tua), dengan pita persentil ke-25 hingga ke-75 dan ke-10 hingga ke-90. | 53 |
| Gambar 4.11 | Grafik Data Nilai Radiasi Dalam setahun dari Meeonorm 8.0, NASA SSE dan PVGYS-TMY | 55 |
| Gambar 4.12 | Ketinggian matahari dan sudut Azimuth dalam setahun | 57 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Gambar 4.13 | Sudut Orientasi Tilt dan Azimuth PV | 58 |
| Gambar 4.14 | Array Panel Surya | 61 |
| Gambar 4.15 | Panel Surya Mono 350 Wp | 63 |
| Gambar 4.16 | Inverter hybrid gridtie 5 kW,48 Vdc | 64 |
| Gambar 4.17 | Simulasi System PLTS Software PV-Syst | 66 |
| Gambar 4.18 | Basic data PV Modul | 67 |
| Gambar 4.19 | Main Parameter Inverter | 68 |
| Gambar 4.20 | Diagram Blok Sistem PLTS Hybrid | 69 |
| Gambar 4.21 | Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP | 83 |
| Gambar 4.22 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Depan | 83 |
| Gambar 4.23 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Samping | 84 |
| Gambar 4.24 | Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Atas | 84 |
| Gambar 4.25 | Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Dekat | 84 |

DAFTAR LAMPIRAN

| No | Teks | Halaman |
|------------|--|---------|
| Lampiran 1 | Dokumentasi Gedung AD/Direktorat PNUP | 91 |
| Lampiran 2 | Denah Gedung AD PNUP Lantai 3 | 92 |
| Lampiran 3 | Survey Area Rooftop Gedung AD PNUP | 93 |
| Lampiran 4 | Pengukuran Area Perencanaan Rooftop Gedung AD PNUP | 94 |
| Lampiran 5 | Beban Elektronik Gedung AD PNUP | 95 |
| Lampiran 6 | Hasil Simulasi Perencanaan PLTS Hybrid dengan PVSyst | 96 |



DAFTAR SIMBOL

| SIMBOL | NAMA | FUNGSI |
|---|-------------------------------|---|
|  | TERMINATOR | Permulaan Akhir Program |
|  | GARIS ALIR (FLOW LINE) | Arah Aliran Program |
|  | PREPARATION | Proses Inisialisasi/Pemeberian Harga Awal |
|  | PROSES | Proses Perhitungan/Proses Pengolahan Data |
|  | INPUT/OUTPUT DATA | Proses Input/Output Data,Parameter,Informasi |
|  | DECISION | Perbandingan Pernyataan,Penyeleksian data yang memberikan pilihan untuk langkah selanjutnya |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia adalah satu-satunya negara yang memiliki energi baru. Salah satunya adalah energi matahari. Hal ini dikarenakan Indonesia merupakan negara khatulistiwa yang sangat bergantung pada energi matahari. Jika dibandingkan dengan energi fosil, energi surya memiliki banyak keunggulan. Kapasitas energi surya di Indonesia melebihi 200.000 MW. Selain itu, pemanfaatan teknologi yang ada saat ini baru mencapai 150 MW, atau 0,08% dari potensinya. Melihat potensi yang sangat besar, Indonesia harus menjadi satu-satunya negara yang mampu memanfaatkan lebih banyak energi matahari dan berkembang di skala global (*Kementerian ESDM, 2021*). Matahari di Indonesia kini dapat menyinari Indonesia hingga 2.000 jam per tahun berkat kemajuan teknologi di daerah khatulistiwa.

Energi surya adalah salah satu sumber energi terbaru yang berpotensi besar di Indonesia dan cukup menjanjikan untuk membawa solusi energi global. Wilayah Indonesia sebagian besar mendapatkan radiasi matahari yang cukup stabil dan intensifikasi dengan nilai radiasi harian rata-rata sekitar 4 kWh/m² membuat Indonesia tergolong kaya sumber energi matahari (*Bachtiar, 2006*). Ada beberapa faktor yang harus diperhatikan sebelum membangun Pembangkit Listrik tenaga Surya (PLTS), antara lain tingkat iradiasi cahaya matahari yang diperoleh, serta pengaruh perubahan iklim, dimana setiap kenaikan temperatur sel surya 1 derajat celcius (dari 25 derajat) akan berakibat pada penurunan 0,5% dari total tenaga yang diperoleh, atau membutuhkan dua kali percobaan untuk mencapai temperatur.

Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang (PNUP) adalah salah satu gedung di kampus PNUP yang digunakan untuk kegiatan

administrasi dan layanan untuk mahasiswa. Saat ini, kebutuhan energi listrik di gedung tersebut dipenuhi oleh pasokan listrik dari jaringan listrik PLN. Namun, pasokan listrik dari PLN mengalami masalah seperti sering terjadi pemadaman listrik, peningkatan biaya energi listrik, dan kurangnya keandalan pasokan listrik pada saat-saat tertentu. Selain itu, gedung tersebut berpotensi untuk memanfaatkan energi matahari sebagai sumber energi alternatif untuk memenuhi kebutuhan listriknya.

Oleh karena itu, perlu dilakukan perencanaan Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) hybrid dapat meningkatkan efisiensi penggunaan energi di gedung administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang. Ini akan membantu mengurangi biaya operasional yang lebih rendah dan memungkinkan Politeknik Negeri Ujung Pandang mengalokasikan anggaran untuk keperluan lain.

Dalam rangka merencanakan PLTS hybrid di Gedung Administrasi PNUP biasanya memerlukan investasi awal yang cukup besar. Hal ini dapat menjadi kendala utama yang perlu diatasi dalam perencanaan proyek ini maka perlu dilakukan studi kelayakan teknis, dan ekonomis. Studi ini akan memastikan bahwa sistem PLTS yang diusulkan sesuai dengan kebutuhan PNUP dan dapat memberikan manfaat maksimal dalam jangka panjang.

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana menghitung kapasitas yang tepat dari PLTS hybrid yang akan diimplementasikan pada Gedung Administrasi PNUP, berdasarkan konsumsi energi harian gedung tersebut?
2. Bagaimana analisis teknis dan ekonomis PLTS hybrid pada Gedung Administrasi PNUP?
3. Bagaimana merancang desain PLTS hybrid yang optimal untuk Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang, termasuk penempatan panel surya ?

1.3 Tujuan Penelitian

1. Memastikan bahwa kapasitas PLTS hybrid mencukupi untuk memenuhi kebutuhan energi gedung secara konsisten, sehingga meminimalkan risiko pemadaman listrik dan menjaga ketersediaan energi yang handal.
2. Mengetahui spesifikasi teknis dan ekonomis dari komponen-komponen PLTS, seperti panel surya, inverter, dan baterai, yang cocok untuk diaplikasikan pada Gedung Administrasi PNUP.
3. Menentukan lokasi terbaik untuk penempatan panel surya di Gedung Administrasi agar dapat menangkap sinar matahari dengan efisien sepanjang hari.

1.4 Ruang Lingkup Penelitian

1. Penelitian ini akan berfokus pada perencanaan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) hybrid pada Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang khusus lantai 3 saja.
2. Pengumpulan data akan dilakukan untuk menganalisis potensi energi surya, memilih komponen PLTS yang sesuai, dan merencanakan instalasi PLTS hybrid yang efektif.
3. Analisis kebutuhan energi gedung administrasi PNUP, meliputi perkiraan beban listrik, pemilihan kapasitas PLTS yang tepat, dan perhitungan kebutuhan daya.

1.5 Manfaat Penelitian

1. Dengan memastikan bahwa kapasitas PLTS hybrid mencukupi untuk memenuhi kebutuhan energi gedung secara konsisten, penelitian ini akan membantu mengurangi risiko pemadaman listrik. Ini berarti Gedung Administrasi akan memiliki pasokan energi yang handal, yang sangat penting untuk menjalankan operasi sehari-hari tanpa gangguan.
2. Penelitian akan menghasilkan pemahaman yang lebih baik tentang spesifikasi teknis dan ekonomis dari komponen-komponen PLTS, seperti panel surya, inverter, dan sistem penyimpanan energi. Ini akan membantu dalam pengambilan keputusan yang tepat dalam memilih peralatan yang sesuai untuk gedung, meminimalkan pemborosan, dan memaksimalkan efisiensi.
3. Penelitian ini akan membantu mengoptimalkan penggunaan sinar matahari sepanjang hari dengan menempatkan panel surya dan baterai penyimpanan. Hal ini berarti peningkatan produksi energi dari hibrida tenaga surya dan penggunaan energi surya yang lebih efisien.

BAB II

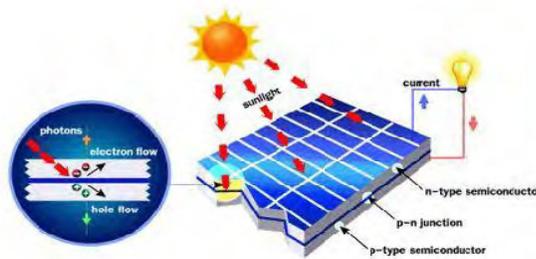
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Pembangkit listrik tenaga surya adalah salah satu pembangkit yang memanfaatkan energy cahaya matahari yang menuju ke sel surya dengan mengubah suatu radiasi cahaya foton matahari menjadi energy listrik. Beberapa faktor yang mempengaruhi kinerja PLTS dan output energy listrik yang dihasilkan antara lain faktor lingkungan, temperature PV modul, faktor kondisi cuaca, serta faktor intensitas cahaya matahari. Sel surya yang digunakan untuk menangkap pancaran matahari sangat peka terhadap faktor diatas sehingga pemasangan sel surya sangat penting melihat faktor tersebut. Sel surya seluas 1 meter persegi maupun 9 menghasilkan energi listrik 900 hingga 1000 watt dengan pemasangan panel surya tegak lurus terhadap matahari (*Jatmiko, 2011*)

Energi listrik di Indonesia dikelola dan diproduksi oleh perusahaan milik negara, yaitu PLN. Total daya pembangkit listrik yang dipasang yang dimiliki oleh PLN dan pembangkit listrik dibangun oleh perusahaan swasta bekerja sama dengan PLN pada awal 2012 sekitar 35.000 MW. Dengan populasi sekitar 230 juta, konsumsi listrik adalah sekitar 1.200 kWh per kapita setiap tahun (*Soeparman, S 2015*).

Menurut Supranto (2015), jumlah tenaga surya tersedia per satuan luas disebut radiasi. Jika ini terjadi selama periode waktu tertentu maka disebut irradiansi atau "*insolation*". Satuan ukuran untuk irradiansi adalah watt per meter persegi (W/m^2). Radiasi matahari adalah integrasi atau penjumlahan penyinaran matahari selama periode waktu. Radiasi surya (*solar radiation*) merupakan satu bentuk radiasi termal yang mempunyai distribusi panjang gelombang khusus.

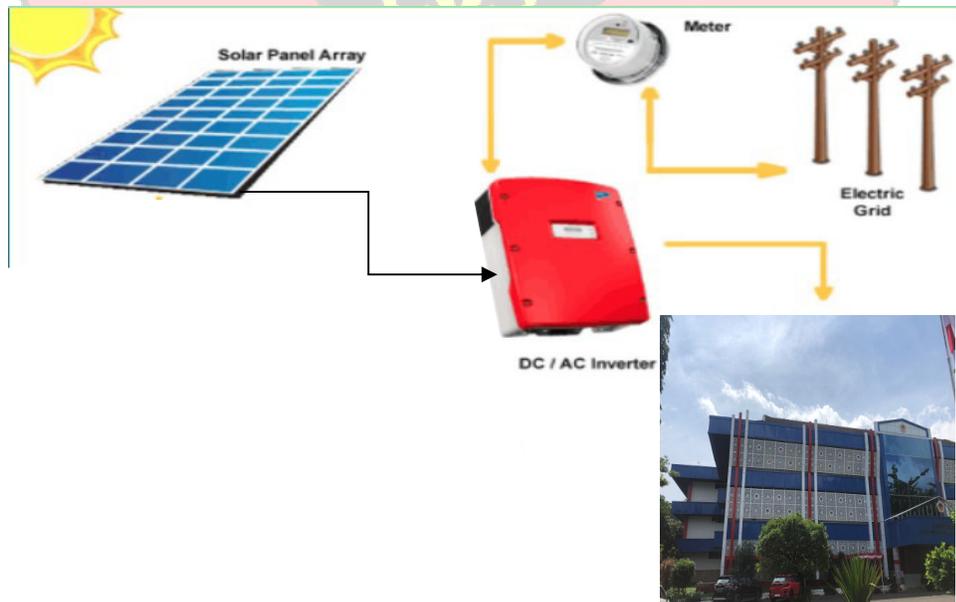


Gambar 2.1 Proses perpindahan p-n junction pada solar

Dari ilustrasi diatas menunjukkan cara kerja panel surya dengan prinsip p-n junction. Sel surya konvensional bekerja menggunakan prinsip p-n junction, yaitu junction antara semikonduktor tipe-p dan tipe-n. Semikonduktor ini terdiri dari ikatan-ikatan atom yang dimana terdapat elektron sebagai penyusun dasar. Semikonduktor tipe-n mempunyai kelebihan elektron (muatan negatif) sedangkan semikonduktor tipe-p mempunyai kelebihan hole (muatan positif) dalam struktur atomnya. Kondisi kelebihan elektron dan hole tersebut bisa terjadi dengan mendoping material dengan atom dopant. Sebagai contoh untuk mendapatkan material silikon tipe-p, silikon didoping oleh atom boron, sedangkan untuk mendapatkan material silikon tipe-n, silikon didoping oleh atom fosfor. Ilustrasi diatas menggambarkan junction semikonduktor tipe-p dan tipe-n. Peran dari p-n junction ini adalah untuk membentuk medan listrik sehingga elektron (dan hole) bisa diekstrak oleh material kontak untuk menghasilkan listrik. Ketika semikonduktor tipe-p dan tipe-n terkontak, maka kelebihan elektron akan bergerak dari semikonduktor tipe-n ke tipe-p sehingga membentuk kutub positif pada semikonduktor tipe-n, dan sebaliknya kutub negatif pada semikonduktor tipe-p. Akibat dari aliran elektron dan hole ini maka terbentuk medan listrik yang mana ketika cahaya matahari mengenai susuna p-n junction ini maka akan mendorong elektron bergerak dari semikonduktor menuju kontak negatif, yang selanjutnya dimanfaatkan sebagai listrik, dan sebaliknya hole bergerak menuju kontak positif menunggu elektron datang, seperti diilustrasikan pada gambar 2.1 diatas (Julisman, 2017)

2.2 Gambaran Umum PLTS Hybrid

Berdasarkan SNI 04-6267.601-2002, Pembangkitan Tenaga Listrik adalah suatu proses, energi listriknya diperoleh dari suatu energi bentuk lain. Berdasarkan SNI 8395:2017, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) fotovoltaik adalah sistem pembangkit listrik yang energinya bersumber dari radiasi matahari melalui konversi sel fotovoltaik. Hybrid adalah sistem kelistrikan yang terhubung dengan jaringan listrik umum dan memiliki media penyimpanan energi atau disebut dengan baterai. Jadi dapat diartikan bahwa Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik Hybrid yang selanjutnya dalam buku ini disebut PLTS Hybrid adalah pembangkitan tenaga listrik yang energinya bersumber dari radiasi matahari melalui konversi sel fotovoltaik dimana sistem kelistrikannya terhubung dengan jaringan listrik umum dan memiliki media penyimpanan energi.



Gedung AD PNUP

Gambar 2.2 *Diagram Rangkaian PLTS Hybrid*

PLTS hybrid adalah pembangkit listrik yang menggunakan sumber energi gabungan antara tenaga surya dan sumber energi lainnya, seperti dari PLN dengan PLTD, PLTB, PLTA, dan lain sebagainya. Sistem ini juga dapat dimaknai sebagai sistem yang menggabungkan keunggulan on-grid dan off-grid secara bersama-sama. Sistem ini mengadopsi keunggulan dari sistem PLTS on-grid dan off-grid. PLTS on-grid yang bisa terhubung dengan jaringan PLN, sedangkan off-grid bisa terhubungan dengan baterai sebagai tempat penyimpanan energi berlebih yang dihasilkan panel surya. Sistem hybrid bisa memakai tiga sumber energi: panel surya, baterai, dan listrik PLN. Adanya ketiga sumber ini menjadikan sistem PLTS hybrid lebih unggul dibandingkan dua sistem lainnya. Pemilik PLTS pun jadi lebih rileks dan tidak khawatir kehabisan sumber daya. Karena ketiganya bisa saling melengkapi dan bergantian memenuhi kebutuhan listrik di rumah.

2.3 Konfigurasi PLTS Hybrid

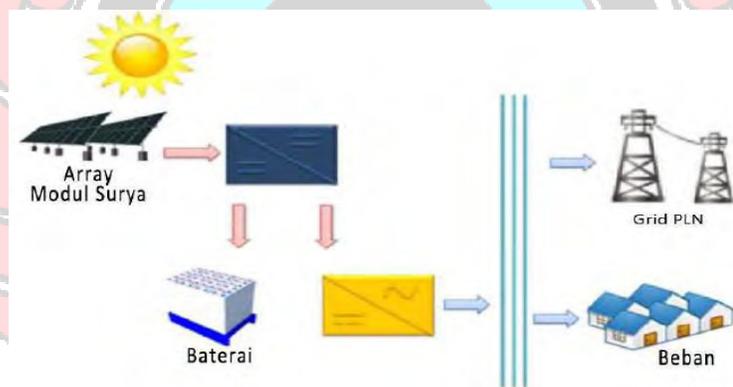
Umumnya, sistem PLTS Hybrid terdiri dari dua bagian kelistrikan yang berbeda yaitu sisi arus bolak-balik disingkat a.b.b. (arus AC) dan sisi arus searah disingkat a.s. (arus DC). Ketika sistem PLTS Hybrid menerapkan penggunaan fungsi cadangan baterai, ada dua titik koneksi yang dapat dibuat dari keluaran *array* modul surya. *Array* dapat terkoneksi ke sisi AC atau sisi DC dari sistem kelistrikan PLTS. Sistem terkoneksi ke sisi arus searah (DC) dari sistem kelistrikan PLTS Hybrid. Pada sistem ini *charge controller* pada Inverter mengatur energi matahari yang terserap oleh *array* modul surya melalui MPPT. Energi keluaran dari *charge controller* terhubung melalui busbar DC ke sistem baterai sebagai penyimpan energi. Baterai terhubung ke inverter yang bertugas mengkonversi arus searah (DC) ke arus bolak-balik (AC). Selanjutnya arus AC dialirkan dari inverter ke beban AC. Pada sistem ini Untuk Charge Controller dan inverter tergabung pada satu perangkat yang disebut inverter Hybrid.

2.4 Pola Operasi PLTS Hybrid

Terdapat 3 (tiga) pola operasi yang umum pada PLTS Hybrid, yaitu:

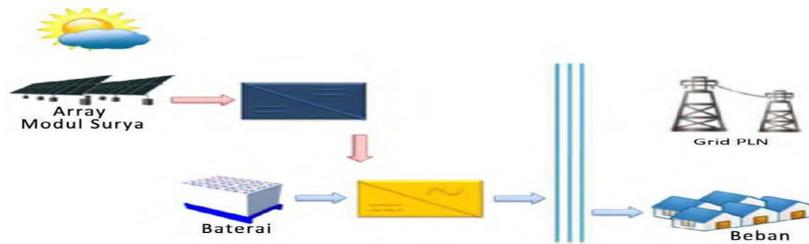
2.4.1 Siang hari pada saat energi PLTS Hybrid lebih besar dari kebutuhan beban

Besar energi yang dihasilkan oleh PLTS Hybrid sangat tergantung kepada intensitas penyinaran matahari yang diterima oleh modul surya dan efisiensinya. Intensitas matahari maksimum mencapai 1000 Watt/m^2 , apabila efisiensi modul surya sebesar 16% maka daya ideal yang dapat dihasilkan oleh modul surya adalah sebesar 160 Watt/m^2 . Diagram aliran energi yang dihasilkan pada siang hari dapat dilihat pada Gambar dibawah ini



Gambar 2.3 Diagram aliran energi yang dihasilkan pada siang hari
Sumber: PT. Industri Telekomunikasi Indonesia (Persero)

Pada sistem ini, energi yang dihasilkan modul surya pada kondisi tersebut langsung disalurkan ke beban (konsumen) melalui inverter, lalu sisanya disimpan di baterai. Jika baterai sudah terisi penuh dan kebutuhan beban sudah terpenuhi maka akan dikirim ke jaringan grid PLN



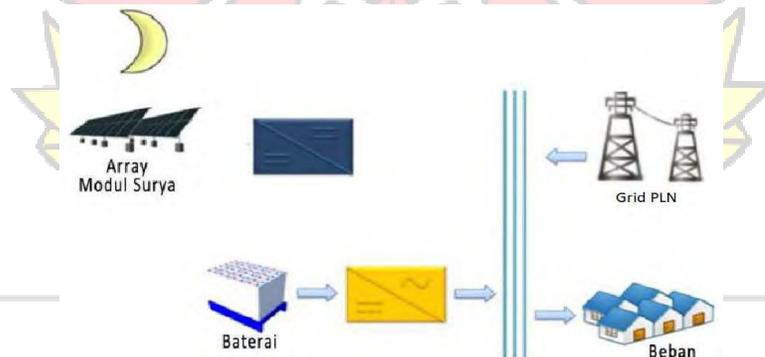
Gambar 2.4. Diagram alir energi yang dihasilkan pada kondisi berawan/mendung

Sumber: PT, Industri Telekomunikasi Indonesia(Persero)

Energi yang dihasilkan modul surya dan energi yang tersimpan dalam baterai disalurkan secara paralel ke beban (konsumen).

2.4.2 Malam hari

Pada malam hari sumber energi matahari tidak dapat dimanfaatkan lagi, oleh karena itu beban akan disuplai oleh baterai. Energi yang tersimpan dalam baterai pada siang hari akan dipergunakan untuk menyuplai beban saat dibutuhkan melalui Inverter. Kemudian Inverter mengubah arus a.s. (DC) pada sisi baterai menjadi arus a.b.b. (AC) ke sisi beban. Diagram alir energi pada malam hari dapat dilihat pada Gambar . Jika baterai sudah terpakai habis listrik dari PLN akan menyuplai kebutuhan energi beban.



Gambar 2.5 Diagram alir energi pada malam hari

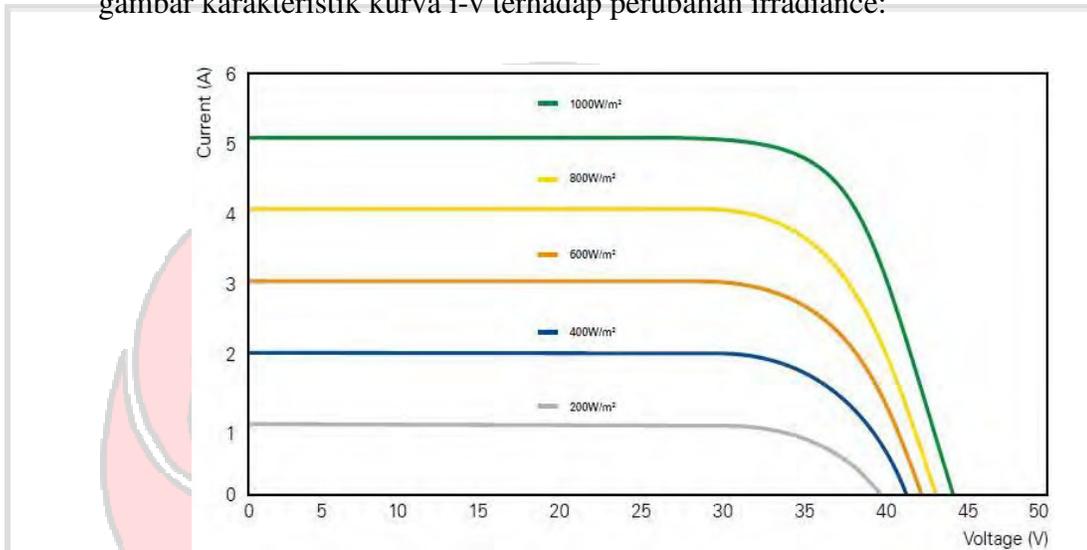
2.4.3 Orientasi Panel atau Array

Orientasi dari rangkaian PV (array) ke arah matahari secara optimum adalah penting agar panel/deretan PV dapat menghasilkan energi maksimum. Selain arah orientasi, sudut orientasi (tilt angle) dari panel/deretan PV juga sangat mempengaruhi hasil energi maksimum. Sebagai guideline: untuk lokasi yang terletak di belahan utara latitude (seperti Indonesia) maka panel atau deretan PV sebaiknya diorientasikan ke utara, orientasi ke timur-barat juga dapat menghasilkan sejumlah energi dari panel-panel PV tetapi tidak akan mendapatkan energi matahari optimum (Sunaryo, 2014). Irradiasi matahari yang diterima bumi terdistribusi pada beberapa range panjang gelombang, mulai dari 3 nm sampai dengan 4 mikron. Sebagian radiasi mengalami refleksi di atmosfer (diffuse radiation) dan sisanya dapat sampai ke permukaan bumi (direct radiation). Besaran-besaran penting untuk mengukurnya adalah:

- Special irradiance I_λ – daya yang diterima oleh satu unit area dalam bentuk differensial panjang gelombang $d\lambda$, satuan: $W/m^2 \mu m$
- Irradiance – integral dari spectrum irradiance untuk keseluruhan panjang gelombang, satuan: W/m^2
- Radiansi – integral waktu dari irradiance untuk jangka waktu tertentu. Oleh sebab itu, satuannya sama dengan satuan energi, yaitu J/m^2 – hari, J/m^2 – bulan atau J/m^2 – tahun.

Diantara ketiga besaran tersebut, yang akan digunakan dalam analisa adalah W/m^2 karena satuan ini yang biasa dipakai dalam data sheet, sedangkan besaran radiansi biasanya digunakan untuk menghitung estimasi daya keluaran pada instalasi sistem. Irradiance merupakan sumber energi bagi sel surya, sehingga keluarannya sangat bergantung oleh perubahan irradiance. Gambar 2.2 memberikan contoh perubahan irradiance terhadap kurva daya modul surya. Dilihat dari gambar keluaran daya berbanding lurus dengan irradiance. Isc lebih terpengaruh oleh perubahan irradiance dari pada Voc. Hal

ini sesuai dengan penjelasan cahaya sebagai sebagai paket-paket foton. Pada saat irradiance tinggi, yaitu pada saat jumlah foton banyak, arus yang dihasilkan juga besar. Demikian pula sebaliknya; sehingga arus yang dihasilkan berbanding lurus terhadap jumlah foton. Berikut merupakan gambar karakteristik kurva i-v terhadap perubahan irradiance:



Gambar 2.6 Kurva I-V dipengaruhi oleh intensitas Cahaya matahari

Pengujian model surya pada data sheet umumnya dilakukan pada standard test condition (STC), yaitu Air Mass (AM) 1,5; irradiance 1000 W/m² dan temperature 25°C. Dalam kondisi nyata, nilai irradiance tidak mencapai nilai tersebut, bergantung dari posisi lintang, posisi matahari dan kondisi cuaca. Nilai irradiance pada lokasi tertentu juga bervariasi dari bulan ke bulan.

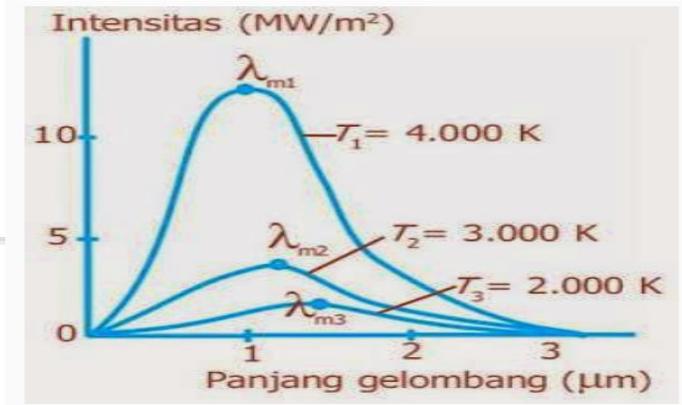
Radiasi matahari merupakan pancaran energi yang berasal dari proses thermonuklir yang terjadi di matahari, atau dapat dikatakan sumber utama untuk proses-proses fisika atmosfer yang menentukan keadaan cuaca dan iklim di atmosfer bumi. Radiasi surya memegang peranan penting dari berbagai sumber energi lain yang dimanfaatkan manusia. Cahaya bisa dikatakan sebagai suatu bagian yang mutlak dari kehidupan manusia. Untuk mendukung teknik pencahayaan buatan yang benar

tentu saja perlu diketahui seberapa besar intensitas cahaya yang dibutuhkan pada suatu tempat. Maka, untuk mengetahui seberapa besar intensitas cahaya tersebut dibutuhkan suatu alat ukur cahaya yang dapat digunakan untuk mengukur besarnya cahaya dalam satuan lux.

Untuk mengukur intensitas cahaya digunakan sebuah alat yang bernama lux meter. Lux meter adalah sebuah alat yang digunakan untuk mengukur intensitas cahaya atau tingkat pencahayaan. Biasanya digunakan di dalam ruangan. Kebutuhan pencahayaan setiap ruangan terkadang berbeda. Semuanya tergantung dan disesuaikan dengan kegiatan yang dilakukan. Untuk mengukur tingkat pencahayaan dibutuhkan suatu alat yang bisa bekerja secara otomatis mampu mengukur intensitas cahaya dan menyesuaikannya dengan cahaya yang dibutuhkan.

Pengukuran intensitas cahaya menggunakan lux meter yang menghasilkan nilai intensitas cahaya dengan satuan lux. Tidak ada konversi langsung antara lux dan W/m² itu tergantung pada panjang gelombang atau warna cahaya. Sehingga untuk mendapatkan konversi antara lux dan W/m² perlu dilakukan percobaan. Namun, ada perkiraan konversi 0,0079 W/m² per lux (Hossain. 2011). Jadi dapat dirumuskan sebagai berikut: 1 lux = 0.0079 W/m²

Penggunaan konversi antara lux dan W/m² diatas juga telah digunakan oleh M. A. Hossain dan kawan-kawan pada penelitiannya yang berjudul “Performance Evaluation of 1.68 kWp DC operated Solar pump With Auto Tracker Using Microcontroller Based Data Acquisition System”, Steven Chua dengan judul “Light vs Distance” dan Anies Ma’rufatin pada penelitiannya yang berjudul “Respon Pertumbuhan Tanaman Kentang (*Solanum tuberosum* L.) Varietas Atlantis dan Super Jhon Dalam Sistem Aeroponik Terhadap periode Pencahayaan”. Mereka semua menggunakan konversi 0,0079 W/m² per Lux.



Gambar 2.7 Grafik Instensitas Radiasi Matahari dan Panjang Gelombang
(Sumber : Contemporary College Physics, 1993)

Energi setiap benda terkait dengan panjang gelombangnya dengan persamaan ;

$$E = h \cdot c / \lambda \dots\dots\dots(2.1)$$

Dimana ;

'h' adalah konstanta Planck $h = 6.626 \cdot 10^{-34} \text{ Js}$

C adalah kecepatan cahaya $c = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ dan

λ adalah panjang gelombang cahaya

Energi berbanding terbalik dengan panjang gelombang cahaya. Semakin kecil panjang gelombang, semakin besar energi partikel dalam gelombang.

2.4.4 Regulasi dan Standar Terkait Pemasangan Sistem PLTS

Berdasarkan SPLN kapasitas terpasang sebesar 30 kWp atau terhubung ke jaringan distribusi tegangan rendah disebut skala residensial, sedangkan kapasitas diatas 30 kWp atau terhubung ke distribusi jaringan tegangan tinggi yaitu skala komersil.

Pemasangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) telah diatur didalam Peraturan Direksi PT. PLN (Persero) Nomor 0733.k/DIR/2013 tentang Pemanfaatan Energi Listrik dari Fotovoltaik oleh Pelanggan PT. PLN, sedangkan standar pemasangan diatur dalam SPLN D5.005-1 :2015 tentang Persyaratan Teknis Interkoneksi Sistem Fotovoltaik (PV) pada Jaringan Distribusi Tegangan Rendah.

2.4.5 Standar Pemasangan *Photovoltaic* (PV)

Persyaratan teknis pemasangan sistem *Photovoltaic* terhubung ke jaringan PLN di atur dalam D.5005-1 tahun 2015, standar ini mengacu kepada *International Electrotechnical Commision* (IEC) dan Standar Nasional Indonesia (SNI).Syarat teknis sistem *Photovoltaic* pada SPLN D.5005-1 tahun 2015 yaitu :

- a. Besarnya kapasitas PV dalam satuan VA (ekivalen) yang diparalel ke jaringan tegangan rendah (JTR) PLN maksimum 90 % dari besarnya daya kontak.
- b. Inverter dari PV pelanggan disesuaikan dengan jumlah fase kontak PLN (Pelanggan fase tunggal paralel dengan JTR PLN dengan menggunakan inverter fase tunggal, sedangkan untuk pelanggan fase tiga dengan menggunakan inverter fase tiga).
- c. Bila pelanggan fase tiga menggunakan 3 buah inverter fase tunggal maka apabila salah satu atau lebih mengalami gangguan, maka sistem proteksi harus bekerja untuk melepas ketiga fasenya.
- d. Penempatan meter ekspor-impor harus dapat diakses dengan mudah oleh petugas PLN.

2.4.6 Jual Beli Listrik Pelanggan PV

Dalam upaya mendorong percepatan pencapaian pemanfaatan energi baru dan terbarukan, maka perlu mendorong pemanfaatan energi surya untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya. Berdasarkan Peraturan Direksi 0773.K.DIR-2013 :

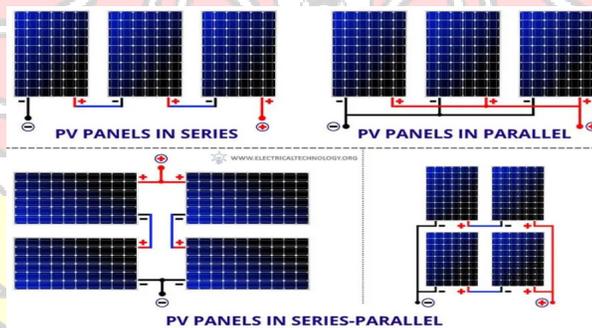
- a. PV milik pelanggan dipasang dan diletakkan diatas bangunan milik pelanggan.
- b. PV dioperasikan secara paralel dengan sistem ketenagalistrikan PLN.
- c. Pelanggan dapat mengirim kelebihan energi kWh dari PV ke sistem ketenagalistrikan PLN.
- d. PLN dapat menyediakan informasi energi listrik yang diterima PLN dari PV jika diperlukan.
- e. PLN memasang jenis kWh meter *Export import* (Exim) untuk pelanggan PLN yang memanfaatkan energi listrik dari PV.
- f. Energi listrik yang diterima PLN dari PV akan offset dengan energi listrik yang dikirim PLN ke Pelanggan, maka selisihnya menjadi deposit kWh untuk diperhitungkan pada bulan-bulan berikutnya.
- g. Pelanggan tetap dikenakan Rekening Minimum sesuai daya tersambung PLN.

2.5 Komponen-Komponen Peralatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya

PLTS Hybrid pada umumnya terdiri dari komponen sebagai berikut:

2.5.1 Modul surya

Pengertian Modul Surya Berdasarkan SNI 8395:2017 adalah beberapa sel surya yang digabungkan menjadi sebuah perangkat yang berfungsi mengubah energi matahari menjadi energi listrik. Modul surya adalah komponen utama pada PLTS Hybrid. Tanpa komponen ini energi listrik tidak dapat dihasilkan. Pada modul surya, banyak sel surya yang dapat disusun secara seri atau paralel. Pada saat yang sama, yang disebut energi matahari mengacu pada elemen semi konduktor yang dapat mengubah energi matahari menjadi energi listrik sesuai dengan efek fotovoltaiik. Selain menipisnya cadangan energi fosil dan masalah pemanasan global, sel surya belakangan ini semakin populer. Energi yang dihasilkan juga sangat murah karena energi (matahari) dapat diperoleh dengan gratis (Utari dkk, 2018).



Gambar 2.8 Konfigurasi PV Aray

(Sumber: <https://angipermana.top/teknologi/energi-terbarukan/>)

Rangkaian paralel sel surya dalam modul didapat apabila sel surya disusun dengan terminal kutub positif dan negatif solar cell dihubungkan satu sama lain dan rangkaian seri, didapat dengan menghubungkan bagian depan (+) sel surya utama dengan bagian belakang (-) sel surya kedua.

Modul surya dari suatu PLTS dalam memproduksi energi listrik di pengaruhi oleh beberapa faktor yaitu intensitas sinar matahari, bayangan, temperatur, orientasi panel surya (array) dan sudut kemiringan panel surya. Produksi energi listrik suatu modul surya ditentukan oleh tingkat intensitas sinar matahari. Ketika intensitas sinar matahari menurun maka terjadi penurunan arus yang dihasilkan modul surya.

Efisiensi dari konversi energi modul surya tidak terpengaruh oleh iradiasi yang bervariasi apabila masih dalam batas standar operasi dari modul surya. Rendahnya energi listrik yang dihasilkan oleh modul surya karena intensitas sinar matahari yang rendah hanya mengakibatkan pada penurunan produksi arus listrik namun bukan penurunan efisiensi modul surya.

Bayangan dari gedung atau pepohonan, daun yang jatuh, asap, kabut, awan, atau panel surya yang terpasang sehingga menutupi sebagian dari sel pada modul juga mempengaruhi produksi dari panel surya. Sel surya yang tertutupi akan berhenti memproduksi energi listrik dan berubah menjadi beban pasif sehingga dapat menimbulkan panas berlebih dan merusak modul. Sehingga solusi digunakan adalah dengan memasang diode by-pass secara paralel pada masing-masing modul. Orientasi dari rangkaian panel surya (array) ke arah matahari juga merupakan suatu faktor penting yang mempengaruhi performa panel surya untuk dapat menghasilkan energi maksimum, seperti contohnya untuk lokasi yang terletak di belahan bumi utara maka panel surya (array) sebaiknya diorientasikan ke Selatan begitu pula sebaliknya.

Sudut kemiringan juga memiliki dampak yang besar terhadap radiasi matahari di permukaan panel surya. Untuk sudut kemiringan tetap, daya maksimum selama satu tahun akan diperoleh ketika sudut kemiringan panel surya sama dengan garis lintang pada lokasi. Misalnya panel surya yang terpasang di khatulistiwa (lintang = 0°) yang diletakkan mendatar (tilt angle = 0°), akan menghasilkan energi maksimum. Arah atap maupun arah kemiringan atap yang menghadap utara dan selatan memiliki jam paparan matahari yang lebih maksimal sehingga akan menghasilkan daya yang lebih besar.

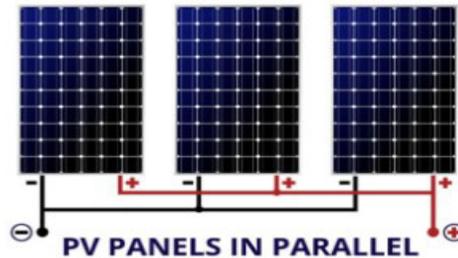
2.5.1.1 Rangkaian Seri Modul Surya

Hubungan seri suatu modul surya didapatkan dengan cara menghubungkan kutub yang berbeda yaitu negatif dengan positif seperti Gambar 2.9. Hasil dari hubungan seri ini yaitu penjumlahan dari nilai tegangan dari setiap module tetapi nilai arus tetap.



