

STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT HYBRID (PLTS-PLTD)
DI PULAU KODINGARE KABUPATEN SINJAI



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

A. SAIFUL RIJAL	44222210
NUR HUDA	44222215
AHMAD IKRAM	44222219

PROGRAM STUDI D4 TEKNIK PEMBANGKIT ENERGI

JURUSAN TEKNIK MESIN

POLITEKNIK NEGERI UJUNG PANDANG

MAKASSAR

2023

HALAMAN PENGESAHAN

Laporan Skripsi dengan judul "Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai" oleh A. Saiful Rijal dengan NIM 44222210, Nur Huda dengan NIM 44222215, dan Ahmad Ikram dengan NIM 44222219 dinyatakan layak untuk diujikan.

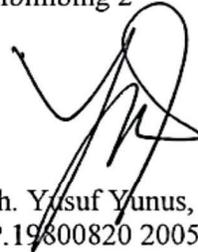
Makassar, 24 Juli 2023

Pembimbing 1



Ir. Lewi, M.T
NIP. 19650913 199103 1 006

Pembimbing 2



Muh. Yusuf Yunus, S.ST., M.T
NIP. 19800820 200501 1 001

Mengetahui
Koordinator Program Studi



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

HALAMAN PENERIMAAN

Pada hari ini, Rabu tanggal 23 Agustus, tim penguji ujian sidang skripsi telah menerima hasil ujian sidang skripsi oleh mahasiswa A. Saiful Rijal dengan NIM 44222210, Nur Huda dengan NIM 44222215, dan Ahmad Ikram dengan NIM 44222219 dengan judul “Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai”.

Makassar, 23 Agustus 2023

Tim Penguji Ujian Sidang Laporan Tugas Akhir :

- | | | |
|--|---------------|---|
| 1. Ir. Suryanto, M.Sc., Ph.D. | Ketua |  |
| 2. Marhatang, S.ST., M.T | Sekretaris |  |
| 3. A. M. Shiddiq Yunus, S.T., M.Eng.Sc., Ph.D. | Anggota |  |
| 4. Msurady Mulyadi, S.S.T., M.T. | Anggota |  |
| 5. Ir. Lewi, M.T | Pembimbing I |  |
| 6. Muh. Yusuf Yunus, S.ST., M.T | Pembimbing II |  |

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : A. Saiful Rijal

NIM : 44222210

menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul “Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai” 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, 08 Agustus 2023



A.Saiful Rijal
44222210

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Nur Huda

NIM : 44222215

menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul “Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai” 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, 08 Agustus 2023



Nur Huda
44222215

SURAT PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Ahmad Ikram

NIM : 44222219

menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa segala pernyataan dalam skripsi ini yang berjudul “Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai” 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, 08 Agustus 2023



Ahmad Ikram
44222219

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kita panjatkan kehadirat Allah SWT atas limpahan Berkah, Rahmat, Karunia dan Ridho-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) Di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai**”. Tak lupa pula kita kirimkan shalawat serta salam kepada junjungan kita Nabi Muhammad SAW yang selalu menjadi tauladan bagi umatnya.

Skripsi ini disusun untuk menyelesaikan Pendidikan Diploma Empat (D-IV) Program Studi Teknik Pembangkit Energi. Penulis berharap skripsi ini dapat berguna bagi semua pihak yang memerlukannya. Dalam penyusunan skripsi ini tidak lepas mendapat bantuan dari berbagai pihak. Maka dari itu, pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang setulusnya kepada pihak-pihak yang terkait, yaitu:

1. Allah SWT yang telah memberikan Rahmat dan Ridho-Nya serta memberikan ketabahan, kesabaran, dan kelapangan hati serta pikiran dalam menimba ilmu.
2. Kedua orang tua kami tercinta yang telah memberikan dukungan baik materiil maupun non materiil dan tidak pernah berhenti mendo'akan disetiap sujudnya.
3. Bapak Dr. Ir. Syaharuddin Rasyid, M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Ujung Pandang.
4. Bapak Ir. Chandra Buana, M.T selaku Koordinator Program Studi D4 Program Studi Teknik Pembangkit Energi Politeknik Negeri Ujung Pandang.
5. Bapak Ir. Lewi, M.T. sebagai pembimbing I dan Bapak Muh. Yusuf Yunus, S.ST., M.T. sebagai pembimbing II yang telah mencurahkan perhatian dan kesempatannya untuk mengarahkan penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
6. Bapak dan Ibu Dosen Program Studi Teknik Pembangkit Energi Politeknik Negeri Ujung Pandang yang telah memberikan ilmu selama dibanguku perkuliahan.
7. Staff dan Karyawan Jurusan Teknik Mesin yang sudah membantu dalam segala urusan skripsi mulai dari persuratan penelitian sampai sidang.

8. Bapak Sajaruddin selaku pihak Kepala Desa yang telah memberikan izin melakukan pengambilan data penelitian di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai.
9. Terima kasih kepada teman seperjuangan yaitu seluruh mahasiswa Jurusan Teknik Mesin 2023 yang telah memberikan semangat dan dukungan dalam menyelesaikan skripsi ini.

Penulis menyadari atas ketidaksempurnaan skripsi ini, namun penulis tetap berharap skripsi ini akan memberikan manfaat bagi para pembaca. Kritik dan saran yang bersifat konstruktif sangat diharapkan.

Demikian dan terima kasih.

Makassar, 08 Agustus 2023

Penulis



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
HALAMAN PENERIMAAN	iii
SURAT PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iv
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL.....	xvii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xviii
ABSTRAK	xix
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Masalah	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Penelitian Terkait	5
2.2 Energi Matahari.....	8
2.3 PLTS	9
2.4 Sistem Pembangkit.....	9
2.4.1 PLTS <i>Off-Grid</i>	9
2.4.2 PLTS <i>On-Grid</i>	10
2.4.3 PLTS <i>Hybrid</i>	11
2.5 Sel Surya	11
2.5.1 Monokristal (<i>Mono-Crystalline</i>)	12
2.5.2 Polikristal (<i>Poly-Cristalline</i>)	13

2.5.3 <i>Thin Film Photovoltaik</i>	14
2.6 Array Modul Surya.....	14
2.7 Inverter	16
2.7.1 Konverter Kisi	16
2.7.2 Inverter Vertikal	16
2.7.3 Inverter Khusus	17
2.8 SCC (<i>Solar Charge Controller</i>)	17
2.8.1 PWM (<i>Pulse Wide Modulation</i>).....	17
2.8.2 MPPT (<i>Maximum Point Tracker</i>)	18
2.9 Baterai	18
2.10 PLTD	19
2.10.1 Prinsip Kerja Mesin Diesel	19
2.11 Studi Aspek Ekonomi.....	20
2.11.1 <i>Net Present Cost</i> (NPC)	20
2.11.2 <i>Capital Cost</i> (Biaya Investasi)	20
2.11.3 <i>Life Cycle Cost</i> (LCC)	21
2.11.4 <i>Cost of Energy</i> (COE)	21
2.11.5 Biaya Operasi dan Perawatan (<i>O&M Cost</i>)	22
2.11.6 Nilai Sisa (<i>Salvage</i>)	23
2.12 Studi Aspek Kelayakan	24
2.12.1 <i>Payback Period</i> (PBP)	24
2.12.2 <i>Net Present Value</i> (NPV)	24
2.12.3 <i>Profitability Index</i> (PI)	25
2.12.4 <i>Internal Rate Return</i> (IRR)	26
2.13 Software HOMER Pro	27
2.14 Software Google Earth	29
2.15 Software Sketchup.....	30
2.16 Software Meteonorm 8.....	32
2.17 Manajemen Risiko.....	33
2.18 Teknik Sampling	34
2.19 Skema Investasi di Bidang Investasi Energi	35

2.19.1 Sektor Swasta.....	35
2.19.2 Sektor Publik.....	37
2.20 Kabel Instalasi dan MCB	38
BAB III METODE PENELITIAN	41
3.1 Tempat Dan Waktu Penelitian	41
3.2 Alat Dan Bahan	42
3.2.1 Alat.....	42
3.2.2 Bahan.....	43
3.3 Jenis Penelitian.....	43
3.4 Blok Sistem.....	44
3.5 Tahapan Penelitian.....	45
3.6 Studi Pendahuluan.....	46
3.7 Identifikasi Masalah.....	46
3.8 Pengumpulan Data	47
3.8.1 Data Primer	47
3.8.2 Data Sekunder	44
3.9 Konfigurasi Data Iklim Menggunakan Meteonorm 8	48
3.10 Simulasi Menggunakan Software HOMER Pro	51
3.11 Simulasi Menggunakan Software Sketchup Pro	54
3.12 Aspek Ekonomi	56
3.13 Aspek Kelayakan.....	56
BAB IV PEMBAHASAN	57
4.1 Kondisi Awal.....	57
4.2 Populasi dan Sampel	57
4.3 Profil Beban Energi Listrik	59
4.4 Data Iklim.....	60
4.4.1 Data Intensitas Radiasi Matahari.....	60
4.4.2 Data Temperature	62
4.5 Menentukan Lokasi Daerah PLTH	62
4.6 Spesifikasi Komponen Utama.....	63

4.6.1	Generator	64
4.6.2	Dinamo Alternator	65
4.6.3	Panel Surya	66
4.6.4	Baterai	67
4.6.5	Inverter	68
4.7	Spesifikasi Komponen Pendukung	69
4.8	Simulasi Software HOMER Pro dan Perhitungan Secara Teoritis	71
4.8.1	Desain Sistem Hybrid Dengan Software HOMER Pro.....	71
4.8.2	Menentukan Koordinat Lokasi	72
4.8.3	Memasukkan Data Radiasi Matahari	73
4.8.4	Memasukkan Temperature	73
4.8.5	Memasukkan Data Beban Pada Lokasi Penelitian	74
4.8.6	Memasukkan Data PLTD	74
4.8.7	Memasukkan Data Panel Surya.....	75
4.8.8	Penyusunan Array Panel Surya	77
4.8.9	Memasukkan Data Converter	78
4.8.10	Memasukkan Data Baterai	79
4.8.11	Memasukkan Data Ekonomi	81
4.9	Analisa Teknis Simulasi Software HOMER Pro	82
4.9.1	Energi Yang Di Produksi PLTD	83
4.9.2	Konsumsi BBM.....	84
4.9.3	Energi Listrik Yang Di Produksi PLTS	84
4.9.4	Energi Listrik Yang Disimpan Baterai	85
4.9.5	Total Energi Listrik Yang Dihasilkan	86
4.9.6	Excess Electricity	87
4.9.7	Kurva Selisih Daya PLTS Dengan PLTD	87
4.9.8	Renewable Penetration	92
4.10	Pemilihan Ukuran Kabel dan MCB	92
4.10.1	Panel Surya Terhubung ke Inverter.....	92
4.10.2	Inverter Terhubung ke Panel Distribusi.....	93
4.10.3	Panel Distribusi ke Beban	93

4.10.4 Baterai Terhubung ke Inverter	94
4.10.5 Generator Terhubung ke Panel Distribusi.....	95
4.10.6 Grounding Penangkal Petir.....	95
4.10.7 Instalasi Untuk Surge Arrester.....	96
4.11 Desain Sistem PLTH.....	96
4.12 Analisa Ekonomi Simulasi Software HOMER Pro.....	97
4.12.1 <i>Capital Cost</i>	97
4.12.2 Biaya Operasional dan Pemeliharaan.....	99
4.12.3 Nilai Sisa (<i>Salvage</i>)	100
4.12.4 <i>Net Present Cost</i>	101
4.12.5 <i>Life Cycle Cost</i>	102
4.12.6 <i>Cost of Energy</i>	103
4.13 Analisa Kelayakan	105
4.13.1 <i>Payback Period</i>	105
4.13.2 <i>Net Present Value</i>	106
4.13.3 <i>Internal Rate Return</i>	108
4.13.4 <i>Profitability Index</i>	112
4.14 Manajemen Risiko.....	112
4.15 Desain Layout	114
BAB V PENUTUP.....	116
5.1 Kesimpulan.....	116
5.2 Saran.....	117
DAFTAR PUSTAKA	118
LAMPIRAN.....	121

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	PLTS secara umum	9
Gambar 2.2	Sistem PLTS <i>Off-Grid</i>	10
Gambar 2.3	Sistem PLTS <i>On-Grid</i>	10
Gambar 2.4	Hubungan Sel Surya dan Panel Surya	12
Gambar 2.5	Susunan Pembuatan Panel Surya	12
Gambar 2.6	Modul Monokristal	13
Gambar 2.7	Modul Polikristal	13
Gambar 2.8	Modul Thin Film Fotovoltaik	14
Gambar 2.9	<i>Input dan Output</i> Simulasi HOMER Pro	27
Gambar 2.10	Google Earth Pro	30
Gambar 2.11	Sketchup Pro 2022	31
Gambar 2.12	Software Meteonorm 8	32
Gambar 2.13	Teknik Sampling	34
Gambar 3.1	Lokasi Penelitian	41
Gambar 3.2	Blok Sistem PLTH	44
Gambar 3.3	Tahapan Penelitian	45
Gambar 3.4	Menentukan Lokasi di Software Meteonorm 8	49
Gambar 3.5	Menentukan Lokasi di Software Meteonorm 8	49
Gambar 3.6	Menentukan Lokasi di Software Meteonorm 8	50
Gambar 3.7	Menentukan Lokasi di Software Meteonorm 8	50
Gambar 3.8	Menentukan Lokasi di Software Meteonorm 8	51
Gambar 3.9	Skema Proses Simulasi Software HOMER Pro	52
Gambar 3.10	Menentukan Lokasi di Software HOMER Pro	52
Gambar 3.11	Memasukkan Data Beban di Software HOMER Pro	52
Gambar 3.12	Memasukkan Data Radiasi di Software HOMER Pro	53
Gambar 3.13	Memasukkan Data Komponen di Software HOMER Pro	53
Gambar 3.14	Melakukan Desain dan Simulasi di Software HOMER Pro	54
Gambar 3.15	Tampilan Antarmuka SketchUp Pro	54
Gambar 4.1	Profil Beban Listrik Di Pulau Kodingare	60

Gambar 4.2	Grafik Total Radiasi Matahari	61
Gambar 4.3	Grafik Rata-Rata Radiasi Matahari	61
Gambar 4.4	Grafik Temperature Dalam Tiap Bulannya.....	62
Gambar 4.5	Lokasi PLTS dan PLTD.....	63
Gambar 4.6	Tampak Lokasi PLTS (a) Dari Depan, (b) Dari Samping.....	63
Gambar 4.7	Generator Yanmar TF300-di	64
Gambar 4.8	Dinamo Aternator Matari 30 kW	65
Gambar 4.9	Panel Surya Jinko Solar Tiger 78T 470W.....	66
Gambar 4.10	Baterai 2V 12 OpzV1500.....	67
Gambar 4.11	Inverter SUNON IV 8 KW	68
Gambar 4.12	Desain Pembangkit Hybrid Pada Software HOMER Pro	72
Gambar 4.13	Lokasi Penelitian Pada Software HOMER Pro.....	72
Gambar 4.14	Memasukkan Data Radiasi Matahari	73
Gambar 4.15	Memasukkan Data Temperature	73
Gambar 4.16	Memasukkan Data Beban Pada Software HOMER Pro	74
Gambar 4.17	Tampilan Masukan Generator.....	75
Gambar 4.18	Tampilan Masukan Panel Surya.....	77
Gambar 4.19	Penyusunan Array Panel Surya.....	78
Gambar 4.20	Tampilan Masukan Converter.....	79
Gambar 4.21	Tampilan Masukan Baterai	81
Gambar 4.22	Tampilan Masukan Nilai Ekonomi	82
Gambar 4.23	Hasil Simulasi Software HOMER Pro	82
Gambar 4.24	Hasil Simulasi Produksi Listrik Generator	83
Gambar 4.25	Grafik Daya Listrik Yang Dihasilkan Generator	84
Gambar 4.26	Hasil Simulasi Konsumsi Bahan Bakar	84
Gambar 4.27	Hasil Daya Produksi Listrik Panel Surya.....	85
Gambar 4.28	Grafik Daya Listrik Yang Disuplai Oleh Panel Surya	85
Gambar 4.29	Hasil Penyimpanan Energi Pada Baterai.....	86
Gambar 4.30	Tampilan Total Produksi Energi Listrik.....	86
Gambar 4.31	Grafik Watu Daya Yang Terbuang Pada PLTS	87
Gambar 4.32	Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Januari	88

Gambar 4.33 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Februari	88
Gambar 4.34 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Maret	88
Gambar 4.35 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan April	89
Gambar 4.36 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Mei	89
Gambar 4.37 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Juni	89
Gambar 4.38 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Juli	90
Gambar 4.39 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Agustus	90
Gambar 4.40 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan September	90
Gambar 4.41 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Oktober	91
Gambar 4.42 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan November	91
Gambar 4.43 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTS Bulan Desember	91
Gambar 4.44 Matrik Renewable Penetration	92
Gambar 4.45 Wiring Diagram Sistem PLTH	97
Gambar 4.46 Tampilan Cost Summary	98
Gambar 4.47 Perbandingan Tarif Dasar Listrik	104
Gambar 4.48 Tampilan Layout Dari Samping	115
Gambar 4.49 Tampilan Layout Dari Atas	115
Gambar 4.50 Tampilan Layout Dari Dalam Bangunan	115



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	KHA Kabel NYA dan sejenisnya	39
Tabel 2.2	KHA Kabel NYM dan sejenisnya.....	40
Tabel 3.1	Timeline Kegiatan.....	42
Tabel 3.2	Data Primer Yang Dibutuhkan dan Sumber Data	47
Tabel 3.3	Data Sekunder Sumber Daya Yang Dibutuhkan.....	48
Tabel 4.1	Populasi dan Sampel Studi Beban Listrik.....	58
Tabel 4.2	Hasil Survey Antara Peneliti dan Masyarakat	58
Tabel 4.3	Estimasi Kebutuhan Daya Listrik Pulau Kodingare Selama 24 Jam ...	59
Tabel 4.4	Spesifikasi Generator YANMAR TF300H-di 30 kW	64
Tabel 4.5	Spesifikasi Dinamo Aternator Matari 30 kW	66
Tabel 4.6	Spesifikasi Panel Jinko Solar Tiger 78T 470W	66
Tabel 4.7	Spesifikasi Baterai 2V 12 OpzV1500	67
Tabel 4.8	Spesifikasi Inverter SUNON IV 8 kW.....	68
Tabel 4.9	Spesifikasi Komponen Pendukung	70
Tabel 4.10	Total Biaya Investasi.....	98
Tabel 4.11	Parameter Memperoleh <i>Net Present Value</i>	106
Tabel 4.12	Nilai <i>Net Present Value</i>	107
Tabel 4.13	Tingkat Suku Bunga Rendah 7%	108
Tabel 4.14	Tingkat Suku Bunga Tinggi 9%.....	110
Tabel 4.15	Rangkuman Data-Data NPV _r dan NPV _t	111
Tabel 4.16	Manajemen Risiko	113

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Dokumentasi Pengambilan Data Penelitian	122
Lampiran 2 Dokumentasi Pengecekan Komponen PLTS Tidak Beroperasi	123
Lampiran 3 Gambar Teknik Sistem PLTS Yang Tidak Beroperasi	127



ABSTRAK

Pulau Kodingare terletak di Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai, dan merupakan salah satu dari sembilan pulau di kecamatan tersebut. Saat ini, mayoritas penduduk masih mengandalkan energi konvensional dari Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD). Penyebabnya adalah pulau ini belum memperoleh suplai listrik dari PLN dikarenakan kendala geografis kepulauan. Diketahui sumber energi terbarukan yang paling potensial di Pulau Kodingare adalah energi surya dengan potensi radiasi matahari mencapai 5,86 kWh/m²/hari.

Dibuat sebuah inovasi dengan menggabungkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dan PLTD, dimana PLTS berperan sebagai pembangkit listrik utama, sementara PLTD berfungsi sebagai sumber energi cadangan dan tambahan energi. Konfigurasi tersebut menggunakan software simulasi HOMER Pro untuk mengetahui potensi dan performa dari sistem Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid (PLTH) dan menggunakan software SketchUp Pro untuk menghasilkan tata letak tiga dimensi (3D) serta nilai keekonomian dan kelayakan diperoleh melalui perhitungan secara teoritis.

Aspek teknis yang meliputi produksi sistem energi listrik sebesar 37.029 Wh/tahun, terdiri dari PLTS sebesar 32.981 Wh/tahun dan PLTD sebesar 4.048 Wh/tahun dengan konsumsi energi sebesar 33.850 Wh/tahun. Konsumsi bahan bakar yang diperlukan adalah sebesar 2.086 L/tahun, dengan *excess electricity* sebesar 931 kWh/tahun, dan *renewable penetration* sebesar 89,1%. Dalam aspek ekonomi, perencanaan PLTH ini memerlukan investasi sebesar Rp. 258.290.000, *Net Present Cost* sebesar Rp. 660.160.000, dan nilai *Cost of Energy* sebesar Rp. 1.352 sedangkan untuk aspek kelayakan, perencanaan PLTH dikatakan layak karena menghasilkan *Net Present Value* sebesar Rp. 9.870.151 lebih besar dari nol, *Profitability Index* sebesar 1,03 lebih besar dari satu, *Internal Rate of Return* sebesar 8.90% lebih besar dari suku bunga kredit sebesar 8,43% dan *Payback Period* yang dibutuhkan untuk pengembalian modal selama 9 tahun 9 bulan.

Kata Kunci : PLTS Hybrid, HOMER Pro, SketchUp, Pulau Kodingare

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia adalah negara terbesar di dunia sekitar 17.500 pulau dengan jumlah penduduk Indonesia sekitar 220 juta jiwa, 60% diantaranya tinggal di pedesaan (Djamin, 2010). Sebagian besar sumber listrik di Indonesia masih bersumber dari bahan bakar fosil dimana disebutkan lebih dari 82% listrik yang diproduksi bersumber dari bahan bakar fosil, sedangkan 18% sisanya bersumber dari energi terbarukan. Salah satu cara untuk menerangi desa-desa terpencil adalah dengan membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), karena energi terbarukan di Indonesia tergolong tinggi. Data menunjukkan bahwa daya energi surya sebesar 207.898 MW, sedangkan pemanfaatannya masih rendah yaitu 0,04% (PT. PLN Persero, 2018).

Pulau Kodingare yang terletak di Desa Padaelo, Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai merupakan salah satu dari sembilan pulau di Kecamatan Pulau Sembilan yang belum terkoneksi jaringan listrik PLN. Hingga saat ini, sistem kelistrikan Pulau Kodingare disuplai oleh Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang hanya dapat menyuplai energi listrik selama tujuh jam dari pukul 06.00 hingga 11.00 dan pukul 04.00 hingga 06.00, dengan konsumsi bahan bakar sekitar 12 sampai 16 liter per hari. Sebelum PLTD ini beroperasi sekitar tahun 2015 hingga saat ini, terdapat pembangkit energi terbarukan berupa Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *Off-Grid* dengan kapasitas 11,72 kWp (Usman, 2016). PLTS ini beroperasi pada tahun 2013 namun hanya dapat beroperasi kurang dari setahun karena tegangan tinggi yang disebabkan oleh petir.

Data radiasi matahari berdasarkan perangkat lunak Meteonorm 8 diperoleh sebesar 5,86 kWh/m²/hari. Dengan pertimbangan tersebut, maka dibuatlah sebuah inovasi berupa Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid (PLTH) yang terdiri dari PLTS dan PLTD. Dengan pembangkit listrik utama diperoleh

dari PLTS dan sumber energi cadangan dan tambahan energi yang bersumber dari PLTD. Kolaborasi sumber energi ini dapat meningkatkan waktu pelayanan listrik secara ekonomis sehingga suplai energi listrik masyarakat daerah terpencil dapat dipenuhi secara optimal. Analisis pemilihan detail komponen, rencana kinerja dan tujuan yang sesuai perlu dilakukan didalam perencanaan ini. Untuk itu diperlukan bantuan suatu perangkat lunak yang dapat melakukan proses analisis dan kombinasi sumber daya yang berbeda untuk menemukan desain konfigurasi terbaik dengan mempertimbangkan biaya ekonomi yang akan digunakan, sehingga perangkat lunak yang digunakan adalah *Home Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) Pro*.

Berdasarkan latar belakang diatas, penelitian ini akan membahas tentang perencanaan PLTH untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di Pulau Kodingare, dimana pulau ini memiliki potensi energi surya yang sangat baik. Oleh karena itu peneliti tertarik untuk melakukan penelitian dengan judul “Studi Perencanaan Pembangkit Hybrid (PLTS-PLTD) di Pulau Kodingare Kabupaten Sinjai”.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Bagaimana melakukan pemodelan dan simulasi untuk mengetahui potensi dan performa sistem PLTH menggunakan software HOMER Pro di Pulau Kodingare ?
- b. Bagaimana melakukan analisis keekonomian perencanaan menggunakan software HOMER Pro dan perhitungan secara teoritis dalam mengoptimalkan sistem PLTH di Pulau Kodingare ?
- c. Bagaimana melakukan analisis kelayakan perencanaan menggunakan software HOMER Pro dan perhitungan secara teoritis dalam mengoptimalkan sistem PLTH di Pulau Kodingare ?
- d. Bagaimana cara menghasilkan tata letak PLTS *Off-Grid* tiga dimensi (3D)?

- e. Bagaimana penerapan manajemen risiko dalam perencanaan PLTH untuk meminimalisir risiko yang dihadapi ?

1.3 Tujuan Masalah

Berdasarkan rumusan masalah tersebut, maka tujuan dari permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Mengetahui pemodelan dan simulasi untuk mengetahui potensi dan performa sistem PLTH menggunakan software HOMER Pro di Pulau Kodingare.
- b. Mengetahui keekonomian perencanaan menggunakan software HOMER Pro dan perhitungan secara teoritis dalam mengoptimalkan sistem PLTH di Pulau Kodingare.
- c. Mengetahui kelayakan perencanaan menggunakan software HOMER Pro dan perhitungan secara teoritis dalam mengoptimalkan sistem PLTH di Pulau Kodingare.
- d. Menghasilkan tata letak PLTS *Off-Grid* tiga dimensi (3D).
- e. Mengetahui manajemen risiko dalam perencanaan PLTH untuk meminimalisir risiko yang dihadapi.

1.4 Batasan Masalah

Agar analisis ini terfokus pada struktur masalah, maka diberikan batasan masalah:

- a. Lokasi yang menjadi objek penelitian adalah Pulau Kodingare, Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai.
- b. Jenis pembangkit yang akan di implementasikan adalah PLTH yang berbasis energi matahari dan bahan bakar.
- c. Analisis teknis menggunakan software HOMER Pro.
- d. Analisis keekonomian dalam penelitian ini adalah biaya investasi awal, *Net Present Cost* (NPC), *Life Cycle Cost* (LCC), *Salvage*, *Biaya Operational Dan Maintenance* (O&M), serta *Cost of Energy* (COE) dengan menggunakan software simulasi HOMER Pro.

- e. Analisis kelayakan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah *Net Present Value* (NPV), *Payback Period* (PBP), *Profitability Index* (PI), dan *Internal Rate of Return* (IRR).
- f. Sistem pembangkit tenaga surya tidak terhubung ke jaringan utama.
- g. Desain instalasi PLTS memperhitungkan total luas atap bangunan.

1.5 Manfaat Penelitian

Diharapkan dari penelitian ini dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

- a. Dapat dijadikan referensi bagi Pemerintah Daerah Kabupaten Sinjai atau Perusahaan Listrik Negara (PLN) untuk mengembangkan energi terbarukan.
- b. Menyediakan listrik yang kompatibel untuk kebutuhan masyarakat di Pulau Kodingare yang belum memiliki akses listrik yang memadai.
- c. Untuk mengurangi ketergantungan penduduk Pulau Kodingare pada sumber bahan bakar fosil yang mahal seperti PLTD.
- d. Mendorong penggunaan energi terbarukan seperti PLTS dan mendukung pengurangan gas rumah kaca.
- e. Menunjukkan contoh dan memberikan referensi untuk pulau-pulau kecil lainnya dalam membangun sistem tenaga listrik yang berkelanjutan dan terjangkau.
- f. Meningkatkan kesejahteraan penduduk dan meningkatkan kondisi perekonomian pulau-pulau kecil yang dapat memberikan kontribusi bagi kesejahteraan nasional.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terkait

Dalam penelitian skripsi ini akan dilakukan literature review, yaitu pencarian referensi yang esensial terhadap penelitian yang telah dilakukan sebelumnya melalui jurnal terkait. Berikut beberapa kajian terkait yang peneliti lakukan sebagai referensi:

Penelitian yang berjudul *A Hybrid Photovoltaic/Diesel System for Off-Grid Applications in Lubumbashi, DR Congo: A HOMER Pro Modeling and Optimization Study*, diketahui bahwa konfigurasi panel surya dan baterai yang paling tepat untuk membangun pembangkit listrik dengan kapasitas 4 kW di wilayah Lubumbashi. Dalam penelitian ini juga, peneliti menemukan bahwa sistem PV dapat menghasilkan 7.331 Wh listrik per tahun, jumlah yang lebih dari cukup untuk memenuhi kebutuhan listrik rumah tangga setempat. Beban utama hanya menggunakan 4.111 Wh listrik per tahun, sehingga menghasilkan surplus energi sebesar 38% atau sekitar 2.777 Wh setiap tahun. Untuk memenuhi kebutuhan listrik secara penuh di wilayah Lubumbashi, peneliti merekomendasikan pemasangan 18 baterai yang dipasang secara paralel dengan tegangan bus 24 V (Rice, dkk., 2023).

Dalam penelitian yang berjudul *Design, Implementation and Techno-Economic Analysis of Hybrid PV-Diesel for Off-Grid System in Sebira Island* ditemukan bahwa rendahnya rasio elektrifikasi di beberapa daerah di Indonesia dapat diperbaiki dan dikembangkan dengan berbagai alternatif pembangkit energi listrik. Studi pada penelitian ini menunjukkan bahwa sistem yang optimal adalah sistem dengan *Renewable Penetration* sekitar 70% dengan otonomi 18 jam. Dari Hybrid PV-Diesel for *Off-Grid System* memiliki biaya investasi yang lebih rendah sebesar Rp. 16.721.609.755 dibandingkan dengan sistem yang 100% generator diesel sebesar Rp. 19.216.082.636. Sistem hybrid tersebut memiliki LCOE yang lebih rendah sebesar Rp. 5.498/kWh dibandingkan dengan

100% sistem generator diesel sebesar Rp. 6.214/kWh. Adapun energi yang disuplai oleh PLTS sebesar 213,5 kWh/tahun dan PLTD menyuplai energi sebesar 91,5 kWh. Sistem Hybrid PV-Diesel for *Off-Grid* diperoleh kapasitas daya panel surya sebesar 148 kW dengan jumlah total panel surya yang digunakan sebanyak 740 buah yang masing-masing panel surya memiliki kapasitas 200 Wp. Konfigurasi panel surya pada sistem ini tersusun seri sebanyak 370 buah dan paralel sebanyak 2 buah (Wicaksana, dkk., 2016).

Dalam penelitian yang berjudul *Optimization With Excess Electricity Management of a PV, Energy Storage and Diesel Generator Hybrid System Using Home Pro Software*, ditemukan bahwa sistem tenaga microgrid otonom diusulkan untuk menyediakan listrik dalam jumlah kecil di wilayah Palestina. Biaya sudah termasuk perumahan dan pompa air. Permintaan energi rata-rata adalah 300 kWh/hari dan rata-rata kebutuhan daya adalah 12,5 kW. Energi rata-rata yang dibutuhkan untuk memompa air adalah 49 kWh/hari. Wilayah tersebut memiliki banyak sinar matahari yang dapat memiliki Rata-rata 5,6 kWh/m². Software yang digunakan adalah HOMER Pro untuk mendapatkan desain terbaik. Hasilnya menunjukkan bahwa sistem hybrid adalah yang terbaik di antara semua sistem yang ada dengan konfigurasi adalah PV dengan penyimpanan energi yang terhubung ke generator diesel. Biaya bersih saat ini dari sistem ini adalah \$636.150 ditambah biaya energi yang dihasilkan sebesar 0,438 USD/kWh. Analisis sensitivitas dianggap untuk mengevaluasi pengaruh selisih harga PV. Langkah-langkah manajemen energi diikuti untuk mengurangi jumlah kelebihan listrik dari 17 MWh menjadi 11 MWh atau sekitar 10,6% menjadi 6,24%. Ini mengurangi COE dari 0,438 menjadi 0,416 USD/kWh (Yasin, 2020).

