

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Energi Baru dan Terbarukan di Indonesia

Permasalahan di Indonesia saat ini adalah cadangan bahan bakar fosil berkurang dan akses masyarakat di daerah 3T (terdepan, terpencil dan tertinggal) terbatas terhadap energi. Studi oleh Tiawon & Miar (2023) menunjukkan bahwa semakin tinggi pertumbuhan GDP Indonesia maka semakin tinggi pula konsumsi energi yang bersumber dari energi fosil. Maka penggunaan energi terbarukan yang sumbernya tersedia dan dapat terus digunakan secara berkesinambungan merupakan solusi dari permasalahan tersebut (BPPT, 2016).

Energi terbarukan didefinisikan sebagai daya yang dihasilkan oleh sumber daya yang diisi ulang secara alami oleh alam. Contohnya adalah tenaga surya, angin, air, panas bumi, serta biomassa yang dipandang sebagai solusi utama dalam masalah ini. Keuntungan dari energi terbarukan salah satunya adalah potensi yang dimiliki untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dan melawan perubahan iklim. Sumberdaya energi terbarukan mampu memberikan peluang penting untuk meningkatkan keamanan energi negara dengan mengurangi ketergantungan pada bahan bakar fosil impor (Henukh dkk., 2025).

Melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, Indonesia memiliki target penggunaan bauran Energi Baru dan Terbarukan (EBT) tahun 2025 sebesar 23%. EBT yang dapat digunakan untuk memenuhi ini terdiri dari energi panas bumi, energi angin, bioenergi, energi surya, energi aliran dan terjunan air, energi gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut, teknologi baru sumber energi tidak terbarukan seperti nuklir, hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*) dan batubara tergasakan (*gasified coal*).

2.2. Energi Surya

Energi matahari secara terminologi merujuk pada seluruh pemanfaatan radiasi sinar matahari baik konversi langsung maupun tidak langsung sebagai sumber panas (Gunoto, 2025). Potensi energi surya bergantung pada posisi kedudukan matahari terhadap koordinat wilayah permukaan bumi yang juga dipengaruhi oleh kondisi atmosfer. Diperkirakan sebanyak 77%

energi matahari yang masuk dan langsung sampai ke permukaan bumi atau terhambur hasil pantulan maupun refleksi (Handoko, 2020).

Kebutuhan energi yang terus meningkat tajam seiring dengan laju pertumbuhan penduduk menyebabkan energi terbarukan dan konservasi energi perlu dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan energi. Untuk memenuhi kebutuhan energi listrik, cara yang paling sederhana adalah mengkonversi energi panas dari radiasi surya atau langsung dari cahaya surya menjadi energi listrik menggunakan perangkat sel surya. Sistem energi solar thermal maupun sel *photovoltaic* merupakan 2 energi dari energi surya yang dapat dimanfaatkan untuk menghasilkan energi listrik (Handoko, 2020).

Energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS per tahunnya bergantung pada ketersediaan radiasi matahari, orientasi dan kemiringan modul surya, dan efisiensi instalasi PKTS. Dalam perancangan dan pengembangan PLTS, perlu diketahui potensi sumber daya energi surya dari suatu tempat menggunakan data dari satelit dan data langsung dari lokasi. Dalam melakukan pengembangan PLTS, lokasi matahari ditentukan oleh sudut ketinggian matahari dan sudut azimuth (Herlambang dkk., 2021).

Radiasi matahari adalah energi yang dipancarkan matahari dalam bentuk gelombang elektromagnetik dan menjadi sumber energi utama yang dikonversi oleh modul fotovoltaik pada PLTS. Besarnya daya radiasi yang jatuh pada suatu permukaan per satuan luas disebut *iradiansi* (*irradiance*) dan dinyatakan dalam satuan W/m^2 , sedangkan jumlah energi radiasi yang terkumpul selama periode waktu tertentu disebut *iradiasi* (*irradiation*) dengan satuan Wh/m^2 atau kWh/m^2 (Duffie & Beckman, 2013). Secara sederhana, iradiansi menggambarkan seberapa kuat sinar matahari pada suatu saat, sedangkan iradiasi menggambarkan seberapa banyak energi matahari yang diterima, misalnya dalam satu hari. Sebagai contoh, iradiansi rata-rata sebesar $1.000 W/m^2$ yang berlangsung selama satu jam menghasilkan iradiasi sebesar $1 kWh/m^2$. Hubungan antara kedua besaran tersebut dinyatakan melalui Persamaan (2.1) berikut:

$$H = G \times \Delta t \quad (2.1) \quad (\text{Sumber: Duffie \& Beckman, 2013})$$