2.5.1.2 Rangkaian Paralel Modul Surya

Hubungan seri suatu modul surya didapatkan dengan cara menghubungkan kutub yang sama yaitu negatif dengan negatif dan positif dengan positif seperti Gambar 2.10. Hasil dari hubungan paralel ini yaitu penjumlahan dari nilai arus dari setiap module tetapi nilai tetap tetap.



Gambar 2.10 *Rangkaian modul surya pararel*
 (Sumber: <https://angipermana.top/teknologi/energi-terbarukan/>)

2.5.2 Controller Dan Inverter

Pengertian *Controller* berdasarkan SNI 8395:2017 adalah suatu perangkat keras yang berfungsi sebagai alat kontrol pengisian dan pengeluaran arus listrik pada baterai. *Controller* ini biasanya terintegrasi dengan sebuah kotak terminal baterai.

Pengertian *inverter* berdasarkan SNI 8395:2017 adalah suatu peralatan listrik yang berfungsi untuk mengubah arus searah (DC) menjadi arus bolak-balik (AC). Inverter ini dapat kita jumpai pada berbagai macam jenis peralatan elektronika. Tanpa alat ini arus searah yang dihasilkan oleh modul surya tidak akan dapat digunakan secara langsung oleh alat-alat elektronika yang umumnya membutuhkan arus bolak-balik sebagai pasokan daya utamanya.

2.6 Jenis-Jenis Sel Surya

Perkembangan sel surya semakin banyak menggunakan bahan semikonduktor yang bervariasi. Adapun jenis-jenis sel surya diantaranya :

2.6.1 *Monocrystalline*

Sel surya jenis *monocrystalline* ini dibuat dari silikon kristal tunggal yang didapat dari peleburan silikon dalam bentukan bujur. Material silikon ini diiris tipis menggunakan teknologi khusus. Dengan digunakannya

teknologi inilah, kepingan sel surya yang dihasilkan akan identik satu sama lainnya dan memiliki kinerja tinggi. Sel surya jenis ini dapat dibuat setebal 200 mikron, dengan nilai efisiensi sekitar 24% (Alfatiha dan Aefra, 2009). Namun kekurangan dari jenis ini adalah akan bekerja maksimal saat cahaya matahari sedang dalam intensitas yang tinggi. Namun setelah itu, apabila intensitas cahaya berkurang maka kinerjanya akan menurun secara drastis. Biaya sel surya ini juga lebih mahal dibandingkan dengan jenis sel surya yang lain (Haryanto, 2018).



Gambar 2.11 *Monocrystal line*

2.6.2 *Polycrystalline*

Sel surya jenis ini dibuat dari beberapa batang kristal silikon yang dicairkan, setelah itu dituang dalam cetakan yang berbentuk persegi kemudian dilakukan pendinginan perlahan untuk mendapatkan bahan campuran silikon yang akan timbul diatas lapisan silikon. Sel surya ini memiliki efisiensi 18%. Pada aplikasinya, sel surya ini akan tetap bekerja saat intensitas matahari menurun atau dalam keadaan mendung. Jadi energi yang di hasilkan akan lebih kontinyu walaupun intensitas sinar matahari tidak konstan (Haryanto, 2018).



Gambar 2.12 *Polycrystal line*

2.6.3 *Thin Film Solar Cell (TFSC)*

Jenis sel surya ini dibuat dengan cara menambahkan sel surya tipis kedalam sebuah lapisan dasar. Karena bentuknya tipis, jadi panel surya ini sangat ringan dan *fleksibel*. Ketebalan lapisannya bisa diukur mulai dari *nanometer* hingga *mikrometer*. Ada 3 jenis sel surya, tipe ini dibedakan berdasarkan materialnya yaitu, *Amorphous Silicon (a-Si) Solar Cells* yang terbuat dari *Amorphous Silicon*, *Cadmium Telluride (CdTe) Solar Cells* yang terbuat dari bahan *Cadmium Telluride*, dan *Copper Indium Gallium Selenide (CIGS) Solar Cell* yang terbuat dari bahan *Copper Indium Gallium Selenide* merupakan yang paling efisien dibanding dua lainnya dan juga tidak mengandung bahan yang berbahaya yaitu *Cadmium* seperti yang terdapat pada sel surya CdTe (Haryanto, 2018).



Gambar 2.13 *Amorphous Solar Cell*

2.7 **Perpindahan Panas**

Perpindahan panas (*heat transfer*) merupakan disiplin ilmu yang mempelajari bagaimana panas dapat berpindah dari suatu benda ke benda lainnya melalui berbagai macam medium perambatan. Panas dapat berpindah dari suatu tempat ke tempat lain akibat adanya perbedaan suhu. Dalam ilmu

perpindahan panas, dikenal 3 (tiga) proses perpindahan panas dilihat dari medium perambatannya, yaitu konduksi, konveksi dan radiasi.

2.7.1 Konduksi

Konduksi adalah transfer energi dari partikel yang memiliki energi lebih dari suatu zat ke partikel yang kurang energi yang berdekatan dari hasil interaksi antar partikel.

2.7.2 Konveksi

Konveksi adalah transfer energi antara permukaan padat dan fluida yang bergerak berdekatan dengan melibatkan pergerakan fluidanya. Semakin cepat gerakan fluida semakin besar perpindahan panas (Imawan dkk, 2019).

Perpindahan panas yang terjadi antara permukaan padat dengan fluida yang mengalir di sekitarnya, dengan menggunakan media penghantar berupa fluida (cairan/gas). Menurut keadaan alirannya perpindahan panas konveksi dikategorikan menjadi dua yaitu konveksi bebas dan konveksi paksa, aliran fluida pada konveksi bebas disebabkan oleh adanya variasi massa jenis yang selalu diikuti dengan adanya perbedaan temperatur fluida, sedangkan aliran fluida konveksi paksa disebabkan oleh beberapa hal yang berasal dari luar misalnya menggunakan fan, pompa ataupun tiupan angin.

Konveksi alami dapat terjadi pada suatu sistem dengan media udara saja. *Heat sink* berfungsi untuk melepaskan kalor secara alami ke udara bebas. Hal ini dipengaruhi oleh luas penampang yang dimiliki oleh *heat sink* tersebut. Perpindahan panas yang terjadi di area *heat sink* bervariasi. Pada daerah yang berdekatan dengan *heat sink* akan memiliki kecepatan pergerakan udara yang lebih kecil dibandingkan dengan jarak yang berjauhan dari *heat sink*. Begitu pula variasi suhu udara, semakin dekat dengan *heat sink* maka akan memiliki suhu yang lebih tinggi dan semakin jauh dari *heat sink*

sink suhunya akan semakin rendah. Sehingga kalor yang diserap dapat terbang ke lingkungan (*Imawan dkk, 2019*).

2.7.3 Radiasi

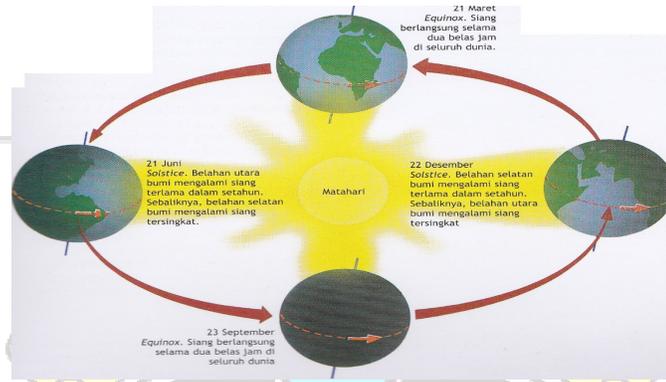
Perpindahan panas secara radiasi merupakan proses perpindahan panas dari suatu benda ke benda lain tanpa melalui medium. Dalam teori radiasi dijelaskan bahwa panas yang berpindah dari suatu benda ke benda lain dipancarkan melalui gelombang elektromagnetik sehingga dalam proses perpindahannya tidak memerlukan medium sama sekali. Bahkan jika kedua benda tersebut dipisahkan oleh ruang hampa, panas akan tetap berpindah melalui pancaran gelombang elektromagnetik. Panas matahari yang sampai ke bumi merupakan salah satu contoh nyata bentuk perpindahan panas secara radiasi. Meskipun jarak antara matahari dan bumi sangat jauh serta dipisahkan oleh ruang hampa, panas matahari tetap dapat sampai ke bumi melalui pancaran (*Triwijaya dkk, 2019*).

2.8 Pengaruh Pergerakan Matahari

Kemiringan sumbu bumi dan gerakannya di sekitar matahari menyebabkan variasi:

1. Intensitas dan durasi sinar matahari yang diterima di tempat yang berbeda di bumi, yang menghasilkan musim.
2. Gerakan jelas matahari melintasi langit. Rotasi Gerak bumi berputar pada porosnya disebut gerak rotasi bumi. Arah berotasi dengan arah dari barat ke timur. Periode rotasi bumi adalah 23 jam 56 menit 4 detik. Akibat rotasi bumi:
 - a. Gerak harian benda langit dari timur ke barat (terbit di timur, terbenam di barat; terjadinya pergantian siang malam).
 - b. Terjadi pepatan bumi di arah kutubnya (momentum sudut lebih besar pada daerah equator).
 - c. Efek *Coriolis* pada arah angin.

- d. Perubahan arah ayunan bandul.
- e. Perubahan arah arus laut sepanjang equator bumi.



Gambar 2.14 Rotasi Bumi Mengelilingi Matahari

▪ **Antara tanggal 21 Maret s.d 23 September**

- Kutub utara mendekati matahari, sedangkan kutub selatan menjauhi matahari.
- Belahan bumi utara menerima sinar matahari lebih banyak daripada belahan bumi selatan.
- Panjang siang dibelahan bumi utara lebih lama daripada dibelahan bumi selatan.
- Ada daerah disekitar kutub utara yang mengalami siang 24 jam dan ada daerah disekitar kutub selatan yang mengalami malam 24 jam.
- Diamati dari khatulistiwa, matahari tampak bergeser ke utara.
- Kutub utara paling dekat ke matahari pada tanggal 21 juni. Pada saat ini pengamat di khatulistiwa melihat matahari bergeser 23,5° ke utara.

▪ **Antara tanggal 23 September s.d 21 Maret**

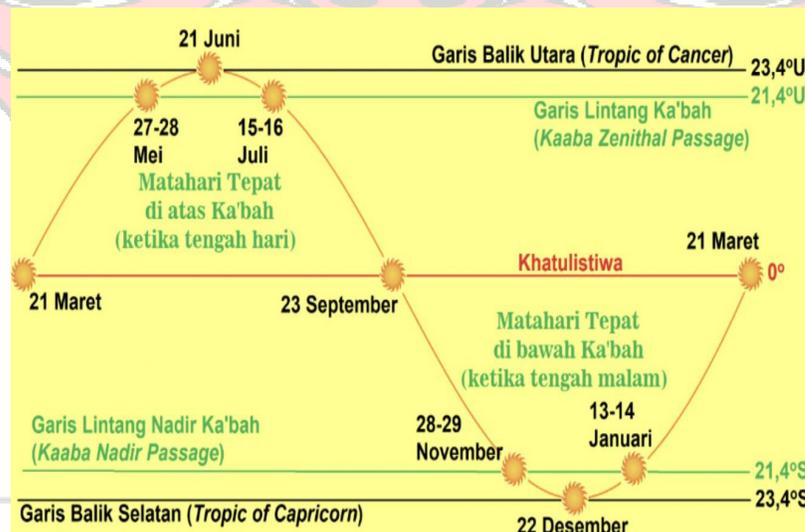
- Kutub selatan lebih dekat mendekati matahari, sedangkan kutub utara lebih menjauhi matahari.
- Belahan bumi selatan menerima sinar matahari lebih banyak daripada belahan bumi utara.
- Panjang siang dibelahan bumi selatan lebih lama daripada belahan bumi utara.
- Ada daerah di sekitar kutub utara yang mengalami malam 24 jam dan ada daerah di sekitar kutub selatan mengalami siang 24 jam.

- Diamati dari khatulistiwa, matahari tampak bergeser ke selatan.
- Kutub selatan berada pada posisi paling dekat dengan matahari pada tanggal 22 Desember. Pada saat ini pengamat di khatulistiwa melihat matahari bergeser 23,5o ke selatan.

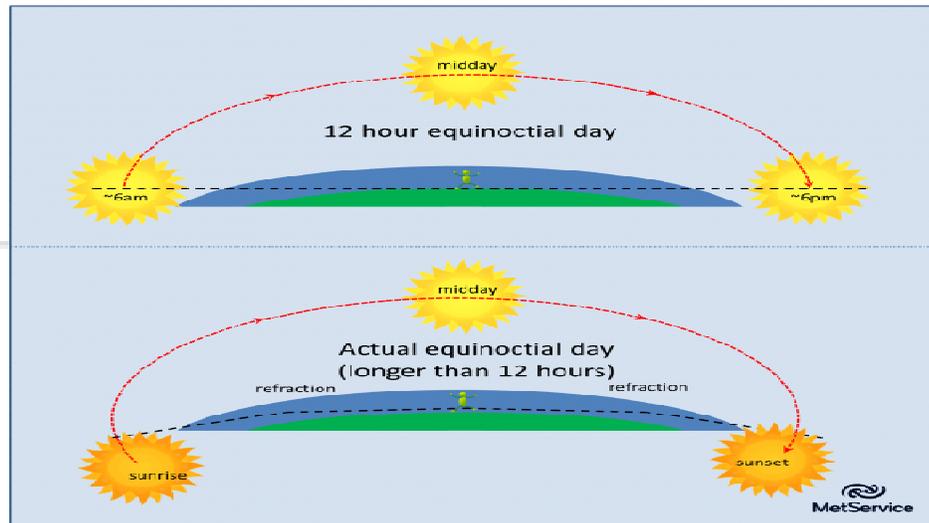
▪ **Pada tanggal 21 Maret dan 23 Desember**

- Kutub utara dan kutub selatan berjarak sama ke matahari.
- Belahan bumi utara dan belahan bumi selatan menerima sinar matahari sama banyaknya.
- Panjang siang dan malam sama diseluruh belahan bumi.
- Di daerah khatulistiwa matahari tampak melintas tepat di atas kepala.

Pergeseran posisi matahari ke arah belahan bumi utara (22 Desember – 21 Juni) dan pergeseran posisi matahari dari belahan bumi utara ke belahan bumi selatan (21 Juni – 21 Desember) disebut gerak semu harian matahari. Disebut demikian karena sebenarnya matahari tidak bergerak. Gerak itu akibat revolusi bumi dengan sumbu rotasi yang miring.



Gambar 2.15 Diagram Pergerakan Semu Tahunan Matahari

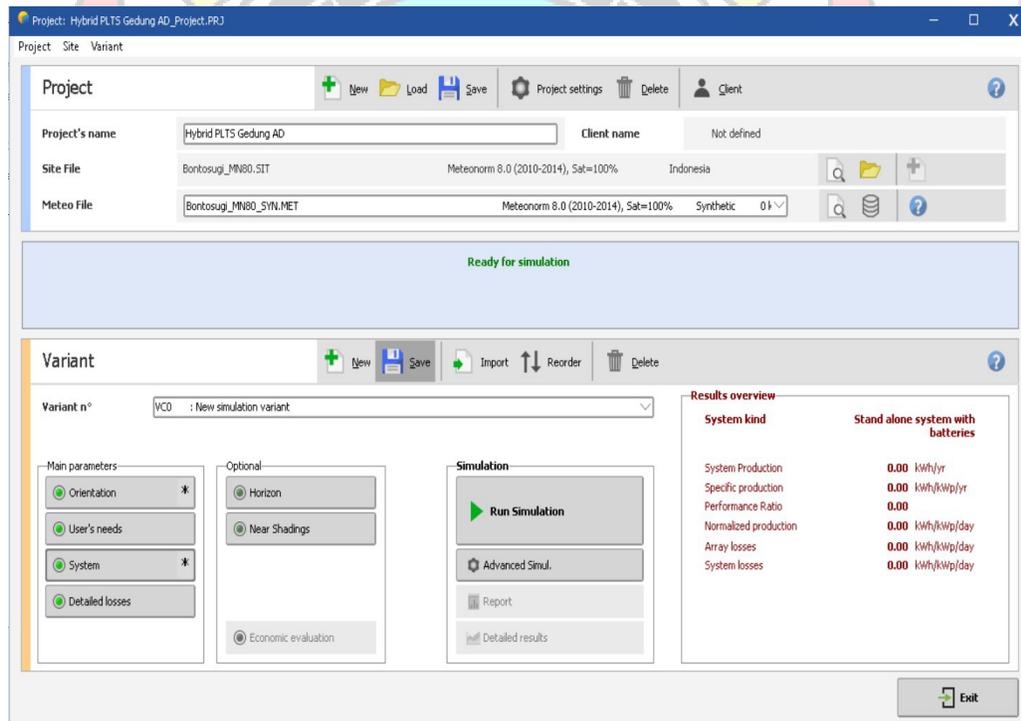


Gambar 2.16 *Equinox Matahari selama 12 jam*

Empat peristiwa astronomi terkait adalah ekuinoks vernal dan musim gugur, dan musim panas dan musim dingin solstices. Selama equinox Maret (March 21) dan equinox September (September 21), matahari tepat di atas khatulistiwa dan panjang siang dan malam adalah sama (12 jam). Selama solstice Juni, matahari langsung di atas Tropic of Cancer (23.45°N latitude), dan dengan demikian di khatulistiwa, matahari muncul pada posisi paling utara (23.45°). Pada bulan Juni, itu adalah musim panas di Utara Belahan hari lebih panjang dari malam; dan itu adalah musim dingin di Southern Belahan hari lebih pendek dari malam. Selama solstice Desember matahari langsung di atas Tropic of Capricorn (23.45°S lintang), dan karenanya, di khatulistiwa, matahari muncul di posisi paling selatan (-23.45°).

2.9 Perangkat Lunak PVSyst 7.2

PVSyst merupakan paket perangkat lunak/ software yang digunakan untuk proses pembelajaran, pengukuran (*sizing*), dan analisa data dari sistem PLTS secara lengkap. PVSyst dikembangkan oleh Universitas Genewa, yang terbagi ke dalam sistem terinterkoneksi jaringan (*grid-connected*), sistem berdiri sendiri (*stand-alone*), sistem pompa (*pumping*), dan jaringan arus searah untuk transportasi publik (DC-grid). PVSyst juga dilengkapi database dari sumber data meteorologi yang luas dan beragam, serta data komponen-komponen PLTS.



Gambar 2.17 Interface PVSyst 7.2

2.10 Analisa Keekonomian

2.10.1 Biaya Siklus Hidup (*Life Cycle Cost*)

Biaya siklus hidup suatu sistem adalah semua biaya yang dikeluarkan oleh suatu sistem, selama kehidupannya. Pada sistem PLTS, biaya siklus hidup (LCC) ditentukan oleh nilai sekarang dari biaya total sistem PLTS yang terdiri dari biaya investasi awal, biaya jangka panjang untuk pemeliharaan dan operasional serta biaya penggantian baterai. (*Santiari, 2011*) Biaya siklus hidup (LCC) diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$LCC = C + OM \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana:

LCC = Biaya siklus hidup (*Life Cycle Cost*).

C = Biaya investasi awal adalah biaya awal yang dikeluarkan untuk pembelian komponen-komponen PLTS, biaya instalasi, dan biaya lainnya misalnya biaya rak penyangga.

O&M = Biaya nilai sekarang untuk total biaya pemeliharaan dan operasional selama n tahun atau selama umur proyek.

R = Biaya nilai sekarang untuk biaya penggantian yang harus dikeluarkan selama umur proyek.

$$P = A \left| \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right| \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana:

P = Nilai sekarang biaya tahunan selama umur proyek

A = Biaya tahunan

i = Tingkat diskonto

n = Umur proyek

Perbandingan yang valid antara penerimaan-penerimaan di masa mendatang

dengan pengeluaran dana sekarang adalah hal yang sulit dilakukan karena ada perbedaan nilai waktu uang. Masalah ini dapat diatasi dengan menggunakan konsep nilai waktu uang (*Time Value of Money*). Berdasarkan konsep tersebut maka penerimaan-penerimaan di masa mendatang didiskontokan ke nilai sekarang sehingga dapat dibandingkan dengan pengeluaran pada saat ini.

Faktor diskonto (*Discount factor*) adalah faktor yang digunakan untuk menerjemahkan penerimaan-penerimaan di masa mendatang sehingga dapat dibandingkan dengan pengeluaran pada masa sekarang (*Santiari, 2011*). Sedangkan tingkat diskonto yang digunakan untuk menilai sekarang penerimaan-penerimaan tersebut dapat berupa tingkat suku bunga pasar (tingkat suku bunga bank).

Adapun rumus factor diskonto adalah sebagai berikut:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (2.3)$$

Dimana:

- DF = Faktor diskonto
- i* = Tingkat diskonto
- n* = Periode dalam tahun (umur investasi)

2.10.2 Biaya Energi (*Cost Of Energi*)

Biaya energi merupakan perbandingan antara biaya total per tahun dari sistem dengan energi yang dihasilkannya selama periode yang sama (*Santiari, 2011*). Dilihat dari sisi ekonomi, biaya energi PLTS berbeda dari biaya energi untuk pembangkit konvensional. Hal ini karena biaya energi PLTS, dipengaruhi oleh biaya-biaya seperti :

- a. Biaya awal (biaya modal) yang tinggi.
- b. Tidak ada biaya untuk bahan bakar.
- c. Biaya pemeliharaan dan operasional rendah.
- d. Biaya penggantian rendah (terutama hanya untuk baterai).

Perhitungan biaya energi suatu PLTS ditentukan oleh biaya siklus hidup

(LCC), faktor pemulihan modal (CRF) dan kWh produksi tahunan PLTS. Faktor pemulihan modal adalah faktor yang digunakan untuk mengkonversikan semua arus kas biaya siklus hidup (LCC) menjadi serangkaian pembayaran atau biaya tahunan dengan jumlah yang sama (Santiari, 2011). Faktor pemulihan modal diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dimana:

CRF = Faktor pemulihan modal.

I = Tingkat diskonto.

n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Biaya energi (*Cost Of Energi*) PLTS diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut:

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} \dots\dots\dots (2.5)$$

Dimana: COE = Cost of Energi atau Biaya Energi (Rp/kWh).

CRF = Faktor pemulihan modal.

A kWh = Energi yang dibangkitkan tahunan (kWh/tahun).

2.10.3 Analisis *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value (NPV) menyatakan bahwa seluruh aliran kas bersih dinilaisekarangkan atas dasar faktor diskonto (*discount factor*). Teknik ini menghitung selisih antara seluruh kas bersih nilai sekarang dengan investasi awal yang ditanamkan (Santiari, 2011). Untuk menghitung *Net Present Value* (NPV) dipergunakan rumus sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - I \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana:

NFCt = *Net Cash Flow* periode tahun ke-1 sampai ke-n.

- II = Investasi awal (Initial Investment)
- i* = Tingkat diskonto.
- n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah sebagai berikut :

- a. Investasi dinilai layak, apabila *Net Present Value* (NPV) bernilai positif (> 0).
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila *Net Present Value* (NPV) bernilai negatif (< 0).

2.10.4 Profitability Index (PI)

Profitability Index merupakan perbandingan antara seluruh kas bersih nilai sekarang dengan investasi awal. Teknik ini juga sering disebut dengan model rasio manfaat biaya (benefit cost ratio). Teknik Profitability index dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NFC_t(1+i)^{-t}}{II} \dots\dots\dots(2.8)$$

- Dimana:
- NFC_t = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai ke-n.
 - II = Investasi awal (*Initial Investment*)
 - i* = Tingkat diskonto.
 - n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah sebagai berikut :

- a. Investasi dinilai layak, apabila *Profitability Index* (PI) bernilai lebih besar dari satu (>1).
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila *Profitability Index* (PI) bernilai lebih kecil dari satu (< 1).

2.10.5 Discounted Payback Period (DPP)

Payback Period adalah periode lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan nilai investasi melalui penerimaan-penerimaan yang dihasilkan oleh proyek (investasi). Sedangkan *Discounted Payback Period* adalah periode pengembalian yang didiskontokan. *Discounted Payback Period* (DPP) dapat dicari dengan menghitung berapa tahun kas bersih nilai sekarang (PVNCF) kumulatif yang ditaksir akan sama dengan investasi awal.

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah:

- a. Investasi dinilai layak, apabila DPP memiliki periode waktu lebih pendek dari umur proyek (*periode cut off*)
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila DPP memiliki periode waktu lebih panjang dari umur proyek (*periode cut off*).

2.10.6 Internal Rate of Return (IRR)

IRR adalah tingkat suku bunga yang menghasilkan nilai NPV sama dengan nol (karena nilai sekarang dari arus kas masuk sama dengan investasi awal).

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t} \dots\dots\dots(2.9)$$

Dimana:

X_t = *Cashflow* di tahun ke-t

IRR = *Rate of Return*

Apabila IRR digunakan untuk membuat keputusan diterima- ditolak, kriteria keputusan adalah sebagai berikut:

- o Jika IRR lebih besar dari biaya modal, proyek diterima
- o Jika IRR lebih kecil dari biaya modal, proyek ditolak Suatu Proyek investasi dianggap layak apabila nilai IRR investasi tersebut lebih dari

pada nilai MARR (minimum acceptable rate of return).

- Nilai MARR ditentukan berdasarkan tingkat bunga bank atau tingkat bunga bank ditambah risk premium yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan investor. Dalam proyek teknik, biasanya nilai MARR berkisar antara 10%-13%. Sebaliknya, nilai IRR yang berada dibawah nilai MARR menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai IRR = nilai MARR menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*).

2.11

Perancangan

Menurut (*Rianto, Assegaf, & Fernando, 2015*) perancangan dapat diartikan perencanaan dari pembuatan suatu sistem yang menyangkut berbagai komponen sehingga akan menghasilkan sistem yang sesuai dengan hasil dari tahap analisa system. Menurut (*Nadeak, Parulian, Prisiwanto & Siregar, 2016*). Perancangan adalah langkah pertama dalam fase pengembangan rekayasa produk atau sistem. Perancangan itu adalah proses penerapan berbagai teknik dan prinsip yang bertujuan untuk mendefinisikan sebuah peralatan, satu proses atau satu sistem secara detail yang membolehkan dilakukan realisasi fisik. Dari beberapa defenisi diatas penulis menyimpulkan perancangan adalah perencanaan pengembangan suatu sistem yang mana dapat membentuk suatu hasil yang diinginkan dengan sistem yang lebih baik.

2.11.1

Instalasi Listrik

Instalasi listrik adalah sebuah sistem yang digunakan untuk menyalurkan daya listrik untuk memenuhi kebutuhan manusia dalam kehidupannya. Dalam perancangan sistem instalasi listrik sebuah gedung, instalasi listrik dibagi menjadi 2 yaitu:

Instalasi pencahayaan buatan dan Instalasi daya listrik. Instalasi daya listrik merupakan instalasi untuk menjalankan mesin-mesin listrik yang ada dalam gedung untuk memeberikan supply daya listrik pada seluruh peralatan yang membutuhkan daya listrik dalam sebuah gedung. (Ismansyah, 2009).

Instalasi listrik adalah peralatan yang terpasang didalam maupun diluar bangunan untuk menyalurkan arus listrik. Secara umum instalasi listrik dibagi menjadi dua jenis, yaitu: Instalasi penerangan listrik dan instalasi daya listrik. Rancangan instalasi listrik harus memenuhi ketentuan PUIL dan peraturan yang terkait dalam dokumen penunjang tenaga listrik dan peraturan lainnya. (Prok, Tumaliang, & Pakiding, 2018).

Dari beberapa definisi diatas dapat disimpulkan bahwa instalasi listrik adalah suatu system yang dirangkai atau disusun sedemikian rupa sebagai penyalur aliran listrik untuk memenuhi kebutuhan alat listrik baik terpasang didalam maupun diluar ruangan.

2.11.2

Panel surya

Dalam Menyusun PLTS untuk mengetahui kebutuhan panel surya terdapat beberapa langkat perhitungan yang menggunakan rumus 2.10, 2.11, 2.12, 2.13.

$$P \times n \times t = Wh \dots\dots\dots(2.10)$$

$$Ed = \text{Penjumlahan } Wh \text{ semua peralatan} \dots\dots\dots(2.11)$$

$$\text{Energi modul} = \frac{Ed \times \eta_{PV}}{\text{rugi-rugi}} \dots\dots\dots(2.12)$$

$$P \text{ module surya} = \text{Energi Total} \times Cf \dots\dots\dots(2.13)$$

- Ket: P = Daya (watt)
- n = Jumlah
- t = Waktu (hour)

Wh = Energi

Ed = konsumsi energi harian (wh)

η_{PV} = Efisiensi panel surya

Cf = Factor koreksi temperature sebesar 1,2

2.11.3 Inverter

Inverter adalah perangkat elektrik yang digunakan untuk mengubah arus DC dari aki menjadi arus AC 220 V yang digunakan untuk menangani beban AC. Dalam menentukan kapasitas inverter dapat menggunakan rumus 2.14.

$$\text{Kapasitas inverter} = \text{Daya total} \times \text{safety faktor} \dots\dots\dots(2.14)$$

2.11.4 MCB

Alat pengaman otomatis yang dipergunakan untuk membatasi arus listrik. Alat pengaman ini dapat juga berguna sebagai saklar. Dalam penggunaannya, pengaman ini harus disesuaikan dengan besar listrik yang terpasang. Hal ini adalah Alat pengaman otomatis yang dipergunakan untuk membatasi arus listrik. Alat pengaman ini dapat juga berguna sebagai saklar. Dalam penggunaannya, pengaman ini harus disesuaikan dengan besar listrik yang terpasang. Hal ini adalah Alat pengaman otomatis yang dipergunakan untuk membatasi arus listrik. Alat pengaman ini dapat juga berguna sebagai saklar. Dalam penggunaannya, pengaman ini harus disesuaikan dengan besar listrik yang terpasang. Hal ini adalah untuk menjaga agar listrik dapat berguna sesuai kebutuhan. (Wijaya, 2007) Dalam menentukan MCB yang digunakan dapat menggunakan rumus 2.15.

$$I = \frac{P}{220} \dots\dots\dots(2.15)$$

2.11.5 Kabel

Berfungsi sebagai jalan untuk melewatkan energi listrik dari suatu tempat ke tempat lain. Kabel dapat terdiri dari satu kawat atau lebih yang masing-masing umumnya diisolasi agar arus listrik yang melewati kawat dapat tersekat. Isolator yang digunakan berupa berbagai jenis karet alam, karet vulkanisasi dan karet buatan. Selain isolasi kabel memiliki pelindung untuk melindungi isolasi. Sesuai dengan kegunaannya, ada dua jenis kabel yaitu kabel untuk penyaluran tenaga listrik dan kabel untuk penyaluran sinyal listrik. Kabel untuk penyaluran tenaga listrik digunakan dibidang tenaga listrik, sedangkan kabel untuk penyaluran sinyal listrik digunakan untuk bidang telekomunikasi (telepon, telegraf, dan lain-lain). (Tamam, Makkulau, & Roesdynasari, 2015).

Menurut PUIL (2011), dalam menentukan ukuran kabel yang dibutuhkan pada perencanaan PLTS dapat mengacu pada Tabel 2.6.

Tabel 2.6 Jenis Kabel

| Jenis Kabel | Luas Penampang mm ² | Kuat Hantar Arus Inti Tunggal | |
|-------------|-----------------------------------|----------------------------------|---------------|
| | | Di tanah A | Di udara A |
| NYY | 1,5 | 40 | 26 |
| NYBY | 2,5 | 54 | 35 |
| NYF | 4 | 70 | 46 |
| NYFGbY | 6 | 90 | 58 |
| NYRGBY | 10 | 122 | 79 |
| NYCY | 16 | 160 | 105 |
| NYCWY | 25 | 206 | 140 |
| NYSY | 35 | 249 | 174 |
| | 50 | 296 | 212 |

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Gedung administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang berada di Jalan perintis KM10 terletak antara ($119^{\circ}.481763^{\circ}$ BT dan -05.129211° LS), sebelah Selatan dari tanggal 01 Juni 2023 sampai dengan tanggal 31 Juli 2023. Gedung dapat dilihat pada gambar 3.1

GLOBAL SOLAR ATLAS

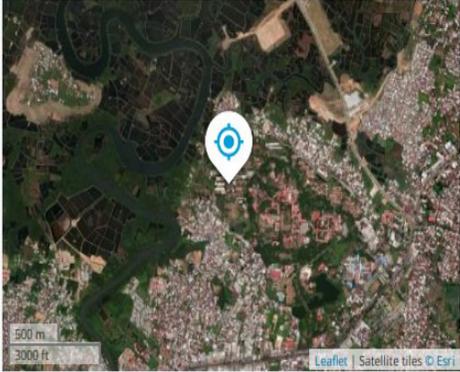
BY WORLD BANK GROUP

Makassar

-05.129211° , 119.481763°
Jalan Raya Kampus Unhas, Makassar, South Sulawesi, Indonesia
Time zone: UTC+08, Asia/Makassar [WITA]

🕒 Report generated: 11 Aug 2023

SITE INFO

| Map data | | Per year | Map |
|--|----------|---------------------------|--|
| Direct normal irradiation | DNI | 1481.0 kWh/m ² |  |
| Global horizontal irradiation | GHI | 1876.1 kWh/m ² | |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 799.2 kWh/m ² | |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI opta | 1898.1 kWh/m ² | |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 9 / 0 ° | |
| Air temperature | TEMP | 27.4 °C | |
| Terrain elevation | ELE | 14 m | |

Gambar 3.1 Lokasi Tempat Penelitian



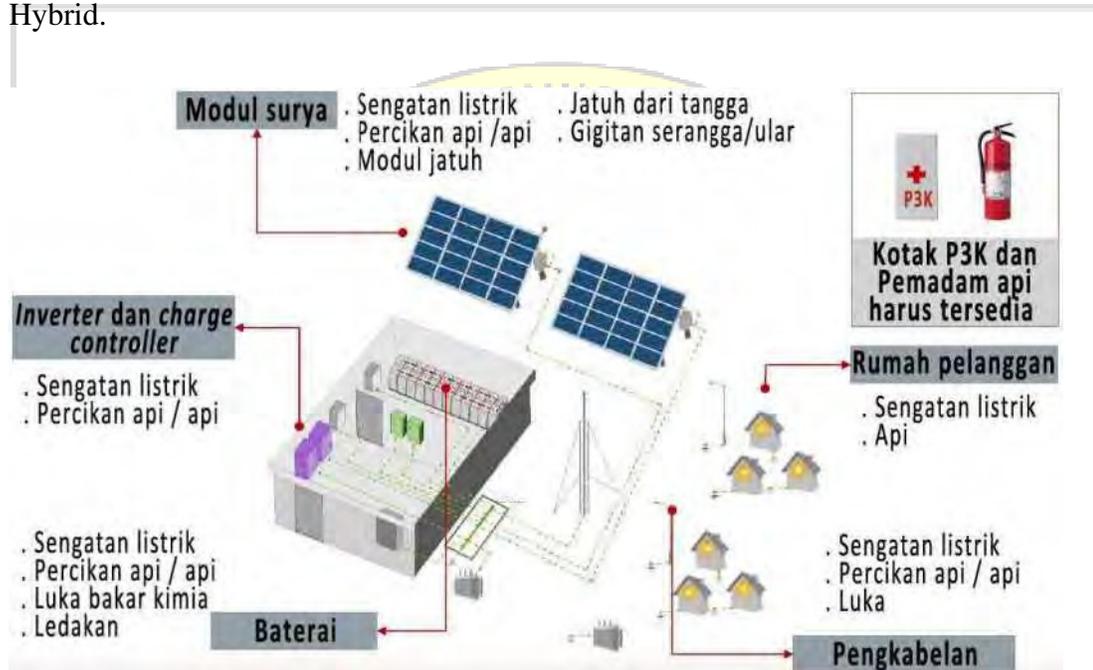
Gambar 3.2 Luas perencanaan PLTS Hybrid Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang

Tabel 3.1 Batas waktu kegiatan

| No. | WaktuKegiatan | Kegiatan |
|-----|--------------------------------|--|
| 1. | 06 Juni 2023 – 15 Juni 2023 | Pengamatan dan Persiapan Peralatan serta |
| 2. | 16 Juni 2023 – 30 Juni 2023 | Proses Pengambilan data di Unit dan Dokumentasi kegiatan |
| 3. | 01 Juli 2023 – 15 Juli 2023 | Proses Analisis Data dan Penyusunan Laporan Lanjutan |
| 4. | 16 Juli 2023 – 20 Juli 2023 | Proses Penerapan dan Konsultasi hasil Analisis dengan pihak PLN unit |
| 5. | 21 Juli 2023 – 15 Agustus 2023 | Proses Penyusunan Tambahan Data dan Laporan yang diperlukan |
| 6. | September 2023 | Finalisasi dan Peresentasi |

3.2 Persiapan Awal Perencanaan

Sebelum melakukan kegiatan, operator diharuskan telah memahami Keselamatan Ketenagalistrikan yang telah dijelaskan pada gambar berikut untuk mereview kembali Risiko dan Keselamatan Kerja dalam persiapan awal PLTS Hybrid.



Gambar 3.3 Risiko dan Keselamatan Kerja dalam Mengoperasikan PLTS Hybrid



Gambar 3.4 Alat Keselamatan dan Alat Kerja dalam Pengoperasian PLTS Hybrid

3.3 Perangkat Lunak PVSyst

Untuk membantu mencari data penunjang lain maka diperlukan bantuan perangkat lunak yakni pvsyst. Pvsyst sendiri memiliki kemampuan lengkap dalam menghitung nilai apapun yang diperlukan untuk perencanaan PLTS. Namun dalam penelitian ini tidak semua data hasil olahan pvsyst digunakan.

3.4 Analisa Letak

Analisis letak merupakan analisis yang digunakan dalam suatu lokasi perancangan kota non fisik dan digunakan juga untuk merumuskan program ruang berdasarkan karakteristik aktifitas pengguna dan aktivitas ruang. Dalam penelitian ini yang dibahas adalah analisis iklim (suhu, curah hujan, kelembaban udara, kecepatan angin), lintasan matahari.

3.5 Prosedur Perencanaan Penelitian

Prosedur perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Gedung administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang berada di Jalan perintis KM10 secara garis besar dibagi 5 tahap sebagai berikut ;

3.5.1 Parameter Penelitian

- Menentukan potensi energi surya yang tersedia di lokasi gedung administrasi PNUP.
- Merencanakan dan menganalisis sistem pembangkit listrik tenaga surya hybrid yang tepat untuk gedung hybrid yang diusulkan.
- Penelitian ini akan berfokus pada perencanaan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) hybrid untuk gedung administrasi PNUP.
- Pengumpulan data akan dilakukan untuk menganalisis potensi energi surya, memilih komponen PLTS yang sesuai, dan merencanakan instalasi PLTS hybrid yang efektif.

3.5.2 Jenis dan Data Penelitian

- Data Lokasi lokasi gedung administrasi PNUP, termasuk koordinat geografisnya.
- Data Iklim dan Sinar Matahari mengenai tingkat radiasi sinar matahari di daerah tersebut, seperti intensitas sinar matahari harian.
- Data Teknis Komponen PLTS spesifikasi teknis komponen sistem PLTS, seperti panel surya (kapasitas, efisiensi, tipe), inverter (kapasitas, efisiensi).
- Data Biaya dan Analisis Keuangan data harga dan biaya komponen PLTS, termasuk panel surya, inverter, kabel, dan peralatan lainnya.