Dalam penelitian berjudul *Techno-Economic Analysis of Hybrid Diesel Generators and Renewable Energy for a Remote Island in the Indian Ocean Using HOMER Pro*. Studi ini berfokus pada kelistrikan pulau-pulau terpencil di Samudera Hindia yang terkena dampak hujan lebat saat gempa bumi tahun 2004. Untuk menyediakan listrik ke pulau-pulau tersebut, digunakan generator dengan kapasitas masing-masing sebesar 110 kW dan 60 kW. Potensi penggunaan

energi terbarukan untuk menambah atau mengganti unit di kedua generator ini. Proyek ini mengkaji apakah energi terbarukan dapat digunakan untuk mengganti kedua pembangkit tersebut. HOMER Pro digunakan untuk simulasi dan optimasi untuk penelitian ini. Perhitungan ini didasarkan pada harga solar saat ini sebesar US\$0,90 per liter (tanpa subsidi). Diperoleh konfigurasi terbaik dengan mengkolaborasikan panel surya, 2 buah generator, inverter dan baterai. Studi tersebut menemukan bahwa energi terbarukan berkontribusi sebesar 29,2% dengan konfigurasi yang terdiri dari PV dengan kapasitas 274 kW, converter sebesar 65 kW, dan baterai dengan kapasitas 76 kWh. Listrik yang dihasilkan dari panel surya, generator 100 kW dan 60 kW masing-masing adalah 295.535 kWh/tahun, 268.060 kWh/tahun, dan 2.480 kWh/tahun dengan konsumsi listrik sebesar 381.958 kWh/tahun. Sehingga membuat Net Present Price turun dari \$1,65 juta menjadi \$1,39 juta, dan biaya listrik masing-masing turun dari \$0,292/kWh menjadi \$0,246/kWh. Tingkat pengembalian sistem adalah 14% dan pengembalian investasi adalah 10%, dengan periode pengembalian 6,7 tahun. Kajian ini menunjukkan kelayakan teknologi untuk memperkenalkan energi terbarukan ke pulau-pulau terpencil di Indonesia yang banyak pulaunya belum memiliki akses listrik (Riyatsyah, dkk., 2022).

Berdasarkan penelitian-penelitian yang telah dijelaskan diatas terdapat beberapa kekurangan dan kelebihan. Pada penelitian ini, peneliti lebih berpodaman pada penelitian yang dilakukan oleh Wicaksana pada tahun 2016 dengan menambahkan beberapa kelebihan yang tidak ada pada penelitian tersebut seperti menghasilkan layout PLTS terpusat *Off-Grid* sistem dalam bentuk tiga dimensi (3D) dan menghasilkan *renewable penetration* yang lebih tinggi. Sedangkan untuk analisis ekonomi pada penelitian ini meliputi biaya investasi, NPC, biaya O&M, LCC, *salvage*, dan COE. Serta untuk analisis kelayakan meliputi PBP, NPV, IRR dan PI. Sehingga dapat diperoleh tujuan utama dari penelitian ini yaitu tercapainya nilai perancangan PLTH yang meliputi aspek teknis, aspek ekonomi dan aspek kelayakan.

2.2 Energi Matahari

Energi ialah suatu kebutuhan esensial bagi manusia untuk kelangsungan hidup, mengalami peningkatan tingkat konsumsi global sebesar 70% antara tahun 2000 dan 2030. Sumber energi fosil menyumbang sekitar 87,7% dari total kebutuhan energi dunia. Cadangan energi fosil diperkirakan hanya mencukupi selama 40 tahun untuk minyak, 60 tahun untuk gas alam, dan 200 tahun untuk batu bara. Keadaan ini menghadirkan tantangan karena sumber energi yang terbatas harus memenuhi kebutuhan energi dunia yang terus meningkat (dengan kenaikan konsumsi energi mencapai 4,3% pada tahun 2004).

Berdasarkan data penyinaran matahari yang dikumpulkan dari 18 lokasi di Indonesia, penyinaran matahari di Indonesia terbagi menjadi Kawasan Barat Indonesia (KBI) sekitar 4,5 kWh/m²/hari dengan perubahan bulanan sekitar 10% dan di Kawasan Timur Indonesia (KTI) sekitar 5,1 kWh/m²/hari dengan perubahan bulanan sekitar 9% sehingga diperoleh rata-rata intensitas radiasi matahari di Indonesia sekitar 4,8 kWh/m²/hari dengan variasi bulanan sekitar 9% (Ruskardi, 2015).

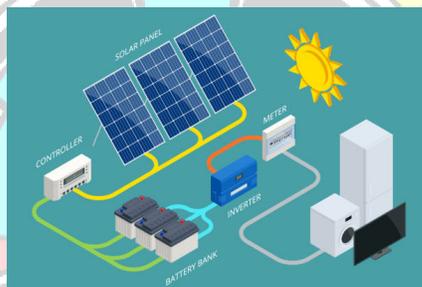
Ada banyak hal yang baik untuk dipertimbangkan ketika memilih energi surya sebagai alternatif, antara lain:

- a. Energi matahari tidak menimbulkan polusi dan baik untuk lingkungan.
- b. Menggunakan sumber energi surya terbilang mudah karena menggunakan sumber energi ini tidak memerlukan proses yang lama seperti sumber lainnya.
- c. Untuk daerah yang kondisi lokalnya kurang mendukung dan memiliki potensi energi matahari yang cukup, seperti di pedesaan, pegunungan atau daerah terpencil yang tidak terjangkau listrik PLN, kemungkinan akan dipertimbangkan kembali.

Daya yang memasuki atmosfer bumi diperkirakan sebesar 1 kW/m² dalam arah sepanjang sumbu pancaran. Dari jumlah tersebut, 34% dipantulkan kembali ke langit, 19% terkonsentrasi di udara terutama dari sisi udara dan sisanya 47% atau sekitar 560 W/m² terkonsentrasi di dunia (Kadir, 1994).

2.3 PLTS

PLTS merupakan teknologi pembangkit energi listrik yang mengubah energi foton dari sinar matahari menjadi energi listrik. Proses konversi ini terjadi dalam modul surya yang terdiri dari sel fotovoltaik, yang terbuat dari lapisan silikon (Si) murni dan bahan semikonduktor lainnya. Ketika sinar foton mengenai sel fotovoltaik, elektron dalam ikatan atom akan dilepaskan dan menghasilkan elektron bebas, yang akhirnya menghasilkan arus tegangan listrik. Sel fotovoltaik dapat dihubungkan dalam modul dengan total sekitar 40 sel melalui rangkaian sambungan, dan gabungan beberapa modul ini akan membentuk medan fotovoltaik (Pratama, 2018).



Gambar 2.1 PLTS Secara Umum

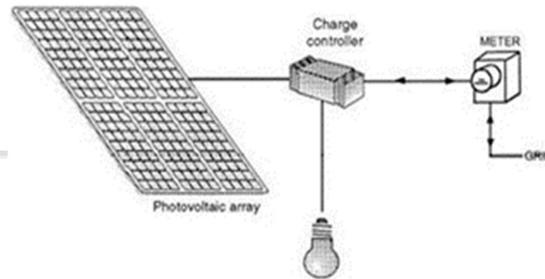
2.4 Sistem Pembangkit

Pada saat ini, ada berbagai macam sistem PLTS yang mencakup sistem yang terhubung dengan jaringan listrik PLN (On-Grid) dan juga sistem yang berdiri sendiri atau tidak terhubung dengan jaringan listrik PLN (Off-Grid), serta sistem PLTS hybrid yang terhubung dengan sumber energi lain seperti angin, air, atau solar..

2.4.1 PLTS *Off-Grid*

Sistem PLTS Off-Grid adalah sistem pembangkit listrik yang berdiri sendiri, mengandalkan energi matahari sebagai sumber utama, dan menggunakan modul surya untuk menghasilkan listrik sesuai kebutuhan tanpa terhubung ke jaringan PLN. Sistem ini memanfaatkan baterai untuk menyimpan energi yang dihasilkan pada siang hari sehingga bisa memenuhi kebutuhan listrik saat malam hari. Dalam proses ini, modul

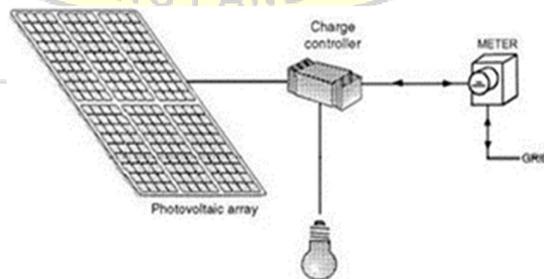
surya menghasilkan tegangan DC dan diteruskan ke SCC yang bertanggung jawab atas pengisian baterai serta memanfaatkan baterai saat sinar matahari tidak tersedia (Krauter, 2006).



Gambar 2.2 Sistem PLTS *Off-Grid*
(Krauter, 2006)

2.4.2 PLTS *On-Grid*

Sistem PLTS *On-Grid* yang terhubung ke jaringan adalah sistem produksi listrik yang menggunakan modul surya untuk mengubah sinar matahari menjadi energi listrik. Energi listrik yang dihasilkan dapat langsung digunakan untuk keperluan pengisian, sementara sisa energi yang tidak digunakan akan disalurkan ke jaringan PLN. Pendekatan ini menawarkan keuntungan karena lebih efektif dibandingkan dengan metode stop, di mana daya pembangkit harus disesuaikan dengan beban konsumen. Namun, sistem jaringan harus handal karena melibatkan pertukaran energi antara PLN dan PLTS dalam jangka waktu yang telah ditentukan oleh sistem kontrol. Oleh karena itu, sistem jaringan menjadi lebih kompleks dan memerlukan sistem kontrol yang handal (Krauter,2006).



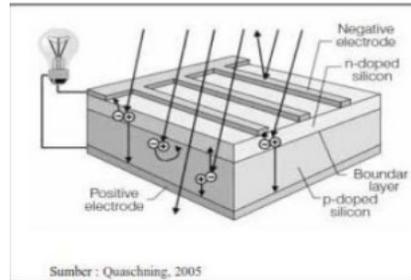
Gambar 2.3 Sistem PLTS *On-Grid*
(Krauter, 2006)

2.4.3 PLTS Hybrid

Definisi sistem hybrid adalah penggunaan dua atau lebih sumber energi yang berbeda. Tujuan utama dari sistem ini adalah untuk mendapatkan keuntungan dengan menggabungkan dua atau lebih sumber daya (sistem pembangkitan) agar dapat mengatasi kelemahan masing-masing dan mencapai keandalan pasokan energi dengan efisiensi ekonomi tertentu. Sistem hybrid, atau disebut juga sebagai PLTH, merupakan salah satu alternatif sistem pembangkitan yang berhasil diterapkan untuk mengurangi ketergantungan pada listrik dari sumber PLN, sehingga menghemat anggaran. PLTH ini menggunakan energi terbarukan sebagai sumber utamanya, yang dipadukan dengan pembangkit berbahan bakar fosil sebagai cadangan energi (Wibowo, dkk., 2018).

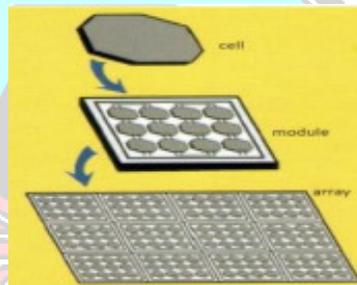
2.5 Sel Surya

Sel surya adalah perangkat elektronik yang mampu mengubah energi cahaya menjadi energi listrik melalui proses yang dikenal sebagai efek fotovoltaiik. Efek fotovoltaiik terjadi ketika cahaya menyebabkan pelepasan muatan positif dan negatif pada benda padat. Proses ini menghasilkan arus dan tegangan yang dipengaruhi oleh intensitas cahaya. Di dalam sel surya, terdapat dua jenis bahan semikonduktor yang penting, yaitu semikonduktor tipe "P" (positif) dan semikonduktor tipe "N" (negatif). Permukaan atas sel surya terbuat dari silikon berkualitas yang cukup tipis agar cahaya dapat menembus dengan mudah. Permukaan ini memiliki lapisan nikel berbentuk cincin yang berfungsi seperti pintu keluar bagi arus listrik yang dihasilkan. Di bagian bawah sel surya, terdapat lapisan tipe N berlapis nikel dengan bukaan keluaran negatif. Ketika cahaya matahari mencapai sel surya, beberapa foton cahaya diserap oleh atom semikonduktor, melepaskan elektron dari ikatannya, dan menghasilkan elektron bebas. Gerakan elektron bebas ini lah yang akhirnya menghasilkan arus listrik (Putra, 2020).



Gambar 2.4 Hubungan Sel Surya dan Panel Surya (Putra, 2020)

Array merupakan kumpulan banyak sel surya yang umumnya disebut sebagai panel surya. Panel surya biasanya terdiri dari 32 hingga 40 sel surya, tergantung pada kapasitasnya. Gabungan dari panel-panel ini akan membentuk sebuah "Array" (Putra, 2020).



Gambar 2.5 Susunan pembuatan panel surya (Putra, 2020)

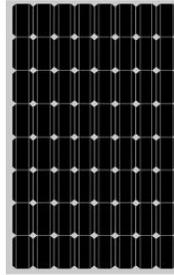
Sebelum mengetahui bagaimana energi langsung dihasilkan, perlu mengetahui energi yang diterima (energi masukan), dimana energi adalah pertambahan energi yang diterima oleh radiasi matahari dan besar kecilnya permukaan modul PV. Sedangkan untuk mengetahui besarnya daya pada sel surya (P_{out}), yaitu kenaikan tegangan terbuka (V_{oc}), hubung singkat (I_{sc}) dan faktor muatan (FF) yang dihasilkan sel fotovoltaik (Putra, 2020).

Berdasarkan jenis pembuatannya, terdapat beberapa jenis photovoltaic yang dapat digunakan yaitu :

2.5.1 Monokristal (*Mono-crystalline*)

Sel surya silikon *monocrystalline* p-n junction atau biasa disebut PV *monocrystalline*, memiliki kemurnian tinggi 99,999%. Kinerja sel

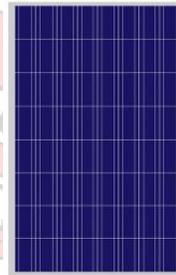
fotovoltaik silikon monokristalin memiliki efisiensi konversi yang tinggi sekitar 16 hingga 17%. Berikut adalah contoh modul *monocrystalline photovoltaic* seperti gambar di bawah ini:



Gambar 2.6 Modul Monokristal

2.5.2 Polikristal (*Poly-Crystalline*)

Panel surya ini memiliki struktur kristal yang tidak tembus karena diproduksi melalui proses pengecoran. Tipe panel surya ini memerlukan area yang lebih luas daripada tipe *monocrystalline* untuk menghasilkan jumlah energi listrik yang sama. Daya produksi energi matahari dari tipe ini lebih rendah daripada tipe *monocrystalline*, sehingga harganya lebih ekonomis (Putra, 2020).



Gambar 2.7 Modul Polikristal

Polycrystalline PV atau sel surya terbuat dari bahan *polycrystalline* karena bahan *monocrystalline* mahal per kilogramnya. Efisiensi konversi sel surya silikon polikristalin berkisar antara 12% hingga 15% (Putra, 2020).

2.5.3 Thin Film Photovoltaic

Ini adalah panel surya (garis ganda) yang menggunakan lapisan tipis mikrokristalin dan silikon amorf, memiliki efisiensi modul hingga 8,5%. Oleh karena itu, dibutuhkan area yang lebih besar per watt daya yang dihasilkan dibandingkan dengan tipe monocrystal & polycrystal. Film fotovoltaik yang tiga lapis (tiga lapis) ini memiliki kemampuan yang baik untuk bekerja pada cuaca mendung dan mampu menghasilkan listrik hingga 45% lebih banyak dibandingkan jenis panel lain dengan ukuran yang sama (Putra, 2020).



Gambar 2.8 Modul Thin Film Photovoltaic

2.6 Array Modul Surya

Saat merencanakan pembangkit listrik tenaga surya, penting untuk mengetahui lokasi perencanaan dalam membangun pembangkit listrik. Sebelum menentukan faktor yang lain, yang utama adalah menentukan lokasi untuk mendapatkan konfigurasi yang tepat dan tidak terlalu mengambil tempat, maka pada persamaan (2.1) dapat ditentukan luas modul surya (Hajir, 2021).

$$\text{Luas Array} = \frac{EL}{Gav \times \eta_{PV} \times \eta_{Out} \times FKT} \quad (2.1)$$

dimana :

EL = Besar energi yang akan di bangkitkan (kWh/hari)

Gav = Intensitas radiasi matahari (kWh/m²/hari)

η_{PV} = Efisiensi panel surya (%)

η_{Out} = Efisiensi keluaran sistem (%)

FKT = Faktor koreksi temperature (%)

Luas Array = Luas permukaan array surya (m²)

Untuk menentukan faktor koreksi temperatur pada persamaan (2.1) terlebih dulu menentukan daya pada saat suhu naik dari suhu standart dengan menggunakan persamaan (2.2) berikut ini (Hajir, 2021) :

$$P^{\circ c} = \eta P_{max} \times P_{mpp} \times \Delta t \quad (2.2)$$

dimana :

$P^{\circ c}$ = Daya pada saat suhu naik dari suhu standart (W)

ηP_{max} = Temperature coefficient of P_{max} (%)

P_{mpp} = Daya keluaran maksimal dari panel surya (W)

Δt = Kenaikan suhu ($^{\circ}C$)

Selanjutnya menentukan daya keluaran maksimum panel surya pada saat temperature panel surya mengalami kenaikan, yang diperhitungkan dengan persamaan (2.3) berikut (Hajir, 2021) :

$$P_{mpp}^{\circ c} = P_{mpp} - P^{\circ c} \quad (2.3)$$

dimana :

$P_{mpp}^{\circ c}$ = Daya keluaran maksimums saat mengalami kenaikan (W)

$P^{\circ c}$ = Daya pada saat suhu naik dari suhu standart (W)

P_{mpp} = Daya keluaran maksimal dari panel surya (W)

Penentuan nilai faktor koreksi temperature, diperhitungkan dengan persamaan (2.4) sebagai berikut (Hajir, 2021) :

$$FKT = \frac{P_{mpp}^{\circ c}}{P_{mpp}} \quad (2.4)$$

Bila letak modul surya sudah tepat, selanjutnya dapat memperoleh besarnya pembangkit yang dapat dibangkitkan. Persamaan untuk mencari daya maksimum yang dihasilkan dapat dihitung menggunakan persamaan (2.5) sebagai berikut (Hajir, 2021) :

$$P \text{ Wattpeak} = \text{Luas Array} \times \text{PSI} \times \eta_{PV} \quad (2.5)$$

dimana :

$P \text{ Wattpeak}$ = Daya yang akan dibangkitkan PLTS (W)

Luas Array = Luas permukaan panel surya (m^2)

PSI = Peak solar insolation ($1000 \text{ W}/m^2$)

η_{PV} = Efisiensi panel surya (%)

Besarnya daya yang dihasilkan dapat diketahui dari persamaan (2.6) dari persamaan ini juga dapat diketahui berapa jumlah panel yang dapat dipasang dalam kapasitas maksimum dengan menggunakan simbol tersebut (Hajir, 2021) :

$$\text{Jumlah Panel} = \frac{P_{\text{Wattpeak}}}{P_{\text{max}}} \quad (2.6)$$

dimana :

P_{Wattpeak} = Daya yang akan dibangkitkan PLTS (W)
 P_{max} = Kapasitas daya maksimal panel surya (W)

2.7 Inverter

Inverter PLTS berfungsi sebagai konverter arus searah (Direct Current - DC) dari sistem modul PV dan baterai menjadi arus bolak-balik (AC), sehingga memungkinkan PLTS digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik. Saat menentukan ukuran inverter, digunakan Safety Factor sebesar 1.25 dengan menggunakan persamaan (2.7) berikut ini (Hajir, 2021) :

$$E_{\text{inverter}} = \text{Demand Daya} \times \text{Safety Faktor} \quad (2.7)$$

dimana :

Demand Daya = Permintaan daya/daya output (W)
 Safety Faktor = Faktor keamanan

Pada PLTS, penggunaan inverter dapat dibedakan menjadi tiga kategori utama, yaitu: inverter kisi, inverter vertikal dan inverter khusus.

2.7.1 Inverter Kisi

Inverter tersebut berfungsi untuk secara langsung mengubah arus searah yang dihasilkan oleh modul fotovoltaik menjadi arus lain, kemudian mengalirkannya langsung ke jaringan PLN. Umumnya, inverter ini tidak memerlukan baterai.

2.7.2 Inverter Vertikal

Inverter yang biasanya mengkonversi langsung dari baterai. Arus pertama kali digunakan oleh modul fotovoltaik untuk mengisi baterai

sebelum diubah menjadi sesuatu yang lain. Seperti namanya, inverter sering digunakan untuk penerangan jauh atau pulau.

2.7.3 Inverter Khusus

Inverter yang dirancang untuk aplikasi tertentu atau diintegrasikan ke dalam sistem penggunaan. Inverter ini tidak menggunakan baterai, sehingga langsung terhubung ke modul photovoltaic dan pompa air.

Selain itu, inverter dapat dihubungkan ke peralatan untuk mengaktifkan peralatan AC dengan tegangan DC. Penggunaan paling umum dari jenis inverter ini adalah untuk memasok suplai lampu neon.

2.8 SCC (*Solar Charger Controller*)

SCC bertanggung jawab untuk memastikan bahwa baterai tidak kelebihan daya atau kelebihan daya, yang dapat menyebabkan baterai kehilangan masa pakainya. SCC dapat menjaga tegangan atau arus yang masuk dan keluar baterai tergantung kondisi baterai.

Tegangan dan arus masukkan SCC harus lebih tinggi dari tegangan dan arus larik panel surya. Batas aman sebesar 1,25 untuk arus tegangan maksimum masukkan yang harus dipertimbangkan. Cara untuk menentukan tegangan dan arus pada spesifikasi SCC dengan menggunakan persamaan (2.8) sebagai berikut (Hajir, 2021):

$$\text{Capacity of SCC} = \frac{\text{Demand Watt} \times \text{Safety Factor}}{\text{System Voltage}} \quad (2.8)$$

dimana :

System Voltage = Tegangan pada sistem (V)

Demand Daya = Permintaan daya/daya output (W)

Safety Factor = Faktor keamanan

2.8.1 PWM (Modulasi Pulsa)

SCC pada teknologi ini menggunakan sepotong daya listrik untuk mematikan lampu sehingga menghasilkan keluaran berupa gelombang sinus.

2.8.2 MPPT (Pelacakan Titik Maksimum)

SCC dalam teknologi ini bisa mendapatkan daya maksimal dari PV. Pengontrol muatan MPPT dapat menyimpan daya yang melebihi daya beban di baterai saat tidak digunakan, dan jika lebih banyak daya yang dibutuhkan daripada daya yang dihasilkan oleh PV, daya dapat diambil dari baterai (Junaidi, 2020).

2.9 Baterai

Baterai adalah komponen penting dari sistem PLTS, berfungsi sebagai sumber listrik yang vital. Jika baterai melemah, dapat menyebabkan kerusakan pada sistem PLTS dan komponen lainnya, baik pada aplikasi Solar Home System (SHS) maupun solar street. Baterai terdiri dari rangkaian sel yang dihubungkan secara seri. Secara umum, terdapat dua jenis baterai yang digunakan dalam PLTS, yaitu baterai Lead-Acid dan baterai Nikel-Cacunium. Kedua jenis baterai tersebut memiliki sifat yang hampir sama, namun perbedaannya terletak pada jenis elektroda dan elektrolit yang digunakan, yang menyebabkan terjadinya reaksi elektrokimia. Baterai Nikel-Cachnium menggunakan cachnium sebagai elektroda negatif dan nikel sebagai elektroda positif, dengan elektrolit berupa kalium hidroksida dan efisiensi sekitar 70%, sedangkan baterai Lead-Acid memiliki efisiensi sekitar 80% (Putra, 2020).

Untuk menentukan kapasitas baterai dapat dihitung menggunakan persamaan (2.9) sebagai berikut (Hajir, 2021) :

$$C = \frac{EL \times N}{Vs \times DOD \times \eta} \quad (2.9)$$

dimana :

- C = Kapasitas yang dibutuhkan (Ah)
- N = Jumlah hari otonomi (hari)
- EL = Energi yang dibangkitkan (kWh)
- Vs = Tegangan (V)
- DOD = Depth of Discharge (%)
- η = Efisiensi baterai x efisiensi inverter (%)

2.10 PLTD

PLTD adalah sebuah pembangkit listrik yang menggunakan mesin diesel sebagai penggerakannya. Bahan bakar yang sering digunakan adalah solar. Generator diesel digunakan sebagai sumber energi alternatif untuk daerah terpencil, terutama karena investasi yang murah. Di tempat-tempat dengan banyak sumber energi terbarukan, generator diesel digunakan sebagai cadangan jika energi terbarukan tidak dapat mencukupi kebutuhan listrik.

Mesin diesel merupakan salah satu jenis mesin pembakaran dalam yang menghasilkan energi dengan mengubah energi kimia dari bahan bakar seperti solar atau bensin menjadi energi panas yang menggerakkan piston dan poros engkol sehingga menghasilkan kerja mekanik. Performa mesin ini mencakup kemampuan atau karakteristik mesin dalam mengubah energi kimia dari bahan bakar menjadi energi mekanik. Proses konversi energi ini melibatkan banyak parameter yang berbeda, dan salah satunya adalah daya yang dihasilkan oleh mesin dan jumlah bahan bakar yang dikonsumsi (Ranahedy, 2021).

2.10.1 Prinsip Kerja Mesin Diesel

Mesin diesel merupakan jenis mesin pembakaran internal yang menggunakan panas kompresi untuk melakukan pengapian. Berbeda dengan mesin bensin atau gasoline, mesin diesel tidak memerlukan tenaga listrik. Panas dihasilkan dari tekanan yang terjadi akibat gerakan piston dan langkah kompresi di dalam silinder, menyebabkan suhu di ruang bakar meningkat, sehingga bahan bakar akan terbakar secara otomatis.

Pada mesin diesel, hanya udara yang masuk ke dalam piston dan ruang bakar, kemudian dipanaskan hingga mencapai suhu dan tekanan tertentu sebelum piston mencapai Titik Mati Atas (TMA). Ketika suhu udara di dalam silinder mencapai tingkat yang cukup tinggi, komponen bahan bakar akan menyala dengan sendirinya, memulai proses pembakaran. Suhu yang diperlukan untuk menghasilkan pengapian hanya sekitar 15-22 suhu panas atau sekitar 600°C (Ranahedy, 2021).

2.11 Studi Aspek Ekonomi

2.11.1 *Net Present Cost* (NPC)

NPC merupakan semua pengeluaran yang perlu disiapkan selama masa proyek berlangsung. NPC mempertimbangkan biaya awal proyek, biaya operasional, biaya pemeliharaan, biaya penggantian, dan semua penerimaan yang diharapkan dari proyek, termasuk pendapatan, penghematan, atau manfaat lain yang mungkin terjadi selama periode waktu proyek berlangsung. HOMER Pro menghitung menggunakan persamaan (2.10) tersebut (Prayogi, 2018):

$$\text{NPC} = \text{Capital Cost} + \text{Replacement} + \text{O\&M Cost} - \text{Salvage} \quad (2.10)$$

dimana :

Capital Cost = Biaya investasi (Rp)

Replacement = Biaya pergantian komponen (Rp)

O&M Cost = Biaya operasional dan maintenance (Rp)

Salvage = Nilai Sisa (Rp)

2.11.2 *Capital Cost* (Biaya Investasi)

Biaya tersebut dapat meliputi biaya pembebasan tanah, biaya konstruksi infrastruktur fisik (gedung, jalan, fasilitas listrik dan air, dll), biaya mesin dan peralatan pendukung, biaya pemasangan mesin dan biaya pembelian peralatan perusahaan. Dalam PLTS, biaya investasi merupakan penjumlahan dari biaya solar panel, SCC, baterai, inverter, pondasi, konstruksi dan peralatan listrik lainnya.

Biaya modal adalah biaya di muka untuk membangun dan pekerjaan pemeliharaan besar yang perlu dilakukan selama umur proyek setelah itu. Biaya operasi mencakup operasi, pemeliharaan dan, bila sesuai, biaya bahan bakar. Pembangkit energi terbarukan cenderung memiliki biaya operasi yang sangat rendah dibandingkan dengan pembangkit berbahan bakar fosil. Biaya tenaga kerja biasanya merupakan kontributor terbesar terhadap total biaya (Windarta, dkk., 2019).

2.11.3 Life Cycle Cost (LCC)

LCC adalah konsep analisis biaya yang melibatkan perhitungan total biaya suatu produk, sistem, atau proyek dari tahap awal pembelian hingga tahap pemeliharaan. Seluruh biaya yang terkait dengan siklus hidup entitas tersebut termasuk biaya awal, biaya operasional, biaya perawatan, dan biaya penggantian atau pembuangan dipertimbangkan. Tujuan dari analisis LCC adalah untuk mengidentifikasi opsi yang paling efisien secara finansial dengan mempertimbangkan semua biaya yang terlibat selama masa pakai produk atau sistem tersebut. Jadi dihitung dari persamaan (2.11) di bawah ini (Sitohang, 2019) :

$$AW = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (2.11)$$

Dari biaya pemeliharaan selama 25 tahun dapat ditentukan LCC menggunakan persamaan (2.12) sebagai berikut (Sitohang, 2019) :

$$LCC = C_t + AW \quad (2.12)$$

dimana :

LCC = Biaya Siklus Hidup (Rp)

C_t = Biaya Investasi awal + Biaya Pergantian Komponen (Rp)

AW = Biaya nilai sekarang untuk total biaya pemeliharaan dan operasional selama n tahun umur proyek (Rp)

i = Suku bunga (%)

2.11.4 Cost of Energy (COE)

COE adalah istilah yang merujuk pada biaya total yang diperlukan untuk menghasilkan atau menggunakan energi dalam suatu sistem tertentu. COE mencakup seluruh biaya yang terkait dengan produksi, distribusi, dan konsumsi energi, termasuk biaya investasi awal, operasional, pemeliharaan, dan biaya lain yang terlibat selama siklus hidup proyek atau sistem. Analisis COE bertujuan untuk mengukur dan memahami efisiensi ekonomi dari solusi energi

tertentu, sehingga memungkinkan pengambilan keputusan yang tepat dalam pemilihan teknologi energi, penentuan harga energi, dan perencanaan strategis untuk mencapai sasaran keberlanjutan dan efisiensi dalam penggunaan sumber daya energi (Sitohang, 2019).

Total biaya energi PLTS ditentukan oleh LCC, *Capital Recovery Factor* (CRF) dan total energi tahunan beban. Pemulihan modal adalah indikator yang digunakan untuk mengubah semua pembiayaan LCC menjadi sistem pembayaran tahunan yang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.13) (Sitohang, 2019):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.13)$$

dimana :

CRF = Faktor pemulihan modal

i = Suku bunga (%)

n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Biaya energi untuk PLTS dihitung dengan menggunakan persamaan (2.14) dibawah ini (Sitohang, 2019) :

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}} \quad (2.14)$$

dimana :

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

CRF = Faktor pemulihan modal

A kWh = Total energi tahunan beban (kWh/tahun)

2.11.5 Biaya Operasi dan Perawatan (O&M Cost)

Biaya O&M adalah biaya yang terkait dengan operasional dan pemeliharaan suatu sistem, fasilitas, atau peralatan selama masa pakainya. Biaya operasi mencakup biaya day-to-day yang diperlukan untuk menjalankan dan mengoperasikan sistem atau peralatan, termasuk biaya bahan bakar, listrik, dan tenaga kerja. Sementara itu, biaya pemeliharaan mencakup biaya untuk menjaga kondisi dan kinerja optimal sistem atau peralatan melalui pemeriksaan rutin,

perbaikan, dan penggantian komponen yang aus atau rusak. Biaya O&M dalam pengelolaan aset dan proyek untuk memahami total biaya yang terkait dengan operasi dan pemeliharaan dalam jangka waktu tertentu sangatlah penting, sehingga memungkinkan perencanaan anggaran yang lebih baik dan pengambilan keputusan yang lebih efisien..

Biaya pemeliharaan tahunan PLTS dihitung dengan persamaan (2.15) sebagai berikut (Chandra, 2016):

$$A = (1\% / 2\%) \times I_a \quad (2.15)$$

dimana:

N_b = Banyaknya pergantian Komponen

A = Biaya Pemeliharaan (Rp)

I_a = Investasi Awal (Rp)

2.11.6 Nilai Sisa (*Salvage*)

Nilai sisa adalah nilai yang tersisa dalam komponen system daya pada akhir masa proyek. Homer mengasumsikan penyusutan komponen linier, yang berarti bahwa nilai penyelamatan suatu komponen berbanding lurus dengan sisa hidupnya. Ini juga mengasumsikan bahwa nilai penyelamatan tergantung pada biaya penggantian daripada biaya modal awal. HOMER Pro menghitung nilai sisa menggunakan persamaan dibawah ini (Reza, 2021) :

$$S = C_{rep} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (2.16)$$

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep}) \quad (2.17)$$

$$R_{rep} = R_{comp} \cdot INT \left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}} \right) \quad (2.18)$$

dimana :

S = Nilai Sisa (Rp)

R_{rem} = Sisa umur komponen pada akhir masa proyek (tahun)

R_{rep} = Durasi biaya penggantian (tahun)

C_{rep} = Biaya penggantian (Rp)

R_{comp} = Umur komponen (tahun)

R_{proj} = Umur proyek (tahun)

INT = Fungsi mengembalikan jumlah integer dari bilangan real

2.12 Studi Aspek Kelayakan

2.12.1 Payback Period (PBP)

PBP adalah metode analisis keuangan yang digunakan untuk menghitung berapa lama waktu yang dibutuhkan untuk mendapatkan kembali investasi awal dari suatu proyek atau investasi. PBP menggambarkan periode waktu di mana aliran kas positif mengimbangi biaya investasi awal, dan proyek dianggap berhasil ketika payback periodnya mencapai batas waktu yang telah ditentukan sebelumnya. Nilai PBP dapat dihitung menggunakan persamaan (2.19) seperti dibawah ini (Hajir, 2021) :

$$PBP = \frac{\text{Investasi Awal}}{\text{Total Kas Bersih}} \quad (2.19)$$

Analisa kelayakan dapat dilihat dari masa pengembalian investasi dengan masa pakai. Jika masa pengembalian investasi lebih singkat ($PBP < n$), maka layak dan apabila masa pengembalian investasi lebih lama ($PBP > n$), maka tidak layak.