3.5.3 Teknik Mengumpulkan Data

- Observasi Lapangan melakukan pengamatan langsung di lokasi gedung administrasi PNUP untuk mendapatkan informasi mengenai kondisi fisik bangunan, orientasi, dan adanya penghalang bayangan yang dapat mempengaruhi penerimaan sinar matahari.
- Pengukuran Radiasi Sinar Matahari menggunakan instrumen pengukuran radiasi sinar matahari, seperti pyranometer atau alat pengukur intensitas sinar matahari, untuk mengumpulkan data mengenai tingkat radiasi sinar matahari di lokasi gedung PNUP. Pengukuran dilakukan selama periode waktu tertentu untuk memperoleh data yang representatif.
- Konsultasi dengan Ahli energi terbarukan, ahli PLTS, atau pakar teknis lainnya yang memiliki pengetahuan dan pengalaman dalam perencanaan PLTS hybrid. Mereka dapat memberikan pandangan dan saran berharga dalam merencanakan sistem PLTS yang tepat.

3.5.4 Teknik Pengolahan Data

- Menganalisis pola sinar matahari untuk menentukan potensi energi surya yang tersedia di lokasi gedung administrasi PNUP.

- Menganalisis data konsumsi energi listrik gedung administrasi PNUP yang dikumpulkan.
- Menghitung estimasi biaya pembelian dan instalasi komponen PLTS, termasuk panel surya, inverter, dan baterai (jika digunakan).

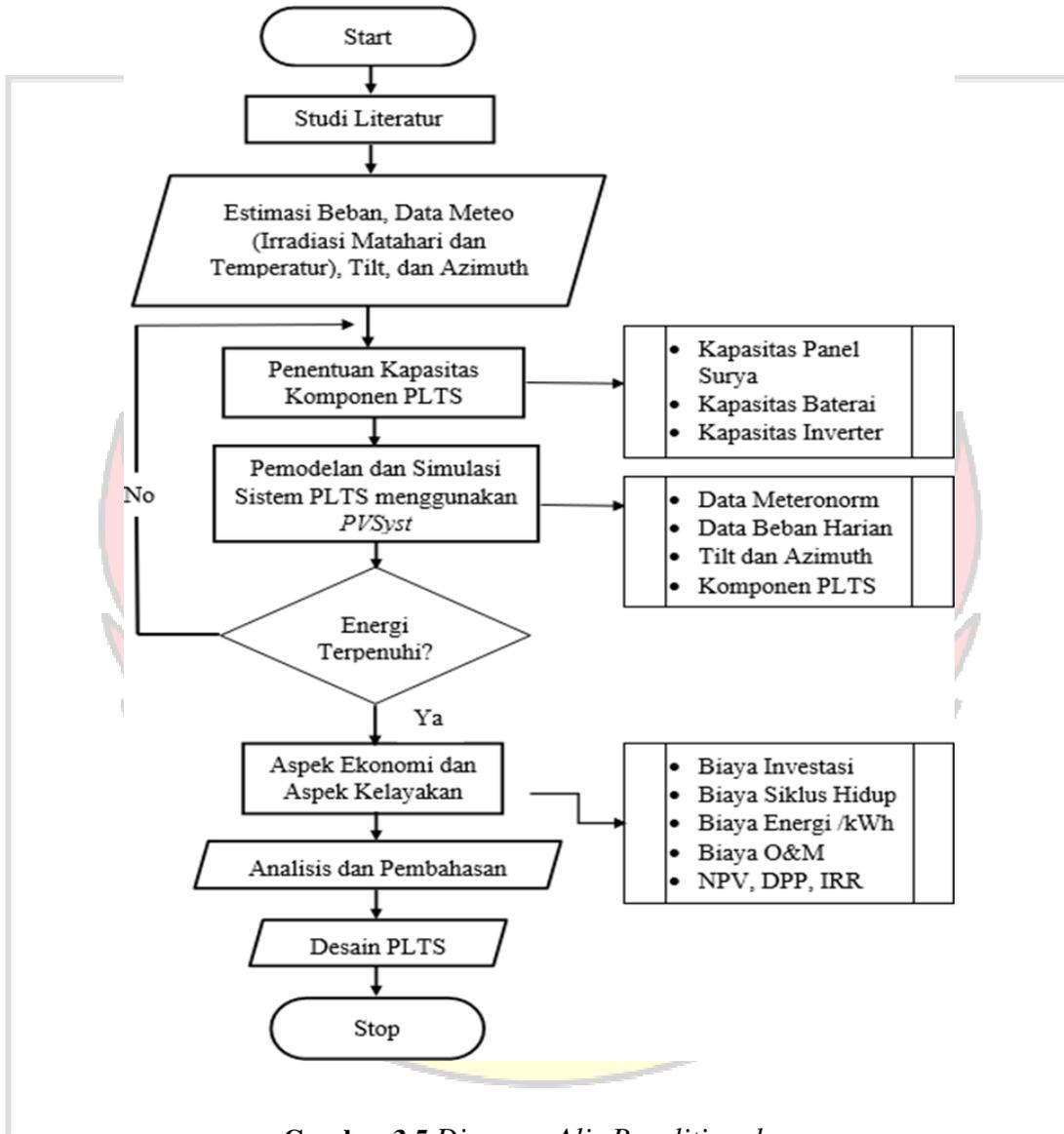
- Menganalisis potensi penghematan biaya listrik yang dihasilkan oleh sistem PLTS hybrid.
- Melakukan analisis kelayakan finansial dengan mempertimbangkan periode pengembalian investasi (ROI), nilai bersih yang disesuaikan (NPV), dan tingkat pengembalian internal (IRR).

3.5.5 Teknik Analisis Data

- Analisis Potensi Energi Surya dengan menghitung estimasi energi listrik yang dapat dihasilkan oleh sistem PLTS berdasarkan potensi energi surya yang tersedia.
- Analisis Konsumsi Energi Gedung dengan menghitung total energi listrik yang dikonsumsi oleh gedung administrasi PNUP selama periode waktu tertentu.
- Analisis Keandalan Energi dengan mengevaluasi keandalan pasokan energi listrik dari sistem PLTS hybrid dengan mempertimbangkan keandalan sumber daya surya dan ketersediaan listrik dari jaringan grid.
- Analisis Efisiensi Sistem evaluasi efisiensi konversi energi surya menjadi listrik oleh panel surya dan inverter.

3.6 Diagram Alir Penelitian

Berikut diagram alir penelitian terkait tugas akhir ini.

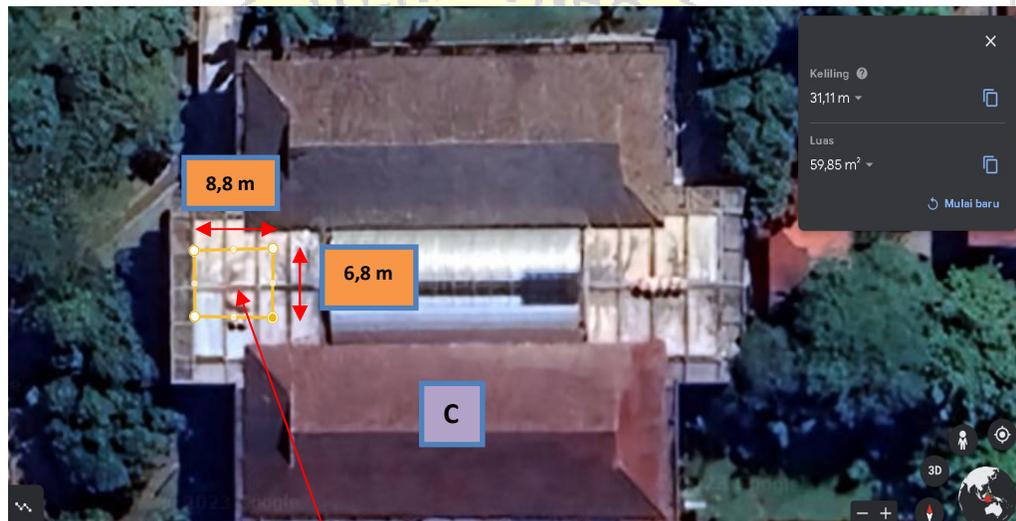


Gambar 3.5 Diagram Alir Penelitian dan

BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Menentukan Lokasi Daerah Perencanaan PLTS Hybrid

Gedung administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang berada di Jalan perintis KM10 terletak antara ($119^{\circ}.481763^{\circ}$ BT dan -05.129211° LS), sebelah Selatan.



$$\text{Panjang} = 8,8 \text{ m}$$

$$\text{Lebar} = 6,8 \text{ m}$$

$$\text{Luas} = P \times L$$

$$= 8,8 \times 6,8$$

$$= 59,85 \text{ m}^2 \sim 60 \text{ m}^2$$



Gambar 4.1. Lokasi Lahan Perencanaan PLTS

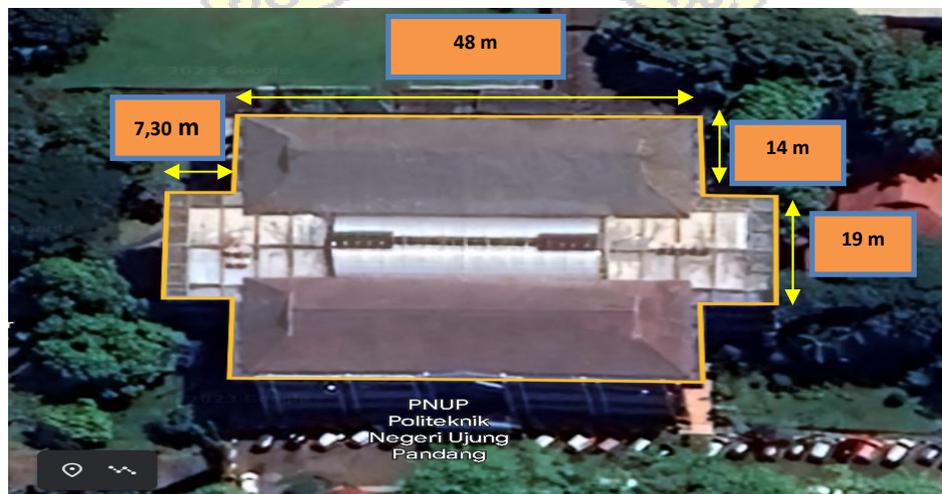
Dengan menggunakan Interface Google Earth dapat menentukan lokasi yang ditunjuk berada pada derajat LU (Lintang Utara)- LS (Lintang Selatan) dan BT (Bujur Timur) sebagai acuan pencarian data radiasi satelit.

Lokasi A: Sisi Utara Lapangan Merdeka

Lokasi B: Sisi Barat Gedung Akademik

Lokasi C: Sisi Selatan Gedung AD (lokasi Perencanaan)

Lokasi D: Sisi Timur Gedung Lab Teknik Mesin



Gambar 4.2 Lokasi Lahan tampak dari Atas

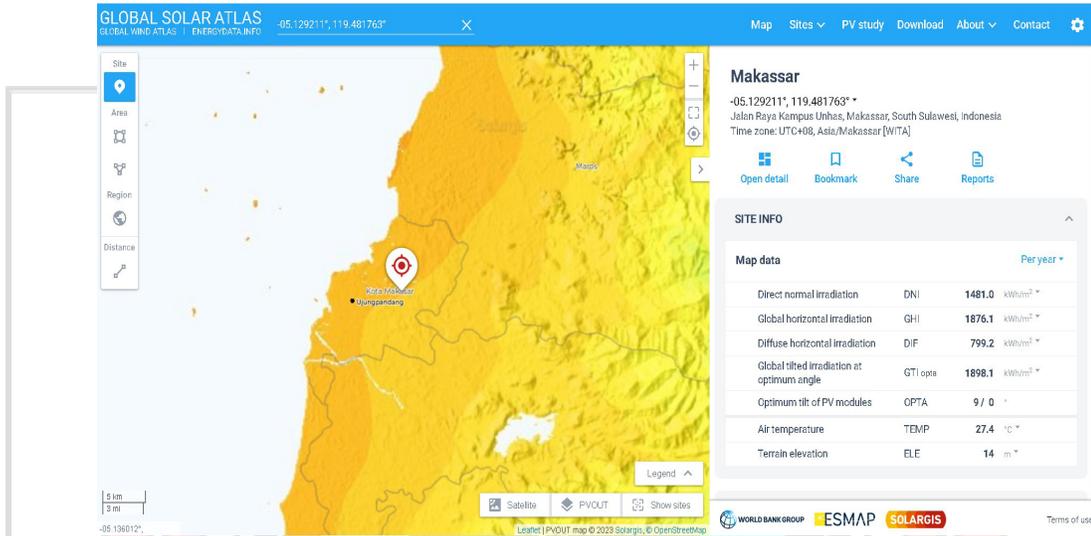
| | | | |
|---------|---------------------|------------|------------------------|
| Panjang | = (7,30x2)+48 meter | Tinggi | = 13 meter |
| | = 62,6 meter | Luas (PxL) | = 62,6 x 47 |
| Lebar | = (14x2)+19 m | | = 2.942 m ² |
| | = 47 meter | | |



Gambar 4.3 Lokasi Lahan tampak Depan

4.2 Letak lokasi

Letak lokasi dan grafik iklim pada lahan perencanaan Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang berada di Jalan perintis.



Gambar 4.4 Interface Lokasi dari Global Solar Atlas

Data Hasil radiasi matahari diukur berdasarkan letak geografis Politeknik Negeri Ujung Pandang Makassar dengan menggunakan Global Solar Atlas didapatkan hasil berikut:

| | |
|---------------------------|------------------|
| Garis Lintang (Latitude) | : -05.129211° S |
| Garis Bujur (Longitude) | : 119.481763° E |
| Global Horizontal Radiasi | : 1876,1 kWh/day |
| Optimum Titl and Azimuth | : 9°/0° |
| Air temperature | : 27,4 °C |
| Elevasi tanah (Altitude) | : 14 m |
| Zona Waktu (Time Zone) | : 8.0 |

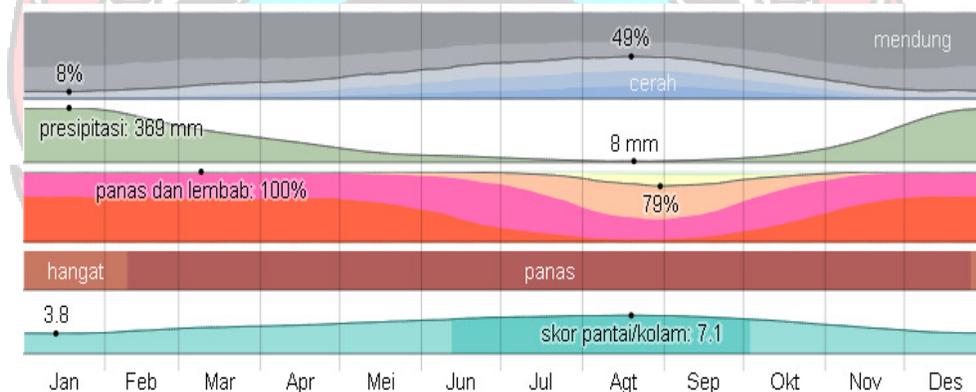
Untuk memudahkan pencarian serta mengetahui letak astronomisnya, dilihat pada gambar 4.4 adalah pusat lokasi yang ditentukan kemudian muncul berapa derajat dari garis lintang dan bujur. Letak Gedung AD PNUP sendiri

adalah gedung paling tinggi artinya kondisi tersebut memungkinkan untuk mendapatkan penyinaran matahari yang sesuai atau optimum. Secara umum data teknis yang diperoleh sebagai berikut.

4.2.1 Iklim

Iklim di Kota Makassar, musim hujan biasanya mendung, musim kering biasanya sebagian berawan, dan umumnya panas dan menyengat sepanjang tahun. Sepanjang tahun, suhu biasanya bervariasi dari 22°C hingga 33°C dan jarang di bawah 20°C atau di atas 34°C.

Berdasarkan skor pantai/kolam, waktu terbaik dalam setahun untuk mengunjungi Kota Makassar untuk kegiatan musim panas adalah dari pertengahan Juni hingga awal Oktober.



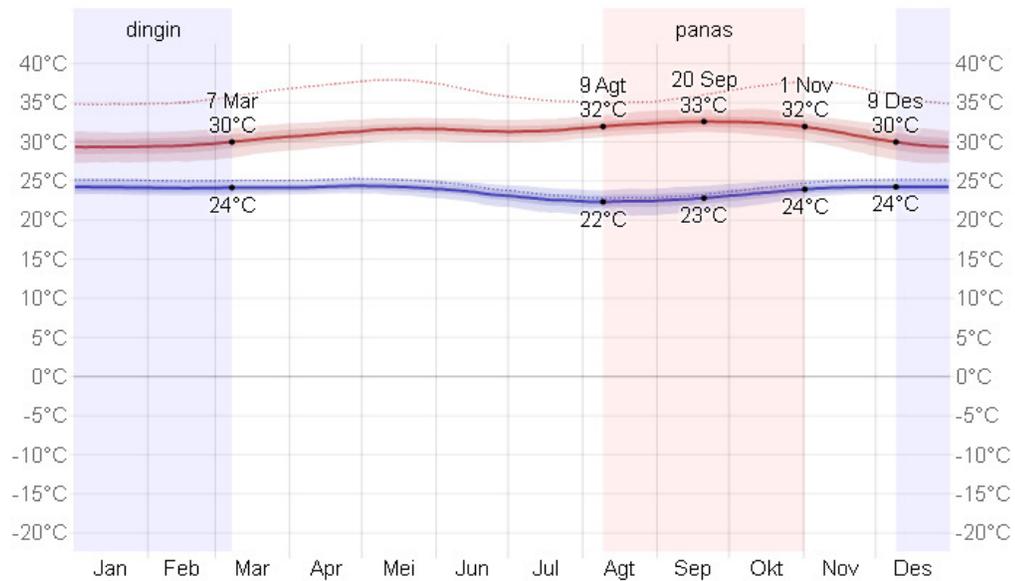
Gambar 4.5 Cuaca Bulanan Kota Makassar.

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

4.2.2 Suhu

Musim panas berlangsung selama 3 bulan, dari 9 Agustus sampai 1 November, dengan suhu standar 30°C dan suhu tertinggi harian rata-rata di atas 32°C. Bulan terpanas dalam setahun di Kota Makassar adalah Oktober, dengan rata-rata suhu terendah 32°C dan tertinggi 34°C.

Musim dingin berlangsung selama 3 bulan, dari 9 Desember sampai 7 Maret, dengan suhu tertinggi harian rata-rata di bawah 30°C. Bulan terdingin dalam setahun di Kota Makassar adalah Januari, dengan rata-rata terendah 24°C dan tertinggi 29°C.

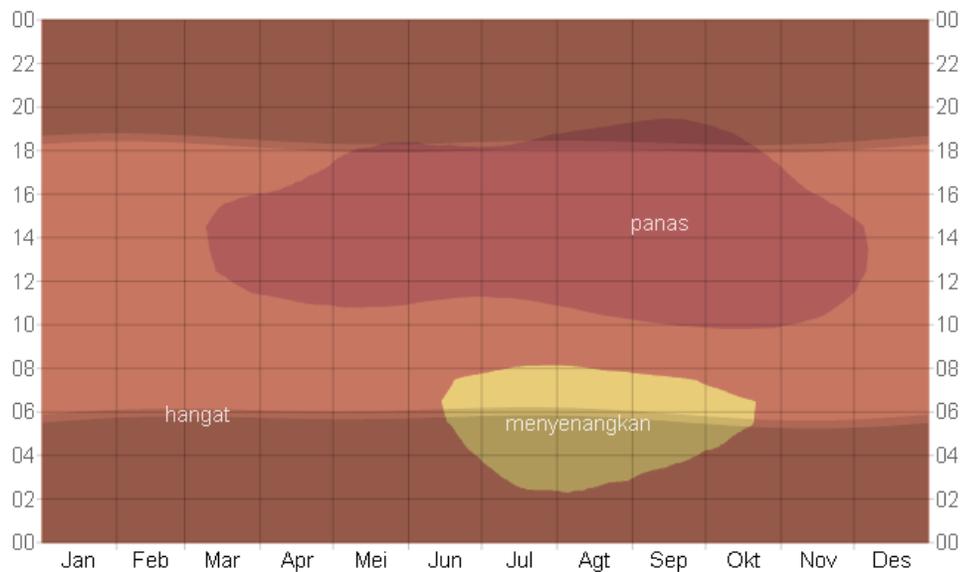


Gambar 4.6 Suhu rata-rata harian tertinggi (garis merah) dan terdingin (garis biru), dengan pita persentil ke-25 hingga ke-75 dan ke-10 hingga ke-90. Garis putus-putus tipis adalah suhu rata-rata yang dirasakan.

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

| Rata-rata | Jan | Feb | Mar | Apr | Mei | Jun | Jul | Agt | Sep | Okt | Nov | Des |
|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Tinggi | 29° C | 30° C | 30° C | 31° C | 32° C | 31° C | 31° C | 32° C | 33° C | 32° C | 31° C | 30° C |
| Suhu | 26° C | 26° C | 27° C | 27° C | 28° C | 27° C | 27° C | 27° C | 28° C | 28° C | 27° C | 26° C |
| Rendah | 24° C | 24° C | 24° C | 24° C | 24° C | 24° C | 23° C | 22° C | 23° C | 24° C | 24° C | 24° C |

Gambar di bawah ini menunjukkan karakterisasi ringkas dari seluruh tahun suhu rata-rata per jam. Sumbu horizontal adalah hari dalam setahun, sumbu vertikal adalah jam dalam sehari, dan warna adalah suhu rata-rata untuk jam dan hari itu.



Gambar 4.7 Suhu rata-rata per jam, diberi kode warna ke dalam pita. Lapisan berbayang menunjukkan malam dan aram sipil.

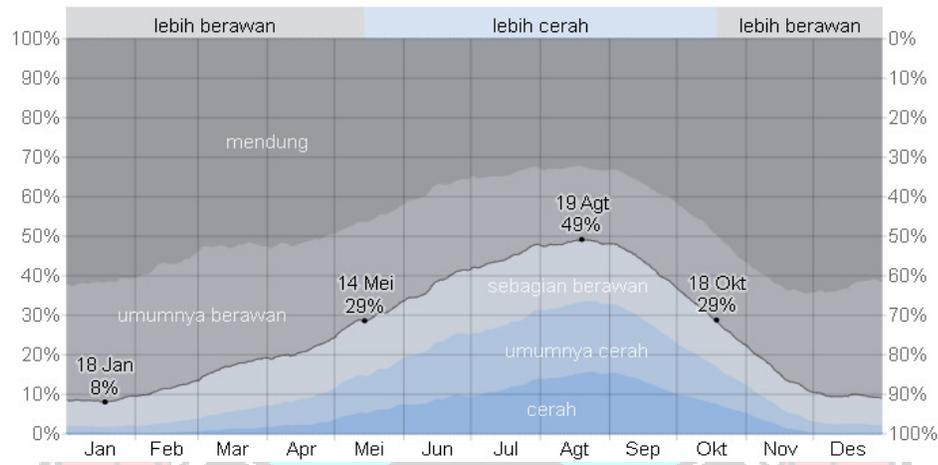
Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

4.2.3 Tutupan awan

Di Kota Makassar, persentase rata-rata langit yang tertutup awan mengalami variasi musiman signifikan sepanjang tahun. Masa cuaca lebih cerah setiap tahun di Kota Makassar dimulai sekitar 14 Mei dan berlangsung selama 5,1 bulan, berakhir sekitar 18 Oktober. Bulan paling cerah dalam setahun di Kota Makassar adalah Agustus, di mana rata-rata langit cerah, sebagian besar cerah, atau berawan sebagian 48% saat itu.

Masa lebih berawan tahun ini dimulai sekitar 18 Oktober dan berlangsung selama 6,9 bulan, berakhir sekitar 14 Mei. Bulan paling berawan

dalam setahun di Kota Makassar adalah Januari, dengan rata-rata langit mendung atau sebagian besar berawan 91% sepanjang waktu.



Gambar 4.8 Persentase waktu yang dihabiskan di setiap pita tutupan awan, yang dikategorikan menurut persentase langit yang tertutup awan.

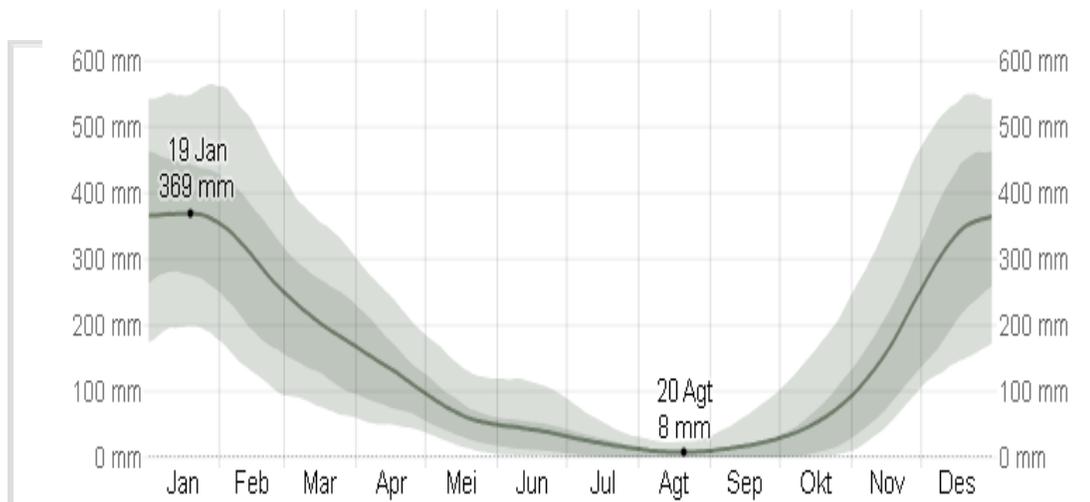
Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

| Bagian | Jan | Feb | Mar | Apr | Mei | Jun | Jul | Agt | Sep | Okt | Nov | Des |
|---------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Lebih berawan | 91% | 89% | 83% | 79% | 70% | 62% | 55% | 52% | 57% | 71% | 85% | 90% |
| Lebih cerah | 9% | 11% | 17% | 21% | 30% | 38% | 45% | 48% | 43% | 29% | 15% | 10% |

4.2.4 Curah Hujan

Untuk menunjukkan variasi dalam bulan-bulan dan bukan hanya total bulanan, kami menunjukkan curah hujan yang terakumulasi selama periode 31-hari bergeser yang berpusat di sekitar setiap hari dalam setahun. Kota Makassar mengalami variasi musiman *ekstrim* dalam curah hujan bulanan. Curah hujan sepanjang tahun in Kota Makassar. Bulan dengan curah hujan

terbanyak di Kota Makassar adalah *Januari*, dengan rata-rata curah hujan *369 milimeter*. Bulan dengan curah hujan paling sedikit di Kota Makassar adalah *Agustus*, dengan curah hujan rata-rata *8 milimeter*.

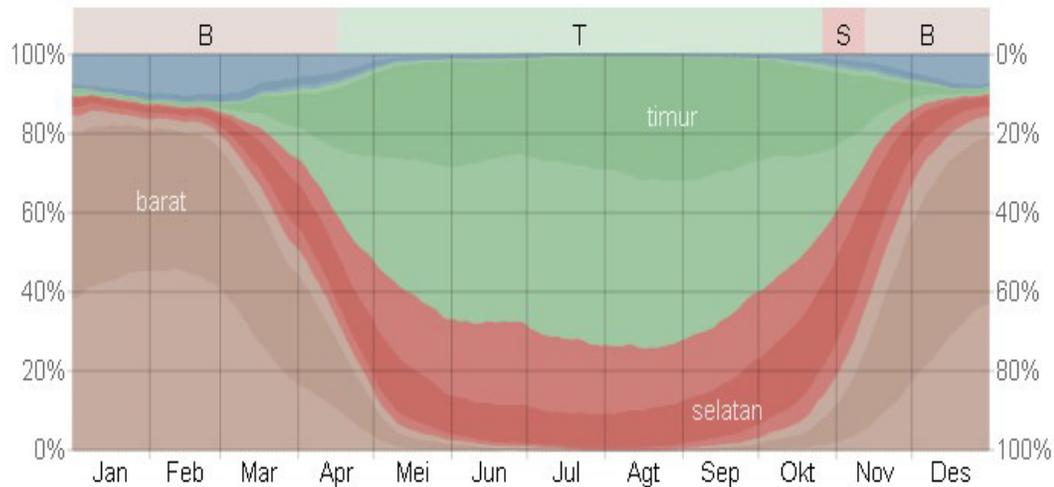


Gambar 4.9 Curah hujan rata-rata (garis padat) terakumulasi selama periode geser 31 hari yang berpusat pada hari tersebut, dengan pita persentil ke-25 hingga ke-75 dan ke-10 hingga ke-90. Garis putus-putus tipis adalah curah salju rata-rata yang sesuai. Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

4.2.5 Arah Angin

Arah angin per jam rata-rata yang dominan di Kota Makassar bervariasi sepanjang tahun.

Angin paling sering bertiup dari timur selama 6,3 bulan, dari 16 April hingga 26 Oktober, dengan persentase tertinggi 74% pada tanggal 17 Agustus. Angin paling sering bertiup dari selatan selama 2,4 minggu, dari 26 Oktober hingga 12 November, dengan persentase tertinggi 42% pada tanggal 1 November. Angin paling sering bertiup dari barat selama 5,1 bulan, dari 12 November hingga 16 April, dengan persentase tertinggi 85% pada tanggal 1 Januari.



Gambar 4.10 *Persentase jam saat arah angin rata-rata berasal dari masing-masing dari empat arah mata angin utama, tidak termasuk jam dengan kecepatan angin rata-rata kurang dari 1,6 kph. Area berwarna terang di perbatasan adalah persentase jam yang dihabiskan di arah tengah tersirat (timur laut, tenggara, barat daya, dan barat laut).*

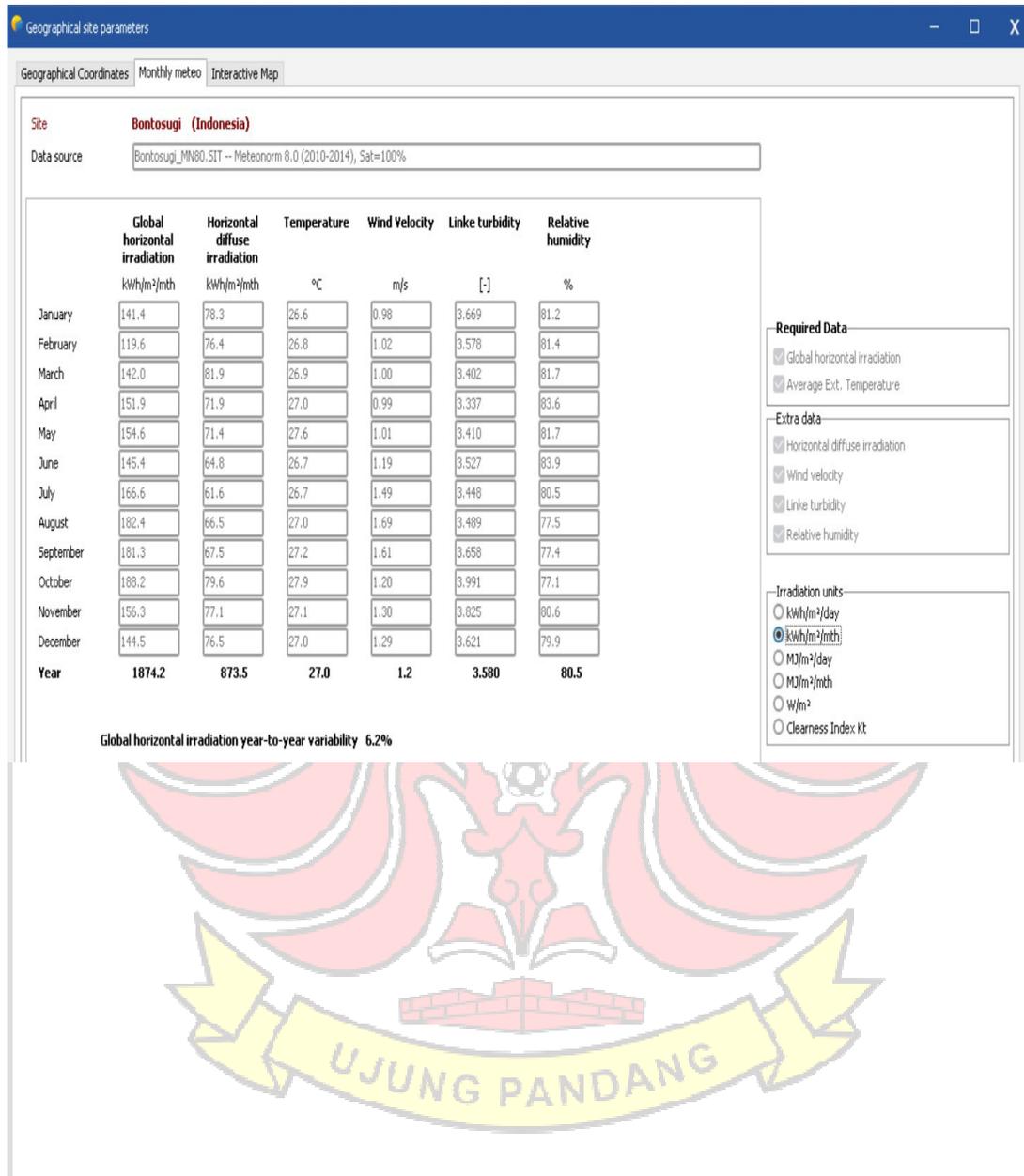
4.3 Analisis Radiasi Matahari

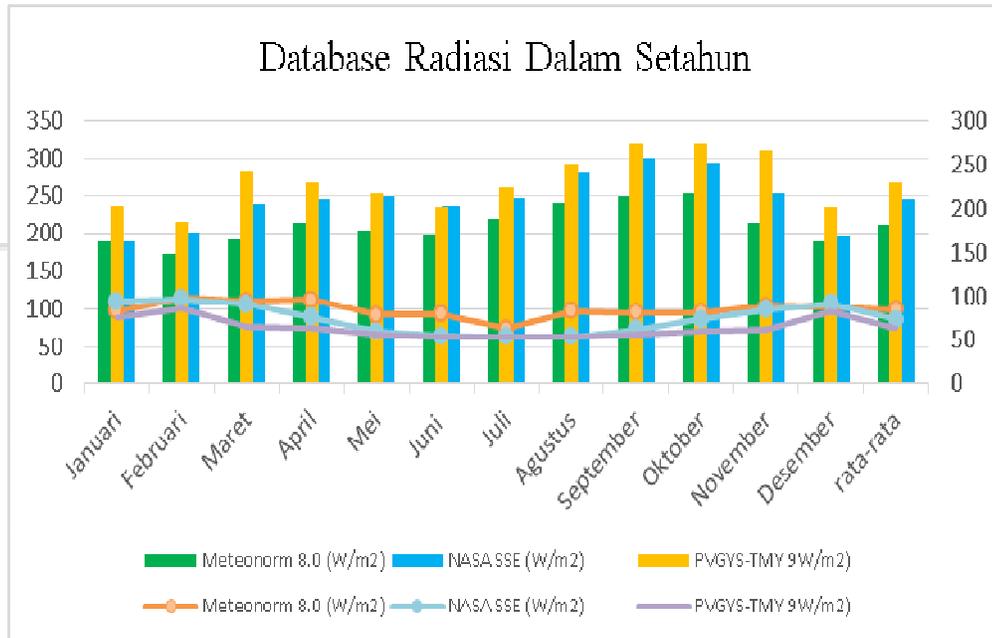
Radiasi yang ada di lokasi berdasarkan data tiga satelit yakni Meteonorm 8.0, NASA SSE, dan PVGIS-TMY yang dipusatkan pada titik yang digunakan pada perencanaan Gedung AD PNUP. Secara geografis terletak pada:

Garis Lintang (Latitude) : $-5.129211^{\circ}\text{S}$

Garis Bujur (Longitude) : $119.481763^{\circ}\text{E}$

Tabel 4.1 Intensitas Radiasi Matahari





Gambar 4.11 Grafik Data Nilai Radiasi Dalam setahun dari Meteonorm 8.0, NASA SSE dan PVGYS-TMY

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

Data radiasi berdasarkan tiga satelit berdeda dimana untuk database meteonorm 8.0 rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 212 W/m² dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan oktober dengan tingkat radiasi 254 W/m² dan radiasi terendah berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 173 W/m². Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 99 W/m² dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 114 W/m² dan radiasi terendah berada pada bulan juli dengan tingkat radiasi 74 W/m².

Data dari NASA SSE rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 245 W/m² dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan september dengan tingkat radiasi 301 W/m² dan radiasi terendah

berada pada bulan januari dengan tingkat radiasi 190 W/m^2 . Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 74 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 97 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan juli dan agustus dengan tingkat radiasi 54 W/m^2 .

Data dari PVGYS-TMY rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 230 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan september dan oktober dengan tingkat radiasi 272 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 185 W/m^2 . Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 64 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 86 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan juni, juli dan agustus dengan tingkat radiasi 54 W/m^2 .

4.4 Orientasi Pavel PV Array

Posisi relative matahari terhadap modul surya (Photovoltaik) di bumi bisa dijelaskan dalam beberapa sudut. Sudut-sudut itu adalah.

4.4.1 Latitude (Garis Lintang), Longitude (Garis Bujur)

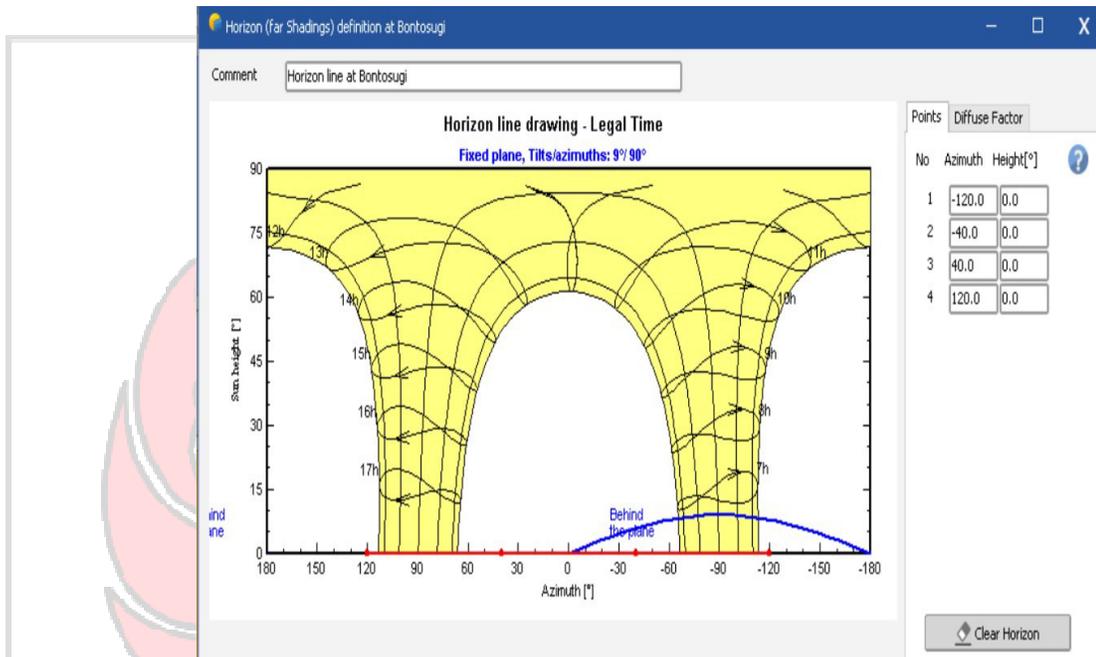
Berdasarkan letak geografis data titik Gedung AD PNUP berada pada ;

Garis Lintang (Latitude) : -5.129211°S

Garis Bujur (Longitude) : 119.481763°E

4.4.2 Ketinggian dan Sudut Datang Matahari

Pengaruh sudut datangnya matahari dengan kemiringan panel berlokasi dengan letak astronomis yang sama yakni pada garis lintang $-5.129211^{\circ}\text{S}$ dengan garis bujur $119.481763^{\circ}\text{E}$.

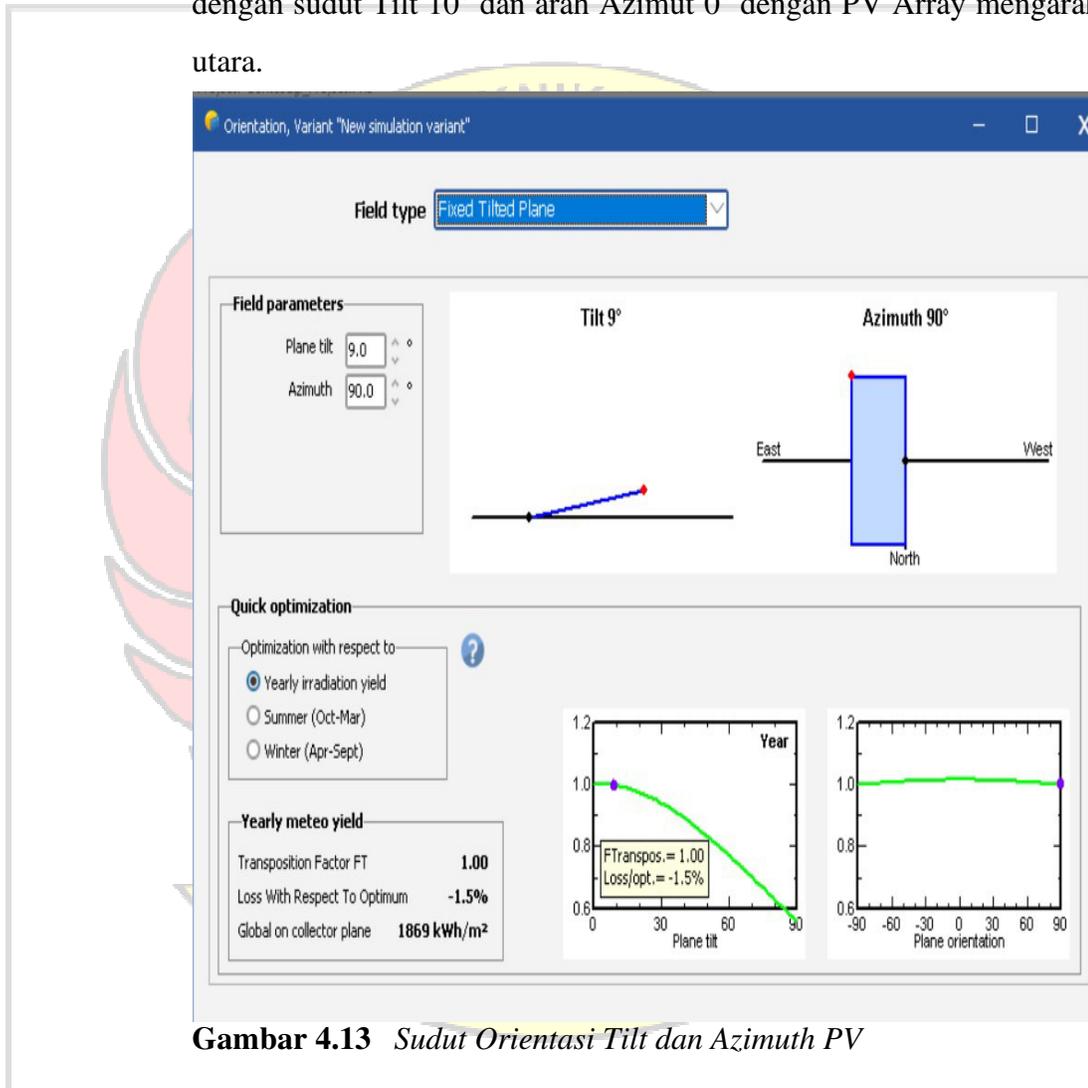


Gambar 4.12 Ketinggian matahari dan sudut Azimuth dalam setahun

Gambar 4.12 adalah hubungan antara ketinggian matahari dengan sudut azimuth yang dibentuk pada posisi yang sudah ditentukan pada titik pusat rencana lokasi PLTS. Dalam hal ini dibagi kedalam tujuh pembagian waktu. Gambar tersebut dapat menentukan bayangan yang dapat dibentuk akibat arah datangnya sinar matahari dengan ketinggian tertentu. Namun karena lokasi yang digunakan cukup lapang maka arah sinar matahari hanya berpengaruh pada lokasi pemasangan atau jarak antara string.

4.4.3 Orientasi PV

Besarnya sudut Tilt dan Azimuth didapatkan berdasarkan data tingkat radiasi maksimum oleh Sistem PVSyst. Dari hasil perhitungan system didapatkan nilai radiasi maksimum sebesar 1882 kWh/m² dengan sudut Tilt 10° dan arah Azimut 0° dengan PV Array mengarah utara.



Gambar 4.13 Sudut Orientasi Tilt dan Azimuth PV

4.5 Beban Energi Listrik

Beban harian di Gedung AD PNUP adalah beban konsumsi kebutuhan energi listrik khusus penerangan yang terdiri dari beban Lampu, Komputer dan AC. Penggunaan beban energi dalam penelitian ini didasarkan pada estimasi kebutuhan energi penerangan maksimal selama 8 jam, dengan tujuan agar pemakaian beban penerangan di Gedung tersebut dapat terpenuhi sepanjang hari. Estimasi pemakaian beban penerangan di Gedung AD PNUP dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 *Data Beban pemakaian konsumsi perhari Pada Gedung AD PNUP Lantai 3*

| No | Nama Ruangan | Jenis Beban | Jumlah | Daya | Total | Waktu | Konsumsi |
|-------------------|-----------------------------|-------------|--------|------|------------------|---------------|---------------------|
| | | | | (W) | Daya (W) | Pemakaian (h) | Energi Listrik (Wh) |
| 1 | Lab.Sistem Informasi AD-308 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| 2 | Kelas TKJ AD-209 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 3 | Lab virtual AD-305 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 4 | Kelas AD-307 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 5 | Ruang kls Lab bahasa AD-306 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 6 | KA UPT bahasa AD-304 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 7 | Lab bahasa AD-303 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 8 | Lab komputer 2 AD-302 | Lampu Neon | 10 | 18 | 180 | 8 | 1440 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| | | Komputer | 10 | 250 | 2500 | 4 | 10000 |
| 9 | Gudang AD-310 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 10 | Pengadaan AD-309 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 11 | WC/KM AD-311 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 12 | Ruang kantor AD-314 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 13 | Teras | Lampu Led | 8 | 8 | 64 | 24 | 1536 |
| | | Lampu Neon | 8 | 18 | 144 | 24 | 3456 |
| 14 | WC/KM AD-319 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 15 | Gudang AD-316 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 16 | Gudang AD-321 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| Total Daya | | | | | 10116 | | 55056 |
| | | | | | 10,436 kW | | 56,656 kW |

4.6 Perhitungan Kapasitas Komponen PLTS

4.6.1 Menghitung Beban Harian Komsumsi Energi

Berdasarkan data beban harian khusus pemakaian Gedung AD PNUP didapatkan sebesar 55056 Wh, sehingga kapasitas yang akan dibangkitkan sebesar:

$$\begin{aligned} ET &= 100\% \times \text{Total konsumsi energi} \\ &= 100\% \times 55056 \text{ Wh} \\ &= 55,056 \text{ kWh} \end{aligned}$$

4.6.2 Menghitung Jumlah dan Konfigurasi Panel Surya

Berdasarkan total konsumsi energi listrik harian pada rumah tinggal yang akan dibangkitkan sebesar 55,056 kWh dan Equivalent Sun Hours (ESH) di Indonesia yaitu 4,5-5 jam per hari, maka kebutuhan daya yang akan dibangkitkan PLTS, diperhitungkan dengan persamaan sebagai berikut:

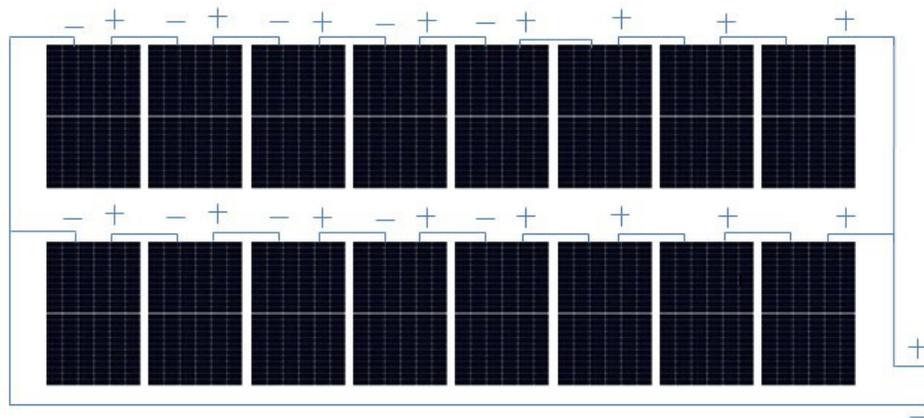
$$\begin{aligned} \text{Kebutuhan Daya PLTS} &= \frac{\text{Jumlah Kebutuhan Energi (Wh)}}{\text{Equivalent Sun Hours (h)}} \\ &= \frac{55056 \text{ Wh}}{5 \text{ h}} \\ &= 11,011 \text{ W} \sim 11,011 \text{ kW} \end{aligned}$$

Berdasarkan besar kebutuhan daya yang akan dibangkitkan dan kapasitas modul panel surya yang akan digunakan yaitu sebesar 350 Wp. Maka jumlah panel surya yang diperlukan, diperhitungkan dengan persamaan (2-3) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Jumlah Panel Surya} &= \frac{\text{Kebutuhan Daya (kW)}}{\text{Kapasitas Modul Surya (Wp)}} \\ &= \frac{11,011 \text{ Wh}}{350 \text{ h}} \\ &= 31,4 \sim 32 \text{ Panel Surya} \end{aligned}$$

4.6.3 Penyusunan *Array* Panel Surya

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga surya, penting untuk merancang susunan *array* modul panel surya dengan mempertimbangkan tegangan kerja yang diinginkan serta batasan luas atap pada Gedung AD PNUP. *Array* pada PLTS merupakan susunan atau kumpulan dari beberapa panel surya yang terhubung secara seri atau paralel. Penyusunan *array* pada PLTS dapat meningkatkan tegangan dan daya total yang dihasilkan sehingga memungkinkan penggunaan kabel dengan ukuran yang lebih kecil serta beban listrik dapat didistribusikan secara seimbang di seluruh *array*. Berikut adalah susunan seri dan paralel modul surya dalam setiap *array* yang akan mendapatkan tegangan, arus dan daya.



Gambar 4.14 *Array Panel Surya*

Berdasarkan perencanaan penyusunan *array* PLTS pada Gedung AD PNUP terdapat total 32 unit PV memiliki 2 kelompok *Array* masing-masing 16 unit disusun secara seri dan 2 disusun paralel. Pada spesifikasi panel surya terdapat nilai $V_{mp} = 33,6$ V dan $I_{mp} = 10,42$ A yang nantinya akan menghasilkan V_{mpp} , I_{mpp} dan P_{mpp} pada setiap *array* dengan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} V_{mp} \text{ Array} &= V_{mp} \times 32 \text{ unit} \\ &= 33,6V \times 32 \text{ Unit} \\ &= 1.075 V \end{aligned}$$

$$I_{mp} \text{ Array} = I_{mp} \times 2 \text{ String}$$

$$\begin{aligned} &= 10,42A \times 2 \text{ String} \\ &= 20,84 A \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{mpp} &= 1.075 \times 20,84 \\ &= 22.403 \text{ Watt} \sim 22,403 \text{ kW} \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan *array* yang terpasang pada Gedung AD PNUP, terdapat *array* memiliki V_{mpp} sebesar 1.075 Volt dan I_{mpp} sebesar 20,84 Ampere dan daya tiap *array* 22.403 W maka daya yang dihasilkan 2 *array* $22.403 \text{ W} \times 2 = 44.806 \text{ W} \sim 44,806 \text{ kW}$.

4.6.4 Kapasitas Inverter

Setelah menghitung jumlah *array* dan daya masing masing tiap *array* yang dapat dibangkitkan, langkah selanjutnya adalah menghitung dan menentukan kapasitas inverter dengan menggunakan *safety factor* sebesar 1,25 dengan menggunakan Persamaan (2.5):

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas Inverter} &= P_{mpp} \times \text{Safety factor} \\ &= 22.403 \times 1,25 \\ &= 28,004 \text{ W} \sim 28 \text{ kW} \end{aligned}$$

4.6.5 Energi Yang Dihasilkan PLTS

Hasil keluaran maksimum dari panel surya dapat ditentukan berdasarkan rating kapasitas panel surya yang terpasang. Pada PLTS hybrid yang direncanakan di rooftop gedung AD PNUP, energi input dari panel surya yang terpasang dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.9)

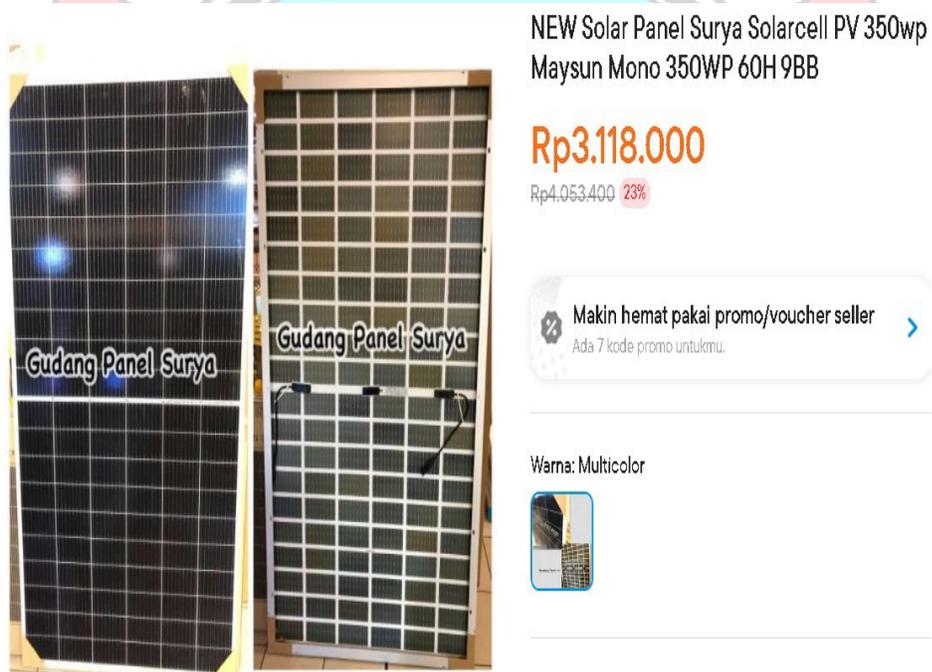
$$\begin{aligned}
 A \text{ kWh} &= \text{Jumlah Panel} \times \text{Kapasitas Panel} \times \text{ESH} \\
 &= 32 \times 350 \times 5 \times 365 \\
 &= 20.440 \text{ kWh/Tahun}
 \end{aligned}$$

4.7 Komponen Peralatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Beberapa komponen perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya sebagai berikut:

4.7.1 Panel Surya

Jenis panel Surya yang digunakan dalam perencanaan sebagai berikut:



Gambar 4.15 Panel Surya Mono 350 Wp

Tabel 4.3 Spesifikasi Panel Maysun Mono 350 Wp 60H 9BB

| Jenis | Keterangan | |
|---|-----------------------------------|---------|
| Module Type | Maysun Mono 350 Wp 60H 9BB | |
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 350Wp | 410,7Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 33,6V | 39,06V |
| Maximum Power Current (Imp) | 10,42A | 10.52A |
| Open-Circuit Voltage (Voc) | 40,1V | 46.69V |
| Short-Circuit Current (Isc) | 11,15A | 11.31A |
| Module Efficiency STC (%) | 21.5% | |
| Operating Temperature (°C) | -40 +85 °C | |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) | |
| Maximum Series fuse rating | 25A | |
| Power Tolerance | 0-+5W% | |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.350%/°C | |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.270%/°C | |
| Temperature Coefficient of Isc | -0.048%/°C | |
| Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) | 45±2 °C | |
| Lifetime | 20 Years | |

4.7.2 Inverter

Jenis Inverter yang digunakan dalam perencanaan sebagai berikut:



Hybrid gridtie inverter 5 kW, 48 vdc , bisa tanpa batre, paralel 9 unit - parallel kit

Terjual 3 • Diskusi (3)

Rp500.000

Pilih inverter plus parallel kit: Parallel Kit

plus wifi inverter **parallel kit**

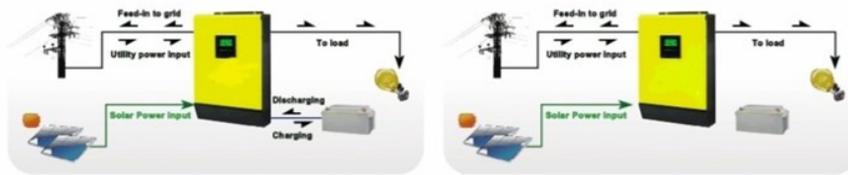
Detail

Kondisi: Baru

Min. Pemesanan: 1 Buah

Gambar 4.16 Inverter hybrid gridtie 5 kW, 48 Vdc

Tabel 4.4 Spesifikasi Inverter 5kW



VII On Grid Inverter with Energy Storage Inverter Selection Guide

| MODEL | V II 3KW | V II 5KW |
|---------------------------------------|---|----------|
| Max. PV Array Power | 4000W | 5000W |
| Rated Output Power | 3000W | 5000W |
| Maximum PV Array Open Circuit Voltage | 450 VDC | |
| MPPT Range @ Operating Voltage | 120 VDC ~ 430 VDC | |
| MPP Tracker Number | 1 | |
| GRID-TIE OPERATION | | |
| GRID OUTPUT (AC) | | |
| Nominal Output Voltage | 220/230/240 VAC | |
| Output Voltage Range | 184 - 264.5 VAC or 195.5 - 253 VAC (Selectable) | |
| Nominal Output Current | 13A | 21.7A |
| Power Factor | > 0.99 | |
| EFFICIENCY | | |
| Maximum Conversion Efficiency (DC/AC) | 95% | |
| OFF-GRID, HYBRID OPERATION | | |
| GRID INPUT | | |
| Acceptable Input Voltage Range | 90 - 280 VAC or 170 - 280 VAC | |
| Frequency Range | 50 Hz/60 Hz (Auto sensing) | |
| Maximum AC Input Current | 40A | |
| BATTERY MODE OUTPUT (AC) | | |
| Nominal Output Voltage | 220/230/240 VAC | |
| Output Waveform | Pure sine wave | |
| Efficiency (DC to AC) | 93% | |
| BATTERY & CHARGER | | |
| Nominal DC Voltage | 48 VDC | |
| Maximum Solar Charge Current | 60 A | 80 A |
| Maximum AC Charge Current | 60 A | 80 A |
| Maximum Charge Current | 60 A | 80 A |
| GENERAL | | |
| PHYSICAL | | |
| Dimension, D x W x H (mm) | 120 x 295 x 468 | 12 |
| Net Weight (kgs) | 11 | 12 |
| INTERFACE | | |
| Parallel Function | Yes, 9 units | |
| Communication Ports | USB, RS-232 and dry contact | |
| ENVIRONMENT | | |

4.8 Design Perancangan PLTS

System Perancangan PLTS dengan memanfaatkan luas lahan yang tersedia sebesar 2.256 m², dan Luas area pemasangan PhotoVoltaik sebesar 60 m². Didapatkan hasil dengan menggunakan simulasi software PV-Syst, sebagai berikut:

4.8.1 Menentukan Kapasitas PV Surya

Grid system definition, Variant VCO: "New simulation variant"

Sub-array

Sub-array name and Orientation
 Name: PV Array
 Orient.: Fixed Tilted Plane
 Tilt: 9°
 Azimuth: 90°

Pre-sizing Help
 No sizing
 Enter planned power: 11.6 kWp
 ... or available area(modules): 60 m²
 Resize

Select the PV module
 Available Now: [dropdown] Filter: All PV modules
Bifacial module Bifacial system
 Longi Solar 350 Wp 28V Si-mono LR4-60 HBD 350 M G2 Bifacial Since 2020 Manufacturer 2020
 Use optimizer
 Sizing voltages : Vmpp (60°C) 28.8 V
 Voc (-10°C) 44.1 V

Select the inverter
 All inverters Output voltage 400 V Tri 50Hz
 All manufacturers 10.5 kW 315 - 630 V LF Tr 50/60 Hz Sunway TG 14-ES - 600V - TK Santerno
 Nb. of inverters: 1
 Operating voltage: 315-630 V Global Inverter's power: 10.5 kWac
 Input maximum voltage: 740 V

Design the array

Number of modules and strings
 Mod. in series: 16 (checked: between 11 and 16)
 Nb. strings: 2 (checked: only possibility 2)
 Overload loss: 0.0 %
 Pnom ratio: 1.07
 Show sizing

Operating conditions
 Vmpp (60°C): 461 V
 Vmpp (20°C): 538 V
 Voc (-10°C): 706 V

Plane irradiance: 1000 W/m²
 Max. in data STC
 Max. operating power (at 1000 W/m² and 50°C): 10.2 kW
 Imp (STC): 21.3 A
 Isc (STC): 22.3 A
 Isc (at STC): 22.3 A
Array nom. Power (STC): 11.2 kWp

Nb. modules: 32 Area: 58 m²

Gambar 4.17 Simulasi System PLTS Software PV-Syst

Menggunakan Orientasi pemasangan Fixed Tilted plane, dengan sudut Tilt: 9° dan azimuth 90°, LR4-60 HBD 350 M G2 350 Wp 28 V

Vmpp (60 °C) : 28,8 V

Voc (-10 °C) : 44,1 V

Definition of a PV module

Basic data | Sizes and Technology | Model parameters | Additional Data | Commercial | Graphs

Model: LR4-60 HBD 350 M G2 Bifacial | Manufacturer: Longi Solar
 File name: Longi_LR4_60_HBD_350_M_G2.PAN | Data source: Manufacturer 2020
 Original PVsyst database | Prod. Since 2020

Nom. Power (at STC): 350.0 Wp | Tol. +/-: 0.0 | 1.5 %
 Technology: SI-mono

Manufacturer specifications or other measurements

| | | | | | | |
|-------------------------|---------|--------|------------------|------------------|--------|----|
| Reference conditions | GRef | 1000 | W/m ² | TRef | 25 | °C |
| Short-circuit current | Isc | 11.150 | A | Open circuit Voc | 40.10 | V |
| Max Power Point | Imp | 10.450 | A | Vmpp | 33.50 | V |
| Temperature coefficient | muSc | 5.6 | mA/°C | Nb cells | 60 x 2 | |
| | or muSc | 0.050 | %/°C | | | |

Model summary

Main parameters

| | |
|----------------------|---------------|
| R shunt | 600 Ω |
| Rsh(G=0) | 2500 Ω |
| R serie model | 0.23 Ω |
| R serie max. | 0.24 Ω |
| R serie apparent | 0.37 Ω |

Model parameters

| | |
|--------------|------------|
| Gamma | 0.949 |
| IoRef | 0.01 nA |
| muVoc | -116 mV/°C |
| muPMax fixed | -0.35 /°C |

Internal model result tool

| | | | | | | |
|-----------------------|--------------|-------|------------------|------------------|-------|------|
| Operating conditions | GOper | 1000 | W/m ² | TOper | 25 | °C |
| Max Power Point | Pmpp | 350.6 | W | Temper. coeff. | -0.35 | %/°C |
| Current | Imp | 10.62 | A | Voltage Vmpp | 33.0 | V |
| Short-circuit current | Isc | 11.15 | A | Open circuit Voc | 40.1 | V |
| Efficiency | / Cells area | 21.20 | % | / Module area | 19.25 | % |

Gambar 4.18 Basic data PV Modul

Operating Condition Goper : 1000 W/m²
 Max Power Point Pmpp : 350,6 W
 Current Imp : 10,450 A
 Short-Circuit Current Isc : 11,15 A
 Efficiency/Cells Area : 21,20%

4.8.2 Menentukan Kapasitas Inverter

Dengan menggunakan Inverter SUNWAY TG 14-ES-600-TK

The screenshot shows the 'Grid inverter definition' window with the following parameters:

| Parameter | Value |
|--------------|-----------------------------------|
| Model | Sunway TG 14-ES - 600V - TK |
| Manufacturer | Santerno |
| File name | Santerno_Sunway600V_TG_14ESTK.OND |
| Data source | Manufacturer 2007 |

| Input side (DC PV field) | Output side (AC grid) |
|--------------------------|-----------------------|
| Minimum MPP Voltage | 315 V |
| Min. Voltage for PNom | N/A V |
| Maximum Input Current | N/A A |
| Nominal MPP Voltage | 490 V |
| Maximum MPP Voltage | 630 V |
| Absolute max. PV Voltage | 740 V |
| Power Threshold | 100.0 W |
| Nominal PV Power | 11.2 kW |
| Maximum PV Power | 13.2 kW |
| Maximum PV Current | N/A A |

| Output side (AC grid) | |
|-----------------------|--------------|
| Frequency | 50 Hz, 60 Hz |
| Grid voltage | 400 V |
| Nominal AC Power | 10.5 kW |
| Maximum AC Power | 11.6 kW |
| Nominal AC current | 15.2 A |
| Maximum AC current | N/A A |

| Efficiency | |
|--------------------|--------|
| Maximum efficiency | 95.50% |
| EURO efficiency | 94.00% |

Gambar 4.19 Main Parameter Inverter

Minimum MPP Voltage : 315 V

Nominal MPP Voltage : 490

Maximum Mpp Voltage : 630 V

Absolute max PV Voltage : 740V

Power Threshold : 100 W

Maximum AC Power : 11,6 kW

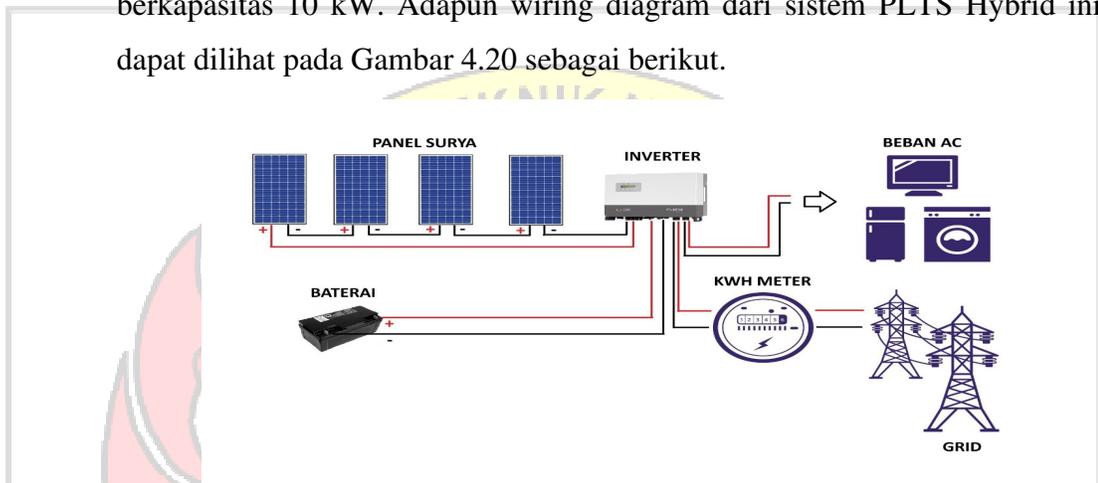
Grid Voltage : 400 V

Nominal AC Power : 10,5 kW

Nominal AC Current : 15,2 A

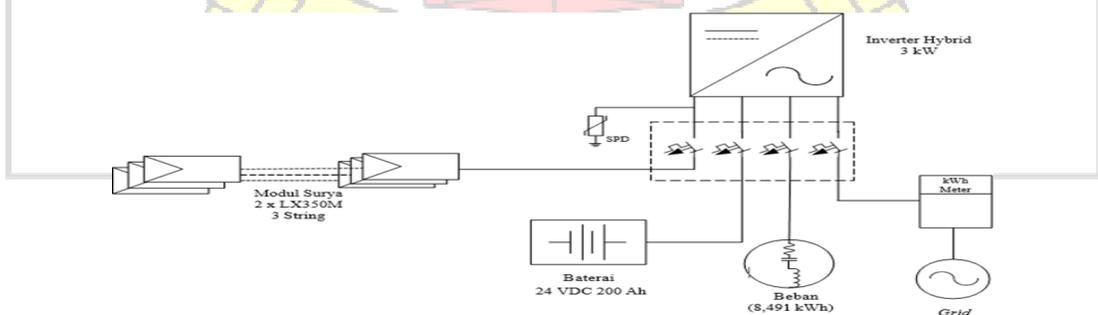
4.9 Desain Sistem PLTS Hybrid

Pada sistem PLTS Hybrid ini, terdapat 4 buah array panel surya yang masing-masing terdiri dari 16 seri dan 2 paralel. Setiap array panel surya memiliki kapasitas 22,403 kWp dan setiap array terhubung dengan inverter berkapasitas 10 kW. Adapun wiring diagram dari sistem PLTS Hybrid ini dapat dilihat pada Gambar 4.20 sebagai berikut.



Gambar 4.20 Diagram Blok Sistem PLTS Hybrid

Single line diagram menunjukkan sistem kelistrikan dari sumber listrik ke pengguna listrik. Pada perencanaan ini, sumber listriknya adalah PLTS dan PLN, sedangkan pengguna listrik dapat didefinisikan sebagai beban statis yang terdiri dari induktor, kapasitor, dan resistor untuk kebutuhan rumah tangga, dapat dilihat pada gambar 4.21



Gambar 4.21 Single Line Diagram

4.9.1 Menentukan kapasitas MCB

4.9.1.1 MCB DC

Pada Pengimplementasian PLTS arus maksimal dari array surya yang mengalir dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$I_{max} = I_{sc} \times \text{Jumlah string} \dots\dots\dots(4.1)$$

$$I_{max} = 11,15 \text{ A} \times 93$$

$$I_{max} = 1.036 \text{ A}$$

Berdasarkan standar NEC untuk menentukan rating MCB DC yang digunakan dalam perancang PLTS, arus maksimal array surya yang didapatkan dari perhitungan harus dikalikan dengan factor kali 1,25.

$$\text{Rating MCB} = I_{max} \times \text{Faktor Koreksi}$$

$$\text{Rating MCB} = 1.036 \text{ A} \times 1,25 \dots\dots\dots(4.2)$$

$$\text{Rating MCB} = 1.296 \text{ A}$$

Dari nilai perhitungan, MCB DC yang dapat digunakan adalah dengan minimal rating 1.296 A. MCB DC yang penulis pilih untuk diimplementasikan adalah MCB DC dengan merk TOMZN dengan rating 1300A.

4.9.1.2 MCB AC

Untuk menentukan MCB AC yang digunakan dalam pengimplementasian PLTS, diperlukan nilai arus maksimal keluaran dari inverter yang dapat dilihat pada spesifikasi inverter di Tabel 4, kemudian untuk menentukan rating arus pada MCB AC yang akan digunakan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Rating MCB} = I_{max} \times \text{Faktor Koreksi}$$

$$\text{Rating MCB} = 1.296 \text{ A} \times 1,25 \dots\dots\dots(4.3)$$

$$\text{Rating MCB} = 1.620 \text{ A}$$

Berdasarkan standar NEC untuk menentukan rating MCB yang digunakan dalam perancangan PLTS, arus maksimal array surya yang

didapatkan dari perhitungan harus dikalikan dengan faktor kali 1,25, sehingga MCB AC yang dapat digunakan adalah dengan minimal rating 1.620A. MCB AC yang penulis pilih untuk implementasi adalah MCB AC merk broco dengan rating 2000A

4.9.2 Menentukan Kapasitas Kabel

4.9.2.1 Penghantar DC

Untuk menentukan penghantar DC yang digunakan dalam pengimplementasian PLTS ini diperlukan nilai arus maksimal keluaran dari array panel surya yang dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} I_{max} &= I_{sc} \times \text{jumlah string/jumlah inverter} \\ I_{max} &= 11,15 \text{ A} \times 96/10 \dots\dots\dots(4.4) \\ I_{max} &= 107,04 \text{ A} \end{aligned}$$

Kemudian menentukan kuat hantar arus kabel yang dibutuhkan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} KHA &= I_{max} \times \text{Faktor Koreksi} \\ KHA &= 107,04 \text{ A} \times 1,25 \dots\dots\dots(4.5) \\ KHA &= 133,8 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga dengan arus maksimal keluaran dari panel surya sebesar 11,15 A yang kemudian dikalikan dengan factor kali 1,25 didapatkan KHA sebesar 133,8 A. Penentuan luas penampang kabel yang dipilih mengacu pada metode instalasi B1 karena kabel akan di masukkan ke dalam conduit agar lebih terproteksi. Berdasarkan PUIL 2011 kabel yang dibutuhkan adalah kabel dengan minimal luas penampang sebesar 10,5 mm². berkonduktor tembaga dengan KHA sebesar 133,8A, sehingga akan digunakan kabel PV1-F merk slocable dengan luas penampang sebesar 16,5mm².

4.9.2.2 Penghantar AC

Untuk menentukan penghantar AC yang digunakan dalam perancangan PLTS diperlukan nilai arus maksimal keluaran dari inverter yang dapat dilihat pada spesifikasi inverter di Tabel 4.4 kemudian menentukan kuat hantar arus kabel yang dibutuhkan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= I_{\text{max}} \times \text{Faktor Koreksi} \\ \text{KHA} &= 1411 \text{ A} \times 1,25 \dots\dots\dots(4.6) \\ \text{KHA} &= 1.763 \text{ A} \end{aligned}$$

Sehingga dengan arus maksimal keluaran dari inverter sebesar 1411A yang kemudian dikalikan dengan faktor kali 1,25 didapatkan arus sebesar 1.763 A. Penentuan luas penampang kabel yang dipilih mengacu pada PUIL 2011 metode instalasi B1 karena kabel akan dimasukkan ke dalam conduit. Berdasarkan PUIL 2011, luas penampang minimal yang bisa dialiri arus sebesar 1.763A adalah seluas 25 mm² dengan KHA sebesar 1.763A, sehingga kabel yang akan adalah kabel NYY merk Pulung dengan 3 inti yang masing-masing digunakan untuk fasa, netral dan arde dengan luas penampang sebesar 25 mm².

4.10 Perhitungan Keekonomian PLTS

4.10.1 Menghitung Biaya Investasi PLTS

Biaya investasi awal untuk PLTS yang akan didesain di rumah tinggal klien mencakup biaya-biaya seperti: biaya komponen PLTS, biaya komponen pendukung PLTS, biaya pengiriman serta biaya instalasi PLTS.

Biaya untuk komponen PLTS ini terdiri dari biaya untuk pembelian panel surya, inverter, dan baterai.

Berdasarkan hasil perhitungan numerik diatas dan harga komponen yang diperoleh dari situs online maka biaya investasi PLTS pada rumah tinggal dapat dilihat pada Tabel 4.5

Tabel 4.5 Asumsi Rincian Biaya dan Investasi

| No. | Komponen | Jumlah | Harga Satuan | Total Harga |
|---------------------------|---------------------------------|----------|--------------|-----------------------|
| Komponen Utama | | | | |
| 1. | Panel Surya 350Wp | 32 Unit | Rp 3.118.000 | Rp 99.776.000 |
| 2. | Inverter 5kW | 2 Unit | Rp 500.000 | Rp 1.000.000 |
| Jumlah | | | | Rp 100.776.000 |
| Komponen Pendukung | | | | |
| 3. | Mur | 18 Unit | Rp 22.500 | Rp 405.000 |
| 4. | Siku L | 1 Pasang | Rp 40.000 | Rp 40.000 |
| 5. | Penjepit Baterai | 2 Pasang | Rp 1.300 | Rp 2.600 |
| 6. | Terminal Box | 1 Unit | Rp 200.000 | Rp 200.000 |
| 7. | Konektor Tenaga Surya | 8 Pasang | Rp 26.860 | Rp 214.880 |
| 8. | MCB DC 20 A | 1 Unit | Rp 43.000 | Rp 43.000 |
| 11. | MCB DC 40A | 1 Unit | Rp 43.000 | Rp 43.000 |
| 12. | Kabel NY 2 x 1.5mm ² | 5 Meter | Rp 11.500 | Rp 57.500 |
| 13. | Kabel NY 2 x 4 mm ² | 36 Meter | Rp 27.000 | Rp 972.000 |
| 14. | Kabel NY 2 x 16 mm ² | 9 Meter | Rp 78.800 | Rp 709.200 |
| 15. | SPD DC 500V | 1 Unit | Rp 220.000 | Rp 220.000 |
| 16. | Mounting Bracket PV | 18 Meter | Rp 78.000 | Rp 1.404.000 |
| 17. | End Clamp Kit Mounting PV | 4 Unit | Rp 12.000 | Rp 48.000 |
| 18. | Middle Clamp Kit Mounting PV | 14 Unit | Rp 12.000 | Rp 168.000 |
| Jumlah | | | | Rp 4.527.180 |

Instalasi

| | | | | |
|--|--------------|---|--------------|-----------------------|
| 19. | Transportasi | 1 | Rp 300.000 | Rp 300.000 |
| 20. | Pemasangan | 2 | Rp 1.000.000 | Rp 2.000.000 |
| Jumlah | | | | Rp 2.300.000 |
| Biaya Tak Terduga | | | | Rp 3.000.000 |
| Sub Total | | | | Rp 110.603.180 |
| PPH 11% | | | | Rp 12.166.349 |
| Total Biaya Invertasi Awal PLTS | | | | Rp 122.769.530 |

4.10.2 Menghitung Biaya Pemeliharaan dan Operasional

Biaya pemeliharaan dan operasional per tahun untuk PLTS umumnya diperhitungkan sebesar 1-2% dari total biaya investasi awal. Berdasarkan acuan tersebut maka pada penelitian ini, besar persentase untuk biaya pemeliharaan dan operasional per tahun PLTS yang mencakup biaya untuk pekerjaan pembersihan panel surya, biaya pemeliharaan dan pemeriksaan peralatan dan instalasi akan ditetapkan sebesar 1% dari total biaya investasi awal. Penentuan persentase 1% didasarkan bahwa negara Indonesia hanya mengalami dua musim, yaitu musim penghujan dan musim kemarau sehingga biaya pembersihan dan pemeliharaan panel suryanya tidak sebesar pada negara yang mengalami empat musim dalam satu tahun.