2.12.2 Net Present Value (NPV)

NPV adalah suatu metode analisis keuangan yang digunakan untuk mengevaluasi kelayakan suatu investasi atau proyek. NPV menghitung selisih antara nilai sekarang dari aliran kas masuk (pendapatan atau penerimaan) dengan nilai sekarang dari aliran kas keluar (biaya atau pengeluaran) selama masa pakai proyek atau investasi. Dalam perhitungannya, aliran kas di masa depan dikonversi menjadi nilai uang pada saat ini dengan menggunakan Diskonto Faktor (DF) yang sesuai. Untuk menghitung NPV digunakan persamaan (2.20) sebagai berikut (Yonata, 2017) :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - II \quad (2.20)$$

dimana :

NCF_t = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai tahun ke-n (Rp)

n = Umur investasi (tahun)

i = Suku bunga (%)

II = Investasi Awal (Rp)

DF dihitung menggunakan persamaan (2.21) seperti dibawah ini:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (2.21)$$

Syarat untuk memutuskan apakah investasi dapat diterima atau ditolak adalah sebagai berikut:

- a. Investasi dianggap layak jika nilai NPV positif (> 0).
- b. Investasi dianggap tidak layak jika nilai NPV negatif (< 0).

2.12.3 Profitability Index (PI)

PI adalah metode analisis keuangan yang digunakan untuk menilai kelayakan suatu proyek atau investasi dengan membandingkan nilai sekarang dari aliran kas positif dengan nilai sekarang dari biaya investasi awal. Dalam perhitungannya, aliran kas positif dihitung sebagai jumlah pendapatan bersih yang dihasilkan oleh proyek setiap tahun, dikurangi dengan biaya operasional dan biaya lain yang terkait. PI dihitung dengan membagi nilai sekarang dari aliran kas positif dengan biaya investasi awal. Sistem PI dihitung menggunakan persamaan (2.22) berikut (Chandra, 2016):

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t(1+i)^{-t}}{II} \quad (2.22)$$

dimana:

NCF_t = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai tahun ke-n (Rp)

II = Investasi awal (Rp)

n = Umur investasi (tahun)

i = Suku bunga (%)

Syarat-syarat untuk menilai suatu keputusan investasi dapat diterima atau ditolak adalah sebagai berikut:

- a. Keputusan investasi dianggap layak jika nilai PI lebih besar dari satu (>1).
- b. Keputusan investasi dianggap tidak layak jika nilai PI lebih kecil dari satu (<1).

2.12.4 *Internal Rate Return (IRR)*

IRR adalah tingkat diskonto yang membuat nilai sekarang dari seluruh penerimaan atau manfaat yang diharapkan sama dengan nilai sekarang dari seluruh biaya yang terlibat dalam proyek. Semakin tinggi nilai IRR, semakin menguntungkan proyek tersebut, dan umumnya, proyek yang memiliki IRR lebih besar dari tingkat diskonto yang digunakan dianggap layak untuk dijalankan. IRR adalah indikator dalam pengambilan keputusan investasi karena membantu dalam menilai tingkat pengembalian yang diharapkan dari proyek dan membandingkan alternatif proyek untuk menentukan pilihan terbaik. Nilai tersebut dapat diperoleh dengan persamaan (2.23) dibawah ini (Yonata, 2017) :

$$IRR = ir + \left(\frac{NPVr}{NPVr - NPVt} \right) (it - ir) \quad (2.23)$$

dimana :

IRR = Internal Rate of Return (%)

NPVr = Net Present Value dengan suku bunga rendah (Rp)

NPVt = Net Present Value dengan suku bunga tinggi (Rp)

it = Suku bunga tinggi (%)

ir = Suku bunga rendah (%)

Kriteria untuk memutuskan penerimaan atau penolakan suatu investasi adalah sebagai berikut (Nugroho, 2016):

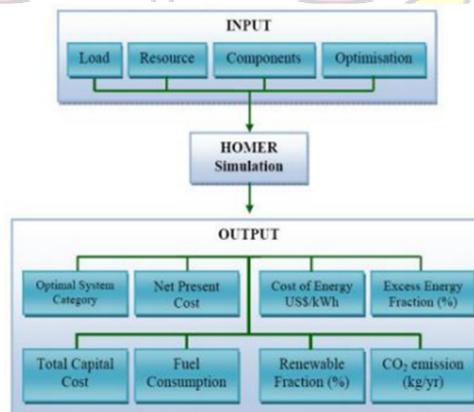
- a. Jika tingkat IRR lebih tinggi dari tingkat suku bunga, maka proyek akan diterima.

- b. Jika tingkat IRR lebih rendah dari tingkat suku bunga, maka proyek akan ditolak

2.13 Software HOMER Pro

HOMER Pro adalah perangkat lunak yang memberikan penjelasan mengenai penggunaan, sistem operasi, serta data yang dibutuhkan dan dihasilkan. Software ini berguna untuk merancang dan menganalisis sistem pembangkit listrik hybrid. Peralatan ini dapat digunakan untuk memodifikasi dan memperbaiki jaringan listrik dalam berbagai proyek industri, seperti turbin angin, pembangkit listrik tenaga air, fotovoltaik, elektroliser, generator, dan pembangkit listrik tradisional, tergantung pada ketersediaan sumber daya energi di daerah tersebut.

Peralatan ini memfasilitasi analisis tekno-ekonomi dalam siklus hidup bagi para peneliti. Dalam analisis teknis, peneliti dapat menganalisis efisiensi sistem produksi energi dan jumlah energi yang dihasilkan oleh sistem tersebut. Dari segi ekonomi, peneliti dapat menentukan NPC berdasarkan nilai uang yang digunakan selama umur proyek, serta COE selama seumur hidup proyek. Hasil simulasi dari perangkat lunak ini mendukung penggunaan peralatan yang paling efisien dalam sistem pembangkit listrik, baik dari segi teknis maupun ekonomis. Gambar di bawah ini menunjukkan input dan output dari HOMER Pro (Navies, 2021):



Gambar 2.9 *Input dan Output* Simulasi HOMER Pro (Navies, 2021)

Data input yang diperlukan untuk HOMER Pro adalah sebagai berikut :

a. Input Load/Beban

Beban terbagi menjadi dua jenis, yaitu beban termal dan beban listrik. Beban listrik dan beban termal akan dijelaskan dalam bentuk jam per hari, bulanan, yang disesuaikan dengan profil beban di lokasi studi, serta diagram profil beban akan ditampilkan langsung pada input. Untuk beban listrik, pada parameter input juga terdapat pilihan electrical bus sesuai dengan beban listrik di lokasi penelitian..

b. Input komponen

Komponen input mencakup semua komponen yang digunakan, komponen tersebut antara lain baterai, fotovoltaiik, konverter, boiler, generator, tangki hidrogen dan lain-lain. Pemilihan bahan daur ulang dan spesifikasi bahan tersebut dari sudut pandang teknis dan ekonomis. Aspek teknis meliputi kapasitas maksimal peralatan dan kinerja sistem, sedangkan aspek ekonomis meliputi biaya peralatan, biaya pemeliharaan dan pengoperasian peralatan tersebut.

c. Input Sumber Daya/Resources

Input ini mencakup berbagai sumber daya energi seperti tenaga angin, bensin, tenaga air, biomassa, surya, termal, hidrogen, dan sejenisnya. Data input dapat dimasukkan secara manual di luar perangkat lunak HOMER Pro, termasuk bahan bakar minyak atau gas yang nilainya dapat ditentukan oleh Lower Heating Value (LHV) sesuai spesifikasi. Selain itu, HOMER Pro juga menggunakan data dari National Aeronautics and Space Administration (NASA) seperti data temperatur, Global Horizontal Irradiation (GHI), Direct Normal Irradiation (DNI), dan kecepatan angin. Semua data input ini digunakan untuk menghitung jumlah energi yang dihasilkan oleh pembangkit listrik.

d. Masukan ekonomi

Parameter input ini mencakup semua parameter ekonomi yang bukan merupakan bagian dari sistem. Rasio ini mencakup inflasi, suku bunga, dan biaya bagian lain dari sistem produksi energi.

e. Simulasi

Simulasi menentukan ekonomi kekuasaan berdasarkan COE dan NPC. Prinsip-prinsip ini dianalisis dalam data input seperti peralatan, bahan, dan biaya. Di sisi ekonomi, tingkat inflasi di dalam negeri juga penting, tingkat diskonto dan aspek ekonomi lainnya.

f. Optimalisasi

Hasil simulasi akan menentukan konfigurasi sistem terbaik, yang merupakan konfigurasi dengan nilai NPC dan COE terendah. HOMER Pro akan mempertimbangkan dan memilih konfigurasi berdasarkan sistem terbaik tersebut..

g. Analisis Sensivitas

Analisis sensitivitas adalah parameter yang dapat menunjukkan hasil dari suatu masukan yang berbeda terhadap variabel yang sama. Misalnya, pengguna dapat menetapkan harga yang berbeda untuk sumber daya, sehingga mereka dapat mengetahui hasil dalam kondisi perubahan yang berbeda.

2.14 Software Google Earth

Google Earth Pro adalah versi premium dari layanan pemetaan dan pemantauan global yang populer, Google Earth. Perbedaan utama antara Google Earth Pro dan versi reguler adalah adanya fitur tambahan dan kemampuan yang lebih canggih dalam versi Pro. Salah satu fitur utama dari Google Earth Pro adalah kemampuannya untuk mengakses gambar satelit dengan resolusi lebih tinggi dan lebih banyak detail. Dengan resolusi yang lebih baik ini, pengguna dapat melihat objek, bangunan, dan lokasi dengan lebih jelas dan mendetail. Selain itu, Google Earth Pro juga memungkinkan pengguna untuk mengukur jarak, area, dan volume dari suatu wilayah dengan

akurasi tinggi menggunakan alat pengukur bawaan. Fitur ini sangat bermanfaat untuk keperluan profesional, seperti perencanaan kota, pemetaan lahan, penelitian geospasial, dan kegiatan lain yang membutuhkan data geografis yang tepat dan presisi. Selain itu, Google Earth Pro juga memberikan akses ke plugin tambahan yang memungkinkan integrasi dengan perangkat lunak GIS (Geographic Information System) populer, sehingga memperluas fungsionalitas dan potensi penggunaan aplikasi ini dalam berbagai bidang industri.



Gambar 2.10 Google Earth Pro

2.15 Software Sketchup

SketchUp Pro merupakan sebuah perangkat lunak desain 3D yang kuat dan intuitif, telah dikembangkan oleh Trimble Inc. Dengan bantuan perangkat lunak ini, pengguna dapat dengan mudah membuat model 3D yang presisi dan mendetail dari berbagai objek, bangunan, bahkan kota secara keseluruhan. Dengan antarmuka yang ramah pengguna, SketchUp Pro sangat cocok digunakan oleh para profesional seperti arsitek, desainer, insinyur, dan banyak lagi. Fitur-fitur unggul seperti alat pengukuran, kemampuan impor dan ekspor dalam berbagai format file, serta galeri model online, semuanya berkontribusi untuk memperkaya pengalaman pengguna dan menjadikan SketchUp Pro sebagai salah satu pilihan utama dalam bidang desain dan visualisasi 3D (Harrynov, 2009)



Gambar 2.11 SketchUp Pro 2022

Ada banyak keuntungan dan kerugian menggunakan SketchUp, yaitu:

a. Kelebihan

1. Antarmuka yang intuitif: SketchUp menawarkan antarmuka pengguna yang intuitif dan mudah dipahami, membuatnya sangat ramah bagi pengguna baru. Alat-alat dasar dan menu navigasi yang sederhana memungkinkan pengguna untuk dengan cepat memulai dan menghasilkan model 3D.
2. Kemudahan penggunaan: Tidak seperti beberapa perangkat lunak desain 3D lainnya yang kompleks, SketchUp memungkinkan pengguna untuk membuat model 3D dengan mudah.
3. Ekosistem ekstensi yang luas: SketchUp memiliki ekosistem ekstensi yang luas yang memungkinkan pengguna untuk memperluas fungsionalitas perangkat lunak sesuai dengan kebutuhan mereka. Ada berbagai plugin dan ekstensi yang dapat digunakan untuk meningkatkan kemampuan desain dan alat kerja dalam SketchUp.

b. Kekurangan

1. Terbatasnya fitur kompleks: Meskipun SketchUp sangat baik untuk pemodelan 3D yang sederhana dan desain arsitektur dasar, perangkat lunak ini memiliki batasan dalam hal fungsionalitas yang kompleks. Membutuhkan fitur-fitur lanjutan seperti simulasi fisika atau analisis struktural, perlu menggunakan perangkat lunak yang lebih canggih.
2. Pengelolaan file yang kompleks: SketchUp memiliki beberapa keterbatasan dalam pengelolaan file yang kompleks. Dalam proyek

dengan model yang sangat besar dan rumit, pengguna mungkin mengalami kinerja yang lambat atau bahkan crash. Oleh karena itu, untuk proyek yang membutuhkan pemodelan yang rumit, perlu dilakukan manajemen file dengan hati-hati agar tetap efisien.

3. Terbatasnya alat rendering bawaan: SketchUp tidak dilengkapi dengan alat rendering yang canggih secara bawaan. Membutuhkan visualisasi yang lebih realistis atau rendering yang lebih lanjut, perlu menggunakan plugin rendering pihak ketiga.

2.16 Software Meteonorm 8

Meteonorm 8 adalah database cuaca untuk lokasi di seluruh dunia. Hasil diperoleh dari pemrosesan data jangka panjang dan menampilkan kondisi cuaca rata-rata berdasarkan parameter yang ditentukan pengguna. Meteonorm 8 adalah program komputer yang digunakan untuk perhitungan data cuaca. Program ini merupakan sumber data untuk program simulasi teknik dalam aplikasi energi surya pasif, yang beroperasi dalam fotovoltaik. Meteonorm 8 memiliki metode untuk menghitung radiasi matahari pada permukaan apa pun dengan orientasi yang diperlukan pada titik tertentu. Metode ini didasarkan pada database yang telah dilaporkan dalam algoritma. Proses ini dimulai dengan menentukan di mana peneliti ingin mengetahui data dan diakhiri dengan menerjemahkan data ke dalam format yang diinginkan.



Gambar 2.12 Software Meteonorm 8

Langkah-langkah kerja komputasi pada Meteonorm 8 adalah sebagai berikut:

- a. Menghitung dengan menggunakan data terkini berupa nilai rata-rata per bulan. Meteonorm akan mengambil data meteorologi dan melakukan interpolasi berdasarkan data yang dimasukkan, seperti nama lokasi, koordinat lintang dan bujur, ketinggian dan zona waktu.
- b. Membagi data menjadi beberapa jam. Data interpolasi dari langkah sebelumnya dibagi menjadi distribusi data per jam dalam 10 tahun. Tentunya perhitungan ini berdasarkan data yang ada.
- c. Buat data dengan banyak komponen cuaca dan iklim, seperti suhu udara, radiasi, kelembaban, dll. Sumber data Meteonorm 8 berasal dari stasiun cuaca di hampir setiap negara di dunia. Dengan menghitung data secara detail, Meteonorm 8 menjadi database meteorologi karena cakupannya.

2.17 Manajemen Risiko

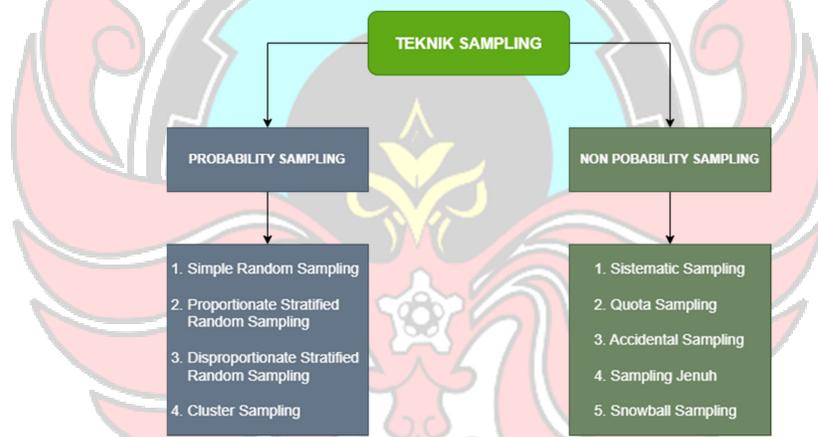
Manajemen risiko dalam suatu perencanaan adalah proses identifikasi, penilaian, dan pengendalian risiko yang terkait dengan perancangan dan konstruksi. Tujuan dari manajemen risiko ini adalah untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kejadian yang merugikan atau gangguan yang dapat mempengaruhi kinerja dan keandalan sistem, serta melindungi investasi dan keberlanjutan operasional pembangkit.

Dalam perencanaan, perlu mengidentifikasi secara komprehensif berbagai risiko yang mungkin timbul selama siklus hidup proyek, termasuk risiko teknis, lingkungan, operasional, keuangan, dan peraturan. Hal ini membantu dalam mengidentifikasi risiko yang paling signifikan dan memprioritaskan upaya mitigasi. Penilaian risiko juga dapat melibatkan analisis kualitatif dan kuantitatif untuk mengestimasi potensi kerugian finansial, jadwal proyek, atau dampak lingkungan yang mungkin terjadi. Setelah penilaian risiko, langkah selanjutnya adalah merancang dan menerapkan strategi mitigasi yang sesuai.

2.18 Teknik Sampling

Sampel adalah sebagian dari populasi yang akan mewakili semua karakteristik populasi. Dari jumlah populasi yang besar, dapat diambil sebagian sampel dengan kualitas yang mewakili persis dengan kualitas dari populasi. Jumlah sampel tidak selalu banyak dan tidak selalu sedikit, karena tergantung pada sampel yang akan dipilih (Putra, 2020).

Probability sampling adalah teknik pengambilan sampel yang memberikan kesempatan yang sama bagi setiap individu untuk dipilih menjadi partisipan dalam sampel. Dalam probability sampling, ada dua jenis teknik yaitu non-probability sampling dan probability sampling. Diagram berikut merepresentasikan sistem ini:



Gambar 2.13 Teknik Sampling
(Putra, 2020)

Dalam probability sampling, salah satunya adalah teknik simple random sampling. Dengan metode random sampling ini, pengambilan data dilakukan secara acak tanpa mempertimbangkan level yang ada dalam populasi karena populasi dianggap sama. Penggunaan persentase sampling sebesar 5%, 10%, dan 20% sudah cukup untuk menghasilkan representasi yang tepat dari keseluruhan populasi. Dengan demikian, simple random sampling menjadi cara yang efisien dan akurat untuk mengumpulkan data dari populasi yang lebih besar.

2.19 Skema Investasi di Bidang Investasi Energi

Investasi di bidang energi terbarukan dapat diimplementasikan menggunakan beberapa opsi yang diklasifikasikan menjadi dua sektor, yaitu (DJEBTKE-ESDM, 2021) :

a. Swasta

Pihak yang berinvestasi menggunakan modal sendiri/pinjaman bank serta pihak yang bekerja sama dengan Perusahaan Jasa Konversi Energi atau Energy Service Company (ESCO).

b. Publik

Lembaga pemerintahan yang berinvestasi menggunakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) atau Anggaran Pendapatan Belanja Daerah (APBD) atau bekerja sama dengan pihak ketika/pelaku usaha melalui skema kerja sama pemerintah dengan badan usaha (KPBU), pinjaman daerah (Obligasi), serta pengadaan barang/jasa.

2.19.1 Sektor Swasta

1. Modal Sendiri/Pinjaman

Pada umumnya, ketika suatu perusahaan, industri, atau masyarakat umum menemukan potensi penghematan energi terhadap objek yang mereka miliki dan berkesanggupan secara finansial untuk melakukan efisiensi energi, pemilik proyek dapat membiayai investasi efisiensi energi secara mandiri.

Apabila nilai investasi terlalu besar, maka pemilik proyek dapat melakukan pinjaman modal ke lembaga pembiayaan (seperti bank) dengan persyaratan pinjaman dana sebagai nasabah konvensional.

2. Skema Kerja Sama dengan Swasta

Kegiatan audit energi dapat dilakukan dengan melibatkan kerja sama dengan pihak swasta, atau disebut dengan Investment Grade Audit (IGA). Melalui IGA, proyek efisiensi energi dapat ditinjau apakah cukup “bankable”, sesuai dengan kajian kelayakan

proyek secara teknis, finansial, komersial, dan hukum. Dari kajian tersebut, pemilik proyek efisiensi energi dapat bekerja sama dengan pihak swasta serta mengajukan permohonan pinjaman dana kepada bank ataupun lembaga pembiayaan lainnya.

Keterlibatan investasi pihak swasta dapat diwujudkan melalui suatu model bisnis yang disebut ESCO—perusahaan engineering yang melaksanakan kegiatan proyek efisiensi energi untuk klien dari industri maupun bangunan komersial. Model bisnis ESCO umumnya memerlukan adanya energy savings performance contracting (ESPC), yaitu kontrak yang mengikutsertakan pemilik proyek dan pihak ESCO dalam proyek efisiensi energi. Dalam pelaksanaan model bisnis ini, perlu dilakukan Measurement and Verification (M&V) untuk menjamin bahwa efisiensi energi yang ditunjukkan dalam laporan Investment Grade Audit (IGA).

Berdasarkan skema pendanaannya umumnya, skema kerja sama dengan ESCO dapat dilakukan melalui, namun tidak terbatas pada guaranteed saving dan shared saving. Pada skema guaranteed saving, biaya investasi proyek efisiensi energi disediakan oleh pemilik proyek, sedangkan penghematan energi akan dijamin oleh ESCO selama masa kontrak yang telah disepakati. Untuk proyek yang membutuhkan biaya investasi besar, pemilik proyek dapat mengajukan pinjaman ke pihak ketiga, yakni investor atau bank. Pada skema shared saving, biaya investasi proyek maupun penghematan energi akan disediakan dan dijamin oleh ESCO. Apabila proyek efisiensi energi membutuhkan biaya investasi besar, ESCO dapat mengajukan pinjaman kepada pihak ketiga, yakni investor atau bank.

2.19.2 Sektor Publik

1. Kerja Sama Pemerintah dengan Badan Usaha (KPBU)

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015 tentang Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur KPBU didefinisikan sebagai skema kerja sama antara pemerintah dengan badan usaha dalam penyediaan infrastruktur untuk kepentingan umum, dengan merujuk pada spesifikasi yang telah ditetapkan sebelumnya oleh Menteri/Kepala Lembaga/Kepala Daerah/Kepala Badan Usaha Milik Negara (BUMN)/Kepala Badan Usaha Milik Daerah (BUMD), yang sebagian atau seluruhnya menggunakan sumber daya badan usaha dengan memperhatikan pembagian risiko di antara para pihak.

Implementasi investasi efisiensi energi yang telah direalisasikan melalui skema KPBU adalah Penerangan Jalan Umum (PJU) hemat energi, baik PJU Pintar maupun PJU Tenaga Surya (PJU-TS). Implementasi skema KPBU diharapkan dapat memberikan kontribusi besar bagi pembangunan infrastruktur negara. Dalam program ini, pemerintah dapat memberikan bantuan/dukungan apabila terdapat proyek yang tidak layak secara finansial, namun layak secara ekonomi.

2. Pinjaman Daerah (Obligasi)

Pinjaman daerah adalah segala transaksi yang mengakibatkan daerah menerima sejumlah uang atau menerima manfaat yang bernilai uang dari pihak lain, sehingga daerah tersebut dibebani kewajiban untuk membayar kembali.

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 56 Tahun 2018, pinjaman daerah dapat ditawarkan kepada publik melalui penawaran umum di pasar modal. Pinjaman daerah yang ditawarkan ke publik disebut obligasi. Penerbitan obligasi hanya

dapat dilakukan di pasar modal domestik dan dalam mata uang rupiah.

Pemerintah daerah dapat menerbitkan obligasi daerah hanya untuk membiayai kegiatan investasi sektor publik yang menghasilkan penerimaan dan memberikan manfaat bagi masyarakat yang menjadi urusan pemerintah daerah. Dengan ketentuan tersebut, maka obligasi daerah yang diterbitkan pemerintah daerah hanya jenis obligasi pendapatan (revenue bond).

3. Pengadaan Barang/Jasa

Berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 12 Tahun 2021, pengadaan barang/jasa adalah kegiatan pengadaan barang/jasa oleh kementerian, lembaga, atau perangkat daerah yang dibiayai oleh APBN/APBD yang prosesnya sejak identifikasi kebutuhan, sampai dengan serah terima hasil pekerjaan. Penyedia barang/jasa dapat dijalankan oleh pelaku usaha yang menyediakan barang/jasa berdasarkan kontrak.

Terdapat dua metode pemilihan untuk menetapkan penyedia barang/jasa, yaitu Tender/penunjukan langsung/e-purchasing untuk paket pengadaan barang/pekerjaan konstruksi/jasa lainnya dengan nilai pagu anggaran paling sedikit di atas seratus miliar rupiah dan Seleksi/penunjukan langsung untuk paket pengadaan jasa konsultasi dengan nilai pagu anggaran paling sedikit di atas sepuluh miliar rupiah.

2.20 Kabel Instalasi dan MCB

Hal terpenting dalam penentuan luas penampang kabel adalah memahami pembacaan tabel KHA (Kapasitas Hantar Arus) yang terdapat dalam pada PUIL 2011. Berikut adalah tabel jenis kabel yang umum digunakan dalam instalasi tegangan rendah yaitu NYA (kabel tembaga pejal berinti tunggal), kabel NYM (kabel tembaga pejal berinti 3 atau lebih), dan kabel NYY mewakili kabel yang sering digunakan untuk instalasi outdoor

atau instalasi daya motor listrik. Tabel ini dari sumber SNI yang berlaku saat ini yaitu PUIL 2011 amandemen 1 tahun 2013 (SNI 0225:2011/Amd 1:2013).

a. KHA kabel NYA dan sejenisnya

Berikut adalah KHA terus menerus yang diperbolehkan dan proteksi untuk kabel instalasi inti tunggal berinsulasi PVC pada suhu ambien 30° C dan suhu konduktor maks 70° C.

Tabel 2.1 KHA kabel NYA dan sejenisnya

Jenis Konduktor	Luas Penampang Nominal mm²	Kha Terus Menerus		KHA Pengenal Gawai Proteksi	
		Pemasangan Dalam Conduit ^(X) Sesuai 7.13	Pemasangan Di Udara ^(XX) Sesuai 7.12.1	Pemasangan Dalam Konduit	Pemasangan Di Udara
		A	A	A	A
	0.5	2.5	-	2	-
	0.75	7	15	4	10
	1	11	19	6	10
	1.5	15	24	10	20
NYFA	2.5	20	32	16	25
NYFAF	4	25	42	20	35
NYFAZ	6	33	54	25	50
NYFAD	10	45	73	35	63
NYA	16	61	98	50	80
NYAF	25	83	129	63	100
	35	103	158	80	124
	50	132	198	100	160
NYFAw	70	165	245	125	200
NYFAFw	95	197	292	160	250
NYFAZw	120	235	344	250	315
NYFADw	150	-	391	-	315
dan NYL	185	-	448	-	400
	240	-	528	-	400
	300	-	608	-	500
	400	-	726	-	630
	500	-	830	-	630

b. KHA kabel NYM dan sejenisnya

Berikut adalah data kabel KHA terus menerus yang diperbolehkan untuk kabel instalasi berinsulasi PVC, serta kabel fleksibel dengan voltase pengenal 230/400 (300) volt dan 300/500 (400) volt pada suhu ambien 30° C dan suhu konduktor maks 70° C.

Tabel 2.2 KHA kabel NYM dan sejenisnya

Jenis Kabel	Luas Penampang	KHA Terus Menerus	KHA Pengenal Gawai Proteksi
	mm ²	A	A
NYIF NYIFY NYPLYw NYM/NYM-0 NYRAMZ NYRUZY NYRUZYr NHYRUZY NHYRUZYr NYBUY NYLRZY, dan Kabel Fleksibel berinsulasi PVC	1.5	18	10
	2.5	26	20
	4	34	25
	6	44	35
	10	61	50
	16	82	63
	25	108	80
	35	135	100
	50	168	125
	70	207	160
	95	250	200
	120	292	250
	150	335	250
	185	382	315
	240	453	400
	300	504	400
400	-	-	
500	-	-	

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat penelitian yang dilakukan berada di Pulau Kodingare, Desa Padaelo, Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai merupakan salah satu pulau yang terletak di bagian selatan Kabupaten Sinjai tepatnya di Teluk Bone, terletak 215 Km arah timur Kota Makassar. Lokasi perencanaan PLTH ini berada pada koordinat $5^{\circ}5'$ LS dan $102^{\circ}5'$ BT. Akses ke lokasi penelitian hanya dapat ditempuh dengan jalur laut dengan estimasi waktu sekitar 90 menit menggunakan kapal penumpang atau 30 menit menggunakan Speed Boat dari pelabuhan terdekat yaitu pelabuhan Larea Rea Sinjai. Gambar lokasi Pulau Kodingare dapat dilihat melalui software Google Earth pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Lokasi Penelitian

Waktu penelitian ini berlangsung selama 16 minggu. Pelaksanaan kegiatan diawali dengan perencanaan studi awal, perancangan desain sistem, dan kemudian dilanjutkan analisis teknis, ekonomis dan kelayakan dari PLTH yang dirancang. Adapun alokasi waktu dari kegiatan penelitian ini dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Timeline Kegiatan

No.	Jenis Kegiatan	Bulan 1	Bulan 2	Bulan 3	Bulan 4
1	Peninjauan Lokasi	■			
2	Survei Kebutuhan Energi Listrik	■	■		
3	Analisis Potensi Radiasi Matahari Dengan <i>Software</i>		■		
4	Perancangan Sistem PLTH		■	■	
5	Survei Harga Komponen PLTS <i>Off-Grid</i>			■	
6	Analisis <i>Pemodelan</i> Dan Simulasi PLTH			■	■
7	Analisis Teknis			■	■
8	Analisis Ekonomis Dan Kelayakan				■
9	Desain Layout 3D PLTS				■
10	Manajemen Risiko				■
11	Penulisan Laporan	■	■	■	■

3.2 Alat dan Bahan

Dalam penelitian ini, penting untuk memiliki alat dan bahan untuk melakukan penelitian seperti penunjang kedalaman penelitian. Alat dan bahan meliputi:

3.2.1 Alat

Alat pendukung untuk membantu penyusunan skripsi antara lain:

1. Multimeter digunakan untuk mengukur tegangan dan arus.
2. Meter digunakan untuk mengukur luas bangunan yang akan menjadi lokasi implementasi PLTS.
3. Software Google Earth digunakan untuk memperoleh informasi tentang lokasi yang potensial, mengukur, dan memvisualisasikan lokasi penelitian.
4. Software Meteor Norm 8 digunakan untuk mengumpulkan dan menyediakan data cuaca global yang akurat untuk berbagai aplikasi.
5. Software HOMER Pro digunakan untuk menganalisis teknis dan keekonomian desain dari suatu sistem PLTH.

6. Software SketchUp Pro 2022 digunakan untuk membuat model visualisasi, rendering, dan dokumentasi proyek arsitektur, konstruksi, desain produk dan desain interior.
7. Microsoft Office Excel 2016 digunakan untuk mengolah data yang berkaitan dengan keekonomian dan kelayakan dari sistem PLTH.
8. Software Microsoft Word 2016 digunakan dalam penyusunan laporan skripsi.

3.2.2 Bahan

Dokumen pendukung penelitian ini berupa data yang diperoleh dan dikumpulkan oleh peneliti antara lain :

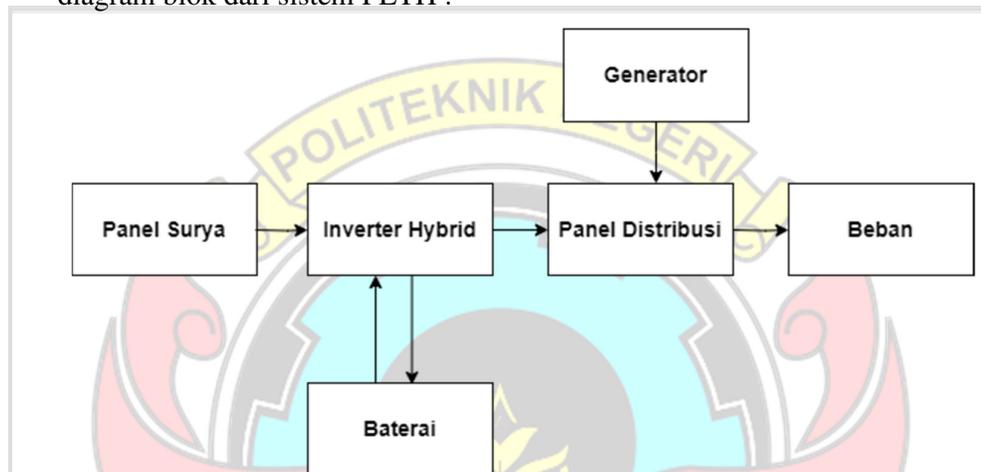
1. Data populasi dan fasilitas umum yang terdapat pada lokasi penelitian.
2. Data konsumsi beban listrik yang digunakan di lokasi penelitian.
3. Data iklim berupa radiasi matahari dan temperature pada lokasi penelitian.
4. Data spesifikasi komponen PLTH yang akan direncanakan pada lokasi penelitian.