Berdasarkan Tabel 4.3 biaya investasi awal, maka besar biaya pemeliharaan dan operasional (M) atau arus kas keluar per tahun untuk PLTS yang akan diimplementasikan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-8) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} M &= 1\% \times \text{Biaya Investasi Awal} \\ &= 1\% \times \text{Rp } 122.769.530 \\ &= \text{Rp } 1.227.695 \text{ per tahun} \end{aligned}$$

4.10.3 Menghitung Biaya Siklus Hidup (LCC)

Biaya siklus hidup (LCC) untuk PLTS yang akan didesain pada rumah tinggal, ditentukan oleh nilai sekarang dari biaya total sistem PLTS yang terdiri dari biaya investasi awal (C), biaya jangka panjang untuk pemeliharaan dan operasional (M_{PW}) dan (R_{PW}) biaya nilai sekarang untuk biaya penggantian selama umur proyek.

PLTS yang akan didesain pada perencanaan ini, diasumsikan beroperasi selama 20 tahun. Penetapan umur proyek ini mengacu kepada *life time* PLTS yang berada pada perencanaan di *PVSyst*.

Besarnya tingkat diskonto (i) yang dipergunakan untuk menghitung nilai sekarang pada perencanaan ini adalah sebesar 9,27%. Penentuan tingkat diskonto ini mengacu kepada tingkat suku bunga kredit bank bulan april tahun 2023. Adapun tabel tingkat suku bunga dapat dilihat pada Lampiran 10.

Besar nilai sekarang (*present value*) untuk biaya pemeliharaan dan operasional (M_{PW}) PLTS selama umur proyek 20 tahun dengan tingkat diskonto 9,27%, dihitung dengan menggunakan persamaan (2-9) berikut :

$$\begin{aligned}M_{pw} &= M \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \\ &= \text{Rp } 1.227.695 \left[\frac{(1+9,27)^{20} - 1}{9,27 (1+9,27)^{20}} \right] \\ &= \text{Rp } 9.716.559,-\end{aligned}$$

Besar nilai sekarang (*present value*) untuk biaya penggantian selama umur proyek (R_{PW}), dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Biaya Pergantian Komponen Selama Umur Proyek (Rpw)

| Komponen | Umur Komponen (Tahun) | Pergantian | Total Harga |
|----------|--------------------------|------------|--------------|
| Inverter | 10 | 2 | Rp 1.000.000 |

Berdasarkan biaya investasi awal (C), perhitungan M_{PW} dan biaya penggantian baterai dan inverter, maka biaya siklus hidup (LCC) untuk PLTS yang akan didesain selama umur proyek 20 tahun dihitung dengan menggunakan persamaan (2-7) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 LCC &= C + M_{PW} + R_{PW} \\
 &= Rp\ 122.769.530 + Rp\ 9.716.559 + Rp\ 1.000.000 \\
 &= Rp\ 133.486.089
 \end{aligned}$$

4.10.4 Menghitung Biaya Energi PLTS

Perhitungan biaya energi (*cost of energy*) suatu PLTS ditentukan oleh biaya siklus hidup (LCC), faktor pemulihan modal (CRF) dan kWh produksi tahunan PLTS yang didesain di rumah tinggal.

Faktor pemulihan modal untuk mengkonversikan semua arus kas biaya siklus hidup (LCC) menjadi serangkaian biaya tahunan, diperhitungkan dengan menggunakan persamaan (2-12) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 CRF &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\
 &= \frac{9,2\%(1 + 9,2\%)^{20}}{(1 + 9,27\%)^{20} - 1}
 \end{aligned}$$

$$= 0,11$$

Berdasarkan hasil perhitungan LCC yaitu Rp Rp 133.486.089 CRF yaitu 0,11 dan produksi energi listrik tahunan yaitu 20.440

kWh/year maka besar biaya energi (COE) untuk PLTS yang didesain pada rumah tinggal dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut

$$A \text{ kWh} = 20.440 \text{ kWh/tahun}$$

$$\begin{aligned} \text{COE} &= \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} \\ &= \frac{133.486.089 \times 0,11}{20.440 \text{ kWh}} \\ &= \text{Rp } 718 \text{ per kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Kas Masuk} &= \text{Total Konsumsi Energi} \times \text{Harga Jual Listrik} \\ &= \text{Rp. } 20.440 \text{ /kWh} \times \text{Rp. } 718/\text{kWh} \\ &= \text{Rp. } 14.683.469/\text{tahun} \end{aligned}$$

4.11 Analisis Kelayakan Investasi PLTS

Kelayakan investasi PLTS yang akan didesain pada rumah tinggal ditentukan berdasarkan hasil perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index* (PI) dan *Discounted Payback Period* (DPP).

Perhitungan NPV, PI dan DPP ditentukan oleh besar arus kas bersih (*Net Cash Flow*), faktor diskonto (*discount factor*) dan nilai sekarang arus kas bersih (*Present Value Net Cash Flow*). Arus kas bersih (NCF) dihasilkan dengan mengurangi arus kas masuk dengan arus kas keluar. Sedangkan untuk nilai sekarang arus kas bersih (PVNCF) dihasilkan dengan mengalikan arus kas bersih dengan tingkat diskonto. Tabel 4.5 menunjukkan hasil perhitungan arus kas bersih, faktor diskonto dengan tingkat diskonto (i) sebesar 9,27% dan nilai sekarang arus kas bersih.

Arus kas masuk tahunan PLTS yang akan didesain dengan mengalikan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS dengan biaya energi. Dengan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS sebesar 20.440 kWh. Untuk arus kas keluar tahunan PLTS ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasional tahunan PLTS.

Untuk tahun pertama dengan biaya energi (COE) sebesar Rp 718/kWh maka besar arus kas masuk tahunan adalah sebesar Rp 14.683.469 Untuk arus kas keluar tahunan PLTS adalah sebesar Rp 1.227.695.

Untuk tahun ke-2 hingga tahun ke-20, arus kas masuk dan arus kas keluartahunan PLTS diasumsikan mengalami kenaikan 10% per tahun.

Tabel 4.7 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 9,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------|----------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,915 | Rp 10.931.377 | Rp 10.931.377 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,838 | Rp 11.003.639 | Rp 21.935.016 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,767 | Rp 11.077.873 | Rp 33.012.889 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,701 | Rp 11.150.714 | Rp 44.163.603 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,642 | Rp 11.225.274 | Rp 55.388.877 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,588 | Rp 11.301.345 | Rp 66.690.222 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,538 | Rp 11.375.598 | Rp 78.065.820 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,492 | Rp 11.451.773 | Rp 89.517.593 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,450 | Rp 11.529.282 | Rp 101.046.876 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,412 | Rp 11.606.349 | Rp 112.653.225 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,377 | Rp 11.682.673 | Rp 124.335.898 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,345 | Rp 11.760.434 | Rp 136.096.332 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,316 | Rp 11.841.881 | Rp 147.938.213 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,289 | Rp 11.920.977 | Rp 159.859.190 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,265 | Rp 11.997.261 | Rp 171.856.451 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,242 | Rp 12.079.360 | Rp 183.935.811 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,222 | Rp 12.162.184 | Rp 196.097.995 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,203 | Rp 12.243.412 | Rp 208.341.407 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,186 | Rp 12.325.517 | Rp 220.666.924 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,170 | Rp 12.403.880 | Rp 233.070.804 |

Berdasarkan hasil perhitungan arus kas bersih (NCF), faktor diskonto dan nilai sekarang arus kas bersih (PVNCF), maka NPV, PI dan DPP untuk PLTS yang akan diimplementasikan dapat diperhitungkan.

4.11.1 Net Present Value (NPV)

Pada tabel 4.7 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih yang merupakan hasil perkalian antara arus kas bersih dengan faktor diskonto. NPV dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II \\ &= \text{Rp } 233.070.804 - \text{Rp } 122.769.530 \\ &= \text{Rp } 110.301.274 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan NPV yang bernilai positif Rp 110.301.274 (>0), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan diimplementasikan di Gedung Rooftop AD PNUP layak untuk dilaksanakan.

4.11.2 Profitability Index (PI)

Tabel 4.7 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih sebesar sebesar Rp. 233.070.804 Sehingga dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 122.769.530, maka besar nilai PI dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} PI &= \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t(1+i)^{-t}}{IA}}{IA} \\ &= \frac{233.070.804}{122.769.530} \end{aligned}$$

$$= 1,89844177$$

Hasil perhitungan PI yang bernilai 1,9 (> 1), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan diimplementasikan Gedung Rooftop AD PNUP layak untuk dilaksanakan.

4.11.3 Discounted Payback Period (DPP)

DPP diperoleh dengan menghitung berapa tahun nilai sekarang arus kas bersih kumulatif akan sama dengan nilai investasi awal.

Pada Tabel 4.7 menunjukkan tahun ke-10, nilai arus kas bersih lebih dari nilai investasi awal dengan kelebihan yaitu Rp112.653.225

4.11.4 Internal Rate Return (IRR)

Untuk menentukan nilai IRR digunakan metode interpolasi antara suku bunga untuk menghasilkan nilai NPV positif. Pada perencanaan ini menggunakan suku bunga yaitu sebesar 9,27%. Untuk menghitung IRR digunakan tingkat suku bunga yang lebih rendah dan tingkat suku bunga yang lebih tinggi dari tingkat suku bunga yang telah ada, dimana suku bunga rendah yang digunakan adalah 8,27% dan suku bunga tinggi adalah 10,27%

Tabel 4.8 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 8,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------|----------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,924 | Rp 11.036.486 | Rp 11.036.486 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,853 | Rp 11.207.289 | Rp 22.243.775 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,788 | Rp 11.388.603 | Rp 33.632.377 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,728 | Rp 11.573.595 | Rp 45.205.973 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,672 | Rp 11.751.650 | Rp 56.957.623 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,621 | Rp 11.945.762 | Rp 68.903.385 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,573 | Rp 12.124.660 | Rp 81.028.046 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,530 | Rp 12.336.260 | Rp 93.364.306 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,489 | Rp 12.520.140 | Rp 105.884.446 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,452 | Rp 12.730.089 | Rp 118.614.535 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,417 | Rp 12.918.788 | Rp 131.533.323 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,385 | Rp 13.120.160 | Rp 144.653.482 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,356 | Rp 13.345.077 | Rp 157.998.559 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,329 | Rp 13.566.245 | Rp 171.564.804 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,304 | Rp 13.788.913 | Rp 185.353.716 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,280 | Rp 13.970.346 | Rp 199.324.062 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,259 | Rp 14.214.827 | Rp 213.538.889 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,239 | Rp 14.428.873 | Rp 227.967.762 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,221 | Rp 14.676.397 | Rp 242.644.159 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,204 | Rp 14.902.188 | Rp 257.546.347 |

Tabel 4.8 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih dengan tingkat suku bunga rendah yaitu sebesar 8,27% yang merupakan hasil perkalian

antara arus kas bersih dengan faktor diskonto ($NPV_r = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II$) adalah sebesar Rp 257.546.347 ,dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 107.603.180, maka besar nilai NPV dapat dihitung dengan persamaan (2-13) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 NPV_r &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II \\
 &= \text{Rp } 257.546.347 - 122.769.530 \\
 &= \text{Rp } 134.776.817
 \end{aligned}$$

Tabel 4.9 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 10,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------|----------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,906 | Rp 10.821.490 | Rp 10.821.490 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,882 | Rp 11.588.310 | Rp 22.409.800 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,745 | Rp 10.767.143 | Rp 33.176.943 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,676 | Rp 10.746.910 | Rp 43.923.853 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,613 | Rp 10.719.883 | Rp 54.643.736 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,556 | Rp 10.695.401 | Rp 65.339.137 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,504 | Rp 10.664.623 | Rp 76.003.760 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,457 | Rp 10.637.115 | Rp 86.640.875 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,414 | Rp 10.599.873 | Rp 97.240.748 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,376 | Rp 10.589.632 | Rp 107.830.380 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,341 | Rp 10.564.284 | Rp 118.394.664 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,309 | Rp 10.530.206 | Rp 128.924.870 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,280 | Rp 10.496.128 | Rp 139.420.998 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,254 | Rp 10.473.636 | Rp 149.894.633 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,230 | Rp 10.432.401 | Rp 160.327.035 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,209 | Rp 10.427.865 | Rp 170.754.900 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,187 | Rp 10.263.215 | Rp 181.018.115 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,172 | Rp 10.383.958 | Rp 191.402.073 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,156 | Rp 10.359.810 | Rp 201.761.883 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,141 | Rp 10.300.042 | Rp 212.061.924 |

Tabel 4.9 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih dengan tingkat suku bunga rendah yaitu sebesar 10,27% yang merupakan hasil perkalian antara arus kas bersih dengan faktor diskonto ($NPV_t = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II$) adalah sebesar Rp 212.061.924, dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 122.769.530, maka besar nilai NPV dapat dihitung dengan persamaan (2-13) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 NPV_t &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II \\
 &= \text{Rp } 212.061.924 - \text{Rp } 122.769.530 \\
 &= \text{Rp } 89.292.394
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan NCF_r dan NCF_t yang telah dilakukan selama umur proyek yaitu 20 tahun, maka IRR dapat diperhitungkan dengan menggunakan persamaan (2-15) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 IRR &= ir \frac{NPV_r}{NPV_r - NPV_t} - IA \\
 &= 8,27\% + \left(\frac{\text{Rp } 134.776.817}{\text{Rp } 134.776.817 - \text{Rp } 89.292.394} \right) (10,27\% - 8,27\%) \\
 &= 8.30\%
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas diperoleh nilai IRR 8.30%, lebih tinggi dari suku bunga deposito 8,27%, sehingga perencanaan PLTS Hybrid dianggap layak dilaksanakan di Rooftop Gedung AD PNUP.

4.12 Desain Layout 3D

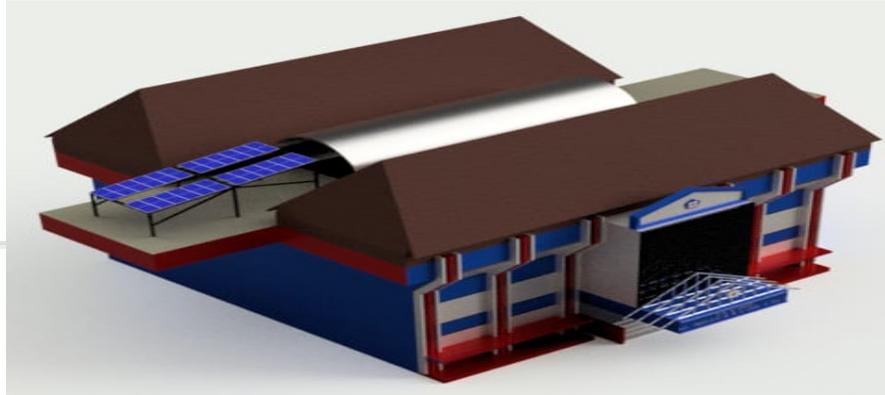
Pengerjaan proyek ini dilakukan dengan menggambar ulang tata letak penempatan panel surya, inverter, baterai, dan berbagai komponen lainnya menggunakan perangkat lunak Fusion 360. Setelah desain komponen ini selesai, kombinasi penyesuaian tata letak dan ukuran untuk proyek desain akhir dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



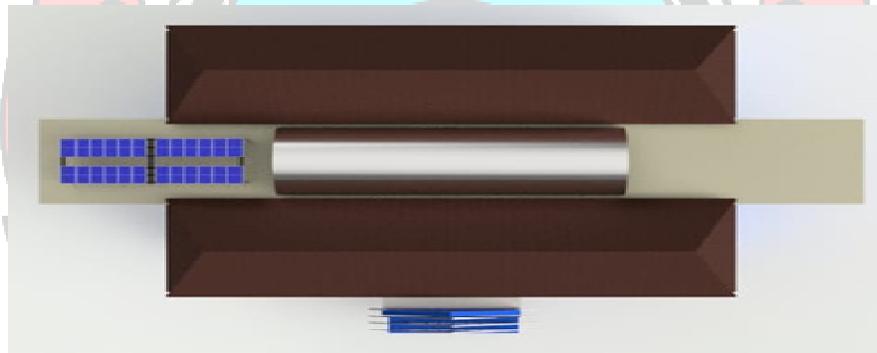
Gambar 4.21 *Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP*



Gambar 4.22 *Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Depan*



Gambar 4.23 *Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Samping*



Gambar 4.24 *Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Atas*



Gambar 4.25 *Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Dekat*

BAB 5

PENUTUP

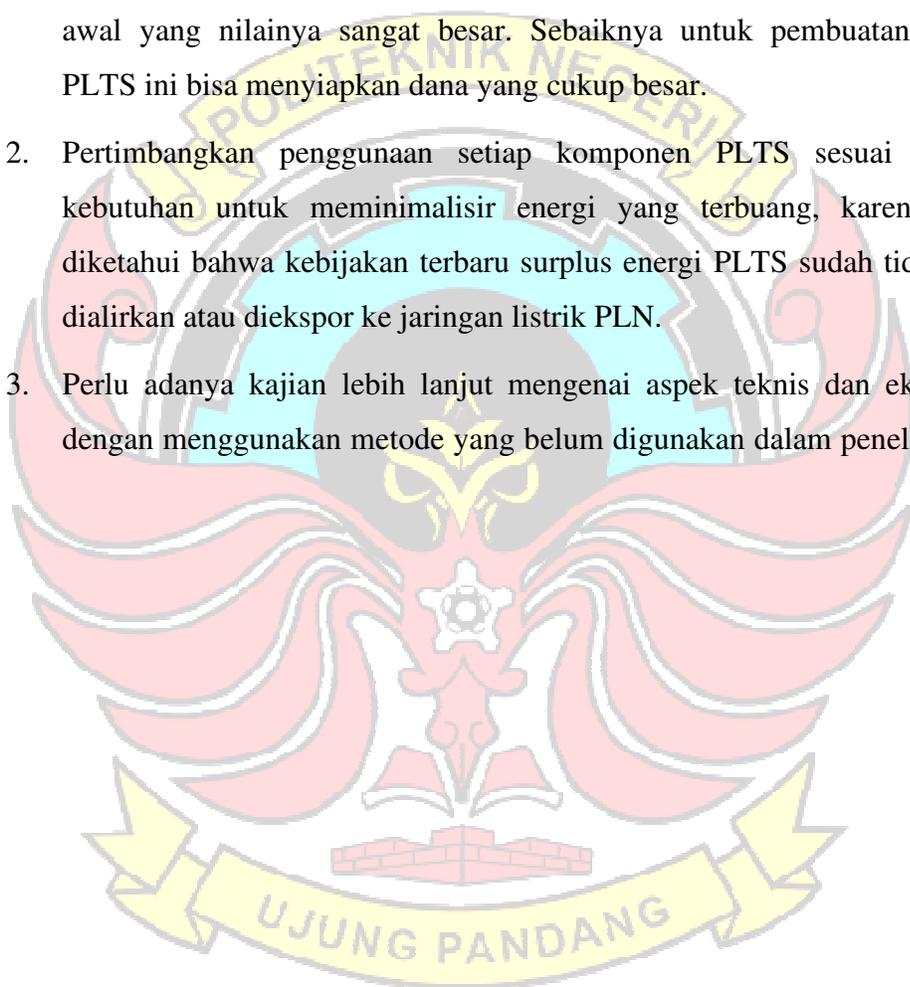
5.1 KESIMPULAN

1. Dari hasil penelitian memastikan bahwa sistem PLTS hybrid memiliki kapasitas yang memadai untuk memenuhi kebutuhan energi gedung secara konsisten. Hal ini penting untuk menghindari pemadaman listrik yang dapat mengganggu aktivitas gedung dan menjaga ketersediaan energi yang handal. Dengan kata lain, tujuan ini bertujuan untuk meningkatkan keandalan pasokan energi.
2. Dapat mengidentifikasi spesifikasi teknis dan ekonomis dari komponen-komponen PLTS, seperti panel surya, inverter, dan baterai, yang sesuai untuk diterapkan pada Gedung Administrasi PNUP. Ini akan membantu dalam pemilihan komponen yang efisien dan sesuai dengan anggaran, sehingga mengoptimalkan kinerja sistem PLTS.
3. Penempatan Efisien Panel Surya fokus pada penentuan lokasi terbaik untuk penempatan panel surya di Rooftop Gedung Administrasi PNUP agar dapat menangkap sinar matahari dengan efisien sepanjang hari. Dengan penentuan lokasi yang tepat, efisiensi pengumpulan energi matahari dapat ditingkatkan, yang pada gilirannya akan berkontribusi pada ketersediaan energi yang lebih baik.

5.2. SARAN

Berdasarkan analisis dan pembahasan dari penelitian ini, terdapat beberapa saran yang dapat diambil sebagai pertimbangan untuk mencapai hasil yang lebih optimal, antara lain sebagai berikut:

1. Dalam perencanaan ini memiliki kelemahan dimana biaya untuk investasi awal yang nilainya sangat besar. Sebaiknya untuk pembuatan sistem PLTS ini bisa menyiapkan dana yang cukup besar.
2. Pertimbangkan penggunaan setiap komponen PLTS sesuai dengan kebutuhan untuk meminimalisir energi yang terbuang, karena telah diketahui bahwa kebijakan terbaru surplus energi PLTS sudah tidak bisa dialirkan atau diekspor ke jaringan listrik PLN.
3. Perlu adanya kajian lebih lanjut mengenai aspek teknis dan ekonomis dengan menggunakan metode yang belum digunakan dalam penelitian ini.



DAFTAR PUSTAKA

Alfatiha dan Aefra. (2009). *Jenis Sel Surya*. Naskah Publikasi. Makassar : Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Bachtiar, M. (2006). *Prosedur Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Untuk Perumahan (Solar Home System)*. Jurnal Smartek, Vol. 4, No. 3

Contemporary College Physics,(1993). *Grafik Intensitas Radiasi Matahari dan Panjang Gelombang*.

Dwi, I.W. (2014). Heat Exchanger. Lampung: Universitas Lampung.

Dzulfikar Dafi, Wisnu Broto. (2016) *Optimalisasi Pemanfaatan Energi Listrik Tenaga Surya Skala Rumah Tangga*. E-Journal SNF2016, Jakarta: Jurusan Teknik Elektro, Universitas Pancasila Jakarta.

Eflita Yohana, Darmanto. (2012) *Uji Eksperimental pengaruh sudut kemiringan Modul surya 500 Watt peak dengan posisi mengikuti pergerakan arah Matahari*. Laporan Tugas Akhir, Semarang:Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

Haryanto.(2018). *Jenis Sel Surya*. Naskah Publikasi. Bandung : Politeknik Negeri Bandung.

Hossain. (2011). *Analisis Daya Listrik yang Dihasilkan Panel Surya Berdasarkan Intensitas Cahaya*. Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Riau. Riau.

<http://termosulastri.blogspot.com/2015/04/hukum-pergeseran-wien.html>

Imawan, dkk. (2019). Modul 2.04 Perpindahan Panas Secara Konveksi. Bandung: Departemen Teknik Kimia ITB.

Ismansyah. (2009). *Perancangan Instalasi Listrik pada Rumah dengan Daya Listrik Besar*. Depok: Universitas Indonesia.

Jatmiko.(2011).*Pemanfaatan Sel Surya dan Lampu Led Untuk Perumahan*. Seminar Nasional Teknologi & Komunikasi Terapan (SEMANTIK).. Simposium Nasional RAPI XI FT UMS. E52 - E57.

Julisman.(2018). *Prinsip Kerja Sel Surya*. Teknik Energi, 14 (3). 78 – 85.

Kementerian ESDM. (2021). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 28 Tahun 2021 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral*. Jakarta, Permen 28, BN 2021 (1155):17 hlm.

Muhammad Rezanul Iqbal, Abdul Natsir, Hendra Sakke Tira. (2018) *Pengaruh Sudut Surya Terhadap Daya Keluaran Sel Surya 10 WP Tipe Polycrystalline*, Jurnal Mataram, Jurusan Teknik Mesin, Universitas Mataram.

Nadeak, Parulian, Pristiwanto, dan Siregar. (2016). “*Perancangan Aplikasi Pembelajaran Internet Dengan Menggunakan Metode Computer Based Instruction.*” JURIKOM (Jurnal Riset Komputer).

Prok, Tumaliang, Pakiding. (2018). *Penataan Dan Pengembangan Instalasi Listrik Fakultas Teknik Unsrat 2017*. Jurnal Teknik Elektro Dan Komputer, 7(3), 207–218.

Ramadhan Anwar Ilmu, Ery, D. Sony Hari Mukti. (2016) *Analisis Desain Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Kapasitas 50 WP*, Jurnal. Jakarta: Fakultas Teknik, UMJ.

Rianto, Assegaf, & Fernando. (2015). *Perancangan Aplikasi Sistem Informasi Geografis (Sig) Lokasi Minimarket Di Kota Jambi Berbasis Android*. Jurnal Ilmiah Media Sisfo

Rusman. (2015) *Pengaruh Variasi Beban Terhadap Efisiensi Solar Cell Dengan Kapasitas 50 WP*. Jurnal, Lampung: Jurusan Teknik Mesin, Universitas Muhammadiyah Metro.

Santiari. (2011). *Studi Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sebagai Catu Daya Tambahan pada Industri Perhotelan Di Nusa Lembongan Bali*. Tesis Jurusan Teknik Elektro Universitas Udayana.

Siregar Ramadhan Halid, Sara Ira Devi, Julisman Andi. (2017) *Prototipe Pemanfaatan Panel Surya Sebagai Sumber Energi Pada Sistem Otomasi Atap Stadion Bola*. Jurnal, Banda Aceh: Jurusan Teknik Elektro, Universitas Syiah kuala Banda Aceh.

Soeparman, S. (2015). *Teknologi Tenaga Surya Pemanfaatan Dalam Bentuk Energi Panas*. Malang: UB Press.

Subekti Yuliananda, Gede Sarya, RA Retno Hastijanti. (2015) *Pengaruh Perubahan Intensitas Matahari Terhadap Daya Keluaran Panel Surya Jurnal Pengabdian LPPM*, Surabaya: Fakultas Teknik, UNTAG.

Sumber : Contemporary College Physics, 1993

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

Sumber : International Finance Corporation 2015, CvicSolar, Solarshop-Europa

Sumber: <https://angipermana.top/teknologi/energi-terbarukan>

Sumber: PT. Industri Telekomunikasi Indonesia (Persero)

Sunaryo (2014). *Analisis Daya Listrik yang Dihasilkan Panel Surya Berdasarkan Intensitas Cahaya*. Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Riau. Riau.

Supranto. (2015). *Teknologi Tenaga Surya*. Yogyakarta : Global Pustaka Utama.

Tamam, Makkulau, and Roesdynasari. (2015). "Analisa kemampuan hantar arus pada kabel nyy dengan menggunakan rak kabel tertutup," J. Sutet, vol. 5, pp. 1-7.

Triwijaya, dkk 2019. *Perpindahan Kalor*. Edisi keenam. Penerbit Erlangga. Jakarta

Utari dkk.(2018). *Panel Sel Surya*. Jurnal Teknologi, Vol. 6 No. 2.

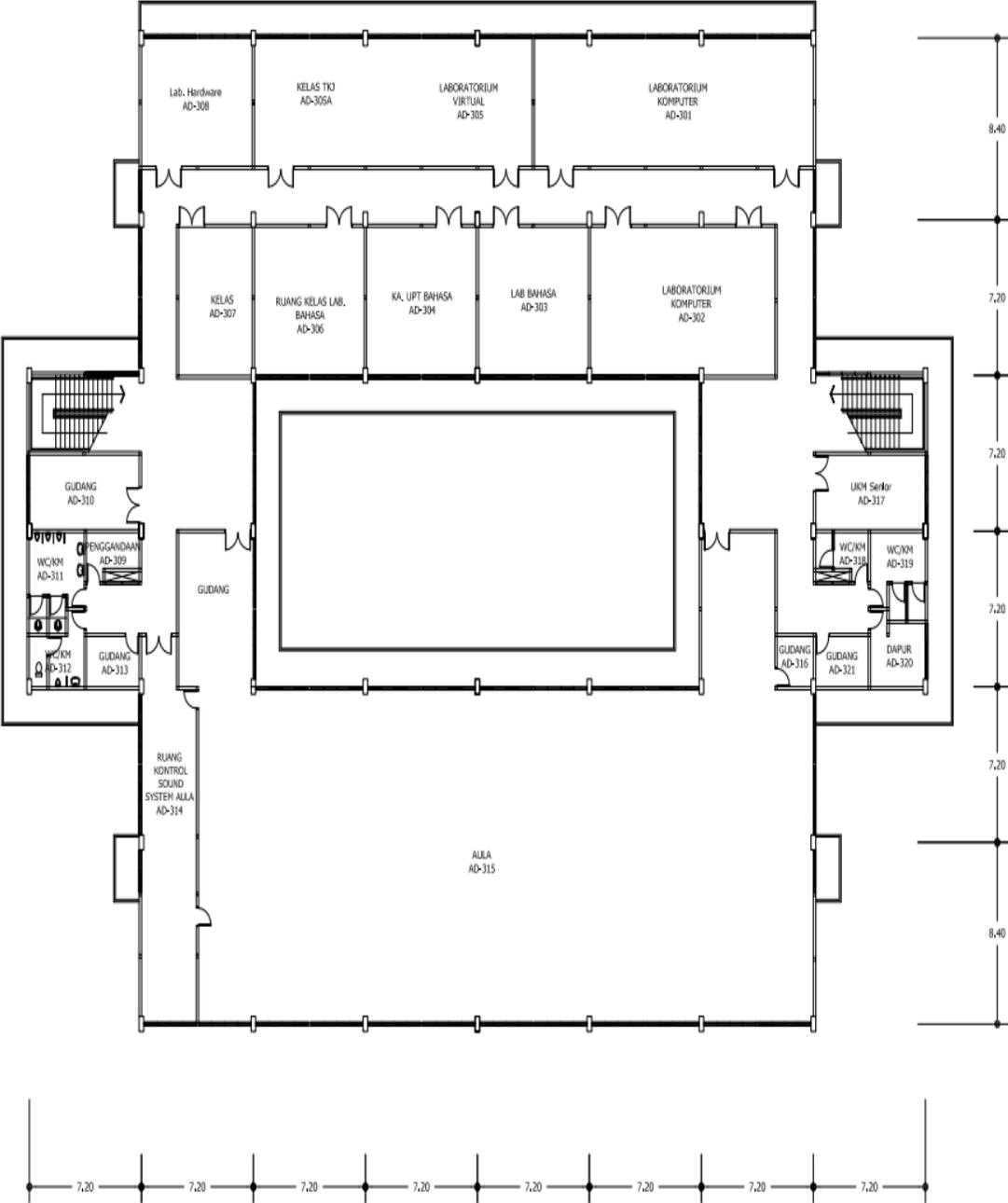
Wijaya, I. K. (2007, Desember). *Penggunaan Dan Pemilihan Pengaman Mini Circuit Breaker (MCB) Secara Tepat Menyebabkan Bangunan Lebih Aman Dari Kebakaran Akibat Listrik*. E-Journal Universitas Udayana,



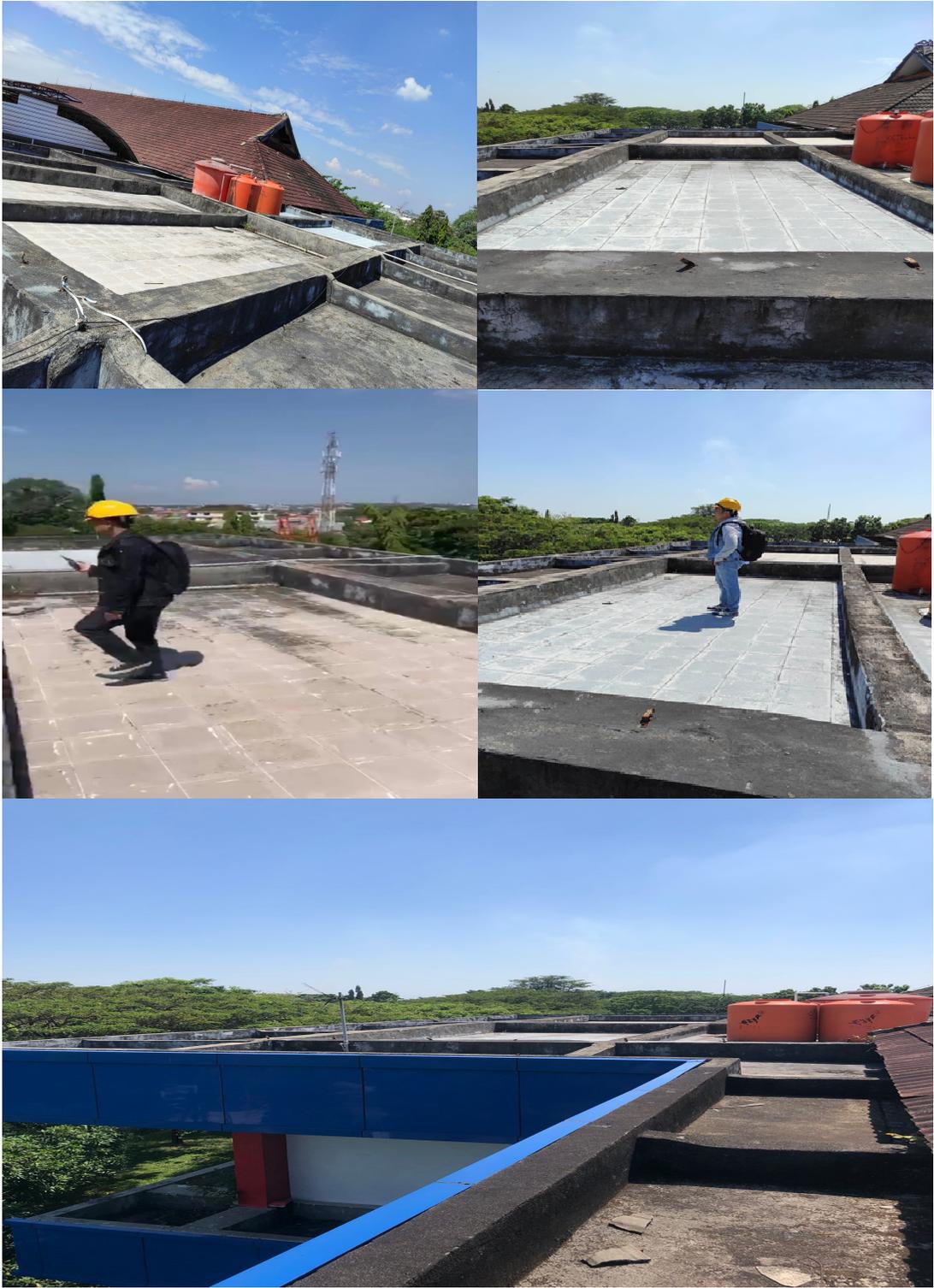
Lampiran 1 Dokumentasi Gedung AD/Diektorat PNUP



Lampiran 2 Denah Gedung AD PNUP Lantai 3



Lampiran 3 Survey Area Rooftop Gedung Administrasi PNUP



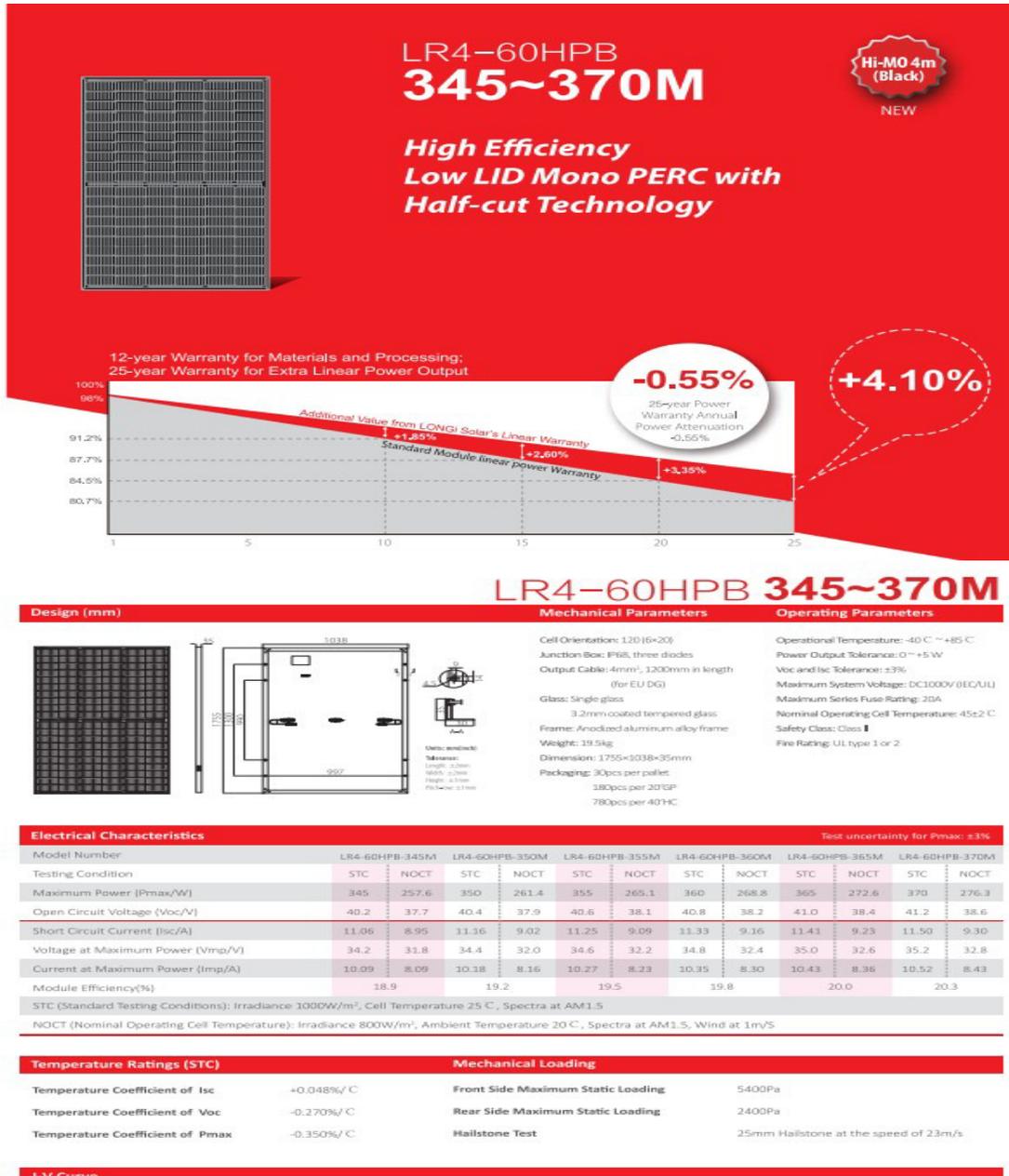
Lampiran 4 Pengukuran Area Perencanaan Rooftop Gedung AD PNUP



Lampiran 5 Beban Elektronik di Gedung AD PNUP



Lampiran 6 Spesifikasi Panel Surya LR4-60 HBD 350 M G2 350 Wp 28 V





PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) HYBRID
PADA GEDUNG ADMINISTRASI
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG



CAPSTONE PROJECT

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan pendidikan diploma empat
(D-4) Program Studi Teknik Pembangkit Energi
Jurusan Teknik Mesin
Politeknik Negeri Ujung Pandang

ILHAM 44222226

MUTTAQIEN 44222245

PENDIDIKAN DIPLOMA 4 (D-4) PROGRAM STUDI TEKNIK PEMBANGKIT
REKAYASA TEKNOLOGI ENERGI TERBARUKAN

JURUSAN TEKNIK MESIN
POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG

MAKASSAR

2023

HALAMAN PENGESAHAN

Capstone Project dengan judul “*Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid pada Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang*” oleh Muttaqien dengan NIM 44222245 dan Ilham dengan NIM 44222226 dinyatakan layak untuk diseminarkan.

Makassar, September 2023

Ketua Kelompok

Muttaqien
44222245

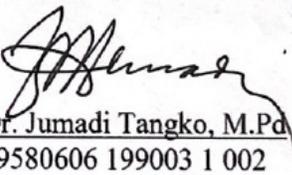
Anggota Kelompok

Ilham
44222226

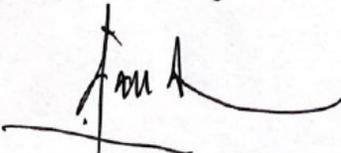
Pembimbing I


Prof. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D
19631111 199303 1 002

Pembimbing II


Dr. Jumadi Tangko, M.Pd
19580606 199003 1 002

Koordinator Program Studi


Ir. Chandra Buana, M.T
19650319 199103 1 003

Project Client


Dr. Jamal, S.T., M.T
19730221 200012 002

RINGKASAN EKSEKUTIF

Indonesia adalah satu-satunya negara dengan sumber energi yang baru dikembangkan. Konsep yang paling membingungkan adalah energi matahari. Hal ini dikarenakan Indonesia merupakan negara berkembang dengan kebutuhan energi yang tinggi. Jika dibandingkan dengan energi bahan bakar fosil, energi baru memiliki banyak keunggulan. Di Indonesia, total kapasitas energi lebih besar dari 200.000 MW. Selain itu, teknologi yang saat ini digunakan baru mencapai 150 MW, atau 0,08 persen dari potensinya. Indonesia harus menjadi satu-satunya negara yang mampu menggunakan energi baru dan berkembang dalam skala global karena potensinya yang sangat besar (Kementerian ESDM, 2021).

PVSyst adalah Perangkat Lunak yang diperlukan untuk pengarsipan data jangka panjang. PVSyst memiliki kemampuan utama untuk menekan angka yang dibutuhkan untuk eksploitasi PLTS. Namun, tidak semua data dari analisis PVSYST dimasukkan dalam penelitian ini. Sebelum mulai menggunakan sistem, sangat penting untuk meninjau keadaan dan fungsi dari setiap komponen. Namun sebelum mulai bekerja, seseorang harus menggunakan Alat Pelindung Diri (APD) yang aman dan etis. Memanfaatkan dan mempelajari buku manual perangkat dan panduan pengoperasian yang tersedia di setiap lokasi PLTS untuk meningkatkan pemahaman dan produktivitas.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memastikan bahwa sistem PLTS hibrida memiliki kapasitas untuk mengurangi konsumsi energi secara konsisten. Hal ini penting untuk mencegah listeria, yang dapat meningkatkan aktivitas rumah tangga sekaligus menurunkan konsumsi energi. Dengan kata lain, tujuannya adalah untuk meningkatkan tingkat konsumsi energi, serta mengidentifikasi spesifikasi teknis dan ekonomis komponen PLTS seperti panel surya, inverter, dan baterai yang sesuai untuk digunakan di Gedung Administrasi PNUP. Kinerja sistem PLTS dapat dioptimalkan dengan pemilihan komponen yang efisien dan handal. Penempatan Efisien Panel Surya adalah penentuan lokasi yang ada di Gedung Administrasi PNUP untuk menangkap sinar matahari dengan efisien pada siang hari. Efisiensi pemompaan dapat ditingkatkan dengan menempatkan lokasi yang sesuai. Dengan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS sebesar 20.440 kWh. Untuk arus kas keluar tahunan PLTS ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasional tahunan PLTS. Untuk tahun pertama dengan biaya energi (COE) sebesar Rp 637/kWh maka besar arus kas masuk tahunan adalah sebesar Rp 13.020.280 Untuk arus kas keluar tahunan PLTS adalah sebesar Rp 1.076.031.

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullah Wabarakatuh

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'ala yang senantiasa melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya kepada penulis sehingga Skripsi Tugas Akhir ini dapat terselesaikan sebagaimana mestinya.

Skripsi ini dibuat sebagai salah satu syarat mengajukan Ujian Sidang Tugas Akhir Program Studi D-4 Teknik Pembangkit Energi Konsentrasi Teknik Energi Terbarukan Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Selama penulisan Skripsi ini, banyak hal yang penulis alami baik suka maupun duka. Maka pada kesempatan kali ini, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada semua pihak atas bimbingan, perhatian dan motivasi yang telah diberikan kepada penulis, antara lain:

10. Bapak **Ir. Ilyas Mansur, M.T.**, selaku Direktur Politeknik Negeri Ujung Pandang.
11. Bapak **Dr. Ir. Syaharuddin Rasyid, M.T.** selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin.
12. Bapak **Ir. Chandra Bhuana, M.T.** selaku Koordinator Program Studi D-4 Teknik Pembangkit Energi.
13. Bapak **Prof. Ir. Nur Hamzah, M.T., Ph.D.** selaku Dosen Pembimbing Satu.
14. Bapak **Dr. Jumadi Tangko, M.Pd.** selaku Dosen Pembimbing Dua.
15. Ibu **Yiyin Klistafani, S.T., M.T.** selaku Wali Kelas 4B D-4 Teknik Energi Terbarukan.
16. Para dosen-dosen D-4 Teknik Pembangkit Energi yang telah berjasa dalam mengajar dan membimbing kami dari awal pembelajaran hingga bisa sampai ke tahap ini.
17. Orang tua dan keluarga yang selalu mendoakan dan mendukung penulis dengan kasih sayang.

18. Seluruh teman–teman seperjuangan D-4 Teknik Pembangkit Energi untuk kerjasama yang telah dilakukan dalam melewati proses pembelajaran selama tiga tahun di Politeknik Negeri Ujung Pandang.

Semoga segala bantuan selama ini, mendapatkan imbalan amal dari Allah SWT dan semoga Skripsi Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Akhir kata, semoga Allah SWT memberikan perlindungan kepada kita semua. Aamiin

Wassalamu'alaikum Warahmatullah Wabarakatuh.

Makassar, September 2023

Penulis



DAFTAR ISI

| | |
|---|------------|
| HALAMAN SAMPUL | i |
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| RINGKASAN EKSEKUTIF | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| DAFTAR ISI | vi |
| DAFTAR TABEL | ix |
| DAFTAR GAMBAR | x |
| DAFTAR LAMPIRAN | vix |
| DESKRIPSI PROYEK | xi |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| BAB II DESKRIPSI SITUASI AWAL | 2 |
| BAB III METODE | 3 |
| 3.1 Observasi | 3 |
| 3.2 Iklim | 6 |
| 3.3 Analisis Radiasi Matahari | 6 |
| 3.4 Design Sistem Hybrid dengan Software PVSyst | 9 |
| 3.5 Aspek Penelitian | 10 |
| 3.5.1 Aspek Teknis | 10 |
| 3.5.2 Aspek Ekonomi | 11 |
| 3.5.3 Aspek Kelayakan | 11 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5.4 Manajemen Resiko | 12 |
| 3.6 Target Perencanaan | 13 |
| BAB IV HASIL DAN DISKUSI | 14 |
| 4.1 Beban Energi Listrik | 14 |
| 4.2 Perhitungan Kapasitas Komponen PLTS | 15 |
| 4.2.1 Menghitung Beban Harian Komsumsi Energi | 15 |
| 4.2.2 Menghitung Jumlah dan Konfigurasi Panel Surya | 15 |
| 4.3 Penyusunan Array Panel Surya | 16 |
| 4.3.1 Kapasitas Inverter | 17 |
| 4.3.2 Energi yang Dihasilkan PLTS | 17 |
| 4.4 Aspek Ekonomi | 18 |
| 4.4.1 Menghitung Biaya Investasi | 18 |
| 4.4.2 Menghitung Biaya Pemeliharaan dan Operasional | 20 |
| 4.4.3 Menghitung Life Cycle Cost (LCC) | 20 |
| 4.4.4 Menghitung Biaya Energi PLTS | 22 |
| 4.5 Analisa Kelayakan Investasi PLTS | 23 |
| 4.5.1 Net Present Value (NPV) | 24 |
| 4.5.2 Profitability Index (PI) | 25 |
| 4.5.3 Discounted Payback Period (DPP) | 26 |
| 4.5.4 Internal Rate Return (IRR) | 26 |
| 4.6 Manajemen Resiko | 29 |
| BAB 5 PENUTUP Rekomendasi Client | 31 |
| 5.1 Design Sistem PLTS Hybrid | 31 |
| 5.2 Design Layout | 32 |
| 5.3 Komponen Peralatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya | 34 |

| | |
|-----------------------------|-----------|
| 5.3.1 Panel Surya | 34 |
| 5.3.2 Inverter | 35 |
| DAFTAR PUSTAKA | 37 |
| LAMPIRAN-LAMPIRAN | |



DAFTAR TABEL

| No | Teks | Halaman |
|-----------|---|---------|
| Tabel 3.1 | Observasi | 3 |
| Tabel 3.1 | Estimasi Kebutuhan Daya Listrik Penerangan Selama 8 Jam | 5 |
| Tabel 3.3 | Radiasi Rata-Rata Setiap Bulan Dari Tiga Satelit | 7 |
| Tabel 4.1 | Data Beban Pemakaian Komsumsi perhari pada Gedung AD PNUP | 14 |
| Tabel 4.2 | Asumsi Rincian Biaya dan Investasi | 19 |
| Tabel 4.3 | Biaya Pergantian Komponen Selama Umur Proyek (Rpw) | 21 |
| Tabel 4.4 | Aspek Ekonomi dari PLTS Hybrid | 23 |
| Tabel 4.5 | Perhitungan NCF,DF, dan PVNCV dengan $i = 9,27\%$ | 24 |
| Tabel 4.6 | Perhitungan NCF,DF, dan PVNCV dengan $i = 8,27\%$ | 26 |
| Tabel 4.7 | Perhitungan NCF,DF, dan PVNCV dengan $i = 10,27\%$ | 27 |
| Tabel 4.8 | Aspek Kelayakan dari PLTS Hybrid | 28 |
| Tabel 5.1 | Spesifikasi Panel Maysum Mono 350 Wp 60H 9BB | 35 |
| Tabel 5.2 | Spesifikasi Inverter 5kW | 36 |

DAFTAR GAMBAR

| No | Teks | Halaman |
|------------|---|---------|
| Gambar 3.1 | Cuaca Bulanan Kota Makassar | 6 |
| Gambar 3.2 | Grafik Data Nilai Radiasi Dalam setahun dari Meteonorm 8.0, NASA SSE dan PVGYS-TMY | 8 |
| Gambar 4.1 | Array Panel Surya | 16 |
| Gambar 5.1 | Blok Diagram Sistem PLTS Hybrid | 31 |
| Gambar 5.2 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP | 32 |
| Gambar 5.3 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Depan | 32 |
| Gambar 5.4 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Samping | 33 |
| Gambar 5.5 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak Atas | 33 |
| Gambar 5.6 | Design Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP Tampak dekat | 33 |
| Gambar 5.7 | Panel Surya Mono 350 Wp | 34 |
| Gambar 5.8 | Inverter Hybrid gridtie 5 kW, 48 Vdc | 35 |

Project Description

PROGRAM STUDI TEKNIK ENERGI TERBARUKAN POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG

| | |
|-------|---|
| Title | Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Hybrid Pada Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang (PNUP) |
|-------|---|

Client:

| | |
|--------------------|--|
| Perusahaan/Kawasan | Politeknik Negeri Ujung Pandang (PNUP) |
| Nama | Dr. Jamal S.T.,M.T |
| Jabatan | Wakil Direktur II |
| Jalan | Jl. Perintis Kemerdekaan |
| Alamat | Jl. Perintis Kemerdekaan KM 10 Tamalanrea, Makassar 90245 |
| Telepon | 081343670304 |
| E-Mail | Jl.pnup@gmail.com |
| Homepage | |

Department at PNUP, Project Coach :

| | |
|----------------------|--|
| Department | D4 Teknik Spesialisasi Energi Terbarukan |
| Coach 1 | |
| Nama | Ir. Nurhamzah, M.T., Ph.D |
| Telepon | +6281342532295 |
| Email | hamzah_said@poliupg.ac.id |
| SCoach 2 | |
| Nama | Dr. Jumadi Tangko, M.Pd. |
| Telepon | +6281343550290 |
| Email | jtangko@gmail.com |
| Special Requirements | Ilham (44222226) Muttaqien (44222245) |

BAB I : PENDAHULUAN

Indonesia adalah satu-satunya negara yang memiliki energi baru terbarukan. Salah satunya adalah energi matahari. Hal ini dikarenakan Indonesia merupakan negara khatulistiwa yang sangat bergantung pada energi matahari. Jika dibandingkan dengan energi fosil, energi surya memiliki banyak keunggulan. Kapasitas energi surya di Indonesia melebihi 200.000 MW. Selain itu, pemanfaatan teknologi yang ada saat ini baru mencapai 150 MW, atau 0,08% dari potensinya. Melihat potensi yang sangat besar, Indonesia harus menjadi satu-satunya negara yang mampu memanfaatkan lebih banyak energi matahari dan berkembang di skala global (*Kementerian ESDM, 2021*). Matahari di Indonesia kini dapat menyinari Indonesia hingga 2.000 jam per tahun berkat kemajuan teknologi di daerah khatulistiwa.

Energi surya adalah salah satu sumber energi terbaru yang berpotensi besar di Indonesia dan cukup menjanjikan untuk membawa solusi energi global. Wilayah Indonesia sebagian besar mendapatkan radiasi matahari yang cukup stabil dan intensifikasi dengan nilai radiasi harian rata-rata sekitar 4 kWh/m² membuat Indonesia tergolong kaya sumber energi matahari (*Bachtiar, 2006*). Ada beberapa faktor yang harus diperhatikan sebelum membangun Pembangkit Listrik tenaga Surya (PLTS), antara lain tingkat iradiasi cahaya matahari yang diperoleh, serta pengaruh perubahan iklim, dimana setiap kenaikan temperatur sel surya 1 derajat celsius (dari 25 derajat) akan berakibat pada penurunan 0,5% dari total tenaga yang diperoleh, atau membutuhkan dua kali percobaan untuk mencapai temperatur.

BAB II : DESKRIPSI SITUASI AWAL

Gedung Administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang (PNUP) adalah salah satu gedung di kampus PNUP yang digunakan untuk kegiatan administrasi dan layanan untuk mahasiswa. Saat ini, kebutuhan energi listrik di gedung tersebut dipenuhi oleh pasokan listrik dari jaringan listrik PLN. Namun, pasokan listrik dari PLN mengalami masalah seperti sering terjadi pemadaman listrik, peningkatan biaya energi listrik, dan kurangnya keandalan pasokan listrik pada saat-saat tertentu. Selain itu, gedung tersebut berpotensi untuk memanfaatkan energi matahari sebagai sumber energi alternatif untuk memenuhi kebutuhan listriknya.

Oleh karena itu, perlu dilakukan perencanaan Pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) hybrid dapat meningkatkan efisiensi penggunaan energi di gedung administrasi Politeknik Negeri Ujung Pandang. Ini akan membantu mengurangi biaya operasional yang lebih rendah dan memungkinkan Politeknik Negeri Ujung Pandang mengalokasikan anggaran untuk keperluan lain.

Dalam rangka merencanakan PLTS hybrid di Gedung Administrasi PNUP biasanya memerlukan investasi awal yang cukup besar. Hal ini dapat menjadi kendala utama yang perlu diatasi dalam perencanaan proyek ini maka perlu dilakukan studi kelayakan teknis, dan ekonomis. Studi ini akan memastikan bahwa sistem PLTS yang diusulkan sesuai dengan kebutuhan PNUP dan dapat memberikan manfaat maksimal dalam jangka panjang.

BAB III : METODOLOGI

3.1 Observasi

Observasi yang peneliti lakukan bertujuan untuk memastikan bahwa rancangan sistem yang diusulkan sesuai dengan batasan realistis yang ditentukan serta telah mengakomodasi kebutuhan energi yang telah disesuaikan dengan keinginan pengguna. Untuk mencapai hal tersebut, tahapan observasi ini diawali dengan mengumpulkan informasi-informasi dasar tentang kebutuhan sistem yang akan di implementasikan. Terdapat beberapa hal utama sebagai output dari proses observasi ini yaitu memperoleh sumber informasi yang solutif, data primer dan data sekunder yang dibutuhkan dalam penelitian ini serta spesifikasi komponen dari sistem yang akan dirancang dan disesuaikan dengan kebutuhan pengguna. Tabel 3.1 merupakan kumpulan beberapa sumber informasi yang akan memberikan informasi solutif dalam menyelesaikan permasalahan dalam penelitian ini.

Tabel 3.1 *Tinjauan Pustaka*

| Penulis | Usulan Solusi | Evaluasi |
|-------------------------------------|--|---|
| Bachtiar, M. (2006). | Prosedur Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Untuk Perumahan (Solar Home System). | Hasil simulasi dari perencanaan menghasilkan 45.646 kWh/tahun yang mensuplai energi listrik sebesar 52,9% dari energi listrik yang digunakan dalam setahunnya dengan investasi awal Rp. 628.071.600 |
| Dzulfikar Dafi, Wisnu Broto. (2016) | Optimalisasi Pemanfaatan Energi Listrik Tenaga Surya Skala Rumah Tangga | Hasil simulasi dari perencanaan menghasilkan 7730 Wh yang mensuplai 50% dari beban harian pada siang hari, dengan nilai investasi Rp. 35.074.000, nilai NPV mendapatkan hasil positif, Probability Index bernilai lebih dari satu, dan DPP sebelum 25 tahun |

| | | |
|--|--|--|
| Winardi,dkk (2022) | Merancang sistem PLTS <i>Hybrid</i> dengan PLN dengan 9 modul surya kapasitas 120 Wp, 4 baterai 12V kapasitas 100Ah, 1 inverter 300 Watt, dan 1 SCC 60A. | Hasil perancangan diperoleh daya yang dapat dibangkitkan sekitar 5.446Wh/hari dengan tingkat radiasi matahari rata-rata 5,6 kWh/m ² /hari dan untuk baterai diperkirakan akan terisi penuh pada pukul 13.00. |
| Ramadhan Anwar Ilmu, Ery, D. Sony Hari Mukti. (2016) | Analisis Desain Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Kapasitas 50 WP | Hasil analisa diperoleh bahwa untuk PLTS <i>Hybrid</i> , menghasilkan 390.630 kWh/tahun. yang menggunakan PLTS <i>Hybrid</i> sebesar Rp.2.555.496.645. Untuk CoE sebesar Rp. 304,709. Untuk NPV bernilai positif yaitu sebesar Rp.1.037.919.493 dan untuk <i>PaybackPeriod</i> adalah selama 5 tahun 10 bulan. |
| Siregar Ramadhan Halid, Sara Ira Devi, Julisman Andi. (2017) | Prototipe Pemanfaatan Panel Surya Sebagai Sumber Energi Pada Sistem Otomasi Atap Stadion Bola | Hasil analisa diperoleh bahwa penghematan daya setelah menggunakan sistem ATS dalam cuaca cerah kondisi selama 8 jam penyinaran dengan intensitas matahari rata-rata sebesar 318.551 lux memperoleh nilai ketelitian dan presisi dalam penghematan daya sebesar 96,13% dan 95%. |

Beban harian di Gedung AD PNUP adalah beban konsumsi kebutuhan energi listrik khusus penerangan yang terdiri dari beban Lampu, Komputer dan AC. Penggunaan beban energi dalam penelitian ini didasarkan pada estimasi kebutuhan energi penerangan selama 8 jam, dengan tujuan agar pemakaian beban penerangan di Gedung AD PNUP dapat terpenuhi sepanjang hari. Estimasi pemakaian beban penerangan di Gedung AD PNUP dapat dilihat pada tabel 3.3 dibawah ini:

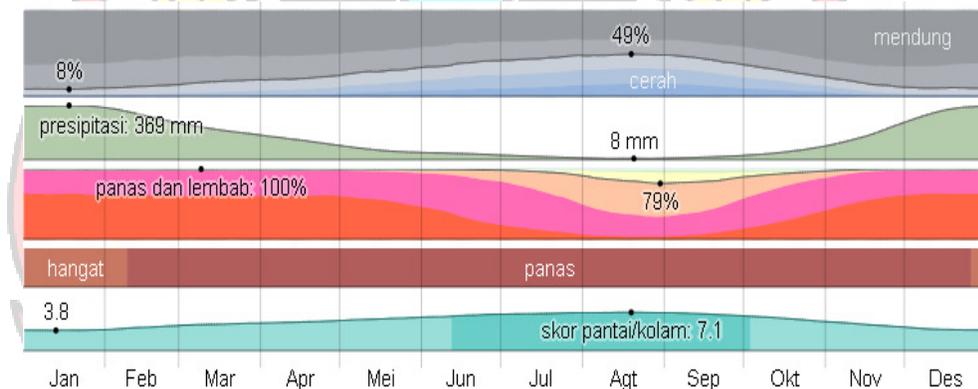
Tabel 3.2 *Estimasi Kebutuhan Daya Listrik Penerangan Selama 8 Jam*

| No | Nama Ruangan | Jenis Beban | Jumlah | Daya | Total | Waktu | Konsumsi |
|-------------------|-----------------------------|-------------|--------|------|------------------|---------------|---------------------|
| | | | | (W) | Daya (W) | Pemakaian (h) | Energi Listrik (Wh) |
| 1 | Lab.Sistem Informasi AD-308 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| 2 | Kelas TKJ AD-209 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 3 | Lab virtual AD-305 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 4 | Kelas AD-307 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 5 | Ruang kls Lab bahasa AD-306 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 6 | KA UPT bahasa AD-304 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 7 | Lab bahasa AD-303 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 8 | Lab komputer 2 AD-302 | Lampu Neon | 10 | 18 | 180 | 8 | 1440 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| | | Komputer | 10 | 250 | 2500 | 4 | 10000 |
| 9 | Gudang AD-310 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 10 | Pengadaan AD-309 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 11 | WC/KM AD-311 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 12 | Ruang kantor AD-314 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 13 | Teras | Lampu Led | 8 | 8 | 64 | 24 | 1536 |
| | | Lampu Neon | 8 | 18 | 144 | 24 | 3456 |
| 14 | WC/KM AD-319 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 15 | Gudang AD-316 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 16 | Gudang AD-321 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| Total Daya | | | | | 10116 | | 55056 |
| | | | | | 10,436 kW | | 56,656 kW |

3.2 Iklim

Iklim di Kota Makassar, musim hujan biasanya mendung, musim kering biasanya sebagian berawan, dan umumnya panas dan menyengat sepanjang tahun. Sepanjang tahun, suhu biasanya bervariasi dari 22°C hingga 33°C dan jarang di bawah 20°C atau di atas 34°C.

Berdasarkan skor pantai/kolam, waktu terbaik dalam setahun untuk mengunjungi Kota Makassar untuk kegiatan musim panas adalah dari pertengahan Juni hingga awal Oktober.



Gambar 3.1 *Cuaca Bulanan Kota Makassar.*

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

3.7 Analisis Radiasi Matahari

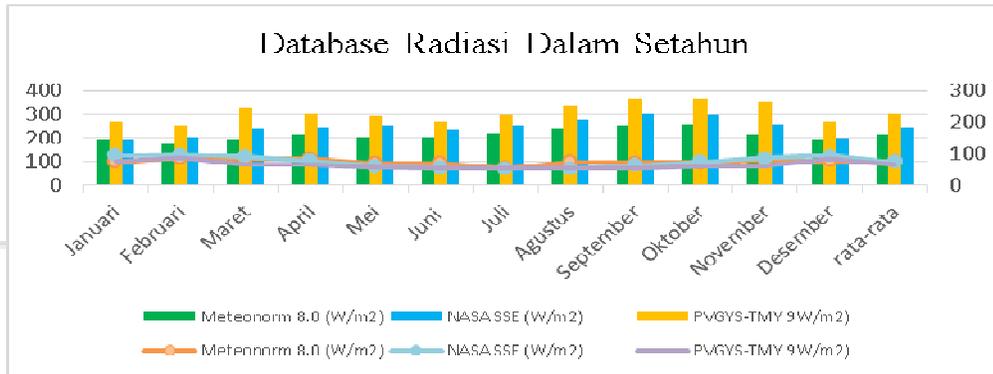
Radiasi yang ada di lokasi berdasarkan data tiga satelit yakni Meteonorm 8.0, NASA SSE, dan PVGIS-TMY yang dipusatkan pada titik yang digunakan pada perencanaan Gedung AD PNUP. Secara geografis terletak pada:

Garis Lintang (Latitude) : -5.129211°S

Garis Bujur (Longitude) : 119.481763°E

Tabel 3.3 Radiasi rata-rata setiap bulan dari tiga satelit

| Bulan | Meteonorm 8.0 (W/m ²) | | NASA SSE (W/m ²) | | PVGYS-TMY (W/m ²) | |
|------------------|--------------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------|-------------------------------|----------------|
| | Global Hor | Diffuse Hor | Global Hor | Diffuse Hor | Global Hor | Diffuse Hor |
| Januari | 190 | 97 | 190 | 94 | 202 | 75 |
| Februari | 173 | 114 | 202 | 97 | 185 | 86 |
| Maret | 191 | 110 | 240 | 91 | 242 | 65 |
| April | 213 | 112 | 246 | 76 | 230 | 64 |
| Mei | 203 | 92 | 249 | 60 | 217 | 57 |
| Juni | 200 | 93 | 236 | 55 | 201 | 54 |
| Juli | 219 | 74 | 248 | 54 | 224 | 54 |
| Agustus | 241 | 97 | 279 | 54 | 250 | 54 |
| September | 249 | 95 | 301 | 62 | 272 | 56 |
| Oktober | 254 | 95 | 294 | 74 | 272 | 61 |
| November | 213 | 104 | 254 | 85 | 266 | 62 |
| Desember | 190 | 103 | 198 | 92 | 201 | 82 |
| Rata-rata | 212 | 99 | 245 | 74 | 230 | 64 |



Gambar 3.2 Grafik Data Nilai Radiasi Dalam setahun dari Meteororm 8.0, NASA SSE dan PVGYS-TMY

Sumber : <https://id.weatherspark.com/y/133108/Cuaca-Rata-rata-pada-bulan-in-Kota-Makassar-Indonesia-Sepanjang-Tahun#Figures-Temperature>

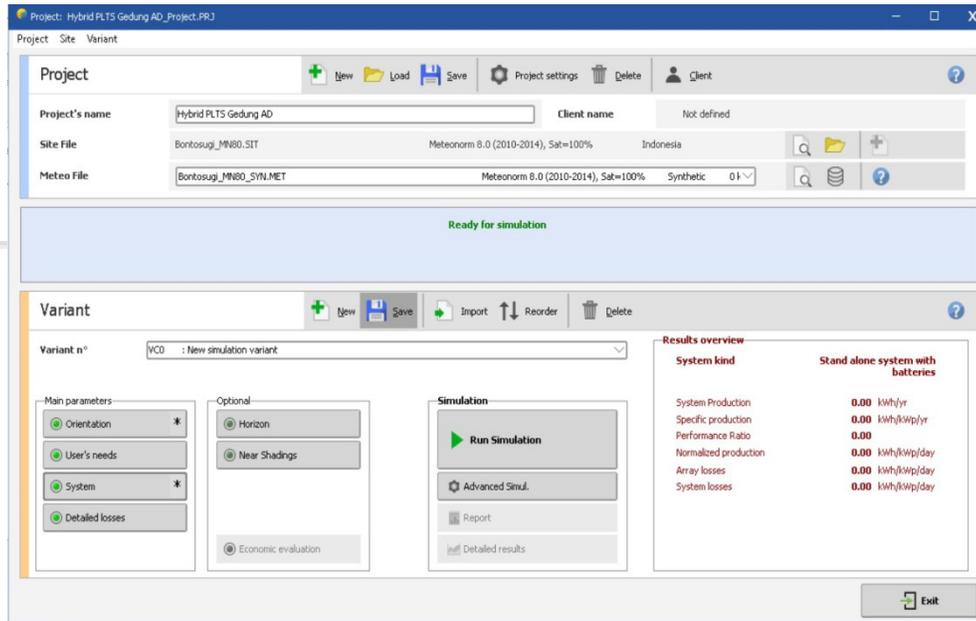
Data radiasi berdasarkan tiga satelit berbeda dimana untuk database meteororm 8.0 rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 212 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan oktober dengan tingkat radiasi 254 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 173 W/m^2 . Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 99 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 114 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan juli dengan tingkat radiasi 74 W/m^2

Data dari NASA SSE rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 245 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan september dengan tingkat radiasi 301 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan januari dengan tingkat radiasi 190 W/m^2 . Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 74 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 97 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan juli dan agustus dengan tingkat radiasi 54 W/m^2

Data dari PVGYS-TMY rata-rata dalam setahun menghasilkan Radiasi Global Horizontal sebesar 230 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan september dan oktober dengan tingkat radiasi 272 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 185 W/m^2 . Sedangkan rata-rata dalam setahun Radiasi Diffuse Horizontal sebesar 64 W/m^2 dengan data radiasi yang tertinggi berada pada bulan februari dengan tingkat radiasi 86 W/m^2 dan radiasi terendah berada pada bulan juni, juli dan agustus dengan tingkat radiasi 54 W/m^2 .

3.8 Desain Sistem Hybrid Dengan Software PVSyst

Dalam desain sistem simulasi pada software PVSyst menggabungkan beberapa komponen utama yaitu panel surya, inverter, dan baterai. Tujuan utama dari desain ini adalah untuk menemukan sebuah sistem yang mampu mengoptimalkan penggunaan energi dan meminimalkan ketergantungan pada sumber daya eksternal. Dengan menggunakan software PVSyst, memungkinkan peneliti untuk memodelkan, memantau, dan mengoptimalkan sistem dengan memperhitungkan faktor-faktor seperti penggunaan energi, kapasitas penyimpanan baterai dan karakteristik sumber daya yang tersedia. Adapun desain sistem dapat dilihat pada Gambar 3.4 dibawah ini :



Gambar 3.3 Desain Pembangkit Hybrid Pada Software PVSyst

3.9

Aspek Penelitian

3.9.1 Aspek Teknis

Perencanaan Pembangkit Hybrid berupa kombinasi antara PLTS dan PLTD yang dapat meningkatkan renewable penetration dan efisiensi energi. Dengan memanfaatkan sumber energi terbarukan dari sinar matahari melalui PLTS, diharapkan dapat mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil. Analisis curah sinar matahari dan pemodelan sistem akan digunakan untuk menentukan ukuran optimasi panel surya dan kapasitas baterai dalam menyimpan energi berlebih dari PLTS.

Perancangan juga akan mempertimbangkan efisiensi penggunaan bahan bakar pada PLTD dengan mengevaluasi beban listrik dan waktu operasi. Diharapkan dengan mengoptimalkan penggunaan bahan bakar, dapat mengurangi gas rumah kaca dan biaya operasional PLTD. Tingkat renewable penetration akan dikalkulasi untuk mengetahui seberapa banyak kontribusi energi terbarukan dalam sistem.

3.9.2 Aspek Ekonomi

Aspek ekonomi dalam perencanaan pembangkit hybrid ini dengan fokus pada biaya investasi, biaya Operasional dan Perawatan, Net Present Cost dan Cost of Energy. Biaya investasi meliputi pembelian, pemasangan peralatan, infrastruktur, dan biaya konstruksi yang akan dinilai secara rinci. Kemudian, analisis NPC akan dilakukan dengan memperhitungkan seluruh arus kas selama masa proyek, termasuk biaya investasi, operasional, perawatan, nilai sisa proyek pada masa akhir proyek, dan pergantian komponen. Untuk biaya O&M juga akan dipertimbangkan untuk memperoleh anggaran tahunan yang diperlukan untuk mengoperasikan dan merawat seluruh sistem pembangkit, termasuk biaya bahan bakar dan gaji teknisi. Terakhir, COE akan dihitung untuk mengevaluasi efisiensi biaya energi dari sistem pembangkit hybrid. Dengan membandingkan COE dengan tarif listrik dari sumber energi lain, dapat dinilai apakah proyek ini memiliki potensi untuk menghasilkan listrik dengan biaya lebih rendah dan bersaing di pasar energi.

3.9.3 Aspek Kelayakan

Dalam perencanaan pembangkit hybrid ini, dilakukan analisis kelayakan finansial dengan mempertimbangkan beberapa metode evaluasi, yaitu Net Present Value (NPV), Payback Period, Internal Rate of Return (IRR), dan Profitability Index (PI). Dalam perhitungan NPV, semua arus kas terkait proyek dipertimbangkan, termasuk biaya investasi, biaya operasional dan perawatan, pendapatan dari penjualan listrik, dan nilai sisa proyek pada akhir masa proyek. IRR digunakan untuk menilai tingkat pengembalian yang diharapkan dari investasi proyek, sementara Payback Period memberikan indikasi berapa lama waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal.

Selain itu, Profitability Index (PI) digunakan untuk membandingkan nilai sekarang dari arus kas proyek dengan nilai investasi awal.

Dengan melakukan analisis kelayakan finansial ini, diharapkan dapat dievaluasi apakah proyek pembangkit hybrid ini memiliki potensi untuk memberikan keuntungan finansial yang memadai dan apakah layak untuk dijalankan dalam jangka waktu yang telah ditetapkan. Hasil analisis ini akan memberikan informasi penting dalam pengambilan keputusan tentang pengembangan sistem pembangkit listrik yang efisien, berkelanjutan, dan berpotensi untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil. Dengan mempertimbangkan aspek finansial secara komprehensif, proyek ini diharapkan dapat memberikan manfaat finansial yang optimal serta mendukung upaya untuk menghadirkan solusi energi yang ramah lingkungan dan berkelanjutan.

3.9.4 Manajemen Risiko

Dalam perencanaan PLTS Hybrid ini, perlu dilakukan manajemen risiko dengan langkah-langkah yang tepat. Pertama adalah identifikasi secara komprehensif terkait risiko yang mungkin timbul selama siklus hidup proyek, termasuk risiko teknis, lingkungan, operasional, keuangan, dan peraturan. Selanjutnya menganalisa risiko yang telah teridentifikasi untuk menilai dampak dan probabilitas terjadinya agar dapat menentukan tingkat risiko serta membantu memprioritaskan risiko yang harus ditangani terlebih dahulu. Kemudian mengevaluasi risiko dengan mempertimbangkan faktor-faktor seperti tingkat risiko, sumber daya, dan potensial dampak untuk membantu menentukan tindakan yang harus diambil demi mengelola risiko tersebut. Terakhir pengendalian risiko, dimana langkah ini meliputi langkah untuk menghindari risiko, mengurangi

risiko, mentrasfer risiko melalui asuransi atau perjanjian kontrak, dan menerima risiko dengan pemahaman serta persiapan yang memadai. Strategi ini bertujuan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya risiko atau mengurangi dampaknya jika risiko terjadi.

3.10 Target Perencanaan

Berdasarkan informasi yang telah diperoleh melalui tahap observasi dan beberapa aspek yang perlu diperhatikan, maka peneliti menentukan mekanisme sistem perencanaan sistem yang akan dikembangkan sebagai solusi dari permasalahan yang akan diselesaikan yaitu merencanakan PLTS Hybrid dengan kontribusi sumber pembangkit energi terbarukan lebih besar sehingga nantinya memperoleh biaya yang lebih rendah dan memberikan keuntungan dalam implementasi perancangan ini. Berikut adalah mekanisme sistem lengkapnya :

Sistem yang dirancang menggunakan gabungan dari beberapa komponen utama dan pendukung didalam perencanaan ini dengan tujuan untuk menekan biaya investasi awal yaitu panel surya 550 Wp sebanyak 48 buah, baterai 2V 600Ah sebanyak 36 buah, Inverter 40V 240Ah sebanyak 4 buah, dan penambahan sistem Automatic Transfer Switch (ATS).

Sistem kelistrikan yang dihasilkan menggunakan sistem distribusi 3 Phase (380V). Sistem kelistrikan yang dapat beroperasi selama 8 jam. Sumber pembangkit energi terbarukan dapat berkontribusi lebih besar dibandingkan sumber dari PLN.

Menghasilkan rancangan manajemen risiko guna menekan risiko yang bisa saja terjadi yang dapat merusak atau menghambat sistem yang akan dan telah di implementasikan.

BAB IV : HASIL DAN DISKUSI

4.1 Aspek Teknis

4.1.1 Beban Energi Listrik

Beban harian di Gedung AD PNUP adalah beban konsumsi kebutuhan energi listrik khusus penerangan yang terdiri dari beban Lampu, Komputer dan AC. Penggunaan beban energi dalam penelitian ini didasarkan pada estimasi kebutuhan energi penerangan maksimal selama 8 jam, dengan tujuan agar pemakaian beban penerangan di Gedung tersebut dapat terpenuhi sepanjang hari. Estimasi pemakaian beban penerangan di Gedung AD PNUP dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Data Beban pemakaian komsumsi perhari Pada Gedung AD PNUP Lantai 3*

| No | Nama Ruangan | Jenis Beban | Jumlah | Daya (W) | Total | Waktu | Konsumsi |
|-------------------|-----------------------------|-------------|--------|-------------|------------------|------------------|------------------------|
| | | | | | Daya (W) | Pemakaian (h) | Energi Listrik (Wh) |
| 1 | Lab.Sistem Informasi AD-308 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| 2 | Kelas TKJ AD-209 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 3 | Lab virtual AD-305 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 4 | Kelas AD-307 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 5 | Ruang kls Lab bahasa AD-306 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 6 | KA UPT bahasa AD-304 | Lampu Neon | 4 | 18 | 72 | 8 | 576 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 7 | Lab bahasa AD-303 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 8 | Lab komputer 2 AD-302 | Lampu Neon | 10 | 18 | 180 | 8 | 1440 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| | | Komputer | 10 | 250 | 2500 | 4 | 10000 |
| 9 | Gudang AD-310 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 10 | Pengadaan AD-309 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 11 | WC/KM AD-311 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 12 | Ruang kantor AD-314 | Lampu Neon | 6 | 18 | 108 | 8 | 864 |
| | | AC | 1 | 800 | 800 | 5 | 4000 |
| 13 | Teras | Lampu Led | 8 | 8 | 64 | 24 | 1536 |
| | | Lampu Neon | 8 | 18 | 144 | 24 | 3456 |
| 14 | WC/KM AD-319 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 15 | Gudang AD-316 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| 16 | Gudang AD-321 | Lampu Neon | 1 | 18 | 18 | 8 | 144 |
| Total Daya | | | | | 10116 | | 55056 |
| | | | | | 10,436 kW | | 56,656 kW |

4.2 Perhitungan Kapasitas Komponen PLTS

4.2.1 Menghitung Beban Harian Komsumsi Energi

Berdasarkan data beban harian khusus pemakaian Gedung AD PNUP didapatkan sebesar 55056 Wh, sehingga kapasitas yang akan dibangkitkan sebesar:

$$\begin{aligned} ET &= 100\% \times \text{Total konsumsi energi} \\ &= 100\% \times 55056 \text{ Wh} \\ &= 55,056 \text{ kWh} \end{aligned}$$

4.2.2 Menghitung Jumlah dan Konfigurasi Panel Surya

Berdasarkan total konsumsi energi listrik harian pada rumah tinggal yang akan dibangkitkan sebesar 55,056 kWh dan Equivalent Sun Hours (ESH) di Indonesia yaitu 4,5-5 jam per hari, maka kebutuhan daya yang akan dibangkitkan PLTS, diperhitungkan dengan persamaan sebagai berikut:

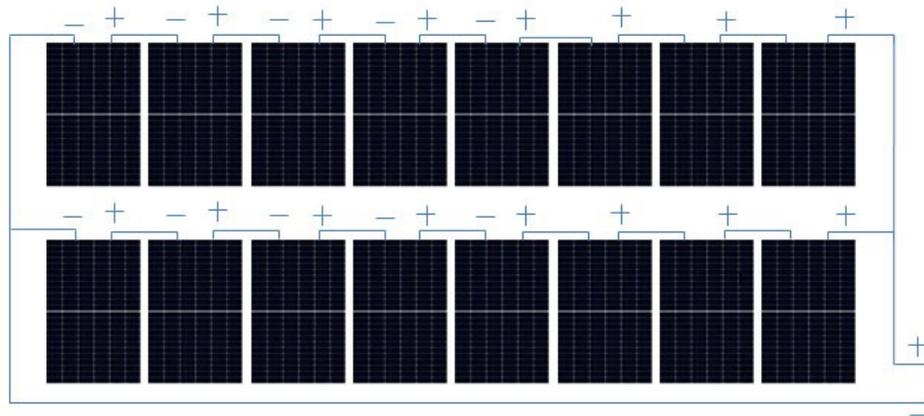
$$\begin{aligned} \text{Kebutuhan Daya PLTS} &= \frac{\text{Jumlah Kebutuhan Energi (Wh)}}{\text{Equivalent Sun Hours (h)}} \\ &= \frac{55056 \text{ Wh}}{5 \text{ h}} \\ &= 11,011 \text{ W} \sim 11,011 \text{ kW} \end{aligned}$$

Berdasarkan besar kebutuhan daya yang akan dibangkitkan dan kapasitas modul panel surya yang akan digunakan yaitu sebesar 350 Wp. Maka jumlah panel surya yang diperlukan, diperhitungkan dengan persamaan (2-3) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Jumlah Panel Surya} &= \frac{\text{Kebutuhan Daya (kW)}}{\text{Kapasitas Modul Surya (Wp)}} \\ &= \frac{11,011 \text{ Wh}}{350 \text{ h}} \\ &= 31,4 \sim 32 \text{ Panel Surya} \end{aligned}$$

4.3 Penyusunan *Array* Panel Surya

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga surya, penting untuk merancang susunan *array* modul panel surya dengan mempertimbangkan tegangan kerja yang diinginkan serta batasan luas atap pada Gedung AD PNUP. *Array* pada PLTS merupakan susunan atau kumpulan dari beberapa panel surya yang terhubung secara seri atau paralel. Penyusunan *array* pada PLTS dapat meningkatkan tegangan dan daya total yang dihasilkan sehingga memungkinkan penggunaan kabel dengan ukuran yang lebih kecil serta beban listrik dapat didistribusikan secara seimbang di seluruh *array*. Berikut adalah susunan seri dan paralel modul surya dalam setiap *array* yang akan mendapatkan tegangan, arus dan daya.