3.3 Jenis Penelitian

Penelitian ini merupakan salah satu bentuk penelitian yang menggunakan metode kuantitatif untuk mengumpulkan dan menganalisis data yang berkaitan dengan beberapa aspek penyelenggaraan PLTH. Studi ini bertujuan untuk membandingkan populasi dan mendeskripsikan berbagai faktor yang terkait dengan PLTS-PLTD, seperti energi, kapasitas pembangkitan, dan efisiensi sistem. Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian kuantitatif ini melibatkan pengumpulan data dengan menggunakan instrumen seperti kebutuhan listrik. Data yang terkumpul akan dianalisis untuk mendapatkan hasil yang dapat diinterpretasikan secara akurat dan dapat digunakan untuk mengambil keputusan atau membuat rekomendasi terkait perencanaan sistem PLTH di Pulau Kodingare, Desa Padangelo, Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai.

3.4 Blok Sistem

Sistem blok PLTH mengacu pada kombinasi PLTS dan PLTD yang terintegrasi ke dalam sistem untuk memenuhi kebutuhan energi. Sistem ini dirancang untuk memaksimalkan penggunaan sumber energi terbarukan dan mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar fosil. Berikut adalah diagram blok dari sistem PLTH :



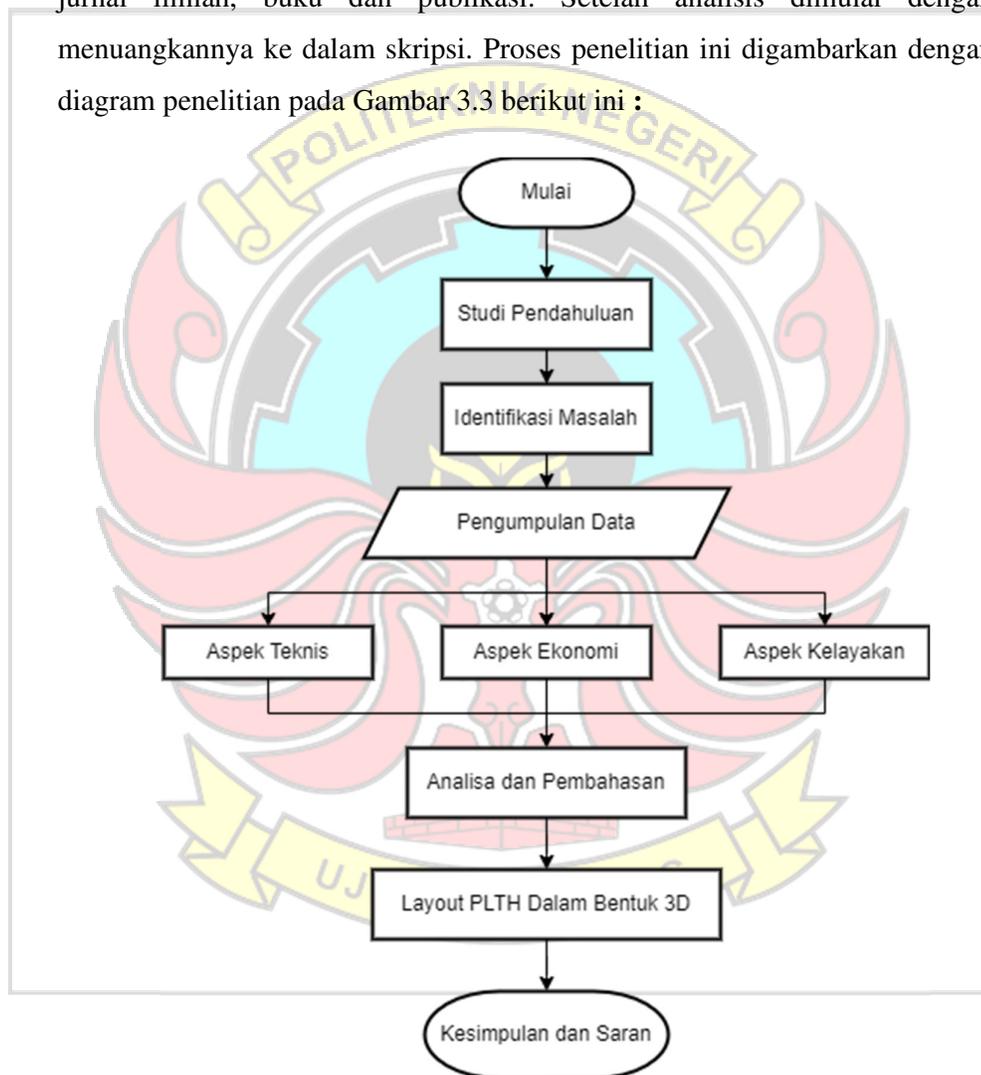
Gambar 3.2 Blok Sistem PLTH

Oleh karena itu, prinsip kerja PLTH dalam susunan ini adalah modul surya menangkap radiasi matahari dan mengubahnya menjadi energi listrik. Keluaran modul surya dihubungkan ke inverter hybrid yang terhubung ke baterai dan beban. Inverter hybrid akan menyuplai energi listrik ke beban, energi listrik yang disuplai ke beban dan tidak dikonsumsi oleh beban akan masuk ke penyimpanan baterai. Jika baterai terisi penuh, inverter hybrid menghentikan pengisian energi listrik dari modul surya.

Karena modul surya bergantung pada cuaca dan kondisi lingkungan, sehingga terkadang energi yang dihasilkannya tidak cukup. Dalam situasi seperti itu, PLTD bekerja sebagai cadangan dan tambahan energi. Ketika PLTS menghasilkan energi listrik yang tidak optimal dalam memenuhi kebutuhan beban listrik, maka PLTD akan bekerja menghasilkan listrik tambahan untuk memenuhi kebutuhan listrik Pulau Kodingare.

3.5 Tahapan Penelitian

Langkah penelitian menjadi acuan utama dalam pelaksanaan penelitian ini. Penelitian diawali dengan pemilihan wilayah penelitian berdasarkan permasalahan yang dikaji pada bagian pendahuluan. Penilaian dilakukan berdasarkan data dan fakta di lapangan serta dipadukan dengan materi dari jurnal ilmiah, buku dan publikasi. Setelah analisis dimulai dengan menuangkannya ke dalam skripsi. Proses penelitian ini digambarkan dengan diagram penelitian pada Gambar 3.3 berikut ini :



Gambar 3.3 Tahapan Penelitian

3.6 Studi Pendahuluan

Studi pendahuluan dilakukan dengan tujuan mencari permasalahan yang terdapat pada lokasi yang ingin diteliti. Pada tahapan ini pula dilakukan pengumpulan data awal sehingga diketahui bagaimana keadaan di daerah tersebut. Selain itu akan dilakukan studi literatur dengan mencari beberapa referensi-referensi yang berkaitan dengan PLTS maupun PLTD baik berupa buku, skripsi, jurnal publikasi, tesis, dan karya-karya ilmiah lainnya lalu mengkaji karya-karya ilmiah yang berhubungan dengan pembangkit listrik tenaga hybrid yang sesuai dengan keadaan masyarakat di Pulau Kodingare.

3.7 Identifikasi Masalah

Pada tahap ini dilakukan pengamatan pendahuluan sebagai tahapan untuk melihat serta mengidentifikasi bagian-bagian yang akan diteliti. Hal ini bertujuan untuk mempermudah peneliti dalam menentukan permasalahan yang ada pada saat melakukan penelitian. Data-data yang diambil dalam studi pendahuluan berdasarkan hasil wawancara dan studi literatur terhadap masyarakat di Pulau Kodingare. Adapun ringkasan yang diperoleh dalam studi pendahuluan adalah sebagai berikut :

1. Pulau Kodingare adalah salah satu pulau di Kecamatan Pulau Sembilan yang belum teraliri listrik PLN.
2. Masyarakat di Pulau Kodingare mendapatkan pasokan energi listrik melalui PLTD yang diperoleh dari dana Desa sehingga biaya untuk energi listrik di pulau ini cukup mahal. PLTD ini juga tidak beroperasi selama 24 jam melainkan hanya 7 jam saja dalam sehari mulai dari pukul 18.00 - 22.00 dan 05.00 - 07.00 sehingga memberi batasan penggunaan energi pada kehidupan masyarakat.
3. Tersedia lokasi yang memadai di Pulau Kodingare untuk dibangun PLTS berupa lahan dan rumah pembangkit yang telah tersedia pada lokasi penelitian.
4. Diketahui potensi sumber energi terbarukan berupa radiasi matahari yang baik mencapai angka 5,86 kWh/m²/hari.

5. Potensi PLTS yang dikombinasikan dengan PLTD merupakan kombinasi energi yang dianggap baik dalam memenuhi kebutuhan listrik masyarakat di Pulau Kodingare.

Biaya yang dikeluarkan pihak desa selaku yang bertanggung jawab dalam memenuhi kebutuhan operasional PLTD berupa pemakaian bahan bakar solar untuk menghidupkan generator setiap bulannya adalah sebesar Rp. 2.529.600 sampai Rp. 3.372.800. Artinya biaya yang harus dikeluarkan setiap harinya adalah sebesar Rp. 81.600 sampai Rp. 108.800. Biaya biaya tersebut belum termasuk biaya yang harus dikeluarkan apabila terjadi kerusakan ataupun perawatan pada generator.

3.8 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan oleh peneliti. Data yang diperoleh dibagi menjadi dua jenis, yaitu data primer dan data sekunder.

3.8.1 Data Primer

Data primer dalam penelitian mengacu pada data yang dikumpulkan langsung dari sumber utama penelitian. Data primer diperoleh peneliti dengan tujuan untuk memperoleh hasil yang akurat.

Data primer dapat dilihat pada Tabel 3.2 di bawah ini:

Tabel 3.2 Data Primer Yang Dibutuhkan Dan Sumber Data

No.	Data Yang Dibutuhkan	Sumber Data
1.	Sumber energi saat ini, kapasitas terpasang, jam operasi, biaya energi bulanan, dan masalah pasokan energi saat ini	Wawancara dengan lembaga publik untuk memperoleh sampel rumah tangga dan lainnya.
2.	Profil beban yang mencakup konsumsi listrik harian dan beban puncak harian	Wawancara terhadap beberapa sampel rumah tangga
3	Jumlah KK dan fasilitas umum	Wawancara dengan kepala desa dan tinjauan langsung ke lokasi penelitian.

4	Tanggapan masyarakat terhadap perencanaan PLTH	Wawancara dengan lembaga publik dan beberapa rumah tangga
---	--	---

3.8.2 Data Sekunder

Data sekunder dalam penelitian mengacu pada data lain yang dikumpulkan atau sudah tersedia untuk tujuan penelitian. Data sekunder ditunjukkan pada tabel 3.3 di bawah ini :

Tabel 3.3 Data sekunder sumber daya yang dibutuhkan

No.	Data Yang Dibutuhkan	Sumber Data
1.	Titik koordinat lokasi penelitian	Google Earth
2.	Potensi energi surya dan keadaan iklim	Software Meteonorm 8
3	Harga dan spesifikasi komponen	Internet

3.9 Konfigurasi Data Iklim Menggunakan Software Meteonorm

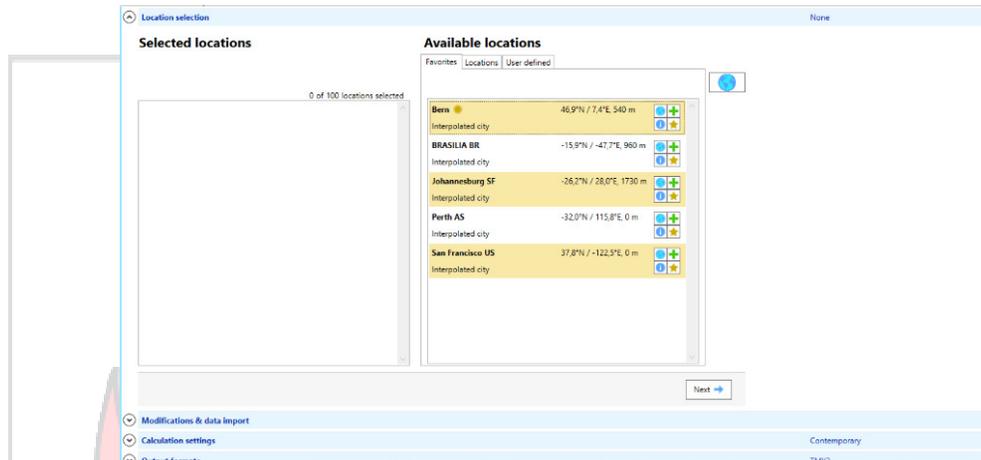
Software Meteonorm 8 digunakan untuk memperoleh akses dan menerapkan data cuaca global yang akurat dan terpercaya. Tujuan dari tahapan ini adalah :

1. Membantu dalam memahami potensi energi terbarukan di lokasi tertentu, menentukan output yang diharapkan dan merencanakan infrastruktur.
2. Data cuaca yang akurat membantu dalam memprediksi permintaan energi, mengoptimalkan operasi sistem, dan melakukan analisis kinerja energi.
3. Meteonorm ini digunakan untuk penelitian dan pengembangan di berbagai bidang yang terkait dengan cuaca dan iklim sehingga memungkinkan peneliti untuk melakukan analisis, memodelkan perubahan iklim dan mengembangkan solusi inovatif.

Selain itu, dalam proses penggunaan Meteonorm 8 akan dilakukan beberapa langkah yaitu:

a. Menentukan Lokasi

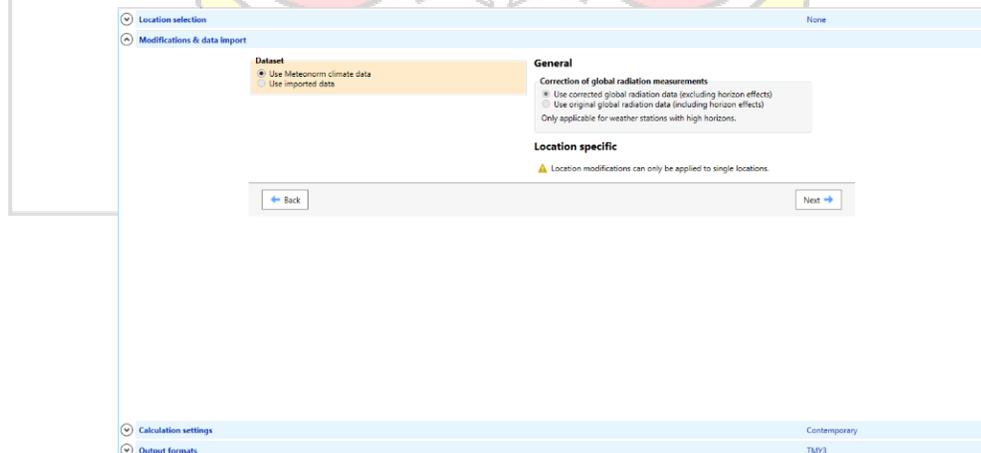
Menentukan koordinat geografis yang ditentukan bertujuan untuk memperoleh data cuaca. Untuk kordinat lokasi yang menjadi inputan dalam software meteonorm 8 ini adalah Longitude dan Latitude yang diperoleh dari software Google Earth Pro.



Gambar 3.4 Menentukan Lokasi Di Software Meteornorm 8

b. Melakukan Modifikasi dan Data Import

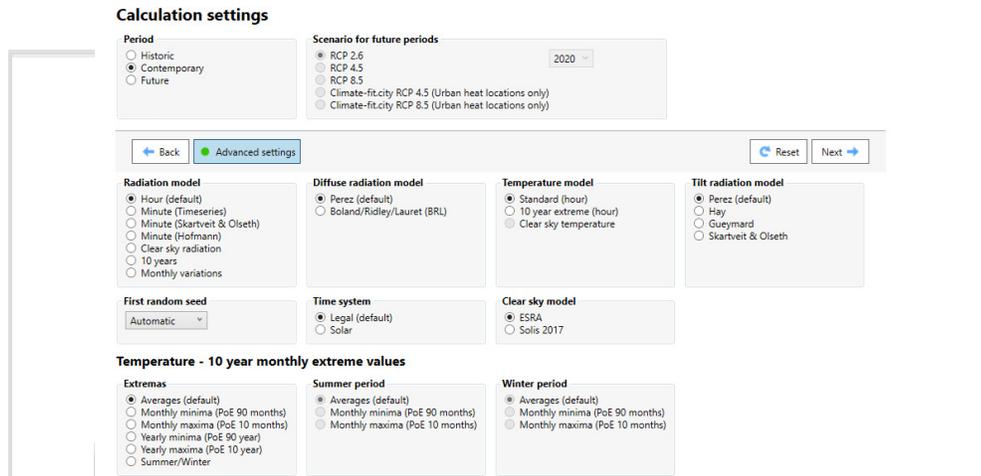
Kedua fitur ini memberikan fleksibilitas untuk memanipulasi dan menggunakan data cuaca sesuai dengan kebutuhan. Fitur modifikasi memungkinkan untuk melakukan penyesuaian parameter cuaca yang ada, sementara fitur data import memungkinkan untuk mengimpor data cuaca eksternal ke dalam perangkat lunak.



Gambar 3.5 Menentukan Lokasi Di Software Meteornorm 8

c. Melakukan Calculation Settings

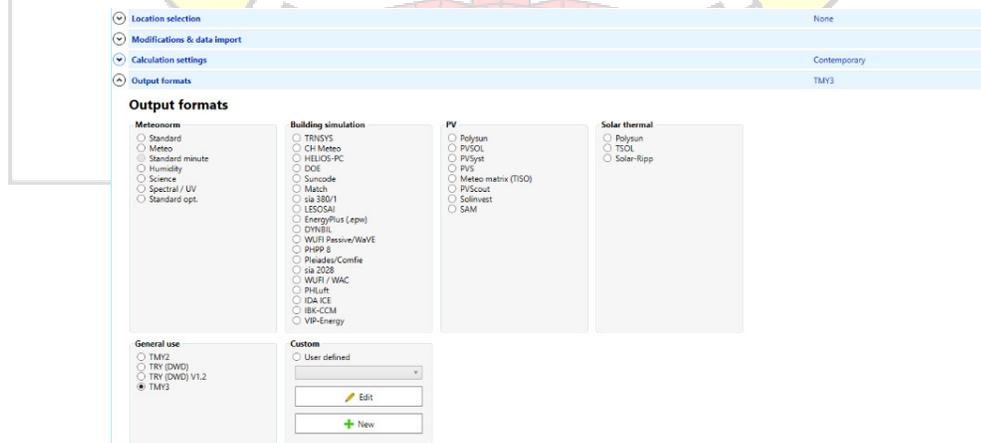
Pada tahapan ini, memungkinkan melakukan pengaturan parameter dan opsi yang digunakan dalam perhitungan dan analisis data cuaca. Beberapa komponen umum dalam tahapan calculation settings termasuk period dan scenario for future periods.



Gambar 3.6 Menentukan Lokasi Di Software Meteornorm 8

d. Output Formats

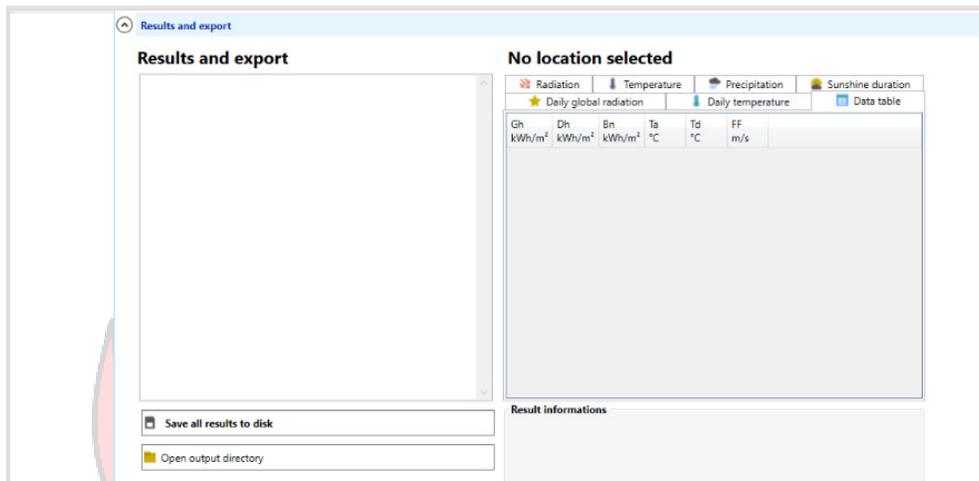
Output formats dalam meteornorm membantu pengguna untuk mendapatkan data cuaca yang sesuai dengan kebutuhan aplikasi tertentu. Dengan menggunakan format yang relevan dapat mengintegrasikan data cuaca Meteornorm ke dalam perangkat lunak atau simulasi yang spesifik untuk melakukan analisis, simulasi, atau perencanaan yang akurat.



Gambar 3.7 Menentukan Lokasi Di Software Meteornorm 8

e. Result dan Export

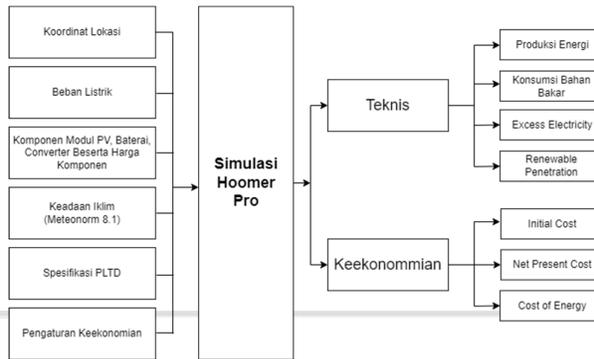
Dalam kedua bagian ini menyesuaikan pengaturan dan opsi sesuai dengan kebutuhan. Grafik hasil memberikan visualisasi yang berguna dari data cuaca, sementara fitur ekspor memungkinkan pengguna untuk mendapatkan file data cuaca yang sesuai dengan format dan spesifikasi yang dibutuhkan.



Gambar 3.8 Menentukan Lokasi Di Software Meteor Norm 8

3.10 Simulasi Menggunakan Software HOMER Pro

Perangkat lunak HOMER Pro dapat menggunakan teknologi analisis proses produksi untuk menghitung penghematan selama masa proyek. Rancang sistem PLTH dengan menggunakan software HOMER Pro sehingga akan menghasilkan hasil analisis teknis berupa produksi energi untuk membandingkan kontribusi daya masing-masing pembangkit, konsumsi bahan bakar, excess electricity dan renewable penetration sehingga dapat diperoleh kelayakan dari segi teknis dari pembangkit yang didesain serta memperoleh hasil keekonomian berupa biaya investasi, NPC, dan COE untuk mengetahui kelayakan dari segi keekonomian dari pembangkit yang didesain. Untuk lebih jelasnya, dapat dilihat diagram proses simulasi di bawah ini :

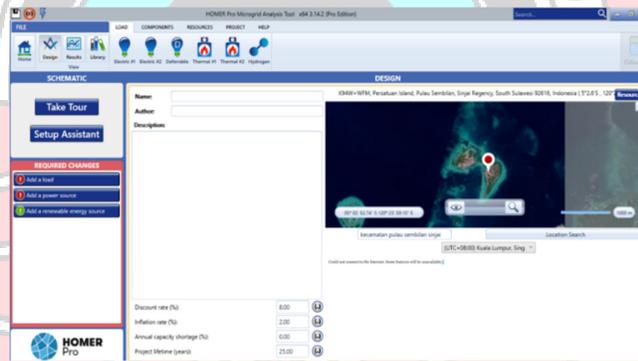


Gambar 3.9 Skema Proses Simulasi Software HOMER Pro

Selain itu, saat melakukan simulasi di HOMER Pro, akan dilakukan beberapa langkah yaitu :

a. Masukkan Konfigurasi Area Pencarian

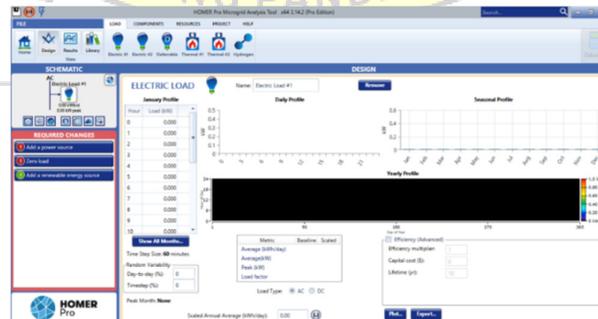
Dalam penelitian ini akan ditentukan lokasi PLTH. Di HOMER Pro, peta akan muncul dan menentukan tata letak lokasi.



Gambar 3.10 Menentukan Lokasi di Software Homer Pro

b. Memasukkan Data Beban.

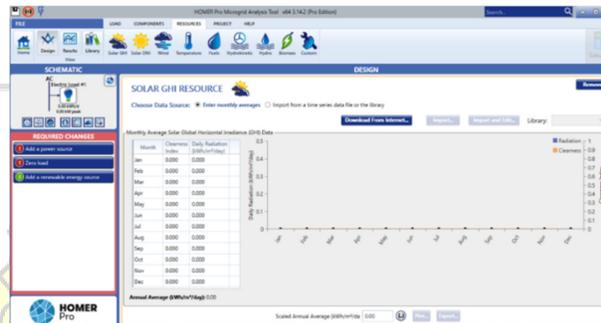
Konsumsi listrik rumah tangga akan dimasukkan ke dalam perangkat lunak HOMER Pro untuk menampilkan grafik untuk keperluan studi.



Gambar 3.11 Memasukkan Data Beban di Software HOMER Pro

c. Memasukkan Data Radiasi Matahari Dan Iklim

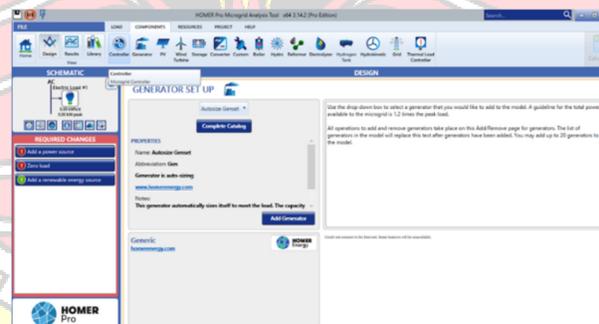
Di dalam aplikasi HOMER Pro terdapat alat yang akan mengunggah file energi baru ke lokasi yang kita tentukan atau secara manual memasukkan data radiasi yang diterima.



Gambar 3.12 Memasukkan Data Radiasi di Software HOMER Pro

d. Memasukkan Data Komponen Pembangkit

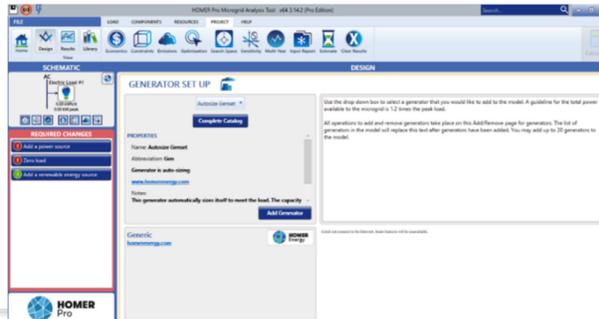
Kualitas dan persyaratan peralatan pembangkit harus dipilih agar sesuai dengan profil beban yang ada. Dengan memilih properti ini, peneliti juga akan memasukkan harga yang sesuai dengan harga properti aslinya.



Gambar 3.13 Memasukkan Data Komponen di Software HOMER Pro

e. Desain Dan Simulasi

Pada titik ini, peneliti akan memodelkan pembangkit listrik *Off-Grid*. Model ini meliputi jumlah dan jenis PV, inverter, baterai, beban. Setelah model selesai dibuat, dilakukan simulasi untuk mendapatkan suatu rekomendasi pembangkit listrik tenaga surya.



Gambar 3.14 Melakukan Desain dan Simulasi di Software HOMER Pro

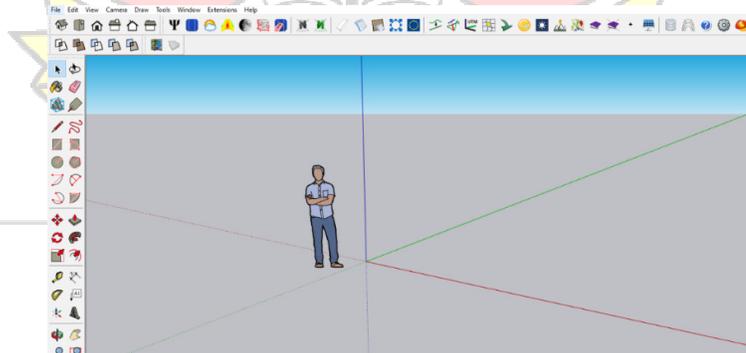
3.11 Simulasi Menggunakan Software SketchUp Pro

Dengan SketchUp pengguna dapat dengan mudah menghasilkan representatif visual yang akurat dan detail dari konsep desain. Perangkat lunak ini memiliki antarmuka pengguna yang intuitif dan alat-alat yang kuat, memungkinkan pengguna untuk menggambar garis dan bentuk dasar, mengedit dan memodifikasi objek, serta menerapkan material dan tekstur untuk memberikan tampilan yang realistis.

Selain itu, dalam proses menggunakan SketchUp Pro, akan dilakukan beberapa langkah, yaitu:

a. Antarmuka Pengguna

Setelah membuka SketchUp, tampilan awal melihat antarmuka pengguna yang terdiri dari berbagai alat dan panel. Antarmuka ini menyediakan alat-alat yang diperlukan untuk membuat model 3D.



Gambar 3.15 Tampilan Antarmuka SketchUp Pro

b. Menggambar Garis dan Bentuk Dasar

Tahap selanjutnya adalah membuat garis dan bentuk dasar yang membentuk dasar model yang ingin di desain. Dapat menggunakan alat seperti “Gariskan” untuk menggambar garis dan “Buat Bentuk” untuk membuat bentuk dasar.

c. Menggunakan Alat Pengecit

Setelah membuat bentuk dasar menggunakan alat pengecit seperti “Pindahkan”, “Putar”, “Skala”, dan “Pindah” untuk memodifikasikan dan mengubah bentuk-bentuk tersebut. Alat-alat ini memungkinkan untuk mengatur dimensi, menggeser, atau memutar objek secara bebas.

d. Aplikasi Material dan Tekstur

Dapat mengaplikasikan material dan tekstur ke permukaan objek untuk memberikan tampilan yang lebih realistis pada model. SketchUp menyediakan berbagai macam material dan tekstur yang dapat dipilih dan diterapkan pada objek.

e. Pencahayaan dan Efek

Untuk membuat tampilan yang lebih menarik dapat menambahkan pencahayaan dan efek pada model. SketchUp menyediakan alat-alat untuk mengatur pencahayaan, bayangan, dan efek lainnya, sehingga dapat menciptakan suasana yang sesuai dengan tujuan desain.

f. Menambahkan Detail dan Finishing

Pada tahap ini, dapat menambahkan detail-detail kecil seperti jendela, pintu, atau elemen-elemen lainnya untuk melengkapi model. Juga memberikan sentuhan akhir pada model, seperti memperhalus tepi atau memberikan efek finishing.

g. Menyimpan dan Membagikan

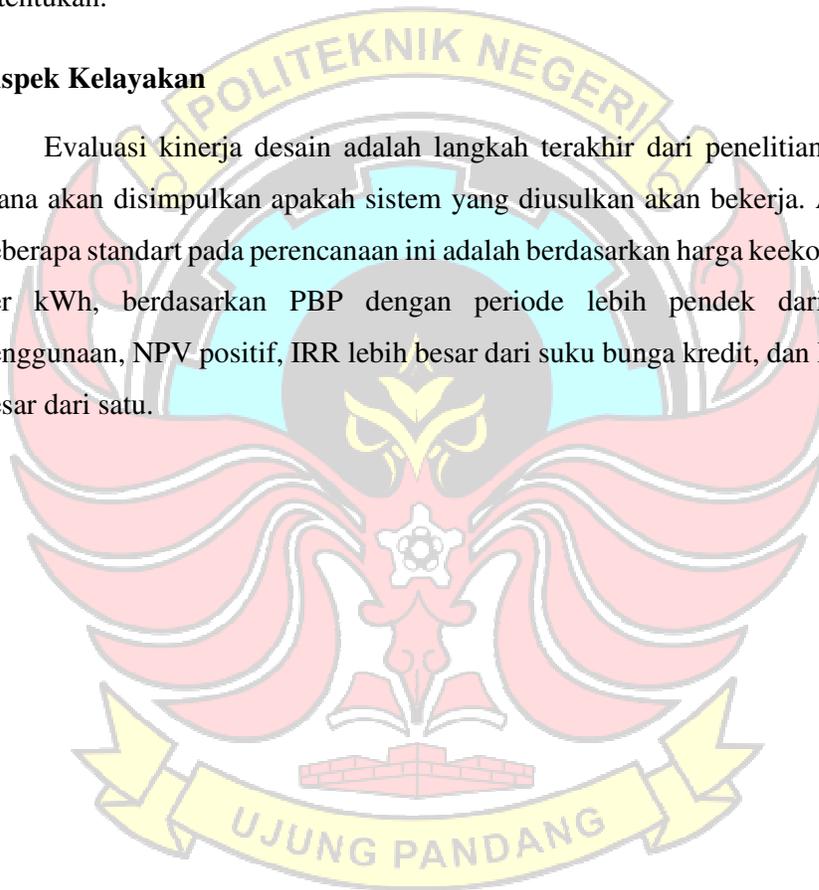
Setelah selesai membuat model dapat menyimpannya dalam format file yang sesuai, seperti .SKP (Format asli SketchUp) atau .OBJ (Format file 3D yang dapat digunakan dalam perangkat lunak lain). Dapat juga membagikan model dengan orang lain dengan cara mengirim file atau menggunakan platform berbagi online.