Gambar 4.1 *Array Panel Surya*

Berdasarkan perencanaan penyusunan *array* PLTS pada Gedung Gedung AD PNUP terdapat total 32 unit PV memiliki 2 kelompok *Array* masing-masing 16 unit disusun secara seri dan 2 disusun paralel. Pada spesifikasi panel surya terdapat nilai $V_{mp} = 33,6$ V dan $I_{mp} = 10,42$ A yang nantinya akan menghasilkan V_{mpp} , I_{mpp} dan P_{mpp} pada setiap *array* dengan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}
 V_{mp} \text{ Array} &= V_{mp} \times 32 \text{ unit} \\
 &= 33,6V \times 32 \text{ Unit} \\
 &= 1.075 V
 \end{aligned}$$

$$I_{mp} \text{ Array} = I_{mp} \times 2 \text{ String}$$

$$= 10,42A \times 2 \text{ String}$$

$$= 20,84 A$$

$$P_{mpp} = 1.075 \times 20,84$$

$$= 22.403 \text{ Watt} \sim 22,403 \text{ kW}$$

Berdasarkan hasil perhitungan *array* yang terpasang pada Gedung AD PNUP, terdapat *array* memiliki V_{mpp} sebesar 1.075 Volt dan I_{mpp} sebesar 20,84 Ampere dan daya tiap *array* 22.403 W maka daya yang dihasilkan 2 *array* $22.403 \text{ W} \times 2 = 44.806 \text{ W} \sim 44,806 \text{ kW}$.

4.3.1 Kapasitas Inverter

Setelah menghitung jumlah *array* dan daya masing masing tiap *array* yang dapat dibangkitkan, langkah selanjutnya adalah menghitung dan menentukan kapasitas inverter dengan menggunakan *safety factor* sebesar 1,25 dengan menggunakan Persamaan (2.5):

$$\text{Kapasitas Inverter} = P_{mpp} \times \text{Safety factor}$$

$$= 22.403 \times 1,25$$

$$= 28,004 \text{ W} \sim 28 \text{ kW}$$

4.3.2 Energi Yang Dihasilkan PLTS

Hasil keluaran maksimum dari panel surya dapat ditentukan berdasarkan rating kapasitas panel surya yang terpasang. Pada PLTS hybrid yang direncanakan di rooftop gedung AD PNUP, energi input dari panel surya yang terpasang dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.9)

$$\begin{aligned} A \text{ kWh} &= \text{Jumlah Panel} \times \text{Kapasitas Panel} \times \text{ESH} \\ &= 32 \times 350 \times 5 \times 365 \\ &= 20.440 \text{ kWh/Tahun} \end{aligned}$$

4.4 Aspek Ekonomi

Berdasarkan aspek ekonomi yang telah dianalisis diperoleh hasil akhir berupa rincian biaya investasi, dan beberapa parameter keekonomian seperti NPC, biaya O&M dan COE. Adapun hasilnya dapat dilihat pada Tabel 4.2 dan 4.3 dibawah ini :

4.4.1 Menghitung Biaya Investasi PLTS

Biaya investasi awal untuk PLTS yang akan didesain di rumah tinggal klien mencakup biaya-biaya seperti: biaya komponen PLTS, biaya komponen pendukung PLTS, biaya pengiriman serta biaya instalasi PLTS. Biaya untuk komponen PLTS ini terdiri dari biaya untuk pembelian panel surya, inverter, dan baterai.

Berdasarkan hasil perhitungan numerik diatas dan harga komponen yang diperoleh dari situs online maka biaya investasi PLTS pada rumah tinggal dapat dilihat pada Tabel 4.5

Tabel 4.5 Asumsi Rincian Biaya dan Investasi

| No. | Komponen | Jumlah | Harga Satuan | Total Harga |
|---------------------------|---------------------------------|----------|--------------|-----------------------|
| Komponen Utama | | | | |
| 1. | Panel Surya 350Wp | 32 Unit | Rp 3.118.000 | Rp 99.776.000 |
| 2. | Inverter 5kW | 2 Unit | Rp 500.000 | Rp 1.000.000 |
| Jumlah | | | | Rp 100.776.000 |
| Komponen Pendukung | | | | |
| 3. | Mur | 18 Unit | Rp 22.500 | Rp 405.000 |
| 4. | Siku L | 1 Pasang | Rp 40.000 | Rp 40.000 |
| 5. | Penjepit Baterai | 2 Pasang | Rp 1.300 | Rp 2.600 |
| 6. | Terminal Box | 1 Unit | Rp 200.000 | Rp 200.000 |
| 7. | Konektor Tenaga Surya | 8 Pasang | Rp 26.860 | Rp 214.880 |
| 8. | MCB DC 20 A | 1 Unit | Rp 43.000 | Rp 43.000 |
| 11. | MCB DC 40A | 1 Unit | Rp 43.000 | Rp 43.000 |
| 12. | Kabel NY 2 x 1.5mm ² | 5 Meter | Rp 11.500 | Rp 57.500 |
| 13. | Kabel NY 2 x 4 mm ² | 36 Meter | Rp 27.000 | Rp 972.000 |
| 14. | Kabel NY 2 x 16 mm ² | 9 Meter | Rp 78.800 | Rp 709.200 |
| 15. | SPD DC 500V | 1 Unit | Rp 220.000 | Rp 220.000 |
| 16. | Mounting Bracket PV | 18 Meter | Rp 78.000 | Rp 1.404.000 |
| 17. | End Clamp Kit Mounting PV | 4 Unit | Rp 12.000 | Rp 48.000 |
| 18. | Middle Clamp Kit Mounting PV | 14 Unit | Rp 12.000 | Rp 168.000 |
| Jumlah | | | | Rp 4.527.180 |

Instalasi

| | | | | |
|--|--------------|---|--------------|-----------------------|
| 19. | Transportasi | 1 | Rp 300.000 | Rp 300.000 |
| 20. | Pemasangan | 2 | Rp 1.000.000 | Rp 2.000.000 |
| Jumlah | | | | Rp 2.300.000 |
| Biaya Tak Terduga | | | | Rp 3.000.000 |
| Sub Total | | | | Rp 110.603.180 |
| PPH 11% | | | | Rp 12.166.349 |
| Total Biaya Invertasi Awal PLTS | | | | Rp 122.769.530 |

4.10.2 Menghitung Biaya Pemeliharaan dan Operasional

Biaya pemeliharaan dan operasional per tahun untuk PLTS umumnya diperhitungkan sebesar 1-2% dari total biaya investasi awal. Berdasarkan acuan tersebut maka pada penelitian ini, besar persentase untuk biaya pemeliharaan dan operasional per tahun PLTS yang mencakup biaya untuk pekerjaan pembersihan panel surya, biaya pemeliharaan dan pemeriksaan peralatan dan instalasi akan ditetapkan sebesar 1% dari total biaya investasi awal. Penentuan persentase 1% didasarkan bahwa negara Indonesia hanya mengalami dua musim, yaitu musim penghujan dan musim kemarau sehingga biaya pembersihan dan pemeliharaan panel suryanya tidak sebesar pada negara yang mengalami empat musim dalam satu tahun.

Berdasarkan Tabel 4.3 biaya investasi awal, maka besar biaya pemeliharaan dan operasional (M) atau arus kas keluar per tahun untuk PLTS yang akan diimplementasikan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2-8) sebagai berikut:

$$\begin{aligned} M &= 1\% \times \text{Biaya Investasi Awal} \\ &= 1\% \times \text{Rp } 122.769.530 \\ &= \text{Rp } 1.227.695 \text{ per tahun} \end{aligned}$$

4.10.3 Menghitung Biaya Siklus Hidup (LCC)

Biaya siklus hidup (LCC) untuk PLTS yang akan didesain pada rumah tinggal, ditentukan oleh nilai sekarang dari biaya total sistem PLTS yang terdiri dari biaya investasi awal (C), biaya jangka panjang untuk pemeliharaan dan operasional (M_{PW}) dan (R_{PW}) biaya nilai sekarang untuk biaya penggantian selama umur proyek.

PLTS yang akan didesain pada perencanaan ini, diasumsikan beroperasi selama 20 tahun. Penetapan umur proyek ini mengacu kepada *life time* PLTS yang berada pada perencanaan di *PVSyst*.

Besarnya tingkat diskonto (i) yang dipergunakan untuk menghitung nilai sekarang pada perencanaan ini adalah sebesar 9,27%. Penentuan tingkat diskonto ini mengacu kepada tingkat suku bunga kredit bank bulan april tahun 2023. Adapun tabel tingkat suku bunga dapat dilihat pada Lampiran 10.

Besar nilai sekarang (*present value*) untuk biaya pemeliharaan dan operasional (M_{PW}) PLTS selama umur proyek 20 tahun dengan tingkat diskonto 9,27%, dihitung dengan menggunakan persamaan (2-9) berikut :

$$\begin{aligned}M_{pw} &= M \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \\ &= \text{Rp } 1.227.695 \left[\frac{(1+9,27)^{20} - 1}{9,27 (1+9,27)^{20}} \right] \\ &= \text{Rp } 9.716.559,-\end{aligned}$$

Besar nilai sekarang (*present value*) untuk biaya penggantian selama umur proyek (R_{PW}), dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Biaya Pergantian Komponen Selama Umur Proyek (Rpw)

| Komponen | Umur Komponen (Tahun) | Pergantian | Total Harga |
|----------|--------------------------|------------|--------------|
| Inverter | 10 | 2 | Rp 1.000.000 |

Berdasarkan biaya investasi awal (C), perhitungan M_{PW} dan biaya penggantian baterai dan inverter, maka biaya siklus hidup (LCC) untuk PLTS yang akan didesain selama umur proyek 20 tahun dihitung dengan menggunakan persamaan (2-7) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 LCC &= C + M_{PW} + R_{PW} \\
 &= Rp\ 122.769.530 + Rp\ 9.716.559 + Rp\ 1.000.000 \\
 &= Rp\ 133.486.089
 \end{aligned}$$

4.10.4 Menghitung Biaya Energi PLTS

Perhitungan biaya energi (*cost of energy*) suatu PLTS ditentukan oleh biaya siklus hidup (LCC), faktor pemulihan modal (CRF) dan kWh produksi tahunan PLTS yang didesain di rumah tinggal.

Faktor pemulihan modal untuk mengkonversikan semua arus kas biaya siklus hidup (LCC) menjadi serangkaian biaya tahunan, diperhitungkan dengan menggunakan persamaan (2-12) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 CRF &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\
 &= \frac{9,2\%(1+9,2\%)^{20}}{(1+9,27\%)^{20} - 1}
 \end{aligned}$$

$$= 0,11$$

Berdasarkan hasil perhitungan LCC yaitu Rp Rp 133.486.089 CRF yaitu 0,11 dan produksi energi listrik tahunan yaitu 20.440 kWh/year maka besar biaya energi (COE) untuk PLTS yang didesain

pada rumah tinggal dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut

A kWh = 20.440 kWh/tahun

$$\begin{aligned} \text{COE} &= \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} \\ &= \frac{133.486.089 \times 0,11}{20.440 \text{ kWh}} \\ &= \text{Rp } 718 \text{ per kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Arus Kas Masuk} &= \text{Total Konsumsi Energi} \times \text{Harga Jual Listrik} \\ &= \text{Rp. } 20.440 \text{ /kWh} \times \text{Rp. } 718/\text{kWh} \\ &= \text{Rp. } 14.683.469/\text{tahun} \end{aligned}$$

4.11 Analisis Kelayakan Investasi PLTS

Kelayakan investasi PLTS yang akan didesain pada rumah tinggal ditentukan berdasarkan hasil perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index* (PI) dan *Discounted Payback Period* (DPP).

Perhitungan NPV, PI dan DPP ditentukan oleh besar arus kas bersih (*Net Cash Flow*), faktor diskonto (*discount factor*) dan nilai sekarang arus kas bersih (*Present Value Net Cash Flow*). Arus kas bersih (NCF) dihasilkan dengan mengurangi arus kas masuk dengan arus kas keluar. Sedangkan untuk nilai sekarang arus kas bersih (PVNCF) dihasilkan dengan mengalikan arus kas bersih dengan tingkat diskonto. Tabel 4.5 menunjukkan hasil perhitungan arus kas bersih, faktor diskonto dengan tingkat diskonto (i) sebesar 9,27% dan nilai sekarang arus kas bersih.

Arus kas masuk tahunan PLTS yang akan didesain dengan mengalikan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS dengan biaya energi. Dengan kWh produksi energi listrik tahunan PLTS sebesar 20.440 kWh. Untuk arus kas

keluar tahunan PLTS ditentukan berdasarkan biaya pemeliharaan dan operasional tahunan PLTS.

Untuk tahun pertama dengan biaya energi (COE) sebesar Rp 718/kWh maka besar arus kas masuk tahunan adalah sebesar Rp 14.683.469 Untuk arus kas keluar tahunan PLTS adalah sebesar Rp 1.227.695.

Untuk tahun ke-2 hingga tahun ke-20, arus kas masuk dan arus kas keluartahunan PLTS diasumsikan mengalami kenaikan 10% per tahun.

Tabel 4.7 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 9,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-----------|----------------|----------------------|---------------------|----------------------|--------------|----------------------|-----------------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,915 | Rp 10.931.377 | Rp 10.931.377 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,838 | Rp 11.003.639 | Rp 21.935.016 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,767 | Rp 11.077.873 | Rp 33.012.889 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,701 | Rp 11.150.714 | Rp 44.163.603 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,642 | Rp 11.225.274 | Rp 55.388.877 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,588 | Rp 11.301.345 | Rp 66.690.222 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,538 | Rp 11.375.598 | Rp 78.065.820 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,492 | Rp 11.451.773 | Rp 89.517.593 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,450 | Rp 11.529.282 | Rp 101.046.876 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,412 | Rp 11.606.349 | Rp 112.653.225 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,377 | Rp 11.682.673 | Rp 124.335.898 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,345 | Rp 11.760.434 | Rp 136.096.332 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,316 | Rp 11.841.881 | Rp 147.938.213 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,289 | Rp 11.920.977 | Rp 159.859.190 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,265 | Rp 11.997.261 | Rp 171.856.451 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,242 | Rp 12.079.360 | Rp 183.935.811 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,222 | Rp 12.162.184 | Rp 196.097.995 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,203 | Rp 12.243.412 | Rp 208.341.407 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,186 | Rp 12.325.517 | Rp 220.666.924 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,170 | Rp 12.403.880 | Rp 233.070.804 |

Berdasarkan hasil perhitungan arus kas bersih (NCF), faktor diskonto dan nilai sekarang arus kas bersih (PVNCF), maka NPV, PI dan DPP untuk PLTS yang akan diimplementasikan dapat diperhitungkan.

4.11.1 Net Present Value (NPV)

Pada tabel 4.7 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih yang merupakan hasil perkalian antara arus kas bersih dengan faktor diskonto. NPV dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II \\ &= \text{Rp } 233.070.804 - \text{Rp } 122.769.530 \\ &= \text{Rp } 110.301.274 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan NPV yang bernilai positif Rp 110.301.274 (>0), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan diimplementasikan di Gedung Rooftop AD PNUP layak untuk dilaksanakan.

4.11.2 Profitability Index (PI)

Tabel 4.7 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih sebesar sebesar Rp. 233.070.804 Sehingga dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 122.769.530, maka besar nilai PI dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} PI &= \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t(1+i)^{-t}}{IA}}{IA} \\ &= \frac{233.070.804}{122.769.530} \end{aligned}$$

$$= 1,89844177$$

Hasil perhitungan PI yang bernilai 1,9 (> 1), menunjukkan bahwa investasi PLTS yang akan diimplementasikan Gedung Rooftop AD PNUP layak untuk dilaksanakan.

4.11.3 Discounted Payback Period (DPP)

DPP diperoleh dengan menghitung berapa tahun nilai sekarang arus kas bersih kumulatif akan sama dengan nilai investasi awal.

Pada Tabel 4.7 menunjukkan tahun ke-10, nilai arus kas bersih lebih dari nilai investasi awal dengan kelebihan yaitu Rp112.653.225

4.11.4 Internal Rate Return (IRR)

Untuk menentukan nilai IRR digunakan metode interpolasi antara suku bunga untuk menghasilkan nilai NPV positif. Pada perencanaan ini menggunakan suku bunga yaitu sebesar 9,27%. Untuk menghitung IRR digunakan tingkat suku bunga yang lebih rendah dan tingkat suku bunga yang lebih tinggi dari tingkat suku bunga yang telah ada, dimana suku bunga rendah yang digunakan adalah 8,27% dan suku bunga tinggi adalah 10,27%

Tabel 4.8 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 8,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------|----------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,924 | Rp 11.036.486 | Rp 11.036.486 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,853 | Rp 11.207.289 | Rp 22.243.775 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,788 | Rp 11.388.603 | Rp 33.632.377 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,728 | Rp 11.573.595 | Rp 45.205.973 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,672 | Rp 11.751.650 | Rp 56.957.623 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,621 | Rp 11.945.762 | Rp 68.903.385 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,573 | Rp 12.124.660 | Rp 81.028.046 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,530 | Rp 12.336.260 | Rp 93.364.306 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,489 | Rp 12.520.140 | Rp 105.884.446 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,452 | Rp 12.730.089 | Rp 118.614.535 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,417 | Rp 12.918.788 | Rp 131.533.323 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,385 | Rp 13.120.160 | Rp 144.653.482 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,356 | Rp 13.345.077 | Rp 157.998.559 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,329 | Rp 13.566.245 | Rp 171.564.804 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,304 | Rp 13.788.913 | Rp 185.353.716 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,280 | Rp 13.970.346 | Rp 199.324.062 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,259 | Rp 14.214.827 | Rp 213.538.889 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,239 | Rp 14.428.873 | Rp 227.967.762 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,221 | Rp 14.676.397 | Rp 242.644.159 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,204 | Rp 14.902.188 | Rp 257.546.347 |

Tabel 4.8 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih dengan tingkat suku bunga rendah yaitu sebesar 8,27% yang merupakan hasil perkalian

antara arus kas bersih dengan faktor diskonto ($NPV_r = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II$) adalah sebesar Rp 257.546.347 ,dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 107.603.180, maka besar nilai NPV dapat dihitung dengan persamaan (2-13) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 NPV_r &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II \\
 &= \text{Rp } 257.546.347 - 122.769.530 \\
 &= \text{Rp } 134.776.817
 \end{aligned}$$

Tabel 4.9 Perhitungan NCF, DF dan PVNCF dengan $i = 10,27\%$

| Tahun | Biaya | Arus Kas Masuk | Arus Kas Keluar | Arus Kas Bersih | DF | NCF | PVNCF |
|-------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------|----------------|
| 0 | Rp 122.769.530 | 0 | 0 | 0 | | | |
| 1 | | Rp 13.020.280 | Rp 1.076.031 | Rp 11.944.249 | 0,906 | Rp 10.821.490 | Rp 10.821.490 |
| 2 | | Rp 14.322.308 | Rp 1.183.634 | Rp 13.138.674 | 0,882 | Rp 11.588.310 | Rp 22.409.800 |
| 3 | | Rp 15.754.539 | Rp 1.301.998 | Rp 14.452.541 | 0,745 | Rp 10.767.143 | Rp 33.176.943 |
| 4 | | Rp 17.329.993 | Rp 1.432.197 | Rp 15.897.795 | 0,676 | Rp 10.746.910 | Rp 43.923.853 |
| 5 | | Rp 19.062.992 | Rp 1.575.417 | Rp 17.487.575 | 0,613 | Rp 10.719.883 | Rp 54.643.736 |
| 6 | | Rp 20.969.291 | Rp 1.732.959 | Rp 19.236.332 | 0,556 | Rp 10.695.401 | Rp 65.339.137 |
| 7 | | Rp 23.066.220 | Rp 1.906.255 | Rp 21.159.966 | 0,504 | Rp 10.664.623 | Rp 76.003.760 |
| 8 | | Rp 25.372.842 | Rp 2.096.880 | Rp 23.275.962 | 0,457 | Rp 10.637.115 | Rp 86.640.875 |
| 9 | | Rp 27.910.127 | Rp 2.306.568 | Rp 25.603.559 | 0,414 | Rp 10.599.873 | Rp 97.240.748 |
| 10 | | Rp 30.701.139 | Rp 2.537.225 | Rp 28.163.914 | 0,376 | Rp 10.589.632 | Rp 107.830.380 |
| 11 | | Rp 33.771.253 | Rp 2.790.947 | Rp 30.980.306 | 0,341 | Rp 10.564.284 | Rp 118.394.664 |
| 12 | | Rp 37.148.378 | Rp 3.070.042 | Rp 34.078.336 | 0,309 | Rp 10.530.206 | Rp 128.924.870 |
| 13 | | Rp 40.863.216 | Rp 3.377.046 | Rp 37.486.170 | 0,280 | Rp 10.496.128 | Rp 139.420.998 |
| 14 | | Rp 44.949.538 | Rp 3.714.751 | Rp 41.234.787 | 0,254 | Rp 10.473.636 | Rp 149.894.633 |
| 15 | | Rp 49.444.492 | Rp 4.086.226 | Rp 45.358.266 | 0,230 | Rp 10.432.401 | Rp 160.327.035 |
| 16 | | Rp 54.388.941 | Rp 4.494.849 | Rp 49.894.092 | 0,209 | Rp 10.427.865 | Rp 170.754.900 |
| 17 | | Rp 59.827.835 | Rp 4.944.333 | Rp 54.883.501 | 0,187 | Rp 10.263.215 | Rp 181.018.115 |
| 18 | | Rp 65.810.618 | Rp 5.438.767 | Rp 60.371.852 | 0,172 | Rp 10.383.958 | Rp 191.402.073 |
| 19 | | Rp 72.391.680 | Rp 5.982.643 | Rp 66.409.037 | 0,156 | Rp 10.359.810 | Rp 201.761.883 |
| 20 | | Rp 79.630.848 | Rp 6.580.908 | Rp 73.049.940 | 0,141 | Rp 10.300.042 | Rp 212.061.924 |

Tabel 4.9 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih dengan tingkat suku bunga rendah yaitu sebesar 10,27% yang merupakan hasil perkalian antara arus kas bersih dengan faktor diskonto ($NPV_t = \sum_{t=1}^n \frac{NCF}{(1+i)^n} - II$) adalah sebesar Rp 212.061.924, dengan biaya investasi awal (*Initial Investment*) sebesar Rp 122.769.530, maka besar nilai NPV dapat dihitung dengan persamaan (2-13) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 NPV_t &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^n} - II \\
 &= \text{Rp } 212.061.924 - \text{Rp } 122.769.530 \\
 &= \text{Rp } 89.292.394
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan NCF_r dan NCF_t yang telah dilakukan selama umur proyek yaitu 20 tahun, maka IRR dapat diperhitungkan dengan menggunakan persamaan (2-15) sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 IRR &= ir \frac{NPV_r}{NPV_r - NPV_t} - IA \\
 &= 8,27\% + \left(\frac{\text{Rp } 134.776.817}{\text{Rp } 134.776.817 - \text{Rp } 89.292.394} \right) (10,27\% - 8,27\%) \\
 &= 8.30\%
 \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas diperoleh nilai IRR 8.30%, lebih tinggi dari suku bunga deposito 8,27%, sehingga perencanaan PLTS Hybrid dianggap layak dilaksanakan di Rooftop Gedung AD PNUP.

4.6 Manajemen Resiko

1. Identifikasi Risiko Langkah pertama dalam manajemen risiko adalah mengidentifikasi risiko yang mungkin terjadi dalam proyek ini. Beberapa risiko yang mungkin terjadi dalam proyek ini antara lain:

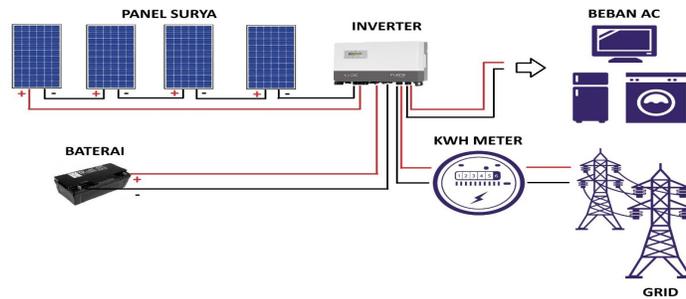
- Cuaca buruk yang dapat mempengaruhi kinerja PLTS on grid
- Gangguan pada jaringan listrik utama yang dapat mempengaruhi kinerja PLTS hybrid
- Pemilihan lokasi panel surya yang salah

- Pemilihan inverter
 - Keterbatasan anggaran proyek
2. Evaluasi Risiko Setelah risiko diidentifikasi, langkah selanjutnya adalah mengevaluasi risiko untuk menentukan tingkat keparahannya dan kemungkinan terjadinya. Hal ini akan membantu untuk memprioritaskan risiko dan menentukan tindakan yang perlu dilakukan untuk mengurangi risiko.
 3. Penanganan Risiko Setelah risiko dinilai, langkah selanjutnya adalah menentukan tindakan yang perlu dilakukan untuk mengurangi risiko. Beberapa tindakan yang dapat dilakukan antara lain:
 - Menyiapkan rencana pengelolaan proyek yang detail dan jelas
 - Memilih lokasi yang tepat untuk panel surya dan melakukan pengecekan kualitas lokasi
 - Memilih inverter dan baterai yang berkualitas tinggi dan dapat diandalkan
 - Menyiapkan rencana cadangan jika terjadi gangguan pada jaringan listrik utama
 - Menghitung biaya proyek secara akurat dan memperkirakan biaya tambahan jika terjadi risiko yang tidak terduga
 4. Monitoring Risiko Setelah tindakan penanganan risiko dilakukan, langkah terakhir dalam manajemen risiko adalah memonitor risiko secara berkala. Hal ini penting untuk memastikan bahwa tindakan yang telah dilakukan efektif dalam mengurangi risiko dan memastikan keberhasilan proyek.

BAB V : REKOMENDASI CLIENT

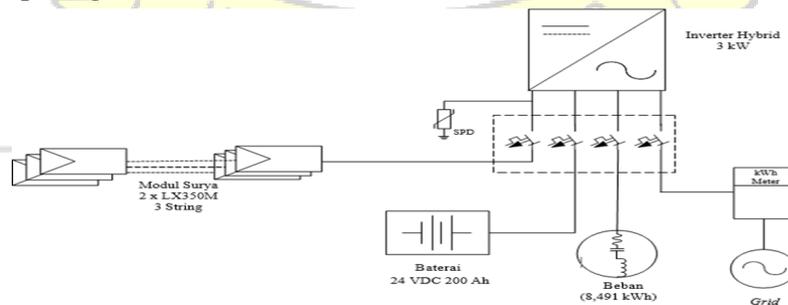
5.1 Desain Sistem PLTS Hybrid

Pada sistem PLTS Hybrid ini, terdapat 4 buah array panel surya yang masing- masing terdiri dari 6 seri dan 2 paralel. Setiap array panel surya memiliki kapasitas 6,6 kWp dan setiap array terhubung dengan inverter berkapasitas 8 kW. Pada sistem ini memiliki penyimpanan energi berupa baterai 2 Volt 600 Ah yang disusun seri sebanyak 36 unit agar membentuk tegangan sistem 72 Volt. Adapun wiring diagram dari sistem PLTS Hybrid ini dapat dilihat pada Gambar 5.1



Gambar 5.1 Diagram Blok Sistem PLTS Hybrid

Single line diagram menunjukkan sistem kelistrikan dari sumber listrik ke pengguna listrik. Pada perencanaan ini, sumber listriknya adalah PLTS dan PLN, dapat dilihat pada gambar 4.21



Gambar 5.2 Block Diagram Sistem PLTS Hybrid

5.2 Desain Layout 3D

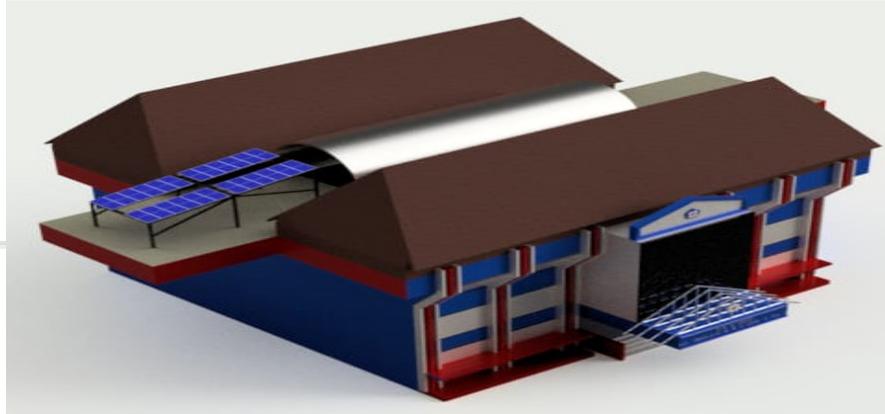
Pengerjaan proyek ini dilakukan dengan menggambar ulang tata letak penempatan panel surya, inverter, baterai, dan berbagai komponen lainnya menggunakan perangkat lunak Fusion 360. Setelah desain komponen ini selesai, kombinasi penyesuaian tata letak dan ukuran untuk proyek desain akhir dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



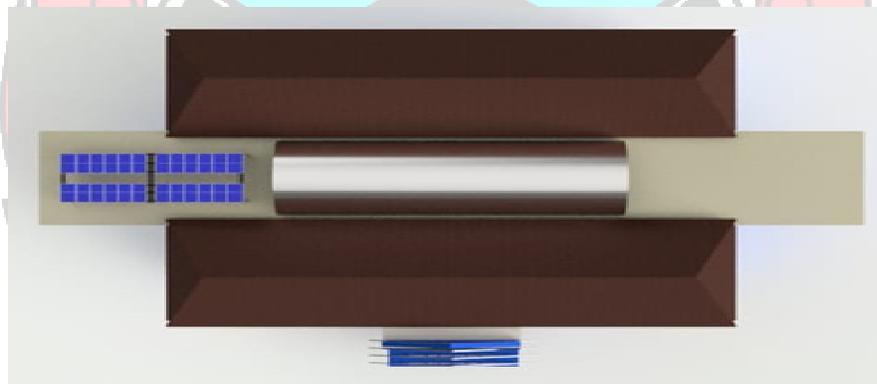
Gambar 5.2 *Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP*



Gambar 5.3 *Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Depan*



Gambar 5.4 *Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Samping*



Gambar 5.5 *Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Atas*



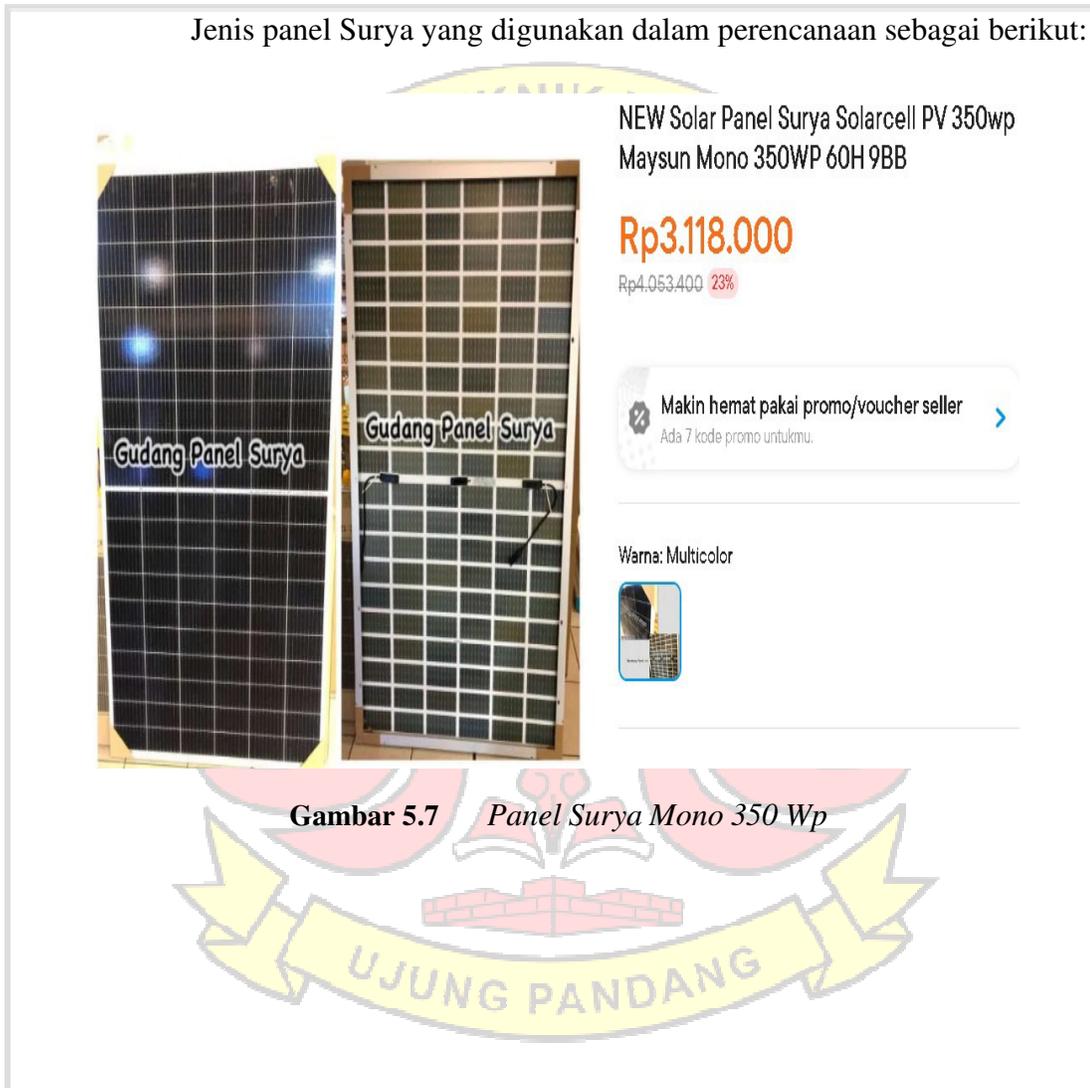
Gambar 5.6 *Desain Layout PLTS Hybrid Gedung AD PNUP
Tampak Dekat*

5.3 Komponen Peralatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya

Beberapa komponen perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya sebagai berikut:

5.3.1 Panel Surya

Jenis panel Surya yang digunakan dalam perencanaan sebagai berikut:



Tabel 5.1 Spesifikasi Panel Maysun Mono 350 Wp 60H 9BB

| Jenis | Keterangan | |
|---|-----------------------------------|---------|
| Module Type | Maysun Mono 350 Wp 60H 9BB | |
| | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 350Wp | 410,7Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 33,6V | 39,06V |
| Maximum Power Current (Imp) | 10,42A | 10.52A |
| Open-Circuit Voltage (Voc) | 40,1V | 46.69V |
| Short-Circuit Current (Isc) | 11,15A | 11.31A |
| Module Efficiency STC (%) | 21.5% | |
| Operating Temperature (°C) | -40 +85 °C | |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) | |
| Maximum Series fuse rating | 25A | |
| Power Tolerance | 0-+5W% | |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.350%/°C | |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.270%/°C | |
| Temperature Coefficient of Isc | -0.048%/°C | |
| Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) | 45±2 °C | |
| Lifetime | 20 Years | |

5.3.2 Inverter

Jenis Inverter yang digunakan dalam perencanaan sebagai berikut:



Hybrid gridtie inverter 5 kW, 48 vdc , bisa tanpa batre, paralel 9 unit - parallel kit

Terjual 3 • Diskusi (3)

Rp500.000

Pilih inverter plus parallel kit: Parallel Kit

plus wifi inverter **parallel kit**

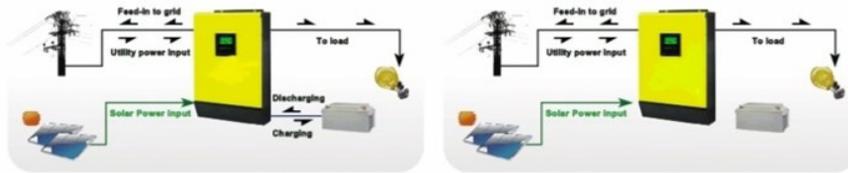
Detail

Kondisi: Baru

Min. Pemesanan: 1 Buah

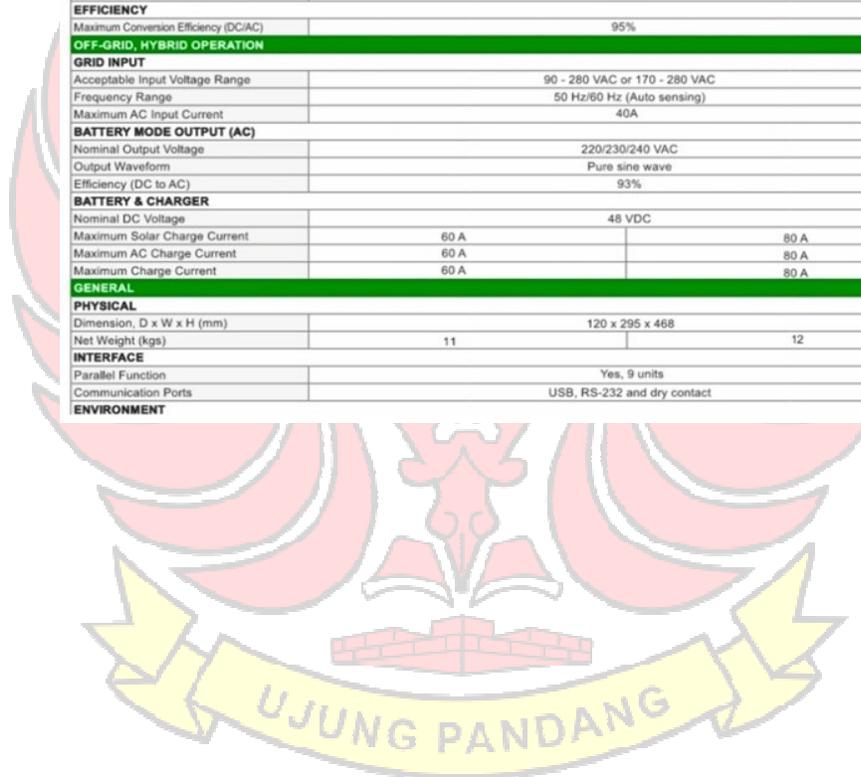
Gambar 5.8 Inverter hybrid gridtie 5 kW, 48 Vdc

Tabel 5.2 Spesifikasi Inverter 5kW



VII On Grid Inverter with Energy Storage Inverter Selection Guide

| MODEL | V II 3KW | V II 5KW |
|---------------------------------------|---|----------|
| Max. PV Array Power | 4000W | 5000W |
| Rated Output Power | 3000W | 5000W |
| Maximum PV Array Open Circuit Voltage | 450 VDC | |
| MPPT Range @ Operating Voltage | 120 VDC ~ 430 VDC | |
| MPP Tracker Number | 1 | |
| GRID-TIE OPERATION | | |
| GRID OUTPUT (AC) | | |
| Nominal Output Voltage | 220/230/240 VAC | |
| Output Voltage Range | 184 - 264.5 VAC or 195.5 - 253 VAC (Selectable) | |
| Nominal Output Current | 13A | 21.7A |
| Power Factor | > 0.99 | |
| EFFICIENCY | | |
| Maximum Conversion Efficiency (DC/AC) | 95% | |
| OFF-GRID, HYBRID OPERATION | | |
| GRID INPUT | | |
| Acceptable Input Voltage Range | 90 - 280 VAC or 170 - 280 VAC | |
| Frequency Range | 50 Hz/60 Hz (Auto sensing) | |
| Maximum AC Input Current | 40A | |
| BATTERY MODE OUTPUT (AC) | | |
| Nominal Output Voltage | 220/230/240 VAC | |
| Output Waveform | Pure sine wave | |
| Efficiency (DC to AC) | 93% | |
| BATTERY & CHARGER | | |
| Nominal DC Voltage | 48 VDC | |
| Maximum Solar Charge Current | 60 A | 80 A |
| Maximum AC Charge Current | 60 A | 80 A |
| Maximum Charge Current | 60 A | 80 A |
| GENERAL | | |
| PHYSICAL | | |
| Dimension, D x W x H (mm) | 120 x 295 x 468 | |
| Net Weight (kgs) | 11 | 12 |
| INTERFACE | | |
| Parallel Function | Yes, 9 units | |
| Communication Ports | USB, RS-232 and dry contact | |
| ENVIRONMENT | | |



DAFTAR PUSTAKA

- Alfatiha dan Aefra. (2009). *Jenis Sel Surya*. Naskah Publikasi. Makassar : Politeknik Negeri Ujung Pandang.
- Bachtiar, M. (2006). *Prosedur Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Untuk Perumahan (Solar Home System)*. Jurnal Smartek, Vol. 4, No. 3 .
- Contemporary College Physics,(1993). *Grafik Instensitas Radiasi Matahari dan Panjang Gelombang*.
- Dwi, I.W. (2014). Heat Exchanger. Lampung: Universitas Lampung.
- Dzulfikar Dafi, Wisnu Broto. (2016) *Optimalisasi Pemanfaatan Energi Listrik Tenaga Surya Skala Rumah Tangga*. E-Journal SNF2016, Jakarta: Jurusan Teknik Elektro, Universitas Pancasila Jakarta.
- Eflita Yohana, Darmanto. (2012) *Uji Eksperimental pengaruh sudut kemiringan Modul surya 500 Watt peak dengan posisi mengikuti pergerakan arah Matahari*. Laporan Tugas Akhir, Semarang:Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.
- Haryanto.(2018). *Jenis Sel Surya*. Naskah Publikasi. Bandung : Politeknik Negeri Bandung.
- Hossain. (2011). *Analisis Daya Listrik yang Dihasilkan Panel Surya Berdasarkan Intensitas Cahaya*. Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik, UniversitasMuhammadiyah Riau. Riau.
- <http://termosulastri.blogspot.com/2015/04/hukum-pergeseran-wien.html>
- Imawan, dkk. (2019). Modul 2.04 Perpindahan Panas Secara Konveksi.Bandung: Departemen Teknik Kimia ITB.
- Ismansyah. (2009). *Perancangan Instalasi Listrik pada Rumah dengan Daya Listrik Besar*. Depok: Universitas Indonesia.
- Jatmiko.(2011).*Pemanfaatan Sel Surya dan Lampu Led Untuk Perumahan*. Seminar Nasional Teknologi & Komunikasi Terapan (SEMANTIK).. Simposium Nasional RAPI XI FT UMS. E52 - E57.
- Julisman.(2018). *Prinsip Kerja Sel Surya*. Teknik Energi, 14 (3). 78 – 85.