3.12 Aspek Ekonomi

Pada penelitian ini juga akan memberikan hasil ekonomi seperti biaya awal, biaya O&M, LCC, *salvage*, COE dan NPC. Namun untuk mendapatkan hasil tersebut, peneliti terlebih dahulu harus menentukan biaya investasi bagian dari desain PLTH tersebut. Pada tahap ini akan dilakukan perhitungan secara teoritis untuk mendapatkan biaya dari beberapa indikator yang telah ditentukan.

3.13 Aspek Kelayakan

Evaluasi kinerja desain adalah langkah terakhir dari penelitian ini, di mana akan disimpulkan apakah sistem yang diusulkan akan bekerja. Adapun beberapa standart pada perencanaan ini adalah berdasarkan harga keekonomian per kWh, berdasarkan PBP dengan periode lebih pendek dari umur penggunaan, NPV positif, IRR lebih besar dari suku bunga kredit, dan PI lebih besar dari satu.



BAB IV

PEMBAHASAN

4.1 Kondisi Awal

Berdasarkan studi pendahuluan berupa tinjauan di lokasi penelitian diperoleh informasi bahwa pada awalnya Pulau Kodingare telah disuplai oleh PLTS *Off-Grid* sebagai energi utama sebelum kebutuhan energi saat ini disuplai oleh PLTD. Namun, PLTS tersebut sudah tidak beroperasi semenjak tahun 2014. Didapatkan data PLTS berupa komponen panel surya dengan masing-masing kapasitas 250 Wp sebanyak 38 panel dan dalam kondisi kurang baik, terdapat 2 buah SCC dengan kapasitas masing-masing 5 kW, 1 buah inverter dengan kapasitas 5 kW, dan baterai dengan spesifikasi 2V 1500 Ah sebanyak 39 buah yang masih dalam kondisi baik.

Terdapat beberapa komponen yang sudah hilang dilokasi penelitian tersebut dan juga terdapat beberapa komponen yang sudah tidak berfungsi dengan baik. Beberapa komponen yang masih dalam kondisi baik akan dimanfaatkan kembali dalam perencanaan PLTH ini untuk menekan biaya investasi dari perencanaan.

4.2 Populasi dan Sampel

Mengekstraksi ukuran sampel dari suatu populasi menggunakan metode sampling probabilitas. Teknik Probability Sampling yang digunakan adalah simple random sampling. Peneliti menetapkan ukuran sampel sebesar 10% dari total jumlah rumah tangga di Pulau Kodingare. Dengan metode pengumpulan data ini dilakukan secara acak dan jumlah sampel 10% sudah cukup untuk mewakili. Berdasarkan hasil data dan wawancara diperoleh data sebanyak 120 KK, 1 Masjid, 1 Pustu, 1 Sekolah Dasar dan 7 MCK, sehingga jumlah sampel dan hasil survei ini dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4.1 Populasi Dan Sampel Studi Beban Listrik

No	Unit	Jumlah	% Sampel	Jumlah Sampel
1	Rumah Tangga	120	10%	12
2	Mesjid	1	100%	1
3	Sekolah Dasar	1	100%	1
4	Pustu	1	100%	1
5	MCK Umum	7	15%	1

Tabel 4.2 Hasil Survey Antara Peneliti dan Masyarakat

Pertanyaan	Tanggapan
Apa kendala sumber pembangkit saat ini dalam menyuplai ke beban?	Sumber pembangkit energi saat ini adalah PLTD yang tentu biaya operasional yang dikeluarkan dalam hal ini biaya bahan bakar sangat mahal. Terkadang PLTD ini mengalami kendala teknis sehingga diwaktu tersebut pembangkit tidak menyuplai energi ke beban.
Apa saja beban konsumsi listrik yang umumnya digunakan masyarakat di Pulau Kodingare ?	Beban utama masyarakat di Pulau Kodingare adalah lampu, televisi, kipas, amplifier, TOA dan perangkat listrik lainnya.
Ada berapa banyak jumlah KK dan fasilitas umum yang ada di Pulau Kodingare ini ?	Jumlah KK dan fasilitas umum yang ada di Pulau Kodingare ini adalah 120 KK, 1 Masjid, 1 Pustu, 1 Sekolah Dasar dan 7 MCK.
Apakah ada kekhawatiran atau tantangan terkait implementasi PLTS-PLTD di Pulau Kodingare ?	Masyarakat khawatir tentang biaya investasi awal yang mungkin memerlukan biaya yang mahal dan bagaimana itu akan mempengaruhi tarif listrik kami.
Bagaimana pendapat anda dalam perencanaan dan implementasi PLTH yang melibatkan antara PLTS dan PLTD ?	Masyarakat mayoritas antusias didalam perencanaan pembangkit listrik ini guna menyuplai beban saat ini yang masih disuplai hanya PLTD saja, sehingga harapan nantinya biaya operasional yang dikeluarkan lebih murah meskipun biaya awal yang dikeluarkan termasuk besar.

Apa harapan anda untuk kedepannya mengenai adanya implementasi PLTH dalam menyuplai kebutuhan energi di Pulau Kodingare ?	Harapan masyarakat dapat mengurangi biaya operasional dalam jangka panjang dan memberikan kesempatan kerja baru bagi masyarakat setempat dalam hal perawatan dan pemeliharaan sistem PLTS-PLTD.
---	---

4.3 Profil Beban Energi Listrik

Beban harian pada Pulau Kodingare adalah beban konsumsi energi listrik yang terdiri dari beban Rumah Tangga, Mushalla, Sekolah, Pustu, dan MCK Umum. Dimana pemakaian beban energi yang peneliti rencanakan ialah estimasi kebutuhan energi dengan penggunaan 24 jam dengan tujuan agar masyarakat tidak mengalami kesulitan dalam memenuhi aktivitas yang berkaitan dengan energi listrik. Pada umumnya beban energi listrik yang terpakai adalah beban penerangan dan peralatan listrik lainnya. Estimasi pemakaian beban di Pulau Kodingare dapat dilihat pada tabel 4.3 dibawah ini:

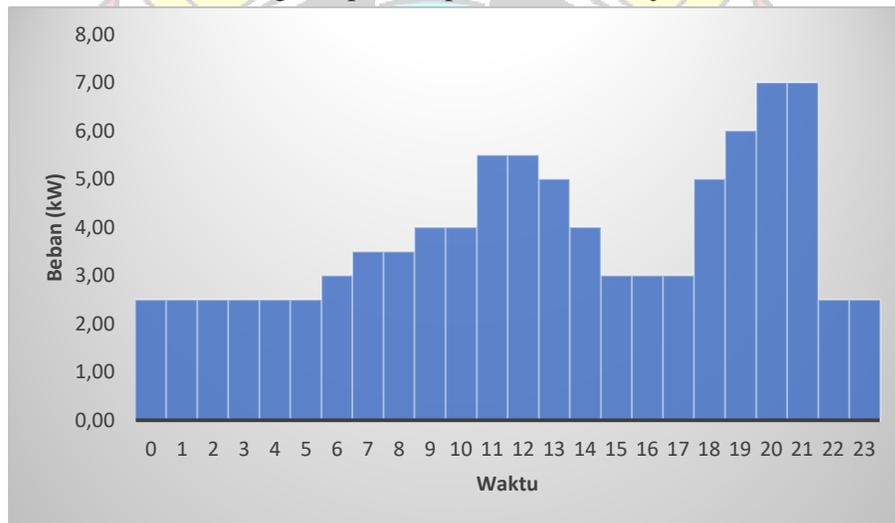
Tabel 4.3 Estimasi Kebutuhan Daya Listrik Pulau Kodingare Selama 24 Jam

Jenis Bangunan	Jumlah	Nama Peralatan	Jumlah	Daya (W)	Total Daya (kW)	Waktu Pemakaian (h)	Konsumsi Energi Listrik (kWh)
Rumah Tangga	120	Lampu	4	10	4.800	8	38.400
		Televisi	1	70	8.400	3	25.200
		Kipas	1	40	4.800	4	19.200
		Perangkat Listrik	1	14	1.680	4	6.720
Mushalla	1	Lampu	4	10	40	5	200
		Amplifier	1	30	30	1	30
		Kipas	4	45	180	4	720
		TOA	1	50	50	1	50
Sekolah	1	Lampu	4	10	40	5	200
		Kipas	3	20	80	5	400
Pustu	1	Lampu	2	10	20	5	100
		Kipas	2	20	40	5	200
		Perangkat Listrik	1	20	20	5	100

MCK Umum	7	Lampu	1	10	70	5	350
Total					20.160		91.870

Tabel 4.3 memperlihatkan pemakaian energi listrik yang sesuai dengan kebutuhan dan jenis peralatan yang digunakan dalam satuan Watt Energi selama per bulan sebesar 91.870 Wh, pemakaian energi dalam satu bulan sebesar 2.756 Wh dan total dalam setahun sebesar 33.532 Wh.

Pada Gambar 4.1 memperlihatkan profil beban harian di Pulau Kodingare dengan jumlah beban yang terpakai dalam satu hari, dimana profil beban harian didesain agar dapat beroperasi selama 24 jam.



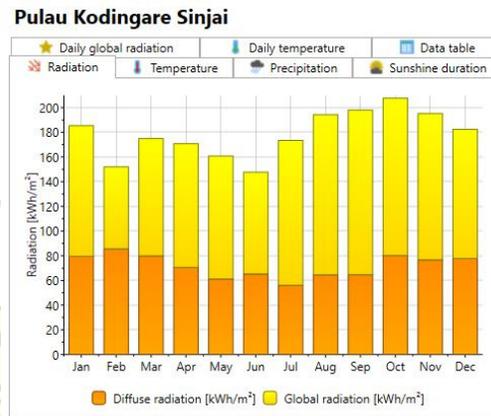
Gambar 4.1 Profil Beban Listrik Di Pulau Kodingare

4.4 Data Iklim

4.4.1 Data Intensitas Radiasi Matahari

Data penelitian intensitas radiasi matahari diperoleh dari sumber data Meteoronorm 8 dengan memilih koordinat objek penelitian di Pulau Kodingare. Pada Gambar 4.2 menunjukkan grafik total radiasi matahari dalam sebulan dimana pada gambar tersebut menunjukkan 2 warna grafik. Grafik yang berwarna orange menunjukkan data difuse radiation dan grafik yang berwarna kuning menunjukkan global radiasi dimana kedua grafik tersebut diakumulasikan menjadi grafik total harian.

Gambar 4.3 menunjukkan grafik rata-rata radiasi matahari yang diperoleh per harinya dalam sebulan.



Gambar 4.2 Grafik Total Radiasi Matahari

Gambar 4.2 menunjukkan data total radiasi matahari tertinggi dalam sebulan terdapat pada bulan Oktober yaitu sebesar 208 kWh/m² dan total radiasi terendah pada bulan Juni yaitu sebesar 148 kWh/m².

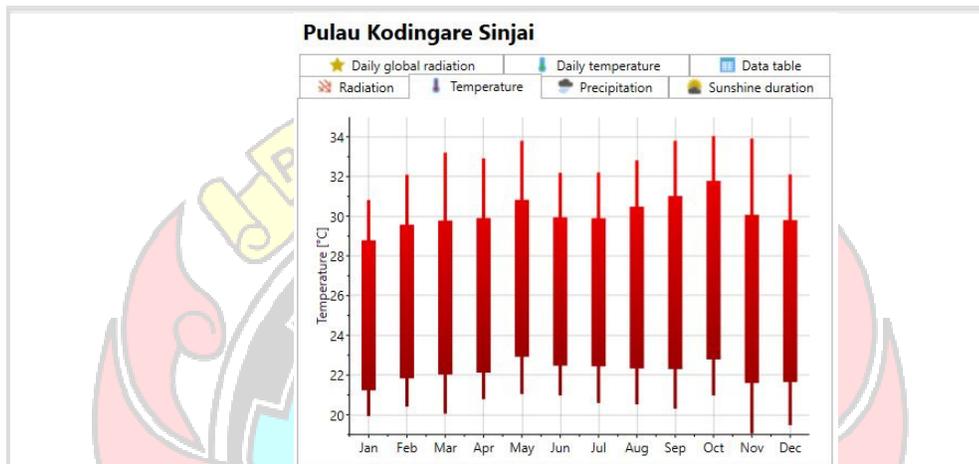


Gambar 4.3 Grafik Rata-Rata Harian Radiasi Matahari

Gambar 4.3 menunjukkan rata-rata data radiasi matahari tertinggi terdapat pada bulan Oktober yaitu sebesar 6,70 kWh/m²/hari dan untuk radiasi terendah pada bulan Juni yaitu sebesar 4,91 kWh/m²/hari. Dimana diperoleh rata-rata radiasi matahari yang ada pada Pulau Kodingare yaitu sebesar 5,86 kWh/m²/hari.

4.4.2 Data Temperature

Data penelitian berupa temperature diperoleh dari sumber data Meteonorm 8 dengan memilih koordinat objek penelitian di Pulau Kodingare. Gambar 4.4 menunjukkan temperature tertinggi hingga terendah pada lokasi penelitian yang diperoleh rata-rata per bulannya dalam setahun.



Gambar 4.4 Grafik Temperature Dalam Tiap Bulannya

Gambar 4.4 menunjukkan bahwa temperature tertinggi di siang hari di Pulau Kodingare dapat mencapai 34°C pada bulan Oktober dan temperature terendah dapat mencapai 32°C pada bulan Desember sehingga diperoleh rata-rata temperature tertinggi sebesar 32,8°C.

4.5 Menentukan Lokasi Daerah PLTH

Berdasarkan observasi yang peneliti lakukan, lokasi perencanaan PLTH memanfaatkan lokasi yang pernah dimanfaatkan sebagai sumber energi terbarukan berupa PLTS. Adapun lokasi dari PLTS ditunjukkan oleh Pin berwarna Kuning pada Gambar 4.5 dibawah ini :



Gambar 4.5 Lokasi PLTS dan PLTD

Lokasi dalam perencanaan pembangkit ini merupakan sebuah bangunan yang didirikan pada tahun 2013 yang dimanfaatkan sebagai PLTS *Off-Grid* dengan kapasitas 10 kWp dan sudah tidak beroperasi pada tahun 2014. Bangunan ini memiliki luas sebesar 85 m². Bangunan ini digunakan sebagai tempat penyimpanan baterai, inverter, SCC dan panel surya. Inilah yang kemudian peneliti manfaatkan kembali dalam perencanaan PLTH ini guna menekan biaya investasi yang besar dan lokasi yang digunakan sangat strategis dalam memaksimalkan energi matahari.



Gambar 4.6 Tampak Lokasi PLTS (a) Dari Depan, (b) Dari Samping

4.6 Spesifikasi Komponen Utama

Dalam penelitian ini perlu ditentukan jenis dan jumlah komponen utama yang akan digunakan. Adapun komponen utama dalam perancangan PLTH yaitu PLTD yang terdiri dari generator dan PLTS yang terdiri dari panel surya, inverter dan baterai. Pemilihan komponen yang akan dipilih disesuaikan

dengan profil beban energi listrik, spesifikasi komponen dan biaya yang akan digunakan sebagai investasi awal. Harga komponen yang akan dianalisis berdasarkan pada harga komponen asli. Berikut spesifikasi komponen utama dari sistem PLTH yang akan dirancang:

4.6.1 Generator

Dalam pemilihan generator pada perencanaan PLTH ini menggunakan generator yang telah dimanfaatkan dalam menyuplai energi ke beban di Pulau Kodingare. Dengan memanfaatkan generator tersebut dalam sistem PLTH, peneliti dapat memaksimalkan penggunaan aset yang sudah ada, mengurangi biaya investasi baru, dan mengoptimalkan penggunaan sumber daya. Dimana jenis generator yang digunakan adalah YANMAR TF300H-di dengan kapasitas 30 kW. Spesifikasi generator yang diberikan pada Tabel 4.4 dibawah ini :



Gambar 4.7 Generator Yanmar TF300-di

Tabel 4.4 Spesifikasi Generator YANMAR TF300H-di 30 kW

Jenis	Keterangan
Merk Dan Model	YANMAR TF300H-di
Kapasitas	30 Kw
Sistem Pembakaran	Pengabutan Langsung
Jumlah Silinder	1
Saat Pengabutan	20° Sebelum TMA
Diameter × Panjang Langkah	125 × 120 mm
Volume Silinder	1472 CC
Daya Kontinyu	26 DK / 2200 PPM
Daya Maksimum	30 DK / 2400 PPM
Torsi Maksimum	10.38 Kg.m / 1600 PPM

Pompa Bahan Bakar	Tipe BOSCH
Tekanan Injektor	200 Kg/Cm ³
Kapasitas Tangki Bahan Bakar	29.5 L
Spesific Fuel Consumption	170 Gr/DK
Kapasitas Minyak Pelumas	9.8 L
Jenis Minyak Pelumas	SAE 40 Kelas CC atau CD
Jenis Bahan Bakar	Minyak Diesel
Sistem Pendingin	HOPPER
Sistem Pembersihan Udara	Filter Udara Elemen Kering
Sistem Balancer	Ganda
Kapasitas Tangki Pendingin	26.7 L
Cara Menghidupkan	Manual
Posisi Katup	Over Head Valve
Dimensi Mesin	954.5 × 486.5 × 795.5 mm
Berat Kosong	278.5 Kg

4.6.2 Dinamo Alternator

Dalam pemilihan dinamo alternator pada perencanaan PLTH ini menggunakan alternator yang telah dimanfaatkan dalam menyuplai energi ke beban di Pulau Kodingare. Dengan memanfaatkan alat tersebut dalam sistem PLTH, peneliti dapat memaksimalkan penggunaan aset yang sudah ada, mengurangi biaya investasi baru, dan mengoptimalkan penggunaan sumber daya. Dimana jenis dinamo alternator yang digunakan adalah MATARI dengan kapasitas 30 kW. Spesifikasi dinamo Gambar 4.8 Dinamo Aternator Matari 30 kW alternator yang diberikan pada Tabel 4.5 dibawah ini :



Gambar 4.8 Dinamo Alternator

Tabel 4.5 Spesifikasi Dinamo Aternator Matari 30 kW

Jenis	Keterangan
Merk Dan Model	Matari
Kapasitas	30 kW
Voltage (V)	400
Current (A)	54.1
Dimensi (cm)	92x53x73
Berat (kg)	257
Parallel Conect	174
Seri	STC30
Kecepatan	1500 Rpm

4.6.3 Panel Surya

Pada penelitian ini modul surya yang akan digunakan adalah jenis panel surya *monocrystalline*. Karena modul surya jenis ini memiliki efisiensi yang baik dibandingkan dengan modul surya lainnya. Penelitian ini menggunakan panel surya dari Jinko Solar. Spesifikasi panel surya diberikan pada Tabel 4.5 di bawah ini.:



Gambar 4.9 Panel Surya Tiger 78TR 470W

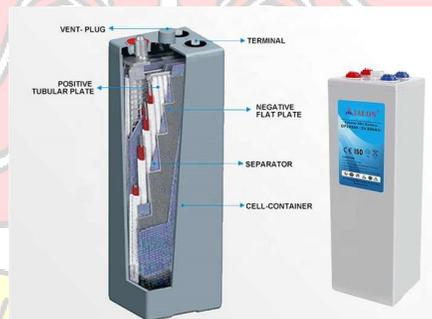
Tabel 4.6 Spesifikasi Panel JA Solar 470 Wp

Jenis	Keterangan
Merek dan Model	Tiger 78TR 470W
Cell Type	Mono-Crystalline
Nominal Daya Modul (P_{stc})	470 Wp
Nominal Tegangan Modul (V_{oc})	52,14 V
Arus Hubung Singkat Modul (I_{sc})	11,68 A
Optimum Operating Voltage (V_{max})	43,28 V
Optimum Operating Current (I_{max})	10,86 A

Power Tolerance	+/- 3%
Efisiensi Modul STC	20,93%
Operating Temperature	-40°C to + 85°C
Dimensi	2182 × 1029 × 35 mm
Weight	25 Kg/Pcs
Connector	MC4 Plug Type
Max. System Voltage	1000/1500 VDC (IEC)
Temperature Coefficients of Pmax	-0,35%/°C
Lifetime	25 Tahun

4.6.3 Baterai

Baterai yang digunakan dalam desain sistem PLTH ini adalah merek CSPower. Baterai yang digunakan ialah baterai yang terdapat pada lokasi penelitian yang masih dalam kondisi baik, disini lain baterai ini diakui sebagai baterai yang dapat diandalkan dan berkualitas dalam skala yang besar. Baterai ini dirancang dengan Gel teknologi, masa hidup baterai hingga 20-25 tahun dan sesuai standart international seperti IEC60896-21/22, BS6290-4. Spesifikasi baterai yang diberikan pada Tabel 4.6 dibawah ini :



Gambar 4.10 Baterai 2V 12 OpzV1500

Tabel 4.7 Spesifikasi Baterai 2V 12 OpzV1500

Jenis	Keterangan
Merek dan Model	Tubular Gel Battery / 12 OpzV1500
Nominal Voltage	2V
Capacity	1500 Ah@10hr to 1.80V/Cell
Dimension	Length 275 ± 3 mm (10.8 Inches)
	Width 210 ± 3 mm (8.27 Inches)
	Height 796 ± 3 mm (31.3 Inches)

	Height (With Terminal) 831 ± 3 mm
Approx Weight	115 Kg (254 lbs)
Container Material	ABS
Rated Capacity	1500Ah/150A (10hr, 1.80V, 20°C/68°F)
Max. Discharge Current	12000A (5s)
Internal Resistance	Approx 0.3 mΩ
Operating Temp. Range	Discharge : -20~55°C (-4~131°F) Charge : 0~40°C (32~104°F) Storage : -20~50°C (-4~122°F)
Cycle Use	Initial Charging Current less than 300A Voltage 2,40V~2,50V at 20°C(68°F) Temp. Coefficient -5mV/°C.
Standby Use	No limiton Initial Charging Current Voltage 2,25V~2,30V at 20°C(68°F) Temp. Coefficient -3mV/°C.
Design Floating Life	25 Years

4.6.4 Inverter

Inverter yang digunakan dalam desain sistem PLTH ini adalah inverter SUNON IV 8 KW. Inverter ini dipilih karena dilengkapi dengan fitur keandalan yang tinggi. Dalam operasionalnya, inverter ini memiliki perlindungan terhadap lonjakan tegangan, arus pendek, temperature berlebih dan gangguan lainnya. Spesifikasi inverter yang diberikan pada Tabel 4.7 dibawah ini:



Gambar 4.11 Inverter SUNON IV 8 kW

Tabel 4.8 Spesifikasi Inverter SUNON IV 8 kW

Jenis	Keterangan
Merk dan Model	SUNON IV 8 kW
Rated Power	8000 W

BATTERY	
Battery Voltage	48 VDC
Floating Charge Voltage	54 VDC
Overcharge Protection	66 VDC
INPUT	
Voltage	230 VAC
Selectable Volatge Range	90-280VAC
Frequency Range	50Hz / 60 Hz
OUTPUT	
AC Voltage Regulation	230 VAC \pm 5%
Surge Power	16000 VA
Efficiency (Peak)	> 93%
Wavefrom	Pure Sine Wave
SOLAR CHARGE & AC CHARGER	
Solar Charge Typer	MPPT
Max. PV Array Power	8000 W
MPPT Range	90 - 450 VDC
Max. PV Input	500 VDC
Max. AC Charge Current	120 A
Max. Charge Current	150 A
Max. Efficiency	98%
PHYSICAL	
Dimension, D.W.H (mm)	552 . 422 . 152
Net Weight (Kgs)	20
Communication Cable	USB/RS232(BMS)/Local Wifi
OPERATING ENVIRONMENT	
Humidity	5% to 95%
Operating Temperature	0°C to 50°C
Storage Temperature	-15°C to 60°C

4.7 Spesifikasi Komponen Pendukung

Dalam penelitian ini juga diperlukan beberapa komponen pendukung untuk menunjang proses penelitian. Komponen pendukung dalam perencanaan ini meliputi beberapa kategori seperti sistem proteksi DC dan AC, pengkabelan dan lain-lainnya. Adapun komponen-komponennya dapat dilihat pada Tabel 4.8 berikut :

Tabel 4.9 Spesifikasi Komponen Pendukung

NO	Nama Komponen	Spesifikasi
1	Panel Box	Bahan Plat MS Cat Powder Coating RAL 7032 Kunci HUBBEN Camlock
2	NT Fuse 40 A	Merk ENESTO Rating Voltage: 500V Rating Frekuensi : 50Hz Material Luar: Keramik
3	MCB DC	Merk dan Model: Chint NXB-63 1P Jumlah Kutub : 2 kutub Tegangan : 250-500VDC Arus Nominal : 40 dan 125A
4	MCB AC	Merk: CNC Rated Frequency: 50/60Hz Rated Current: 32, 80, 120A Rated Voltage: 230/400V
5	Arester DC SPD	Tegangan: 500VDC Arus Nominal : Kapasitas Pemutusan Arus : 20kA - 40kA
6	Arester AC SPD	Tegangan: 380/220 VAC Kapasitas Pemutusan Arus : 20kA - 40kA Response Time : < 25 ns
7	Penyangga Modul Surya	Merk: SOEASY Bahan: Aluminium + SUS 304 Sertifikasi: ISO90001
8	Tiang Distribusi	Bahan: Baja Tinggi : 7 meter Tipe : Tiang Tunggal
9	Penangkal Petir	Radius Perlindungan : 50-150 meter Jumlah Penangkap :1 Tipe : Early Streamer Emission
10	Konektor MC4 Cabang 2 in 1	Temperatur Range: -40 sampai 90 derajat Rated Voltage: DC 1000V Waterproof degree: IP67
11	Busbar	Bahan: Tembaga Plat Tembaga Jumlah Pin: 5 Pin

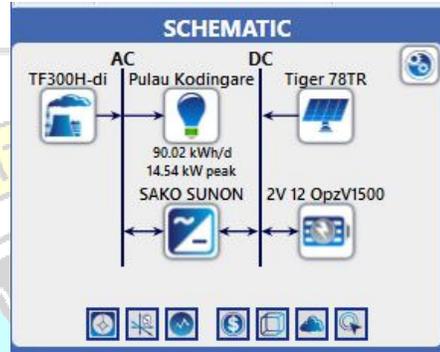
12	Din Rail	Merk: Taxnele Dimensi: 18*81*66mm Protektion Degree: IP20
13	Pipa PVC AW	Merk: WANFLEX Model Number: Pvc Pipe Material: PVC
14	Grounding Rod	Panjang 1.5 m Bahan: Plat Tembaga murni (100%) Full Tembaga Diameter: 19 mm
15	Terminal Block	Tipe: TB 2512 12 Pole/25A/600V Lubang Baut: M4 Wire section: 0,5-2,5mm
16	Klip Kabel 10mm	Merk: Bright-G Ukuran: 10mm Bahan: Plastik keras dan tebal
17	Klem Kuku Macan	Cengkraman kuat Merk: Powetec Wire Rope Clip Bahan: Baja Galvanis
18	Grounding Bar	Material: Tembaga dan isolator 8 screw: panjang 18 cm (tanpa isolator)
19	Kabel NYAF	Conductor Material: Copper Conductor Type: Stranded Insulation Material: PVC Rate Voltage: 300, 500, 750V
21	Kabel NYA	Merk: Dynamic/Saka Ukuran Core: 1,1 sqmm Bahan: Aluminium lapis tembaga Insulation Material: PVC

4.8 Simulasi Software HOMER Pro Beserta Perhitungan Secara Teoritis

4.8.1 Desain Sistem Hybrid Dengan Software HOMER Pro

Dalam desain sistem simulasi pada software HOMER Pro menggabungkan beberapa komponen utama yaitu generator, 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.

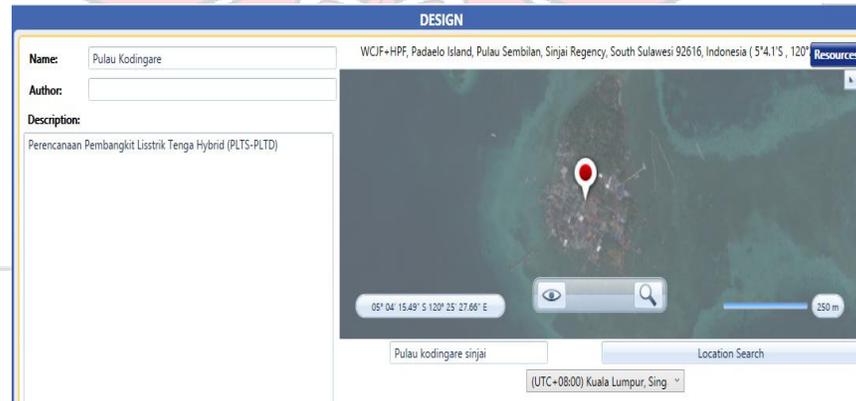
Dengan menggunakan software HOMER Pro, memungkinkan peneliti untuk memodelkan, memantau, dan mengoptimalkan sistem dengan memperhitungkan faktor-faktor seperti penggunaan energi, kapasitas penyimpanan baterai dan karakteristik sumber daya yang tersedia. Adapun desain sistem dapat dilihat pada Gambar 4.11 dibawah ini :



Gambar 4.12 Desain Pembangkit Hybrid software Pada HOMER Pro

4.8.2 Memasukkan Koordinat Lokasi

Pada tahap awal yang harus dilakukan pada simulasi ini dengan memasukkan koordinat lokasi penelitian pada software HOMER Pro. Letak geografis pada lokasi penelitian berada pada Latitude -5,0662 dan Longitude 120,4247 di Pulau Kodingare, Kecamatan Pulau Sembilan, Kabupaten Sinjai. Tampilan penentuan titik koordinat lokasi penelitian pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.12 berikut ini :



Gambar 4.13 Lokasi Penelitian Pada Software HOMER Pro

4.8.3 Memasukkan Data Radiasi Matahari

Pada tahap ini adalah memasukkan data intensitas radiasi matahari. Dimana data radiasi matahari yang dimasukkan pada penelitian ini dilakukan secara manual dimana data yang diperoleh bersumber dari Meteonorm 8 dengan rata-rata sebesar 5,86 kWh/m²/hari seperti yang ditampilkan pada Gambar 4.14 berikut ini:



Gambar 4.14 Memasukkan Data Radiasi Matahari

4.8.4 Memasukkan Temperature

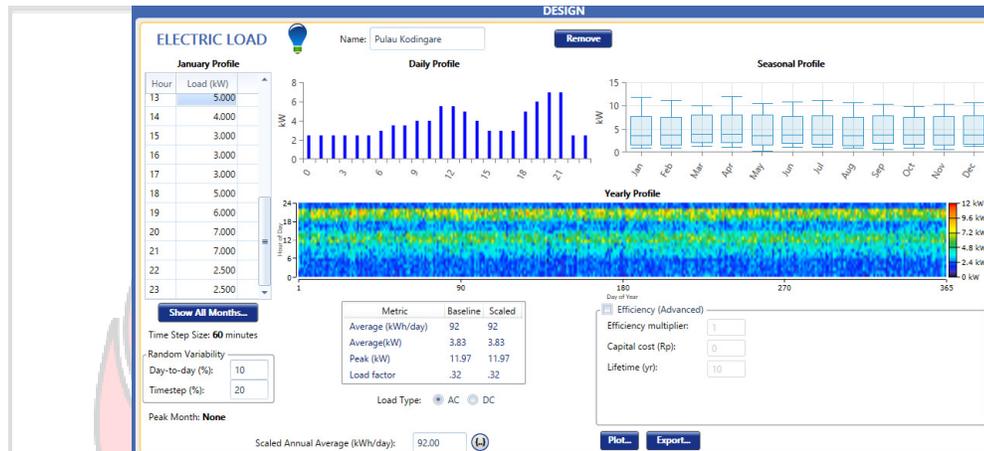
Pada tahap ini adalah memasukkan data temperatur udara yang disebabkan dari radiasi matahari. Dimana data temperature yang dimasukkan pada penelitian ini dilakukan secara manual dimana data yang diperoleh bersumber dari Meteonorm 8 dengan rata-rata suhu tertinggi sebesar 32,8°C seperti yang ditampilkan pada Gambar 4.14 berikut ini :



Gambar 4.15 Memasukkan Data Temperature

4.8.5 Memasukkan Data Beban Pada Lokasi Penelitian

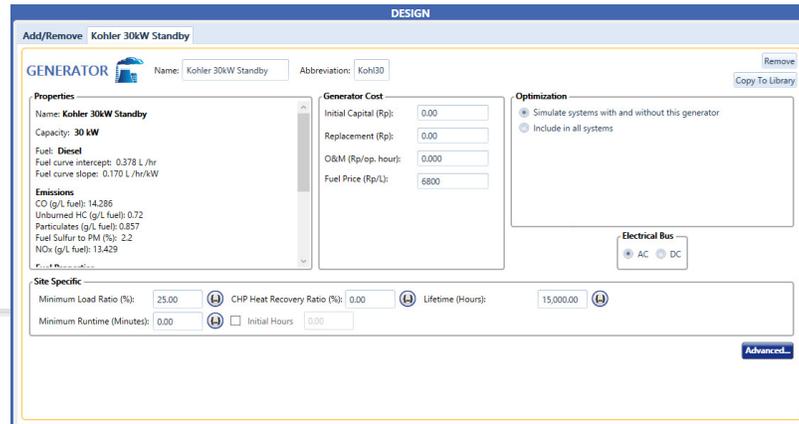
Pada tahap ini, software HOMER Pro memerlukan data beban energi listrik perjam dan harian. Peneliti memasukkan data rata-rata beban puncak energi listrik per jam berdasarkan Tabel 4.1. Adapun tampilan masukan beban pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.16 :



Gambar 4.16 Memasukkan Data Beban Pada Software HOMER Pro

4.8.6 Memasukkan Data PLTD

Berdasarkan hasil dari spesifikasi pada Tabel 4.2, maka variabel tersebut sebagai masukan generator. Diperoleh harga generator YANMAR TF300 sebesar Rp. 41.850.000, namun biaya investasi awal untuk generator tidak dimasukkan ke dalam simulasi dikarenakan telah tersedia dan nilai BBM yang menjadi input pada simulasi ini sebesar Rp. 6.800/Liter. Adapun tampilan masukan generator pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.17 berikut ini :



Gambar 4.17 Tampilan Masukan Generator

4.8.7 Memasukkan Data Panel Surya

Sebelum memasukkan inputan data panel surya pada HOMER Pro, terlebih dahulu melakukan perhitungan secara teoritis untuk memperoleh kapasitas total yang terpasang pada PLTS. Adapun tahapan dalam menentukan kapasitas total yang terpasang dapat dihitung dengan tahapan-tahapan sebagai berikut:

Kenaikan suhu mempengaruhi keluaran dari setiap panel surya maka dari itu perlu mengetahui dengan melihat rata-rata intensitas matahari dengan mencari daya maksimal yang dapat dihasilkan jika menggunakan panel dengan ukuran daya maksimal 470 Wp. Setiap kenaikan suhu pada panel surya 1°C (dari 25°C) mengalami penurunan daya sebesar 0,35 diperoleh suhu tertinggi berdasarkan data Meteororm sebesar 34°C. Daya yang diperoleh pada saat suhu naik dari suhu standart dapat dihitung menggunakan persamaan 2.2 sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 P^{\circ c} &= \eta P_{max} \times P_{mpp} \times \Delta t \\
 &= 0,35\% \times 470 \times (\text{suhu tertinggi} - 25^{\circ}\text{C}) \\
 &= 0,35\% \times 470 \times (34^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \\
 &= 0,35\% \times 470 \times 9^{\circ}\text{C} \\
 &= 14,805 \text{ Watt}
 \end{aligned}$$

Dengan mengetahui $P^{\circ c}$, maka dapat mengetahui daya keluaran maksimal ketika mengalami kenaikan suhu menggunakan panel surya

dengan ukuran 470 Wp yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.3 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} P_{mpp}^{\circ c} &= P_{mpp} - P^{\circ c} \\ &= 470 - 14,805 \\ &= 455,2 \text{ Watt} \end{aligned}$$

Sehingga faktor koreksi temperature dapat dihitung menggunakan persamaan 2.4 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} FKT &= \frac{P_{mpp}^{\circ c}}{P_{mpp}} \\ &= \frac{455,2}{470} \\ &= 0,97 \end{aligned}$$

Untuk menentukan Luas Array dalam penerapan panel surya di Pulau Kodingare dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti efisiensi panel sebesar 20,93%, efisiensi inverter dan baterai sebesar 96%, radiasi matahari sebesar 5,86 kWh/m²/hari, dan konsumsi energi sebesar 92 kWh/hari. Dapat dihitung menggunakan persamaan 2.1 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Luas Array} &= \frac{EL}{G_{av} \times \eta_{PV} \times \eta_{Out} \times FKT} \\ &= \frac{92000}{5,86 \times 20,93\% \times 96\% \times 0,97} \\ &= 80,5 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

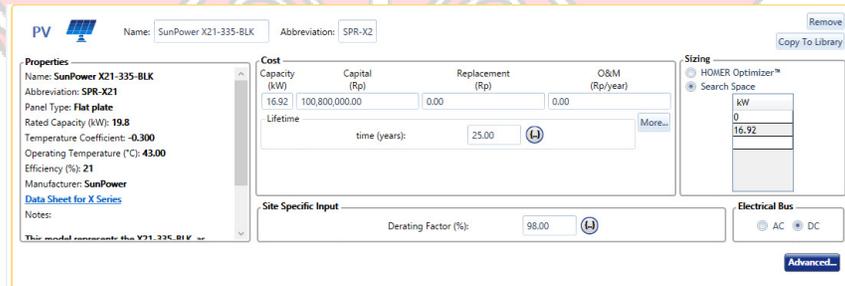
Dengan mengetahui luas array sebesar 80,5 m² dan efisiensi panel sebesar 20,93% maka dapat mengetahui daya maksimal yang dapat dibangkitkan dengan Peak Sun Indonesia sebesar 1000 W/m². Dapat dihitung menggunakan persamaan 2.5 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} P \text{ Wattpeak} &= \text{Luas Array} \times PSI \times \eta_{PV} \\ &= 80,5 \times 1000 \times 20,93\% \\ &= 16.848 \text{ Watt} \end{aligned}$$

Dengan diketahui kapasitas modul maksimal yang terpasang sebesar 16.848 Watt maka dapat diketahui jumlah panel yang digunakan dengan kapasitas panel 470 Wp. Dapat dihitung menggunakan persamaan 2.6 sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Jumlah Panel} &= \frac{P \text{ Wattpeak}}{P \text{ max}} \\ &= \frac{16.848}{470} \\ &= 35,84 \text{ atau } 36 \text{ buah panel} \end{aligned}$$

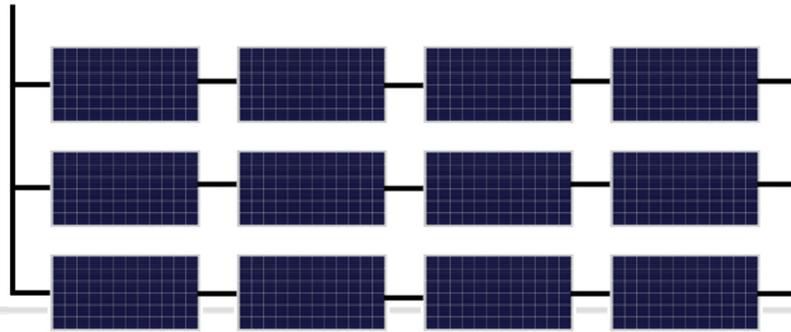
Dari hasil perhitungan secara teoritis diperoleh jumlah panel yang digunakan sebanyak 36 buah dengan kapasitas total panel surya sebesar 5.640 Wp. Berdasarkan spesifikasi panel surya pada Tabel 4.3, maka variabel tersebut sebagai inputan panel surya. Harga komponen panel JA Solar 470 Wp pada penelitian ini sebesar Rp. 2.800.000 per unit dengan total biaya investasi untuk panel surya sebesar Rp. 100.800.000. Adapun tampilan masukan panel surya pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.18 dibawah ini:



Gambar 4.18 Tampilan Masukan Panel Surya

4.8.8 Penyusunan Array Panel Surya

Dalam penyusunan modul surya pada PLTS perlu dilakukan identifikasai konfigurasi panel surya untuk memperoleh tegangan kerja pada sistem yang dibentuk. Berikut susunan seri dan paralel modul surya yang akan memperoleh tegangan, arus, dan daya.



Gambar 4.19 Array Panel Surya

Berdasarkan Gambar 4.19 masing-masing array PLTS di Pulau Kodingare terdapat 12 panel surya yang terangkai seri sebanyak 4 buah dan paralel sebanyak 3 buah. Setiap array menghasilkan V_{mpp} dan I_{mpp} yang dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 V_{mpp \text{ array}} &= V_{mp} \times \text{jumlah seri} \\
 &= 43,28 \text{ V} \times 4 \text{ panel} \\
 &= 173,12 \text{ V}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_{mpp \text{ array}} &= I_{mp} \times \text{jumlah paralel} \\
 &= 10,86 \times 3 \text{ panel} \\
 &= 32,58 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{mpp \text{ array}} &= V_{mpp} \times I_{mpp} \\
 &= 173,12 \text{ V} \times 32,58 \text{ A} \\
 &= 5.640 \text{ Watt}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan array yang terpasang pada Pulau Kodingare sebanyak 3 array dimana setiap arraynya mempunyai V_{mpp} sebesar 173,12 V, dan I_{mpp} sebesar 32,58 A sehingga daya setiap array sebesar 5.640 Watt. Daya total pembangkit listrik tenaga surya yang akan dibangkitkan adalah $5.640 \times 3 \text{ array} = 16.920 \text{ Wattpeak}$ atau 16,92 kWp.

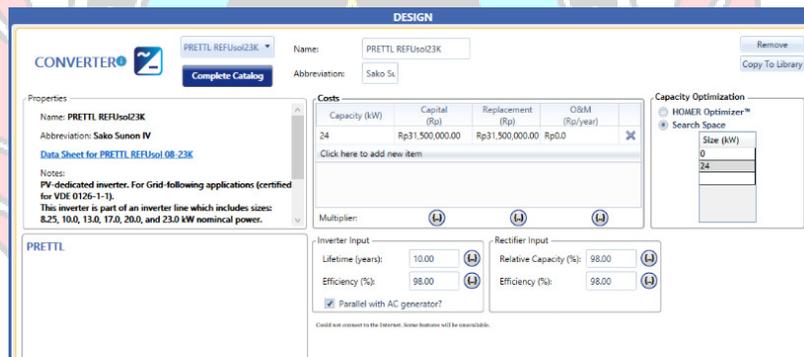
4.8.9 Memasukkan Data Converter

Setelah mengetahui jumlah array dan besarnya daya setiap array maka dapat dilakukan perhitungan untuk menentukan kapasitas inverter

dengan *safety factor* sebesar 1,25 yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.7 berikut:

$$\begin{aligned} \text{Einverter} &= \text{Demam Watt} \times \text{Safety Faktor} \\ &= 5.640 \times 1,25 \\ &= 7.050 \text{ Watt atau } 7,05 \text{ kW} \end{aligned}$$

Dengan diketahui hasil perhitungan kapasitas inverter sebesar 7.050 Watt. Dimana kapasitas inverter yang terdapat dipasaran yang mendekati hasil perhitungan adalah sebesar 8 kW. Adapun harga inverter Sako Sunon IV dengan kapasitas 8 kW dan efisiensi 98% sebesar Rp. 10.500.000 per unit. Untuk jumlah inverter yang digunakan sebanyak 3 unit. Dikarenakan inverter hanya dapat beroperasi selama 10 tahun sehingga perlu dilakukan penggantian. Tampilan masukan converter pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.20 dibawah ini:



Gambar 4.20 Tampilan Masukan Converter

4.8.10 Memasukkan Data Baterai

Penggunaan baterai pada sistem hybrid ini memiliki peran yang signifikan dalam menyuplai energi ke beban dikarenakan baterai tidak hanya menyuplai energi pada malam hari melainkan juga menyuplai energi pada siang hari, ketika produksi panel surya tidak dapat memenuhi kebutuhan energi yang dibutuhkan. Energi yang akan dibangkitkan sebesar 91.870 Wh yang merupakan total konsumsi energi dalam seharinya dengan sistem tegangan baterai sebesar 48 V dengan DOD 80% dan efisiensi baterai 95%, maka kapasitas baterai yang akan

terpasang di Pulau Kodingare dapat ditentukan dengan persamaan 2.9 berikut:

$$C = \frac{EL \times N}{Vs \times DOD \times \eta}$$

$$= \frac{91.870 \times 1}{48 \times 80\% \times 95\%}$$

$$= 2.518 \text{ Ah}$$

Baterai yang dibutuhkan dalam perencanaan PLTH ini sebesar 2.518 Ah. Dimana pada penelitian ini menggunakan baterai dengan jenis VRLA dengan tegangan 2V 1500 Ah sehingga diketahui banyaknya baterai yang di seri dan paralel untuk mendapatkan tegangan sebesar 48 V dapat diperoleh dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Baterai Pararel} = \frac{\text{Kapasitas yang dibutuhkan}}{\text{Kapasitas Baterai}}$$

$$= \frac{2.518}{1500}$$

$$= 1,68 \text{ buah} = 2 \text{ buah}$$

Sedangkan untuk menentukan tegangan baterai, penyusunan baterai harus di seri agar tegangan bertambah dengan perhitungan sebagai berikut:

$$\text{Baterai Seri} = \frac{\text{Sistem Tegangan Baterai}}{\text{Tegangan Baterai}}$$

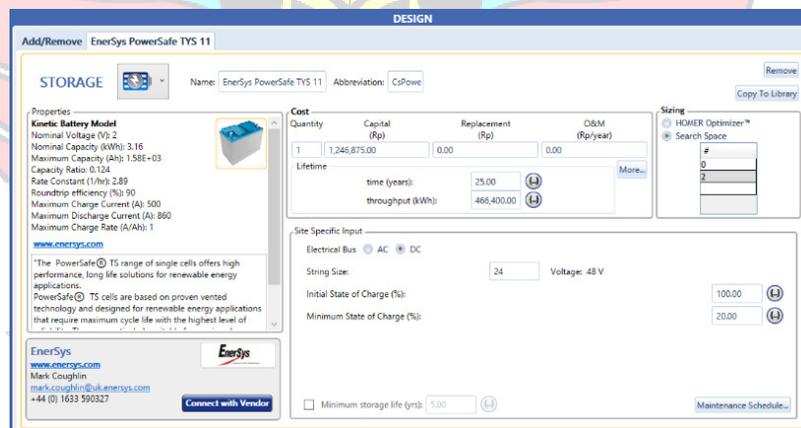
$$= \frac{48}{2}$$

$$= 24 \text{ buah}$$

$$\begin{aligned} \text{Jumlah baterai} &= \text{Baterai Paralel} \times \text{Baterai Seri} \\ &= 2 \times 24 \\ &= 48 \text{ buah} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diperoleh jumlah baterai yang digunakan sebanyak 48 buah. Adapun harga baterai Tubular Gel Battery / 2V 12 OpzV1500 adalah Rp. 6.650.000 per unit. Dikarenakan jumlah baterai yang terdapat pada lokasi penelitian berjumlah 39 unit yang masih dalam kondisi baik dan memerlukan penambahan baterai sebanyak 9 unit untuk membentuk tegangan DC Bus sebesar 48V. Sehingga total biaya investasi pada baterai sebesar Rp. 59.850.000. Namun pada input biaya yang dimasukkan pada simulasi ini sebesar Rp. 1.246.875 yang nantinya dikalikan dengan jumlah unit baterai sebanyak 48 unit sehingga memperoleh biaya investasi sebesar Rp. 59.850.000.

Nilai input throughput yang dimasukkan sebesar 466,4 kWh yang merupakan energi yang ditampung baterai selama masa pengoperasian dan sistem baterai menggunakan DOD 80% dari maksimal kapasitas baterai yang didesain. Adapun tampilan masukan baterai pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.21 dibawah ini :



Gambar 4.21 Tampilan Masukan Baterai

4.8.11 Memasukkan Data Ekonomi

Untuk melakukan analisis ekonomi, perangkat lunak HOMER Pro membutuhkan data input tentang suku bunga. Suku bunga dalam penelitian ini menggunakan suku bunga kredit yang diberikan oleh Bank Swasta Nasional dengan kategori peminjaman investasi sebesar 8,43% (Bank Indonesia, 2023). Selain suku bunga, masukan lainnya berupa

lama proyek selama 25 tahun, System fixed O&M cost sebesar Rp. 5.165.800/tahun yang merupakan biaya operasi dan perawatan dalam sistem PLTH dan biaya System Field Capital Cost sebesar Rp. 66.140.000, dimana biaya tersebut merupakan biaya jasa instalasi PLTS sebesar Rp. 34.000.000, biaya lainnya sebesar Rp. 32.140.000. Adapun tampilan masukan nilai ekonomi pada software HOMER Pro dapat dilihat pada Gambar 4.22 dibawah ini :



Gambar 4.22 Tampilan Masukan Nilai Ekonomi

4.9 Analisa Teknis Simulasi Software HOMER Pro

Pada hasil simulasi menggunakan software HOMER Pro menghasilkan beberapa konfigurasi dalam menyuplai energi ke beban. Pada Gambar 4.3 ditampilkan beberapa konfigurasi mulai dari kondisi terburuk hingga kondisi terbaik yang memberikan nilai NPC, COE dan *Capital Cost*. Diperoleh data berupa NPC, COE dan *Capital Cost* yang menghasilkan kondisi terbaik yaitu dengan konfigurasi yang menggunakan panel surya, baterai, inverter dan generator dengan nilai NPC sebesar Rp. 475.640.000, COE sebesar Rp. 1.375,98, dan *Capital Cost* sebesar Rp. 258.290.000.

Export...

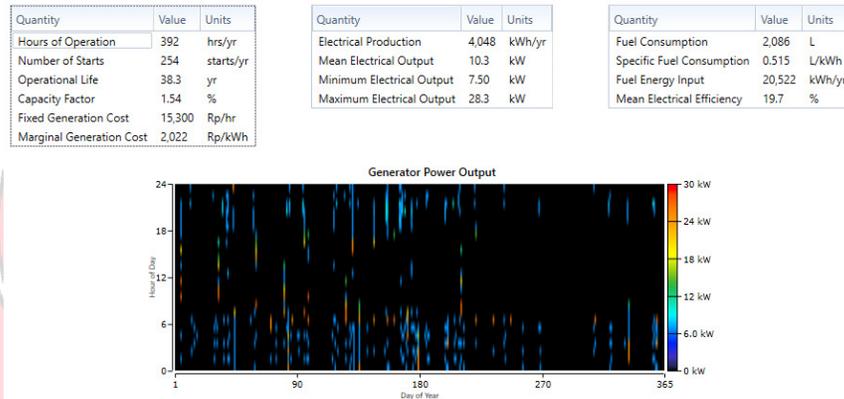
Optimization Results
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.

Architecture				Cost			System		
SPR-X21 (kW)	Gener30 (kW)	CsPower	Sako Sunon IV (kW)	NPC (Rp)	COE (Rp)	Operating cost (Rp/yr)	Initial capital (Rp)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
16.9	30.0	48	24.0	Rp476M	Rp1,376	Rp21.1M	Rp258M	87.9	2,086
	30.0	48	24.0	Rp1.67B	Rp4,820	Rp147M	Rp157M	0	20,533
16.9	30.0		24.0	Rp2.02B	Rp5,850	Rp177M	Rp198M	0	25,032
	30.0			Rp2.87B	Rp8,313	Rp273M	Rp66.1M	0	39,347

Gambar 4.23 Hasil Simulasi Software HOMER Pro

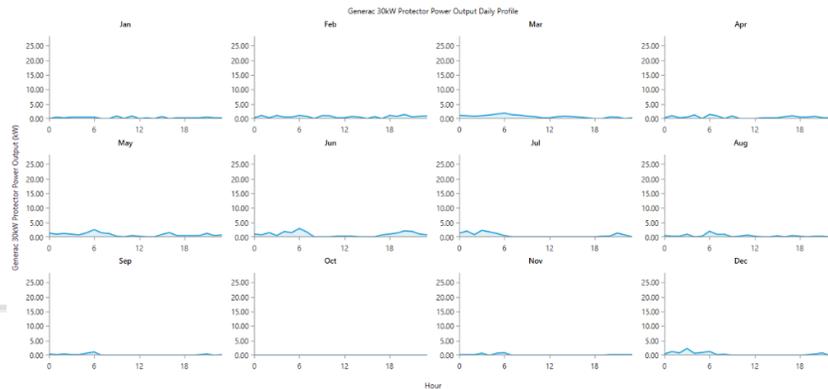
4.9.1 Energi Listrik Yang Di Produksi PLTD

Kinerja generator dalam menghasilkan energi listrik bergantung pada kebutuhan energi yang tidak dapat disuplai oleh PLTS *Off-Grid* pada lokasi penelitian. Pada sistem ini, PLTD memproduksi energi di lokasi penelitian sebesar 4.048 Wh/yr, tingkat biaya produksi listrik pada generator sebesar 2.022 Rp/kWh dan rata-rata daya keluaran yang dihasilkan sebesar 10,3 kW. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.24 dibawah ini :



Gambar 4.24 Hasil Simulasi Produksi Listrik Generator

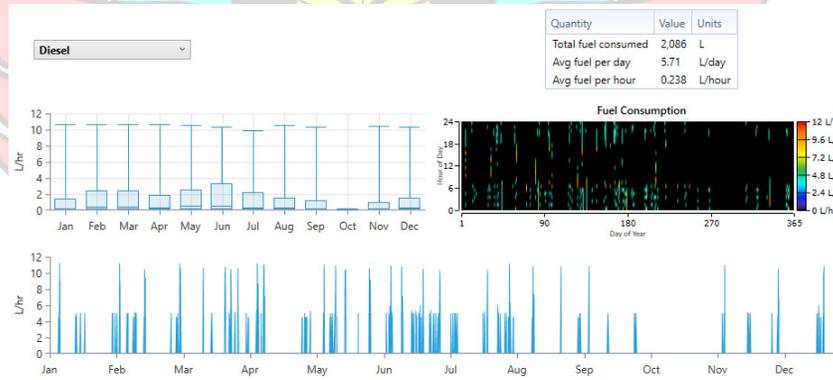
Pada Gambar 4.25 menunjukkan grafik harian daya listrik yang dihasilkan generator per bulan dalam setahun. Dimana rata-rata generator beroperasi pada pukul 00.00 sampai 07.00 pagi dan 17.00 sampai pukul 23.00 dimana pada waktu tersebut kebutuhan energi harian tidak disuplai oleh panel surya melainkan disuplai oleh baterai namun energi yang disuplai baterai tidak mencukupi kebutuhan energi harian sehingga disuplai oleh generator.



Gambar 4.25 Grafik Daya Yang Disuplai Oleh Generator

4.9.2 Konsumsi BBM

Pada Gambar 4.26 menunjukkan data berupa jumlah konsumsi BBM yang digunakan dalam menyuplai daya listrik ke beban sebanyak 0,238 L/jam, 5,71 L/hari dan 2.086 L/tahun. Adapun detail data yang diperoleh mengenai konsumsi bahan bakar dapat dilihat pada Gambar 4.26 dibawah ini :



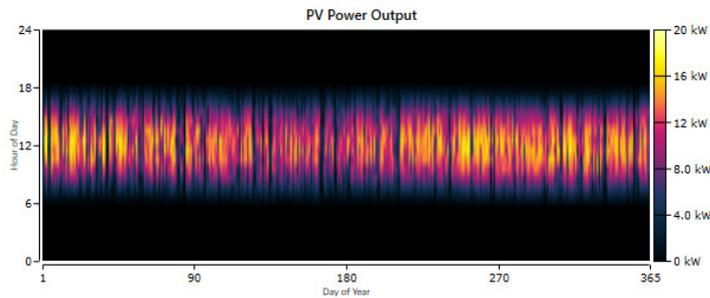
Gambar 4.26 Hasil Simulasi Konsumsi Bahan Bakar

4.9.3 Energi Listrik Yang Di Produksi PLTS

Produksi energi dalam panel surya bergantung pada radiasi matahari di lokasi penelitian. Pada sistem ini, PLTS menghasilkan listrik sebesar 32.981 Wh/tahun dengan rata-rata produksi harian sebesar 90,4 kWh/hari dan *PV Penetration* sebesar 98,22%. Tingkat biaya produksi listrik di PLTS sebesar Rp 297/kWh. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.27 di bawah ini :

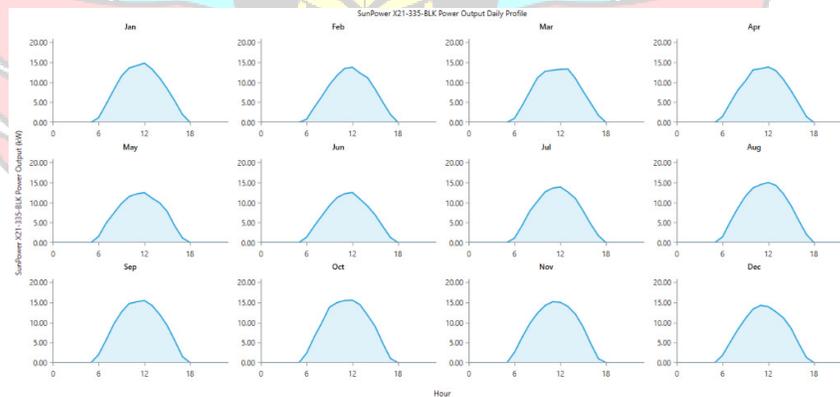
Quantity	Value	Units
Rated Capacity	16.9	kW
Mean Output	3.76	kW
Mean Output	90.4	kWh/d
Capacity Factor	22.3	%
Total Production	32,981	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	17.8	kW
PV Penetration	98.2	%
Hours of Operation	4,380	hrs/yr
Levelized Cost	297	Rp/kWh



Gambar 4.27 Hasil Simulasi Produksi Listrik Panel Surya

Pada Gambar 4.28 menunjukkan grafik harian daya listrik yang dihasilkan PLTS per bulan dalam setahun. Dimana rata-rata panel surya beroperasi pada pukul 06.00 sampai 18.00 dimana pada waktu tersebut kebutuhan energi tidak menerima radiasi matahari.



Gambar 4.28 Grafik Daya Listrik Yang Disuplai Oleh Panel Surya

4.9.4 Energi Listrik Yang Disimpan Di Baterai

Pada penyimpanan baterai dengan kapasitas 152 kW dan yang hanya digunakan hanya 121 kW karena spesifikasi baterai menggunakan DOD 80%. Pada sistem PLTH ini, energi yang masuk kedalam penyimpanan sebesar 19.232 Wh/tahun dan energi keluaran sebesar 17.419 Wh/tahun dengan losses sebesar 1.929 Wh/tahun. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.29 dibawah ini :



Gambar 4.29 Hasil Penyimpanan Energi Pada Baterai

4.9.5 Total Energi Listrik Yang Dihasilkan

Total energi yang dihasilkan dari sistem PLTH dapat dilihat pada Gambar 4.30 berikut ini :

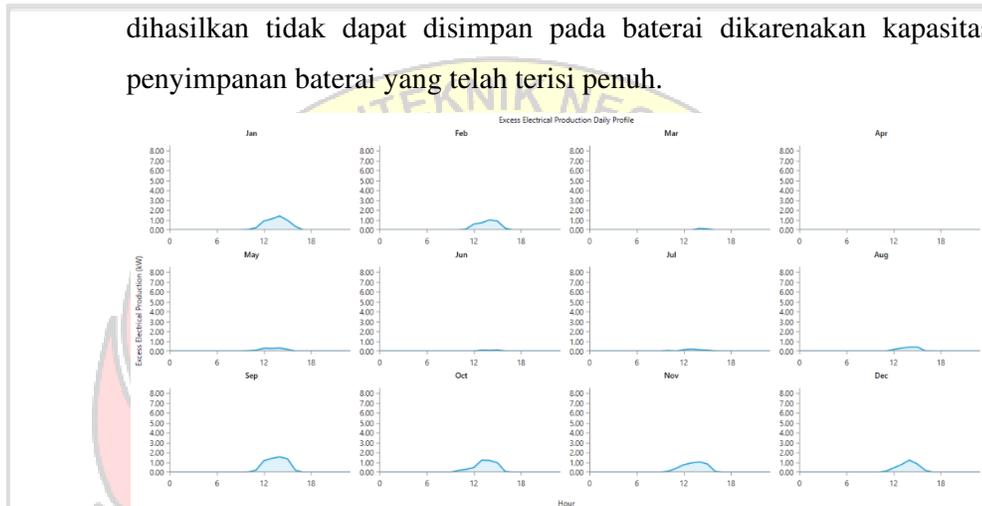


Gambar 4.30 Tampilan Total Produksi Energi Listrik

Pada gambar di atas dapat dilihat bahwa produksi listrik dari panel surya mencapai 32.981 Wh/tahun atau 89,1% dan generator sebesar 4.048 Wh/tahun atau 10,9% dari total keseluruhan produksi listrik. Berdasarkan hasil tersebut, total pembangkitan energi listrik PLTS lebih tinggi dibandingkan dengan PLTD karena pada perancangan sistem PLTH, PLTS menjadi sumber energi utama sedangkan PLTD menjadi sumber energi cadangan dan tambahan yang menyuplai ke beban.

4.9.6 Excess Electricity

Pada Gambar 4.31 diperoleh *Excess Electricity* sebesar 931 kWh/tahun. Pada Gambar 4.35 menunjukkan grafik harian daya rata-rata yang terbang pada pukul 11.00 sampai 16.00 pagi dimana pada waktu tersebut kebutuhan energi yang diproduksi oleh PLTS melebihi kebutuhan energi yang dibutuhkan pada waktu itu dan energi yang dihasilkan tidak dapat disimpan pada baterai dikarenakan kapasitas penyimpanan baterai yang telah terisi penuh.



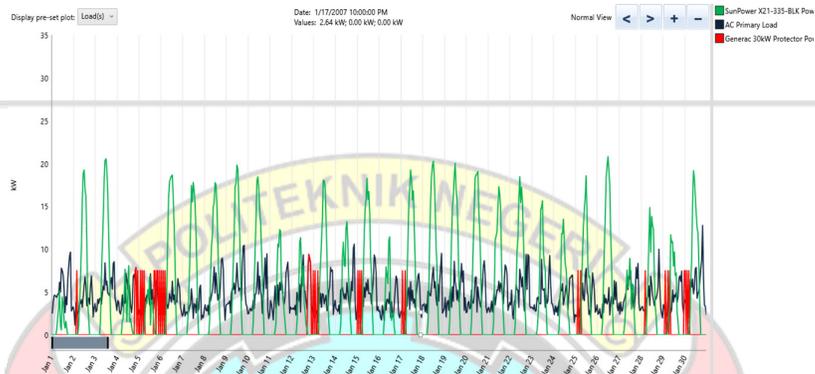
Gambar 4.31 Grafik Waktu Daya Listrik Yang Terbang Pada PLTS

4.9.7 Kurva Selisih Daya PLTS Dengan PLTD

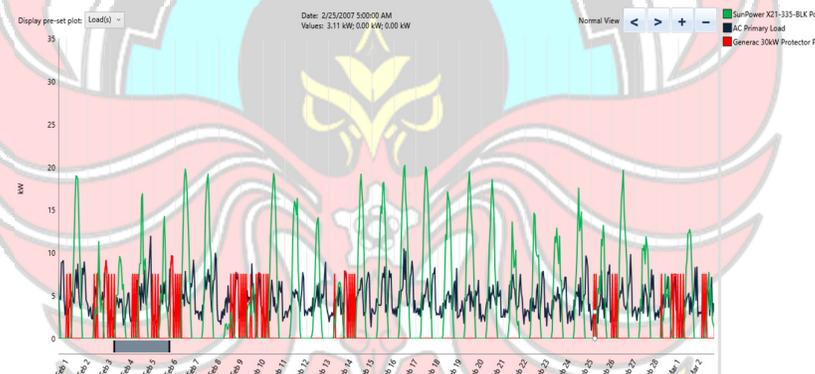
Konsep yang menggambarkan perbandingan antara daya yang dihasilkan oleh PLTS dan PLTD pada berbagai kondisi operasional. Adapun data yang diperoleh berdasarkan hasil simulasi software mengenai kurva selisih daya PLTS dengan PLTD di tiap bulannya dimana kurva PLTS berwarna hijau, kurva PLTD berwarna merah dan kurva beban berwarna hitam.

Berdasarkan gambar yang ditunjukkan pada Gambar 4.32 sampai Gambar 4.43 menunjukkan kurva bulan Januari hingga Desember, dimana ditunjukkan, PLTS unggul dengan selisih daya yang besar karena kondisi matahari yang baik. Namun, selama bulan tersebut, fluktuasi terjadi berdasarkan perubahan cuaca dan sinar matahari, yang mengakibatkan selisih daya bervariasi. Pada malam hari atau dalam kondisi cuaca buruk, PLTS mungkin menghasilkan daya yang sangat

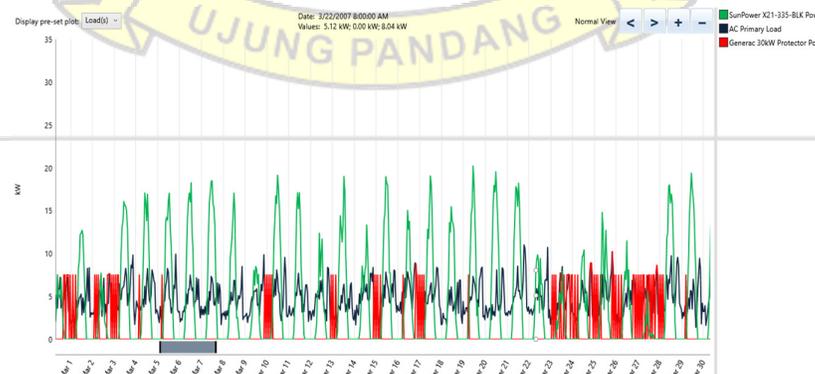
rendah atau bahkan tidak menghasilkan daya sama sekali. Sehingga dibebepara waktu menunjukkan PLTD beroperasi, menjadikannya sumber cadangan yang penting ketika PLTS tidak dapat beroperasi secara optimal.