Kementerian ESDM. (2021). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 28 Tahun 2021 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral*. Jakarta, Permen 28, BN 2021 (1155):17 hlm.

Muhammad Rezanul Iqbal, Abdul Natsir, Hendra Sakke Tira. (2018) *Pengaruh Sudut Surya Terhadap Daya Keluaran Sel Surya 10 WP Tipe Polycrystalline*, Jurnal Mataram, Jurusan Teknik Mesin, Universitas Mataram.

Nadeak, Parulian, Pristiwanto, dan Siregar. (2016). “*Perancangan Aplikasi Pembelajaran Internet Dengan Menggunakan Metode Computer Based Instruction.*” JURIKOM (Jurnal Riset Komputer).

Prok, Tumaliang, Pakiding. (2018). *Penataan Dan Pengembangan Instalasi Listrik Fakultas Teknik Unsrat 2017*. Jurnal Teknik Elektro Dan Komputer, 7(3), 207–218.

Ramadhan Anwar Ilmu, Ery, D. Sony Hari Mukti. (2016) *Analisis Desain Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Kapasitas 50 WP*, Jurnal. Jakarta: Fakultas Teknik, UMJ.

Rianto, Assegaf, & Fernando. (2015). *Perancangan Aplikasi Sistem Informasi Geografis (Sig) Lokasi Minimarket Di Kota Jambi Berbasis Android*. Jurnal Ilmiah Media Sisfo

Rusman. (2015) *Pengaruh Variasi Beban Terhadap Efisiensi Solar Cell Dengan Kapasitas 50 WP*. Jurnal, Lampung: Jurusan Teknik Mesin, Universitas Muhammadiyah Metro.

Santiari. (2011). *Studi Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sebagai Catu Daya Tambahan pada Industri Perhotelan Di Nusa Lembongan Bali*. Tesis Jurusan Teknik Elektro Universitas Udayana.

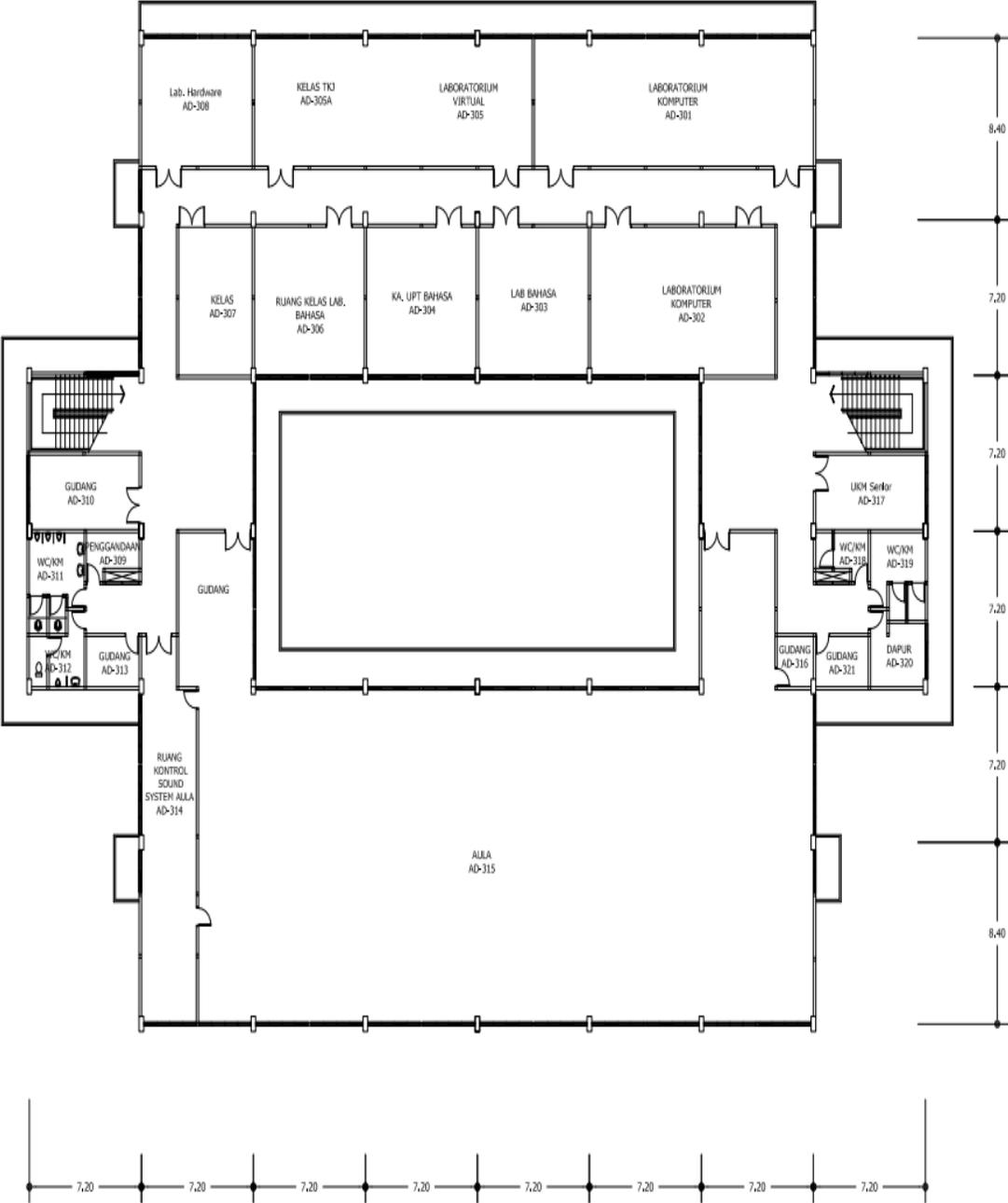
Siregar Ramadhan Halid, Sara Ira Devi, Julisman Andi. (2017) *Prototipe Pemanfaatan Panel Surya Sebagai Sumber Energi Pada Sistem Otomasi Atap Stadion Bola*. Jurnal, Banda Aceh: Jurusan Teknik Elektro, Universitas Syiah kuala Banda Aceh.



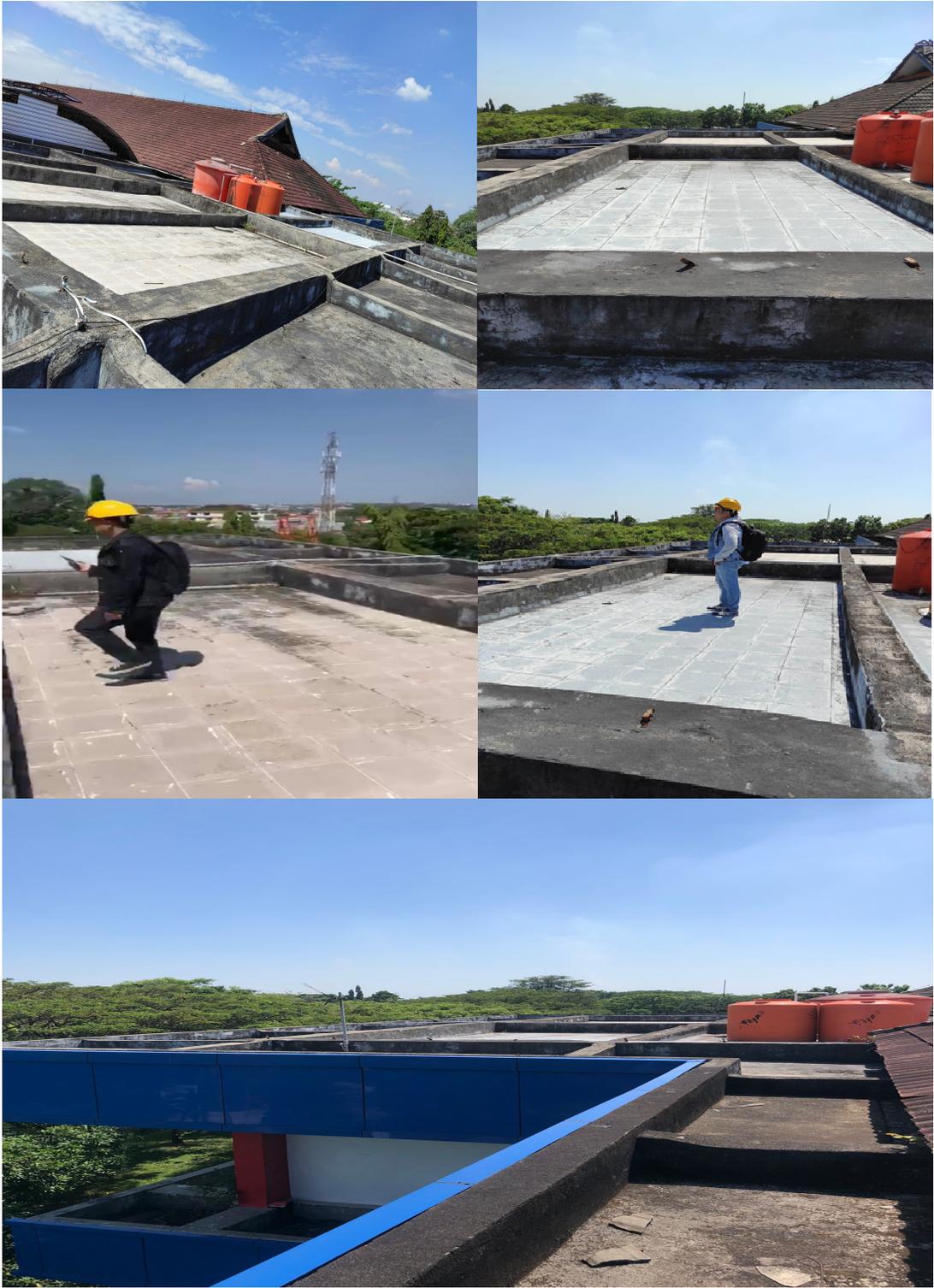
Lampiran 1 Dokumentasi Gedung AD/Diektorat PNUP



Lampiran 2 Denah Gedung AD PNUP Lantai 3



Lampiran 3 Survey Area Rooftop Gedung Administrasi PNUP



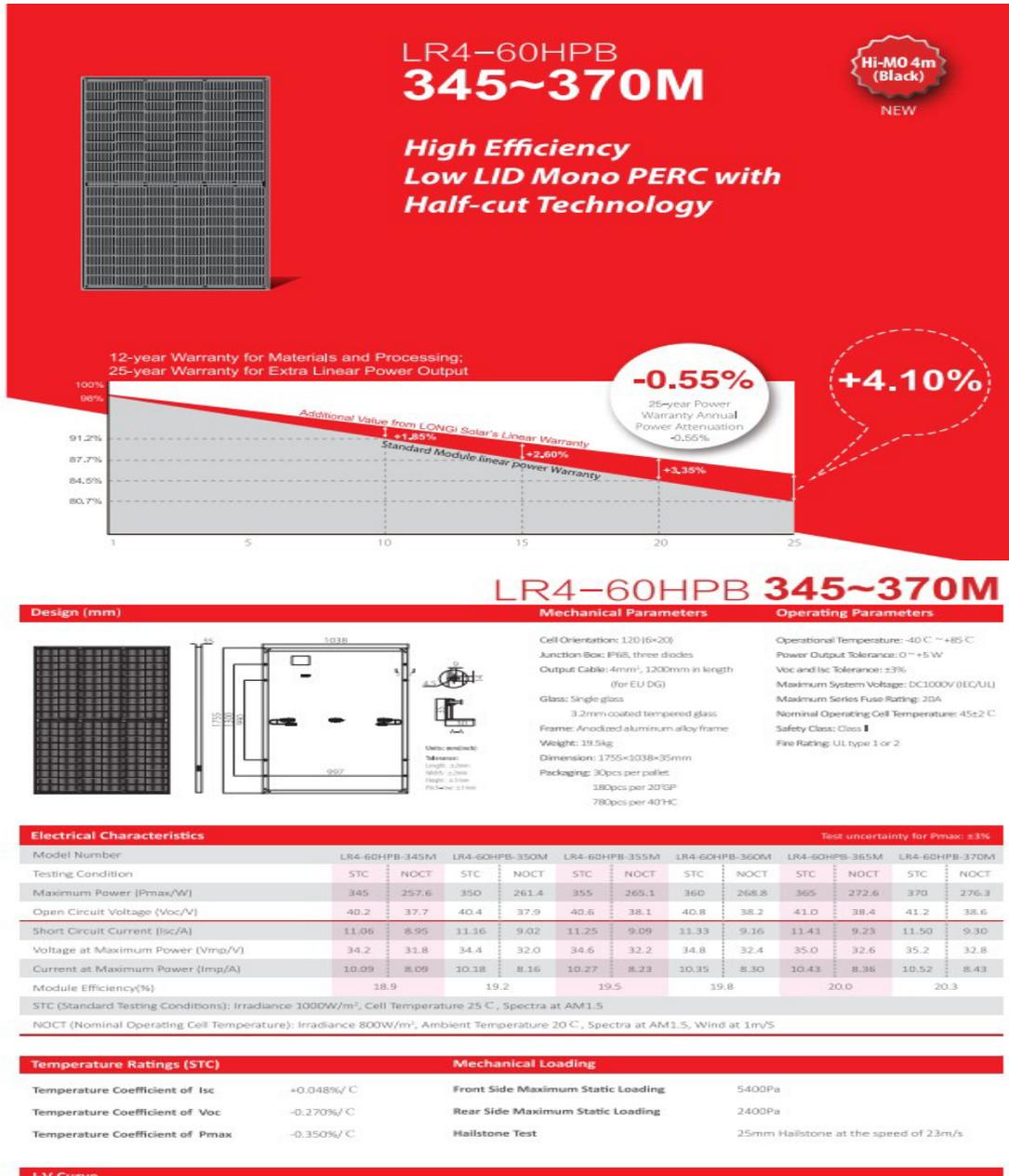
Lampiran 4 Pengukuran Area Perencanaan Rooftop Gedung AD PNUP



Lampiran 5 Beban Elektronik di Gedung AD PNUP



Lampiran 6 Spesifikasi Panel Surya LR4-60 HBD 350 M G2 350 Wp 28 V





**PVsyst - Simulation report
Grid-Connected System**

Project: PLTS Hybrid Gedung AD PNUP

Variant: New simulation variant No 3D scene defined, no shadings
System power: 11.20 kWp Bontosugi - Indonesia





PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42

Project summary

| | | |
|--------------------------|---------------------|-------------------------|
| Geographical Site | Situation | Project settings |
| Bontosugi | Latitude -5.13 °S | 0.20 |
| | Longitude 119.48 °E | |
| | Altitude | |
| Meteo data | | |
| Bontosugi | | |

System summary

| | | |
|------------------------------|---|---------------------|
| Grid-Connected System | No 3D scene defined, no shadings | User's needs |
| PV Field Orientation | Near Shadings | |
| Tilt/Azimuth 9 / 90 ° | | |
| System information | Inverters | |
| PV Array | | |

Results summary

| | | | | | |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 16.85 MWh/year | Specific production | 1504 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 80.84 % |
|-----------------|----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|

Table of contents

| | |
|---|---|
| Project and results summary | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Main results | 4 |
| Loss diagram | 5 |
| Special graphs | 6 |
| Cost of the system | 7 |



PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42

General parameters

| | | | |
|------------------------------|---|----------------------|--------------------------|
| Grid-Connected System | No 3D scene defined, no shadings | | |
| PV Field Orientation | | | Models used |
| Orientation | | | Transposition Perez |
| Tilt/Azimuth | 9 / 90 ° | | |
| Horizon | | Near Shadings | User's needs |

PV Array Characteristics

| PV module | Longi Solar | | Inverter | Santerno | |
|----------------------------------|------------------------------|--|-----------------------------|-----------------------------|--|
| Manufacturer | Longi Solar | | Manufacturer | Santerno | |
| Model | LR4-60 HBD 350 M G2 Bifacial | | Model | Sunway TG 14-ES - 600V - TK | |
| (Original PVsyst database) | | | (Original PVsyst database) | | |
| Unit Nom. Power | 350 Wp | | Unit Nom. Power | 10.5 kWac | |
| Number of PV modules | 32 units | | Number of inverters | 1 unit | |
| Nominal (STC) | 11.20 kWp | | Total power | 10.5 kWac | |
| Modules | 2 Strings x 16 In series | | Operating voltage | 315-630 V | |
| At operating cond. (50°C) | | | Pnom ratio (DC:AC) | 1.07 | |
| Pmpp | 10.23 kWp | | | | |
| U mpp | 480 V | | | | |
| I mpp | 21 A | | | | |
| Total PV power | | | Total inverter power | | |
| Nominal (STC) | 11 kWp | | Total power | 10.5 kWac | |
| Total | 32 modules | | Nb. of inverters | 1 Unit | |

Array losses

| | | |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Thermal Loss factor | DC wiring losses | Module Quality Loss |
| Uc (const) | Global array res. | |
| 20.0 W/m²K | 373 mΩ | |
| Module mismatch losses | Strings Mismatch loss | |
| IAM loss factor | | |

| 0° | 25° | 45° | 60° | 65° | 70° | 75° | 80° | 90° |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 1.000 | 0.995 | 0.962 | 0.936 | 0.903 | 0.851 | 0.754 | 0.000 |



Main results

System Production

Produced Energy 16.85 MWh/year Specific production 1504 kWh/kWp/year
Performance 80.84 %
Ratio PR

Economic evaluation

Investment

Global 107'603'180.00 IDR
Specific 9607 IDR/Wp

Yearly cost

Annual 0.00 IDR/yr
Energy Run. costs 1'076'031.00 IDR/yr
Payback period Unprofitable

LCOE

Energy cost 383 IDR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)

Performance Ratio PR

Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January | 141.4 | 78.32 | 26.56 | 139.8 | 136.6 | 1.347 | 1.268 | 0.810 |
| February | 119.6 | 76.44 | 26.81 | 118.5 | 115.8 | 1.147 | 1.080 | 0.814 |
| March | 142.0 | 81.94 | 26.94 | 141.4 | 138.3 | 1.360 | 1.282 | 0.809 |
| April | 151.9 | 71.95 | 26.98 | 151.3 | 148.3 | 1.451 | 1.369 | 0.808 |
| May | 154.6 | 71.36 | 27.56 | 152.7 | 149.4 | 1.471 | 1.390 | 0.813 |
| June | 145.4 | 64.83 | 26.69 | 145.1 | 141.9 | 1.406 | 1.329 | 0.818 |
| July | 166.6 | 61.62 | 26.71 | 166.6 | 163.1 | 1.605 | 1.518 | 0.814 |
| August | 182.4 | 66.47 | 27.01 | 184.2 | 180.8 | 1.761 | 1.667 | 0.808 |
| September | 181.3 | 67.45 | 27.22 | 178.0 | 175.1 | 1.687 | 1.594 | 0.799 |
| October | 188.2 | 79.63 | 27.89 | 185.8 | 182.6 | 1.760 | 1.665 | 0.800 |
| November | 156.3 | 77.08 | 27.14 | 154.1 | 150.9 | 1.471 | 1.389 | 0.805 |
| December | 144.5 | 76.46 | 27.00 | 143.2 | 139.9 | 1.375 | 1.295 | 0.808 |
| Year | 1874.3 | 873.55 | 27.05 | 1860.8 | 1822.6 | 17.843 | 16.847 | 0.808 |



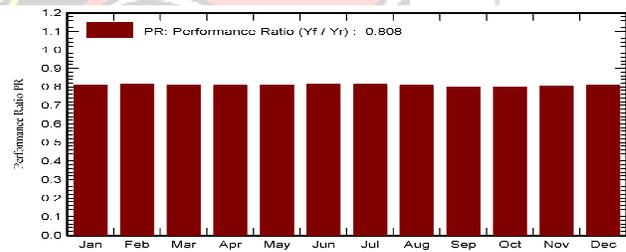
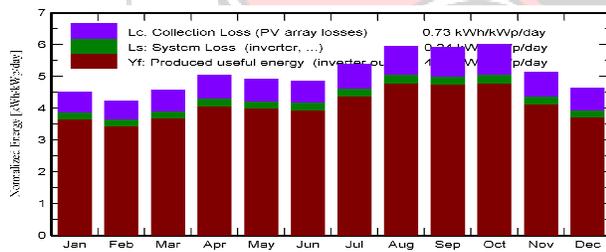
PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42

Legends

GlobHor irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature Global
 GlobInc incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

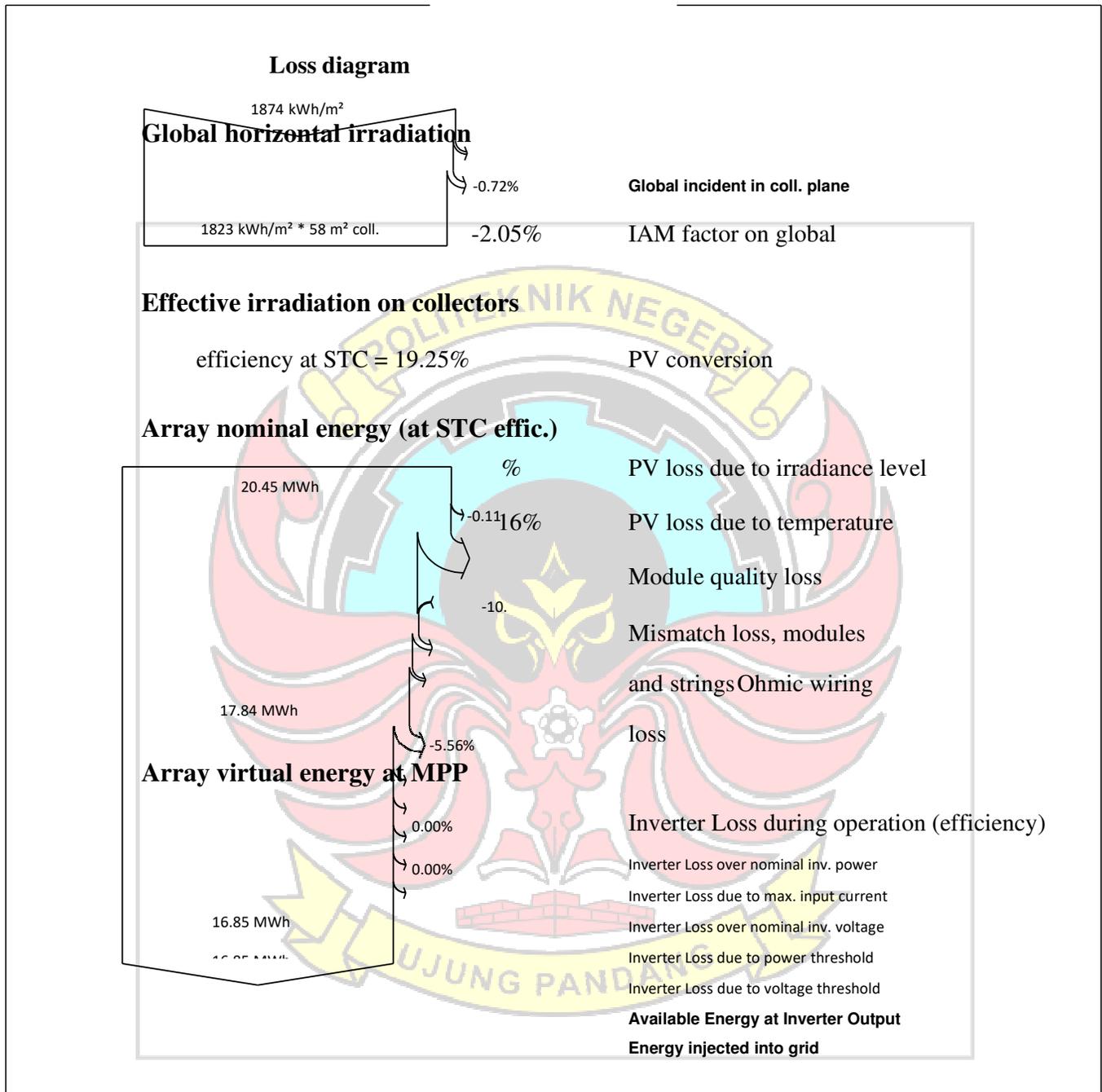
EArray Effective energy at the output of the array
 Energy injected into grid
 E_Grid Performance Ratio
 PR





PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42



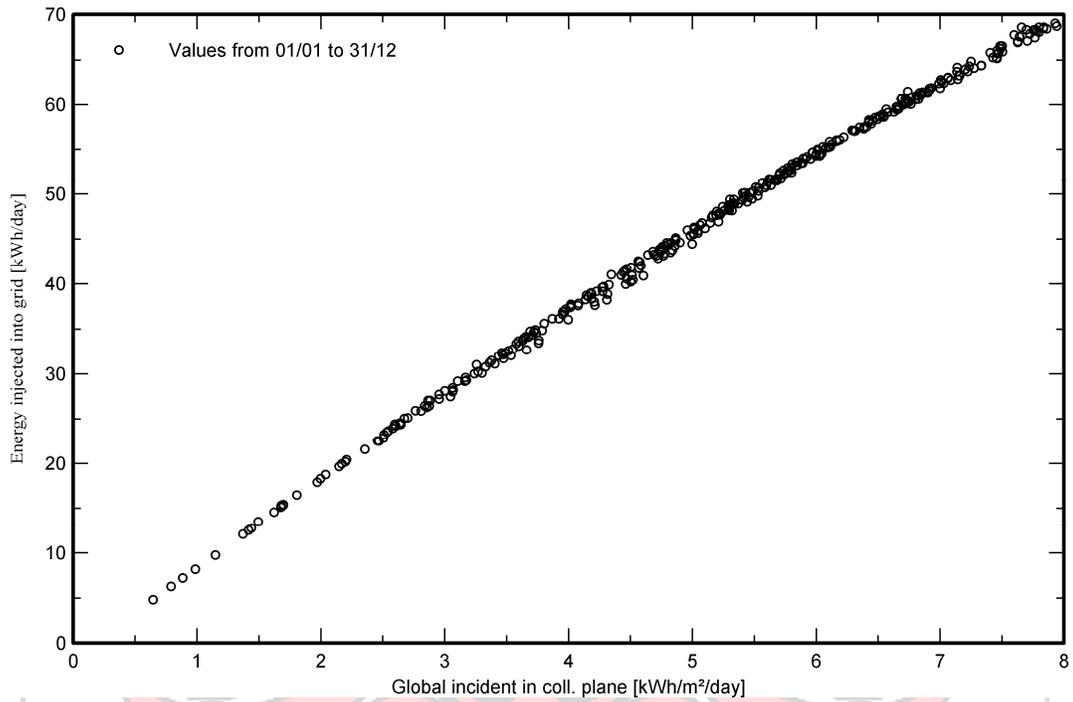


PVsyst V7.2.5

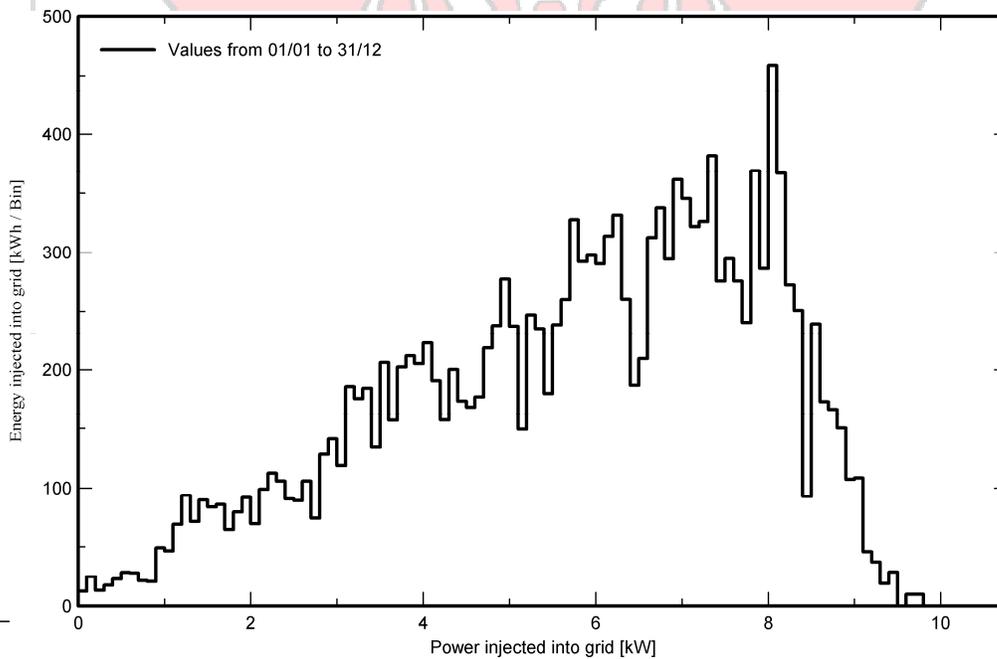
VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:
15/09/23 22:42

Cost of the system

Installation costs

| Item | Quantity units | Cost IDR | Total IDR |
|---|-------------------|--------------|-----------------------|
| PV modules LR4-60 HBD 350 M G2 Bifacial | 32 | 3'118'000.00 | 99'776'000.00 |
| Inverters Sunway TG 14-ES - 600V - TK | 1 | 1'000'000.00 | 1'000'000.00 |
| Other components Accessories, fasteners | 1 | 4'527'180.00 | 4'527'180.00 |
| Installation Global installation cost per module | 32 | 62'500.00 | 2'000'000.00 |
| Transport | 1 | 300'000.00 | 300'000.00 |
| Sub Total | | | 110'603'180.00 |
| PPH 11% | | | 2'166'349.00 |
| Depreciable asset | | | |

Operating costs

| Item | Total IDR/year |
|---------------------------|---------------------|
| Maintenance Reparation | 1'227'695.00 |
| Total (OPEX) | 1'227'695.00 |

System summary

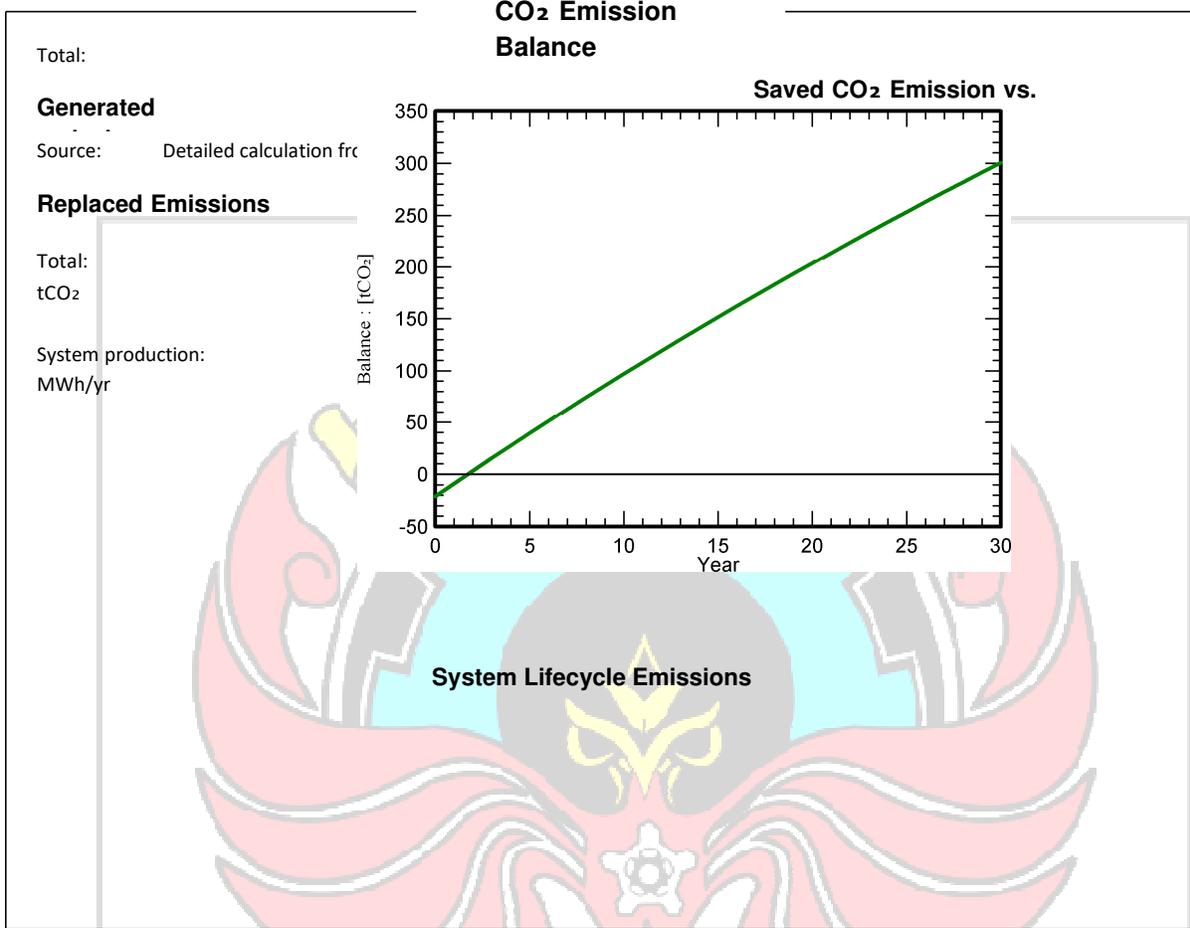
Total installation cost
122'769'530.00 IDR
Operating costs
1'227'695.00
Produced Energy
IDR/year
Cost of produced energy
2.44 MWh/year
(LCOE)
718 IDR/kWh



PVsyst V7.2.5

VCO, Simulation date:

15/09/23 22:42



| Item | LCE | Quantity | Subtotal [kgCO ₂] |
|-----------|------------------------------------|----------|----------------------------------|
| Modules | 1713 kgCO ₂ /k Wp | 11.2 kWp | 19182 |
| Supports | 4.90 kgCO ₂ /kg | 320 kg | 1567 |
| Inverters | 485 kgCO ₂ / | 1.00 | 485 |