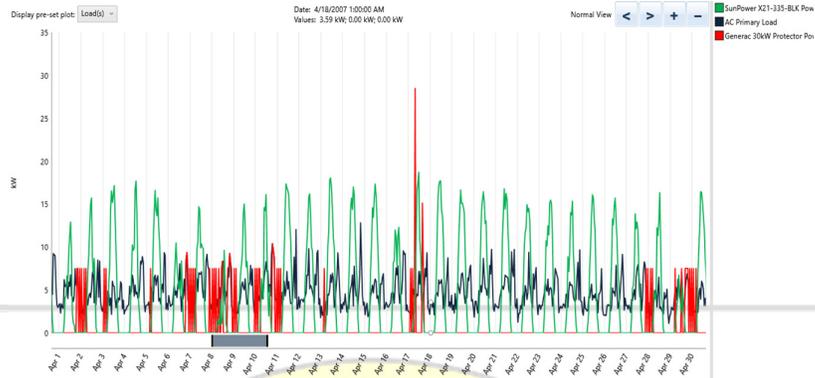
Gambar 4.32 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Januari



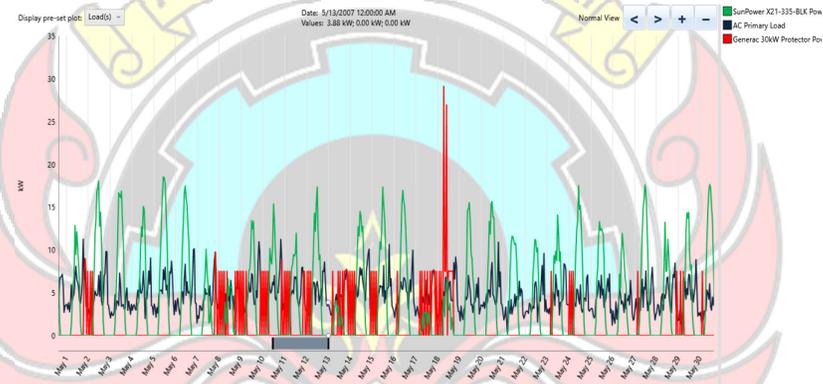
Gambar 4.33 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Februari



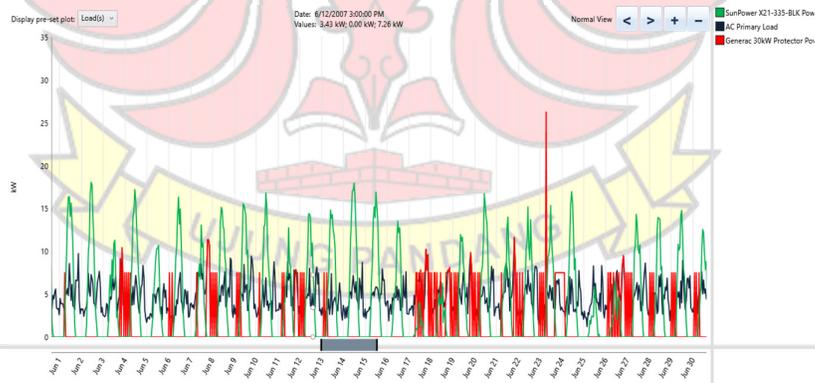
Gambar 4.34 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Maret



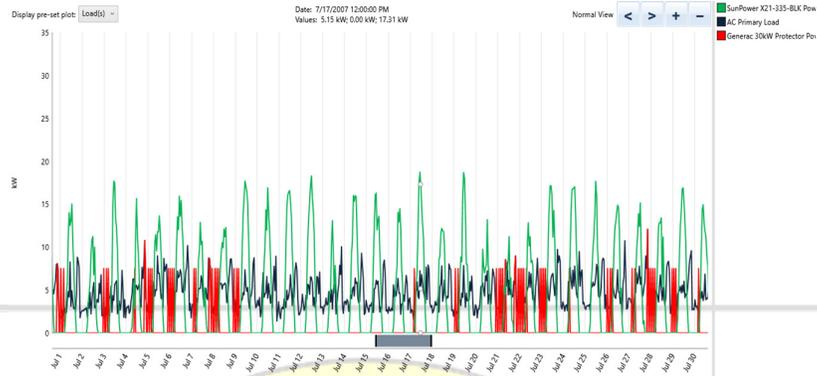
Gambar 4.35 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan April



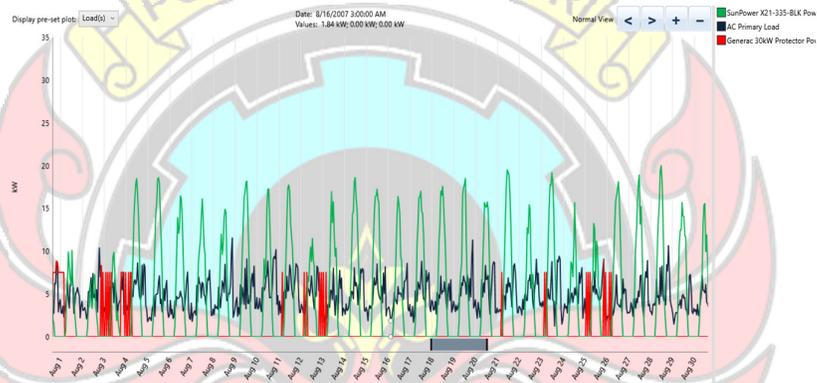
Gambar 4.36 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Mei



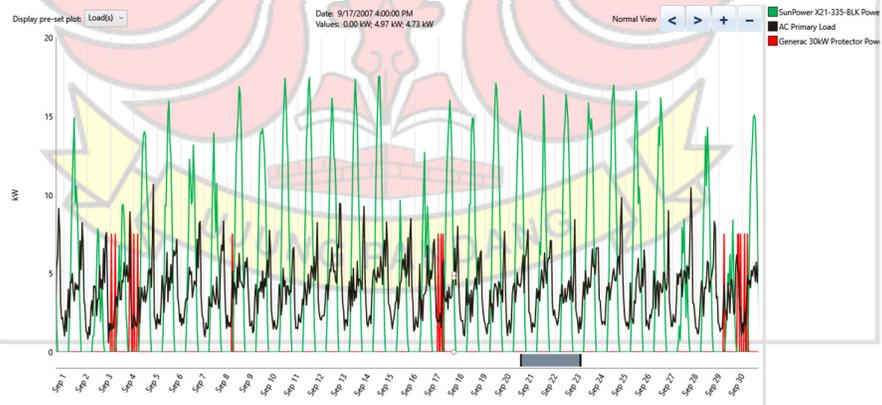
Gambar 4.37 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Juni



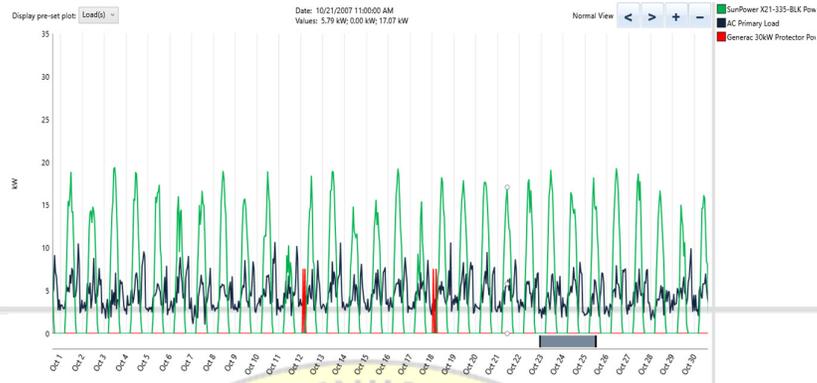
Gambar 4.38 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Juli



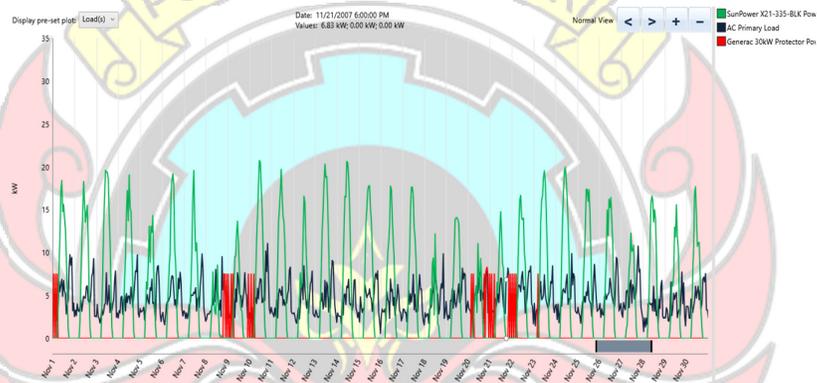
Gambar 4.39 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Agustus



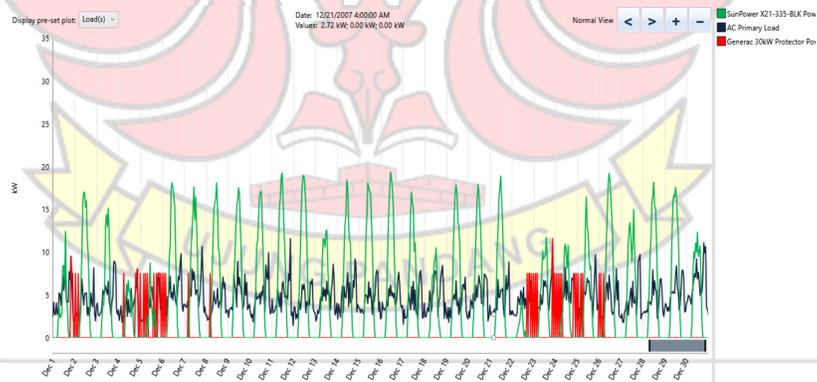
Gambar 4.40 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan September



Gambar 4.41 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Oktober



Gambar 4.42 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan November



Gambar 4.43 Kurva Selisih Daya PLTS dan PLTD Bulan Desember

Dengan memahami kurva selisih daya, peneliti dapat mengidentifikasi pola daya antara PLTS dan PLTD serta melihat kapan saling melengapi. Hal ini dapat digunakan untuk perencanaan energi

yang lebih efisien dan menentukan bagaimana kedua sumber daya ini dapat dioptimalkan dalam sistem pembangkit listrik

4.9.8 Renewable Penetration

Renewable penetration digunakan untuk mengetahui kinerja PLTS dalam pembangkit listrik. Metrik energi *renewable penetration* sistem PLTH dapat dilihat pada Gambar 4.44 dibawah ini :

Energy-based metrics	Value	Units
Total renewable production divided by load	98.2	%
Total renewable production divided by generation	89.1	%
One minus total nonrenewable production divided by load	87.9	%

Gambar 4.44 Matrik Renewable Penetration

Berdasarkan gambar diatas menunjukkan bahwa perbandingan *renewable penetration* dengan keseluruhan total beban sebesar 98,2% dan perbandingan *renewable penetration* dengan keseluruhan energi yang dihasilkan oleh sistem PLTH sebesar 89,1%.

4.10 Pemilihan Ukuran Kabel dan MCB

4.10.1 Panel Surya Terhubung ke Inverter

Berdasarkan rangkaian panel surya yang disusun dalam satu kelompok panel surya dengan daya yang terbentuk sebesar 5.640 watt dan panel yang disusun seri membentuk tegangan 173,12 Volt. Dengan menggunakan persamaan untuk menentukan KHA dan luas penampang kabel, dapat dilihat sebagai berikut :

- Mencari nilai arus beban maksimal :

$$\begin{aligned} I &= P/V \\ &= 5.640/173,12 \\ &= 32,57 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Mencari nilai KHA

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= 1,25 \times 32,57 \\ &= 40,71 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari data tersebut diperoleh informasi bahwa nilai KHA sebesar 40,71 A, merujuk pada tabel NYAF data pada pedoman PUIL maka nilai KHA yang diperoleh sebesar 61 A dengan luas penampang kabel yang digunakan berukuran 16 mm².

Diketahui nilai arus beban maksimal sebesar 32,57 A maka ukuran MCB DC yang digunakan sebesar 40A.

4.10.2 Inverter Terhubung ke Panel Distribusi

Berdasarkan rangkaian sistem yang didesain, inverter yang digunakan menggunakan daya sebesar 8000 watt dan tegangan sistem yang digunakan yaitu tegangan listrik 1 phase atau 220 Volt dan faktor daya sebesar 0,85. Dengan menggunakan persamaan untuk menentukan KHA dan luas penampang kabel, dapat dilihat sebagai berikut :

- Mencari nilai arus beban maksimal :

$$\begin{aligned} I &= P/(V \cdot \cos \Phi) \\ &= 8000/(220 \times 0,85) \\ &= 30,90 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Mencari nilai KHA

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= 1,25 \times 30,90 \\ &= 38,63 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari data tersebut diperoleh informasi bahwa nilai KHA sebesar 38,63 A, merujuk pada tabel NYAF data pada pedoman PUIL maka nilai KHA yang diperoleh sebesar 45 A dengan luas penampang kabel yang digunakan berukuran 10 mm².

Diketahui nilai arus beban maksimal sebesar 30,90 A maka ukuran MCB 1 Phase yang digunakan sebesar 32A.

4.10.3 Panel Distribusi Terhubung ke Beban

Besar kebutuhan daya beban sebesar 20160 watt dan tegangan sistem yang digunakan yaitu tegangan listrik 1 phase atau 220 Volt dan faktor daya sebesar 0,85. Dengan menggunakan persamaan untuk

menentukan KHA dan luas penampang kabel, dapat dilihat sebagai berikut :

- Mencari nilai arus beban maksimal :

$$\begin{aligned} I &= P/V \\ &= 20160/(220 \times 0,85) \\ &= 108,2 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Mencari nilai KHA

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= 1,25 \times 108,2 \\ &= 135,25 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari data tersebut diperoleh informasi bahwa nilai KHA sebesar 135,25 A, merujuk pada tabel NYYHY data pada pedoman PUIL maka nilai KHA yang diperoleh sebesar 135 A dengan luas penampang kabel yang digunakan berukuran $2 \times 25 \text{ mm}^2$.

Diketahui nilai arus beban maksimal sebesar 108,2 A maka ukuran MCB 1 Phase yang digunakan sebesar 125 A.

4.10.4 Baterai Terhubung ke Inverter

Berdasarkan rangkaian sistem yang didesain, inverter yang digunakan menggunakan daya sebesar 8000 watt dan arus yang dilewatkan sebesar 120 A. Dengan menggunakan persamaan untuk menentukan KHA dan luas penampang kabel, dapat dilihat sebagai berikut :

- Mencari nilai KHA

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= 1,25 \times 120 \\ &= 150 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari data tersebut diperoleh informasi bahwa nilai KHA sebesar 150 A, merujuk pada tabel NYAF data pada pedoman PUIL maka nilai KHA yang diperoleh sebesar 165 A dengan luas penampang kabel yang digunakan berukuran 70 mm^2 .

Diketahui nilai arus beban maksimal sebesar 120 A maka ukuran MCB DC yang digunakan sebesar 125A.

4.10.5 Generator Terhubung ke Panel Distribusi

Berdasarkan rangkaian sistem yang didesain, generator yang digunakan menggunakan kapasitas daya sebesar 30 kW dan tegangan sistem yang digunakan yaitu tegangan listrik 1 phase atau 220 Volt dan faktor daya sebesar 0,85. Dengan menggunakan persamaan untuk menentukan KHA dan luas penampang kabel, dapat dilihat sebagai berikut :

- Mencari nilai arus beban maksimal :

$$\begin{aligned} I &= P/(V \cdot \cos \Phi) \\ &= 30000/(220 \times 0,85) \\ &= 116 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

- Mencari nilai KHA

$$\begin{aligned} \text{KHA} &= 1,25 \times 116 \\ &= 145 \text{ A} \end{aligned}$$

Dari data tersebut diperoleh informasi bahwa nilai KHA sebesar 145 A, merujuk pada tabel NYAF data pada pedoman PUIL maka nilai KHA yang diperoleh sebesar 168 A dengan luas penampang kabel yang digunakan berukuran 50 mm².

Diketahui nilai arus beban maksimal sebesar 116 A maka ukuran MCB 1 Phase yang digunakan sebesar 125 A.

4.10.6 Grounding Penangkal Petir

Kabel yang digunakan dalam sistem grounding penangkal petir adalah kabel grounding NYA ukuran 1×50 mm² karena memiliki karakteristik dan spesifikasi yang sesuai dengan kebutuhan tersebut.

Ada beberapa indikator dalam pemilihan kabel NYA 1×50 mm² sebagai berikut :

1. Kabel grounding NYA 1×50 mm² memiliki luas penghantar yang cukup besar sehingga mampu menahan arus petir yang besar dan mengalirkannya ke tanah dengan aman.

2. Kabel grounding NYA $1 \times 50 \text{ mm}^2$ memiliki konstruksi yang kokoh dan tahan lama, dengan lapisan pelindung yang cukup tebal untuk melindungi inti kabel dari kerusakan fisik atau keausan.
3. Kabel grounding NYA $1 \times 50 \text{ mm}^2$ telah memenuhi standart kualitas dan kemanan yang ditetapkan oleh pihak berwenang, sehingga dapat diandalkan untuk melindungi instalasi listrik dari bahaya petir.

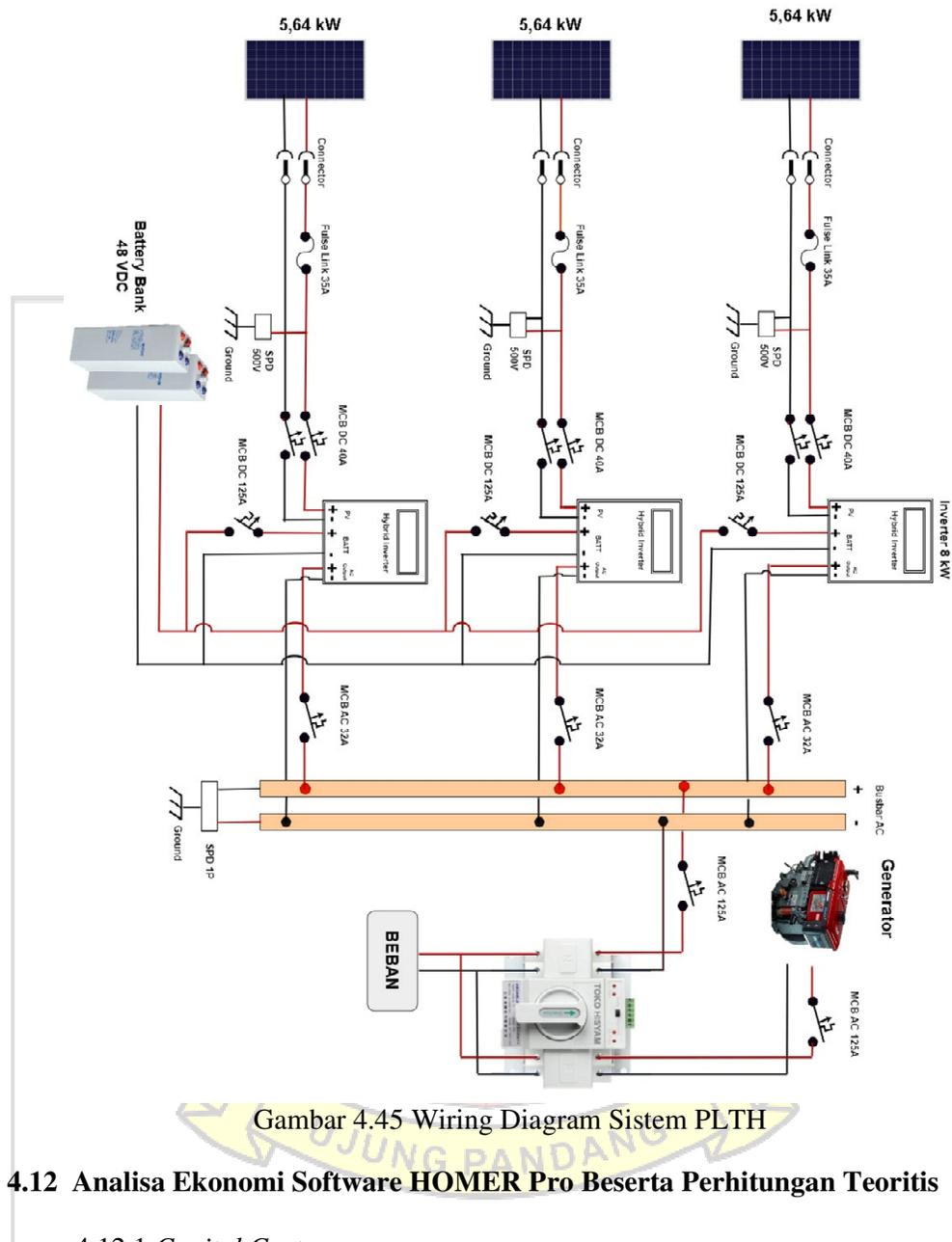
4.10.7. Instalasi Untuk Surge Arrester

Kabel yang digunakan dalam sistem grounding surge arrester adalah kabel NYAF $1 \times 16 \text{ mm}^2$ karena memiliki isolator.

1. Kabel NYAF $1 \times 16 \text{ mm}^2$ memiliki isolator atau pembungkus temabaga yang dapat melindungi kabel dari kerusakan dan korosi.
2. Kabel NYAF $1 \times 16 \text{ mm}^2$ memiliki flektibilitas yang baik dibandingkan dengan kabel BC sehingga mudah dalam pemasangan dan dapat menyesuaikan dengan kondisi instalasi.

4.11 Desain Sistem PLTH

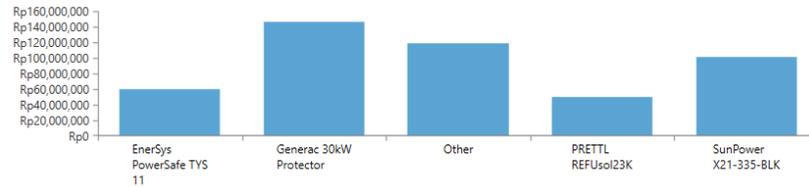
Pada sistem PLTH ini menggunakan 3 buah array set panel surya yang masing-masing array tersusun dari 4 seri dan 3 pararel, yang dimana disetiap array set panel memiliki kapasitas sebesar 5.640 Wp yang terhubung dengan inverter yang masing-masing memiliki kapasitas 8 kW. Sistem PLTH ini menggunakan 48 buah baterai yang disusun secara seri sebanyak 24 buah sehingga membentuk tegangan sistem 48 Volt sebagai penyimpanan energi yang dihasilkan. Generator terhubung pada panel distribusi dilokasi penelitian ini. Adapun wiring diagram sistem PLTH ini dapat dilihat pada Gambar 4.45 dibawah ini :



4.12 Analisa Ekonomi Software HOMER Pro Beserta Perhitungan Teoritis

4.12.1 Capital Cost

Dari hasil simulasi software HOMER Pro dapat dilihat rincian biaya yang harus dikeluarkan dalam perancangan sistem PLTH yang didesain, rincian biaya tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.46 berikut ini :



Component	Capital (Rp)	Replacement (Rp)	O&M (Rp)	Fuel (Rp)	Salvage (Rp)	Total (Rp)
EnerSys PowerSafe TYS 11	Rp59,850,000.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp59,850,000.00
Generac 30kW Protector	Rp0.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp145,990,933.50	Rp0.00	Rp145,990,933.50
Other	Rp66,140,000.00	Rp0.00	Rp53,177,114.60	Rp0.00	Rp0.00	Rp119,317,114.60
PRETTL REFUsoI23K	Rp31,500,000.00	Rp20,264,160.15	Rp0.00	Rp0.00	-Rp2,082,303.91	Rp49,681,856.24
SunPower X21-335-BLK	Rp100,800,000.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp0.00	Rp100,800,000.00
System	Rp258,290,000.00	Rp20,264,160.15	Rp53,177,114.60	Rp145,990,933.50	-Rp2,082,303.91	Rp475,639,904.34

Gambar 4.46 Tampilan Cost Summary

Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa total biaya investasi awal yang akan dikeluarkan sebesar Rp. 258.290.000. Dari total tersebut, pembagian biaya awal digunakan untuk biaya pembelian panel surya sebesar 38%, baterai sebesar 23%, converter sebesar 12%, generator 0% dan biaya lainnya sebesar 27%. Adapun rincian biaya investasi awal yang merupakan biaya pembelian komponen utama, sistem proteksi DC, sistem proteksi AC dan beberapa komponen lainnya dapat dilihat pada Tabel 4.9 dibawah ini :

Tabel 4.10 Total Biaya Investasi

No	Komponen	Jumlah	Satuan	Harga Satuan	Subtotal Harga
A. Komponen Utama					
1	Generator Yanmar 30 kW	1	Unit	-	Tersedia
2	Panel Surya Jinko Solar 470 Wp	36	Unit	Rp. 2.800.000	Rp. 100.800.000
3	Inverter Sunon IV 8 kW	3	Unit	Rp. 10.500.000	Rp. 31.500.000
4	Baterai CsPower 2V 1500 Ah	39	Unit	-	Tersedia
5	Baterai CsPower 2V 1500 Ah	9	Unit	Rp. 6.650.000	Rp. 59.850.000
Total Harga A					Rp. 192.150.000
B. Perangkat Proteksi Sisi DC					
1	Panel Box 40 × 60 × 18 cm	2	Pcs	Rp. 238.000	Rp. 476.000
2	NT Fuse 35A	3	Pcs	Rp. 25.000	Rp. 75.000
3	MCB DC 40A	3	Pcs	Rp. 56.000	Rp. 168.000
4	MCB DC 125A	3	Pcs	Rp. 215.000	Rp. 645.000
5	Arester DC SPD 500V	3	Pcs	Rp. 145.000	Rp. 435.000
Total Harga B					Rp. 1.799.000

C. Perangkat Proteksi AC					
1	Panel Box 50 × 70 × 18 cm	1	Pcs	Rp. 335.000	Rp. 335.000
2	MCB AC 125A	2	Pcs	Rp. 215.000	Rp. 430.000
3	MCB AC 32A	3	Pcs	Rp. 118.000	Rp. 354.000
4	Arester AC SPD 1 Phase	1	Pcs	Rp. 140.000	Rp. 140.000
Total Harga C					Rp. 1.259.000
D. Pengkabelan					
1	Kabel NYAF 1×10 mm	15	Meter	Rp. 22.000	Rp. 330.000
2	Kabel NYAF 1×16 mm	1	Roll (50m)	Rp. 1.600.000	Rp. 1.600.000
3	Kabel NYHY 2×25 mm	10	Roll (100m)	Rp. 1.800.000	Rp. 18.000.000
4	Kabel NYAF 50 mm	20	Meter	Rp. 100.000	Rp. 2.000.000
5	Kabel NYA 50 mm	30	Meter	Rp. 90.000	Rp. 2.700.000
Total Harga D					Rp. 26.830.000
E. Komponen Lainnya					
1	Penyangga Modul Surya	1	Paket	-	Tersedia
2	Tiang Distribusi	10	Batang	-	Tersedia
3	Penangkal Petir	1	Paket	-	Tersedia
4	Konektor MC4 Cabang 2 in 1	10	Pcs	Rp. 40.000	Rp. 400.000
5	ATS	1	Buah	Rp. 450.000	Rp. 450.000
6	Busbar Tembaga	5	Batang	Rp. 50.000	Rp. 250.000
7	Din Rail	6	Batang	Rp. 17.000	Rp. 102.000
8	Pipa PVC AW 1/2 Inchi	50	Meter	Rp. 10.000	Rp. 500.000
9	Grounding Rod 1.5 m	4	Batang	Rp. 55.000	Rp. 220.000
10	Terminal Block TB 2512	2	Pcs	Rp. 10.000	Rp. 20.000
11	Klip Kabel 10 mm	50	Pcs	Rp. 4.000	Rp. 200.000
13	Klem Kuku Macan	5	Pcs	Rp. 22.000	Rp. 110.000
14	Jasa Instalasi	17	kWp	Rp. 2.000.000	Rp. 34.000.000
Total Harga E					Rp. 36.252.000
Investasi Awal					Rp. 258.290.000

4.12.2 Biaya Operasional dan Pemeliharaan

Total biaya yang dikeluarkan untuk biaya O&M PLTH meliputi pembelian biaya bahan bakar pembangkit, biaya penggantian inverter dan biaya 2% dari total keseluruhan biaya investasi awal, dimana perhitungan biaya O&M dapat dilihat sebagai berikut:

Biaya operasional PLTS dapat dihitung berdasarkan umur komponen dengan perhitungan sebagai berikut:

Nb	= 2 kali pergantian inverter
Harga Inverter	= Rp. 31.500.000 (10.500.000 × 3)
Biaya Operational	= 2 × Rp. 31.500.000
	= Rp. 63.000.000

Biaya operasional PLTD dapat dihitung berdasarkan jumlah konsumsi bahan bakar per tahunnya, dimana biaya bahan bakar per liternya seharga Rp. 6.800 dengan perhitungan sebagai berikut:

Jumlah Bahan Bakar Dalam 1 tahun	= 2.086 Liter
Harga per Liter	= Rp. 6.800
Biaya Operational	= 2.086 L × Rp. 6.800
	= Rp. 14.184.800

Biaya Pemeliharaan PLTH per tahun dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

Investasi Awal	= Rp. 258.290.000
Biaya Pemeliharaan	= 2% × Investasi Awal
	= 2% × Rp. 258.290.000
	= Rp. 5.165.800

Sehingga total biaya Operational dan Maintenance PLTH dalam setahun sebesar Rp. Rp. 14.184.800, belum termasuk biaya operasional PLTS yang merupakan biaya pergantian komponen sebesar Rp. 63.000.000 dan biaya pemeliharaan sebesar Rp. 5.165.800.

4.12.3 Nilai Sisa (Salvage)

Dalam perancangan PLTH ini, komponen yang memiliki nilai sisa adalah inverter. Dimana usia komponen inverter selama 10 tahun masa penggunaan dan waktu proyek selama 25 tahun. Untuk memperoleh nilai sisa dari komponen perlu terlebih dahulu menghitung durasi biaya pergantian yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.18 sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 R_{\text{rep}} &= R_{\text{comp}} \cdot \text{INT} \left(\frac{R_{\text{proj}}}{R_{\text{comp}}} \right) \\
 &= 10 \cdot \text{INT} \left(\frac{25}{10} \right) \\
 &= 20 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Setelah memperoleh durasi biaya pergantian, selanjutnya menentukan sisa umur komponen pada akhir masa proyek yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.17 sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 R_{\text{rem}} &= R_{\text{comp}} - (R_{\text{proj}} - R_{\text{rep}}) \\
 &= 10 - (25 - 20) \\
 &= 5 \text{ tahun}
 \end{aligned}$$

Setelah memperoleh durasi biaya pergantian, sisa umur komponen, dan harga biaya pergantian sebesar Rp. 31.500.000, selanjutnya menentukan nilai biaya sisa dari komponen inverter dengan menggunakan persamaan 2.16 sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 S &= \text{Rp. } 31.500.000 \cdot \frac{5}{10} \\
 &= \text{Rp. } 15.750.000
 \end{aligned}$$

Diperoleh nilai sisa dari komponen inverter sebesar Rp. 15.750.000.

4.12.4 *Net Present Cost*

Untuk memperoleh nilai NPC yang merupakan semua biaya keseluruhan yang digunakan dalam perancangan sistem suatu proyek. Diperoleh *capital cost* Rp. 250.640.000, biaya replacement sebesar Rp. 63.000.000, biaya O&M cost sebesar Rp. 14.184.800/tahun dimana biaya O&M pada PLTH ini berjalan selama 25 tahun sehingga total biaya O&M diperoleh sebesar Rp. 354.620.000 dan nilai sisa diperoleh sebesar Rp. 15.750.000. Sehingga nilai NPC dapat diperoleh menggunakan persamaan 2.10 sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{NPC} &= \text{Capital Cost} + \text{Replacement} + \text{O\&M Cost} - \text{Salvage} \\
 &= \text{Rp. } 258.290.000 + \text{Rp. } 63.000.000 + \text{Rp. } 354.620.000 \\
 &\quad - \text{Rp. } 15.750.000 \\
 &= \text{Rp. } 660.160.000
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 4.47 menggunakan software HOMER Pro untuk total NPC sebesar Rp. 660.160.000. Perbandingan hasil NPC berdasarkan perhitungan secara teoritis dan hasil simulasi dengan HOMER Pro diperoleh selisih sebesar Rp. 475.639.904 hal ini dikarenakan pada simulasi HOMER Pro menggunakan model matematis yang kompleks untuk menggambarkan karakteristik dari sistem keekonomian. Model ini berbeda dengan model yang digunakan dalam perhitungan teoritis, sehingga dapat mempengaruhi hasil simulasi.

Biaya terbesar dari sistem PLTH yang dirancang selama 25 tahun adalah biaya O&M sebesar Rp. 354.620.000, selanjutnya biaya investasi awal sebesar Rp. 258.290.000, biaya penggantian komponen sebesar Rp. 63.000.000, dan adanya nilai salvage sebesar Rp. 15.750.000.

4.12.5 *Life Cycle Cost*

Dalam perencanaan, PLTH ini dapat berjalan selama 25 tahun berdasarkan masa pakai panel surya. Suku bunga yang digunakan adalah 8,43% yang dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\text{Biaya O\&M (A)} = \text{Rp. } 14.184.800$$

$$n = 25 \text{ Tahun}$$

$$AW = A \times \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$AW = \text{Rp. } 14.184.800 \times \left[\frac{(1+0.0843)^{25} - 1}{0.0843(1+0,0843)^{25}} \right]$$

$$= \text{Rp. } 14.184.800 \times 10.28$$

$$= \text{Rp. } 145.819.744$$

Dari biaya tetap pemeliharaan selama periode 25 tahun, dapat ditentukan LCC sebagai berikut:

$$\begin{aligned} LCC &= C_t + AW \\ &= (\text{Rp. } 258.290.000 + 63.000.000) + \text{Rp. } 145.819.744 \\ &= \text{Rp. } 467.109.744 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, maka diperoleh biaya siklus hidup PLTH sebesar Rp. 467.109.744.

4.12.6 Cost of Energy

Capital Recovery Factor (CRF) untuk mengonversi semua arus kas biaya siklus hidup menjadi serangkaian biaya tahunan dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} CRF &= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \\ &= \frac{0.0843(1+0.0843)^{25}}{(1+0.0843)^{25} - 1} \\ &= \frac{0.638}{6.564} \\ &= 0.0972 \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan LCC, CRF dan total energi tahunan untuk beban sebesar 33.580 Wh, dimungkinkan untuk menentukan COE, dengan perhitungan sebagai berikut :

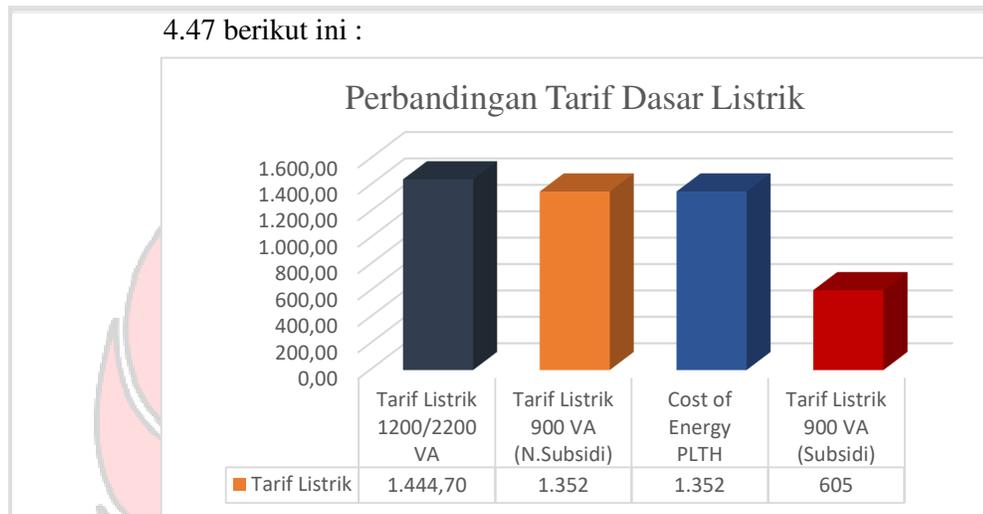
$$\begin{aligned} COE &= \frac{LCC \times CRF}{A \text{ KWH}} \\ &= \frac{467.109.744 \times 0.0972}{33.580} \end{aligned}$$

$$= \text{Rp. } 1.352/\text{kWh}$$

Diperoleh nilai COE antara software HOMER Pro yang ditunjukkan pada Gambar 4.22 sebesar Rp. 1.221,65/kWh dengan hasil perhitungan teoritis nilai COE yang diperoleh sebesar Rp. 1.352/kWh, diketahui selisih nilai keduanya sebesar Rp. 130,35. Hal

ini dikarenakan perhitungan teoritis melibatkan model yang lebih sederhana dibandingkan dengan model yang digunakan dalam simulasi HOMER Pro sehingga dapat mempengaruhi hasil simulasi.

Adapun perbandingan tarif dasar penjualan tenaga listrik PT.PLN dengan daya 1300/2200 VA, daya 900 VA, 900 VA (subsidi) dan tarif dari sistem PLTH yang dirancang, dapat dilihat pada Gambar 4.47 berikut ini :



Gambar 4.47 Perbandingan Tarif Dasar Listrik

Berdasarkan perbandingan pada gambar di atas dapat disimpulkan bahwa biaya produksi PLTH di Pulau Kodingare lebih rendah dari tarif dasar listrik yang ditetapkan oleh PT.PLN dengan daya 1200/2200VA dan 900V (Non Subsidi) sehingga dari segi ekonomi, Pulau Kodingare berpotensi menjadi kawasan penghasil energi terbarukan.

Faktor yang mempengaruhi rendahnya harga pembangkit listrik per kWh di Pulau Kodingare adalah nilai investasi yang relatif rendah karena ketersediaan beberapa komponen utama dan komponen pendukung serta radiasi matahari yang relatif tinggi sehingga tingkat efisiensi panel surya yang dihasilkan juga tinggi sehingga lokasi pulau Kodingare dianggap sebagai lokasi alternatif untuk rencana pembangkit energi terbarukan.

4.13 Analisa Kelayakan

4.13.1 Payback Periode

Besarnya pengeluaran bersih tahunan diperoleh dengan mengalikan jumlah produksi listrik yang dihasilkan dengan harga jual energi terbarukan. Harga jual listrik terbarukan ini sesuai dengan hasil perhitungan secara teoritis sebesar Rp. 1.352/kWh. Kemudian menghitung pengeluaran per tahun dengan mengkalkulasi keseluruhan biaya operational dari PLTD dan biaya maintenance PLTH. Kemudian pendapatan bersih diperoleh dengan mengurangi pendapatan dari biaya, seperti yang ditunjukkan pada perhitungan berikut :

$$\begin{aligned}\text{Arus Kas Masuk} &= \text{Total Konsumsi Energi} \times \text{Harga Jual Listrik} \\ &= 33.580 \text{ Wh/tahun} \times \text{Rp. } 1.352 \\ &= \text{Rp. } 45.400.160/\text{tahun}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Arus Kas Keluar (O\&M)} &= \text{Maintenance PLTH} + \text{Op.PLTD} \\ &= \text{Rp. } 5.165.800 + \text{Rp. } 14.184.400 \\ &= \text{Rp. } 19.350.200/\text{tahun}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Pendapatan Bersih} &= \text{Arus Kas Masuk} - \text{Total Pengeluaran} \\ &= \text{Rp. } 45.400.160 - \text{Rp. } 19.350.200 \\ &= \text{Rp. } 26.049.960/\text{tahun}\end{aligned}$$

Setelah mengetahui laba bersih yang diperoleh per tahun, Selanjutnya melakukan perhitungan nilai PBP untuk mengetahui waktu yang dibutuhkan untuk melunasi biaya investasi yang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}\text{Payback Period} &= \frac{\text{Modal Investasi Awal}}{\text{Pendapatan}} \\ &= \frac{258.290.000}{26.049.960} \\ &= 9 \text{ Tahun } 9 \text{ Bulan}\end{aligned}$$

Waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya modal yang dikeluarkan untuk membangun PLTH di Pulau Kodingare adalah 9 tahun 9 bulan.

4.13.2 Net Present Value

Data yang diperlukan untuk mencari nilai NPV berupa biaya investasi, arus kas bersih dan suku bunga. Nilai NPV dihitung dengan melihat total pendapatan bersih untuk mendapatkan nilai NPV sebuah sistem, kemudian nilai future value atau total pendapatan bersih dibandingkan dengan nilai dari present value sistem atau investasi awal pembangkit. Berdasarkan poin 4.13.1, parameter untuk mendapatkan nilai NPV ditunjukkan pada Tabel 4.10 berikut :

Tabel 4.11 Parameter Memperoleh *Net Present Value*

No.	Indikator	Nilai
1	Arus Kas Masuk	Rp. 45.400.160
2	Arus Kas Keluar	Rp. 19.350.200
3	Arus Kas Bersih	Rp. 26.049.960
4	Biaya Investasi	Rp. 258.290.000
5	Suku Bunga	8.43%

Unruk memperoleh nilai dari NCFt perlu terlebih dahulu menentukan nilai dari DF dengan menggunakan persamaan (2.21) seperti yang ditunjukkan dibawah ini :

$$DF = \frac{1}{(1+i)^t}$$

$$= \frac{1}{(1+0.0843)^1}$$

$$= 0.992$$

Adapun kas bersih yang diperoleh diasumsikan tetap dari tahun pertama hingga tahun terakhir dikarenakan angka inflasi yang tidak mengalami lonjakan yang signifikan, biaya bakar yang masih disubsidi

oleh pemerintah dan seluruh komponen yang masih terawat sehingga pendapatan tiap tahunnya diasumsikan sama.

Tabel 4.12 Nilai *Net Present Value*

NET PRESENT VALUE				
TAHUN	BIAYA INVESTASI	NCF	DF	PVNCF
0	Rp 258.290.000		1	Rp 258.290.00
1		Rp 26.049.960	0,922	Rp 24.024.680
2		Rp 26.049.960	0,851	Rp 22.156.857
3		Rp 26.049.960	0,784	Rp 20.434.249
4		Rp 26.049.960	0,723	Rp 18.845.568
5		Rp 26.049.960	0,667	Rp 17.380.400
6		Rp 26.049.960	0,615	Rp 16.029.143
7		Rp 26.049.960	0,567	Rp 14.782.941
8		Rp 26.049.960	0,523	Rp 13.633.627
9		Rp 26.049.960	0,483	Rp 12.573.667
10		Rp 26.049.960	0,445	Rp 11.596.114
11		Rp 26.049.960	0,411	Rp 10.694.563
12		Rp 26.049.960	0,379	Rp 9.863.103
13		Rp 26.049.960	0,349	Rp 9.096.286
14		Rp 26.049.960	0,322	Rp 8.389.086
15		Rp 26.049.960	0,297	Rp 7.736.868
16		Rp 26.049.960	0,274	Rp 7.135.357
17		Rp 26.049.960	0,253	Rp 6.580.612
18		Rp 26.049.960	0,233	Rp 6.068.996
19		Rp 26.049.960	0,215	Rp 5.597.155
20		Rp 26.049.960	0,198	Rp 5.161.999
21		Rp 26.049.960	0,183	Rp 4.760.674
22		Rp 26.049.960	0,169	Rp 4.390.551
23		Rp 26.049.960	0,155	Rp 4.049.203
24		Rp 26.049.960	0,143	Rp 3.734.393
25		Rp 26.049.960	0,132	Rp 3.444.059
TOTAL				Rp 268.160.151
DISKONTO ANNUITIES				10,29

Tabel 4.12 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih hasil perkalian arus kas bersih dengan faktor diskon adalah Rp. 268.160.151, jika investasi awal Rp. 258.290.000, maka NPV dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{NPV} &= \sum_{t=1}^n \frac{\text{NCF}_t}{(1+i)^t} - II \\
 &= \text{Rp. } 268.160.151 - 258.290.000 \\
 &= \text{Rp. } 9.870.151
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diketahui nilai NPV yang diperoleh dari umur proyek selama 25 tahun adalah sebesar Rp. 9.870.151, dimana nilainya positif dan membuktikan bahwa pembangunan PLTH Pulau Kodingare merupakan investasi yang layak. Tingkat diskonto sebesar 10,29% dan dapat disimpulkan bahwa perencanaan PLTH dapat dikatakan layak.

4.13.3 Internal Rate of Return

Untuk menentukan nilai IRR pada saat NPV = 0 digunakan metode interpolasi antara suku bunga yang menghasilkan NPV positif dan suku bunga yang menghasilkan NPV negatif dimana suku bunga rendah yang digunakan adalah 7% dan suku bunga tinggi adalah 9%.

Untuk memperoleh nilai dari NCFr dari tingkat suku bunga rendah perlu terlebih dahulu menentukan nilai dari DF dengan menggunakan persamaan 2.21 seperti yang ditunjukkan dibawah ini :

$$\begin{aligned}
 DF &= \frac{1}{(1+i)^t} \\
 &= \frac{1}{(1+0.07)^1} \\
 &= 0.935
 \end{aligned}$$

Tabel 4.13 Tingkat Suku Bunga Rendah 7%

NET PRESENT VALUE				
TAHUN	BIAYA INVESTASI	NCF	DF	PVNCF
0	Rp 258.290.000		1	Rp 250.640.000
1		Rp 26.049.960	0,935	Rp 24.345.757
2		Rp 26.049.960	0,873	Rp 22.753.044
3		Rp 26.049.960	0,816	Rp 21.264.527

4		Rp 26.049.960	0,763	Rp 19.873.390
5		Rp 26.049.960	0,713	Rp 18.573.261
6		Rp 26.049.960	0,666	Rp 17.358.188
7		Rp 26.049.960	0,623	Rp 16.222.606
8		Rp 26.049.960	0,582	Rp 15.161.314
9		Rp 26.049.960	0,544	Rp 14.169.452
10		Rp 26.049.960	0,508	Rp 13.242.479
11		Rp 26.049.960	0,475	Rp 12.376.148
12		Rp 26.049.960	0,444	Rp 11.566.494
13		Rp 26.049.960	0,415	Rp 10.809.807
14		Rp 26.049.960	0,388	Rp 10.102.624
15		Rp 26.049.960	0,362	Rp 9.441.704
16		Rp 26.049.960	0,339	Rp 8.824.023
17		Rp 26.049.960	0,317	Rp 8.246.750
18		Rp 26.049.960	0,296	Rp 7.707.243
19		Rp 26.049.960	0,277	Rp 7.203.031
20		Rp 26.049.960	0,258	Rp 6.731.805
21		Rp 26.049.960	0,242	Rp 6.291.406
22		Rp 26.049.960	0,226	Rp 5.879.819
23		Rp 26.049.960	0,211	Rp 5.495.158
24		Rp 26.049.960	0,197	Rp 5.135.662
25		Rp 26.049.960	0,184	Rp 4.799.684
TOTAL				Rp 303.575.376
DISKONTO ANNUITIES				11,65

Tabel 4.13 menunjukkan bahwa total nilai sekarang dari arus kas bersih hasil perkalian arus kas bersih dengan DF adalah Rp. 303.575.376, jika investasi awal Rp. 258.290.000, maka NPVr dapat dihitung sebagai berikut :

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

$$= \text{Rp. } 303.575.376 - \text{Rp. } 258.290.000$$

$$= \text{Rp. } 45.285.376$$

Berdasarkan hasil perhitungan diketahui nilai NPVr yang diperoleh dari umur proyek selama 25 tahun adalah sebesar Rp. 45.285.376, dimana nilainya positif dengan DF sebesar 11,65%.

Kemudian untuk memperoleh nilai dari NCFt dari tingkat suku bunga tinggi perlu terlebih dahulu menentukan nilai dari DF dengan menggunakan persamaan 2.21 seperti yang ditunjukkan dibawah ini :

$$DF = \frac{1}{(1+i)^t}$$

$$= \frac{1}{(1+0.12)^1}$$

$$= 0.893$$

Tabel 4.14 Tingkat Suku Bunga Tinggi 9%

NET PRESENT VALUE				
TAHUN	BIAYA INVESTASI	NCF	DF	PVNCF
0	Rp 250.640.000,00		1	Rp 250.640.000
1		Rp 25.458.808,00	0,917	Rp 23.899.046
2		Rp 25.458.808,00	0,842	Rp 21.925.730
3		Rp 25.458.808,00	0,772	Rp 20.115.349
4		Rp 25.458.808,00	0,708	Rp 18.454.448
5		Rp 25.458.808,00	0,650	Rp 16.930.687
6		Rp 25.458.808,00	0,596	Rp 15.532.740
7		Rp 25.458.808,00	0,547	Rp 14.250.220
8		Rp 25.458.808,00	0,502	Rp 13.073.597
9		Rp 25.458.808,00	0,460	Rp 11.994.125
10		Rp 25.458.808,00	0,422	Rp 11.003.785
11		Rp 25.458.808,00	0,388	Rp 10.095.215
12		Rp 25.458.808,00	0,356	Rp 9.261.665
13		Rp 25.458.808,00	0,326	Rp 8.496.941
14		Rp 25.458.808,00	0,299	Rp 7.795.358
15		Rp 25.458.808,00	0,275	Rp 7.151.705
16		Rp 25.458.808,00	0,252	Rp 6.561.197
17		Rp 25.458.808,00	0,231	Rp 6.019.447
18		Rp 25.458.808,00	0,212	Rp 5.522.428
19		Rp 25.458.808,00	0,194	Rp 5.066.448
20		Rp 25.458.808,00	0,178	Rp 4.648.118

21		Rp 25.458.808,00	0,164	Rp 4.264.328
22		Rp 25.458.808,00	0,150	Rp 3.912.228
23		Rp 25.458.808,00	0,138	Rp 3.589.200
24		Rp 25.458.808,00	0,126	Rp 3.292.844
25		Rp 25.458.808,00	0,116	Rp 3.020.957
TOTAL				Rp. 255.877.806
DISKONTO ANNUITIES				9,82

Tabel 4.14 menunjukkan bahwa total nilai sekarang arus kas bersih hasil perkalian arus kas bersih dengan DF adalah Rp. 255.877.806, jika investasi awal Rp. 258.290.000, maka NPVt dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 NPV_t &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} - II \\
 &= \text{Rp. } 255.877.806 - \text{Rp. } 258.290.000 \\
 &= \text{Rp. } -2.412.194
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diketahui nilai NPVt yang diperoleh dari umur proyek selama 25 tahun adalah sebesar - Rp. 2.412.194, dimana nilainya negatif dengan DF sebesar 9,82%.

Dari kedua tabel di atas diperoleh data seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.15 di bawah ini yang kemudian dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

Tabel 4.15 Rangkuman Data-Data NPVr dan NPVt

IRR		
ir =	Bunga Rendah	7,00%
it =	Bunga Tinggi	9,00%
NPVr	NPV bunga rendah	Rp 45.285.376
NPVt	NPV bunga tinggi	-Rp 2.412.194
DF Rendah	Annutial	11,65%
DF Tinggi	Annutial	9,82%

$$\begin{aligned}
IRR &= I_r + \left(\frac{NPV_r}{NPV_r - NPV_t} \right) (I_t - I_r) \\
&= 7\% + \left(\frac{45.285.376}{45.285.376 - (-2.412.194)} \right) (9\% - 7\%) \\
&= 8.90\%
\end{aligned}$$

Memperoleh nilai IRR 8.90%, lebih tinggi dari suku bunga kredit 8,43%, itulah sebabnya rencana PLTH dianggap layak di Pulau Kodingare.

4.13.4 Profitability Index

Dengan total present value arus kas bersih sebesar Rp. 268.160.151 dan biaya investasi awal sebesar Rp. 258.290.000, maka nilai PI dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
\text{Profitability Index} &= \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t(1+i)^{-t}}{I} \\
&= \frac{268.160.151}{258.290.000} \\
&= 1.03
\end{aligned}$$

Hasil perhitungan PI yang memiliki nilai 1,03 > 1 menunjukkan bahwa investasi PLTH di Pulau Kodingare yang akan direncanakan layak dilakukan.

4.14 Manajemen Risiko

Dari hasil penelitian ditemukan bahwa di dalam perencanaan PLTH terdapat beberapa risiko yang perlu diperhatikan untuk menerapkan strategi mitigasi yang sesuai. Pada Tabel 4.16 menunjukkan manajemen risiko terhadap perencanaan PLTH yang dapat dilihat sebagai berikut :

Tabel 4.16 Manajemen Risiko

No.	Deskripsi Risiko	Tingkat Risiko	Dampak	Tindakan Pengendalian
1	Kurangnya Sumber Daya Manusia	Tinggi	Keterlambatan Proyek	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Memperbarui perkiraan biaya dan jadwal proyek secara berkala. ➤ Membangun tim proyek yang terampil dan efisien. ➤ Mengidentifikasi kemungkinan outsourcing pekerjaan
2	Testing dan Commisioning Tidak Disetujui	Tinggi	Target Waktu Penyelesaian Tidak Tercapai	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Menggunakan SDM yang berkompeten
3	Peralatan Tidak Sesuai Dengan Spesifikasi Teknis	Tinggi	Tahapan Selama Konstruksi Akan di Reschedule.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pengawasan Diperlukan Selama Tahap Detail Engineering.
4	Gangguan Pasokan Listrik	Sedang	Gangguan Operasional	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Melakukan perawatan rutin dan pemeliharaan peralatan. ➤ Memiliki backup generator untuk mengatasi pemadaman. ➤ Menyimpan suku cadang yang cukup dan peralatan cadangan
5	Ketersediaan Bahan Bakar PLTD	Rendah	Ketersediaan Bahan Bakar PLTD	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Memastikan pasokan bahan bakar yang memadai selama periode yang dibutuhkan.
6	Mengurangi Efisiensi dan Produksi Energi	Rendah	Tidak Terpenuhi Konsumsi Energi	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Melakukan sterilisasi lokasi instalasi dari pepohonan yang

				menghalangi dan pembersihan debu.
7	Polusi Udara	Rendah	Polusi Yang Ditimbulkan Dari PLTD	➤ Melakukan metode kerja yang tidak menghasilkan polusi udara yang banyak seperti penyaringan dan pemurnian emisi.
8	Perubahan Kebijakan Pemerintah	Sedang	PLTH akan mengalami disfungsi	➤ Melakukan komunikasi secara teratur dengan semua pemangku kepentingan termasuk pemerintah atau otoritas terkait untuk mendapatkan pemahaman yang lebih baik dan proyek tetap dapat berjalan.

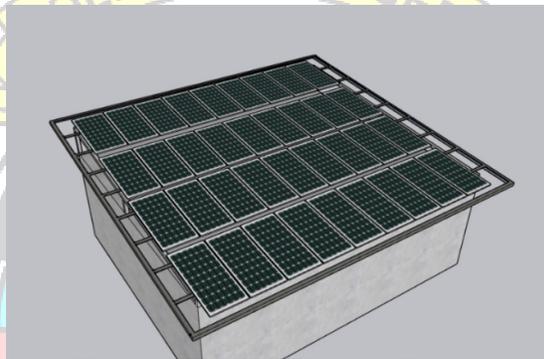
Dengan menerapkan manajemen risiko yang komprehensif dalam perencanaan PLTH, dapat mengurangi kemungkinan terjadinya gangguan atau kegagalan sistem, melindungi investasi, meningkatkan keandalan operasional, dan mencapai tujuan keberlanjutan lingkungan melalui pengurangan dampak negatif terhadap lingkungan dan kualitas udara.

4.15 Design Layout

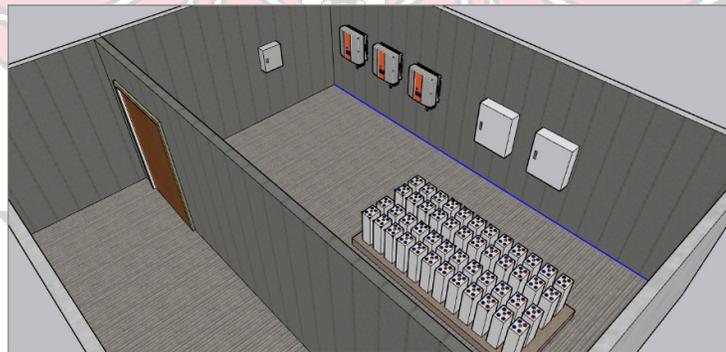
Pengerjaan proyek ini dilakukan dengan menggambar ulang tata letak penempatan panel surya, inverter, baterai, dan berbagai komponen lainnya menggunakan perangkat lunak SketchUp Pro. Setelah desain komponen ini selesai, kombinasi penyesuaian tata letak dan ukuran untuk proyek desain akhir dapat dilihat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



Gambar 4.48 Tampilan Layout Dari Samping



Gambar 4.49 Tampilan Layout Dari Atas



Gambar 4.50 Tampilan Layout Dari Dalam Bangunan

Gambar di atas merupakan layout akhir dari rencana penempatan komponen setelah dilakukan beberapa layout dalam pengerjaannya. Dengan desain ini, jumlah panel yang dapat dipasang adalah 36 buah seperti terlihat pada Gambar 4.49.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan perencanaan PLTH (PLTS-PLTD) di Pulau Kodingare, Kabupaten Sinjai, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada PLTH Pulau Kodingare direncanakan akan dibuat 3 (tiga) array yang masing-masing menghasilkan daya sebesar 5.640 Wp dengan total 36 panel surya dan total daya yang dihasilkan sebesar 16.92 kWp.
2. Berdasarkan hasil yang diperoleh dengan simulasi software HOMER Pro, diperoleh total produksi sistem PLTH sebesar 37.029 Wh/tahun, terdiri dari PLTS sebesar 32.981 Wh/tahun dan PLTD sebesar 4.048 Wh/tahun dengan total konsumsi energi dalam setahunnya sebesar 33.580 Wh/tahun, excess electricity sebesar 931 kWh/tahun, konsumsi bahan bakar sebanyak 2.086 L/tahun, renewable penetration sebesar 89,1% terhadap sistem dengan potensi radiasi matahari dapat menghasilkan 5,86 kWh/m²/hari.
3. Pada hasil perhitungan secara teoritis diperoleh nilai NPC sebesar Rp. 660.160.000, dan nilai COE sebesar Rp. 1,352 dengan tingkat suku bunga kredit sebesar 8.43% dan lama penggunaan sistem PLTH selama 25 tahun.
4. Hasil analisis kelayakan investasi adalah PBP sekitar 9 tahun 9 bulan, NPV positif sebesar Rp. 9.870.151, IRR sebesar 8.90% dan PI sebesar 1,03. Dengan keempat indikator analisis tersebut menunjukkan bahwa investasi PLTH di Pulau Kodingare sebagai sumber listrik di Kecamatan Pulau Sembilan layak untuk dilaksanakan.

5.2 Saran

Berdasarkan analisis dan pembahasan, serta kesimpulan yang diperoleh dalam penelitian ini, ada beberapa saran yang perlu peneliti dapatkan untuk mencapai hasil yang optimal, antara lain sebagai berikut:

1. Perlu kajian lebih lanjut agar PBP dari pembangkit energi terbarukan menjadi lebih cepat, sehingga akan lebih menarik bagi siapa saja yang berinvestasi dalam pengembangan sumber energi tersebut.
2. Untuk mendapatkan intensitas sinar matahari yang maksimal, sebaiknya modul surya dipasang menggunakan alat pelacak matahari atau sistem yang mengikuti pergerakan matahari secara otomatis, sehingga efisiensi dan hasil energi yang dihasilkan dapat lebih optimal.
3. Peneliti lain disarankan untuk menambahkan analisis sosial pengelolaan, pengoperasian dan pemeliharaan sistem PLTH bagi penduduk Pulau Kodingare.
4. Pada penelitian selanjutnya dapat ditambahkan sistem IoT/PLC untuk sistem kontrol PLTS yang dapat dimonitoring secara real-time.
5. Perlu adanya kajian lebih lanjut mengenai aspek teknis dan ekonomis dengan menggunakan metode yang belum digunakan pada penelitian ini.
6. Apabila perencanaan PLTS ingin direalisasikan maka perlu dilakukan pengawasan dengan tenaga ahli energi terbarukan untuk mendapatkan perspektif dan saran yang tepat dalam merancang sistem yang lebih efisien dan andal.

DAFTAR PUSTAKA

- Chandra, Yudi. (2016). Analisis Ekonomi ENergi Perencanaan Pembangunan PLTS (Studi Kasus Gedung Kuliah Politeknik Negeri Ketapang). *Jurnal Elka* Vol.8, No.1.
- Hajir, Noor. (2021). Analisa Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Atap Dengan Sistem Hybrid Di PT. Koloni Timur. *Skripsi*. Fakultas Teknologi Industri. Semarang: Universitas Islam Sultan Agung.
- Harrynov. (2009). <http://sketchuptutor.blogspot.com/2009/11/getting-to-knowsketchup-free.html>. Di akses: 14 Juni 2023.
- Junaidi, Muhammad. (2020). Analisa Pembangkit Listrik Tenaga Surya pada Gedung C Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. *Skripsi*. Teknik Mesin. Fakultas Teknik. Riau: Universitas Islam.
- Kadir, Abdul. (1994). Energi : Suatu Perkembangan, Listrik Pedesaan di Indonesia. Jakarta: Ui-Pres.
- Krauter, S. C. W. (2006). Solar Electric Power Generation - photovoltaic energy systems: modeling of optical and thermal performance, electrical yield, energy balance, effect on reduction of greenhouse gas emissions. Berlin : Springer.
- Navies, Alvin. (2021). Analisis Teknis Dan Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid Biomass-Biogas (Studi Kasus: PT.Perkebunan Nusantara V Sei Galuh). *Skripsi*, Teknik Elektro, Fakultas Sains dan Teknologi. Pekanbaru: Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau.
- Nugroho, Yusuf Adi. (2016). Analisis Tekno-Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (Plts) Di Pt Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap. *Skripsi*, Teknik Fisika, Fakultas Teknologi Industri. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.
- Pratama, Gandhi. (2018). Perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Grid-Connected Skala Residensial di Kota Pekanbaru (Studi Kasus: Perumahan Citraland Pekanbaru). *Skripsi*. Pekanbaru: Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau.

- Prayogi, Apri Anggi. (2018). Perencanaan Sistem Pembangkit Listrik Hybrid (PLN-Solar Cell) Pada Gedung Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan Universitas Islam Indonesia Menggunakan Homer. *Skripsi*. Fakultas Teknologi Industr. Yogyakarta : Universitas Islam Indonesia.
- PT.PLN (Persero). (2018). Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2018-2027.
- Putra, Dwi Laksamana. (2020). Analisis Teknis Dan Ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Bayu Dan Tenaga Surya. *Skripsi*. Fakultas Sains Dan Teknologi. Pekanbaru: Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau.
- Ranahedy, Afdhalash Ramadhan M. (2021). Analisis Performa Mesin Menggunakan Bahan Bakar Hybrid Hydrogen – Solar Pada Mesin Diesel Ford Escort 1.8. *Skripsi*. Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknik. Makassar: Universitas Hasanuddin.
- Reza, Muhammad. (2021). Studi Kelayakan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Hybrid di Pelabuhan Perikanan Pantai (PPP) Morodemak Dengan Menggunakan Software HOMER. *Skripsi*. Teknik Elektro. Fakultas Teknologi Industri. Semarang: Universitas Islam Sultan Agung.
- Riayatsyah, dkk. (2022). Techno-Economic Analysis of Hybrid Diesel Generators and Renewable Energy for a Remote Island in the Indian Ocean Using HOMER Pro. *Sustainability* 2022, 14, 9846. <https://doi.org/10.3390/su14169846>.
- Rice, Ilunga Kajila, dkk. (2023). A Hybrid Photovoltaic/Diesel System for Off - Grid Applications in Lubumbashi, DR Congo: A Homer Pro Modeling and Optimization Study. *Sustainability* 2023, 15, 8162. <https://doi.org/10.3390/su15108162>.
- Ruskardi. (2015). Kajian Teknis dan Analisis Ekonomis PLTS Off-grid Solar System sebagai Sumber Energi Alternatif (Studi Kasus : Dusun Sedayu Desa Pulau Limbung Kecamatan Sungai Raya Kabupaten Kubu Raya). *Jurnal ELKHA*, Vol.7, No1.
- Sitohang, Michael Parnigotan. (2019). Perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Terpusat *Off-Grid* System. *Skripsi*. Fakultas Sains dan Teknologi. Pekanbaru: Unversitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau

- Suku Bunga BI. (2016). www.bi.go.id/, diakses pada tanggal 30 Januari 2023.
- Usman, Umar Muhammad. 2016. Perencanaan dan Analisis Ekonomi PLTS Terpusat. Prosiding Seminar Teknik Elektro dan Informatika. ISBN : 978-602-18168-0-6.
- Wibowo, dkk. (2018). Perencanaan Sistem Hybrid Pada Jaringan Kelistrikan Di Rumah Sakit Monompia Kotamobagu. Jurnal Teknik Elektro Universitas Sam Ratulangi Manado.
- Windarta, Jaka, dkk. (2019). Perancangan Dan Analisis Ekonomi Teknik Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sistem Offgrid Menggunakan Perangkat Lunak Homer Di Kawasan Wisata Pantai Pulau Cemara. Transient: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro, Vol. 8, No. 2, pp. 152-157.
- Wicaksana, H., dkk. (2016). Implementation and Techno-Economic Analysis of Hybrid PV-Diesel for Off-Grid System in Sebira Island. In Proceedings of the 2016 3rd Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), Yogyakarta, Indonesia.
- Yasin, Aysar, Muhammad Alsayed. (2022). Optimization With Excess Electricity Management of a PV, Energy Storage and Diesel Generator Hybrid System Using Home Pro Software. International Journal of Applied Power Engineering. Vol. 9, No.3, December 2020, pp.267-283. ISSN: 2252-8792, DOI: 10.11591/ijape.v9.i3.pp267-283.
- Yonata, Kiki. (2017). Analisis Tekno-Ekonomi Terhadap Desain Sistem PLTS Pada Bangunan Komersial Di Surabaya, Indonesia. *Skripsi*. Fakultas Teknologi Industri. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.



LAMPIRAN 1 Dokumentasi Pengambilan Data Penelitian

a. Wawancara Dengan Pengelola PLTD



b. Lokasi Penempatan PLTD



LAMPIRAN 2 Dokumentasi Pengecekan Komponen PLTS Tidak Beroperasi

a. Komponen SCC, Battery Connection Box, dan Panel Distribusi



b. Komponen Panel Surya



c. Komponen Baterai dan Inverter



d. Pengecakan Tegangan dan Arus Pada Baterai



e. Tampilan Luar dan Dalam Panel Distribusi



f. Tampilan Dalam Array Junction Box dan Dalam Battery Connection Box



g. Penangkal Petir