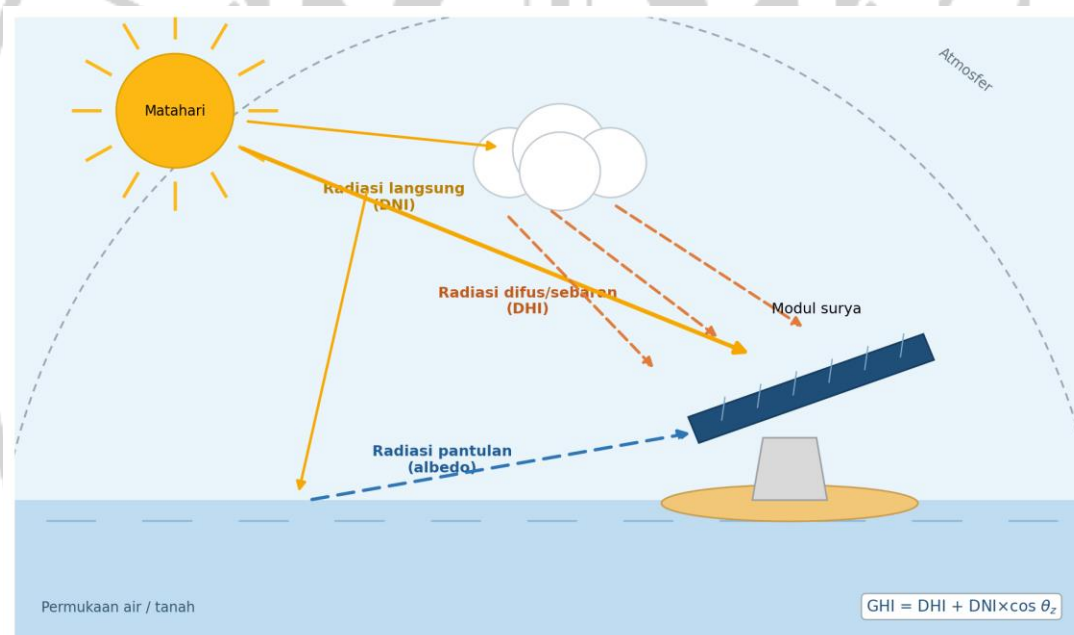
dengan:

H = iradiasi, yaitu jumlah energi radiasi matahari yang diterima per satuan luas (Wh/m^2)

G = iradiansi, yaitu daya radiasi matahari rata-rata per satuan luas (W/m^2)

Δt = selang waktu penyinaran (jam)

Dalam perjalanannya menembus atmosfer, sebagian radiasi matahari diserap dan dihamburkan oleh awan, uap air, serta partikel udara, sehingga radiasi yang sampai di modul surya terdiri atas tiga komponen. Pertama, *radiasi langsung (beam radiation)*, yaitu radiasi yang tiba dari arah matahari dalam garis lurus tanpa mengalami hamburan. Kedua, *radiasi difus atau sebaran*, yaitu radiasi yang telah dihamburkan oleh awan dan molekul atmosfer sehingga datang dari seluruh arah langit; komponen ini menjadi dominan ketika langit berawan. Ketiga, *radiasi pantulan (albedo)*, yaitu radiasi yang dipantulkan kembali oleh permukaan di sekitar modul, seperti tanah, atap, maupun permukaan air. Komponen pantulan ini penting bagi PLTS apung karena permukaan air turut memantulkan cahaya, dan menjadi salah satu sumber energi tambahan bagi sisi belakang modul bifasial. Ketiga komponen radiasi tersebut diilustrasikan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Komponen radiasi matahari yang diterima modul surya
(Diolah dari Stoffel dkk., 2010; Kementerian ESDM, 2024)

Dalam perencanaan PLTS, ketiga komponen radiasi tersebut diukur dan dinyatakan dalam beberapa parameter baku. *Direct Normal Irradiance* (DNI) adalah radiasi langsung yang diterima bidang yang selalu tegak lurus terhadap arah datangnya sinar matahari, *Diffuse Horizontal Irradiance* (DHI) adalah radiasi sebaran dari seluruh arah langit yang diterima bidang horizontal, dan *Global Horizontal Irradiance* (GHI) adalah radiasi total yang diterima bidang

horizontal sebagai gabungan komponen langsung dan difus (Kementerian ESDM, 2024). Hubungan ketiga parameter tersebut dinyatakan melalui Persamaan (2.2) berikut (Stoffel dkk., 2010):

$$GHI = DHI + DNI \times \cos \theta_z \quad (2.2) \text{ (Sumber: Stoffel dkk., 2010)}$$

dengan:

GHI = radiasi total yang diterima bidang horizontal (W/m^2)

DHI = radiasi difus/sebaran yang diterima bidang horizontal (W/m^2)

DNI = radiasi langsung yang diterima bidang tegak lurus arah sinar matahari (W/m^2)

θ_z = sudut zenit matahari, yaitu sudut antara arah datangnya sinar matahari dan garis vertikal di atas pengamat ($^\circ$)

Untuk modul yang dipasang dengan kemiringan tertentu, radiasi total pada bidang modul dinyatakan sebagai *Global Tilted Irradiance* (GTI) yang memperhitungkan sudut kemiringan dan orientasi modul. Parameter-parameter inilah yang menjadi data masukan utama dalam simulasi kinerja PLTS, misalnya pada perangkat lunak PVsyst.

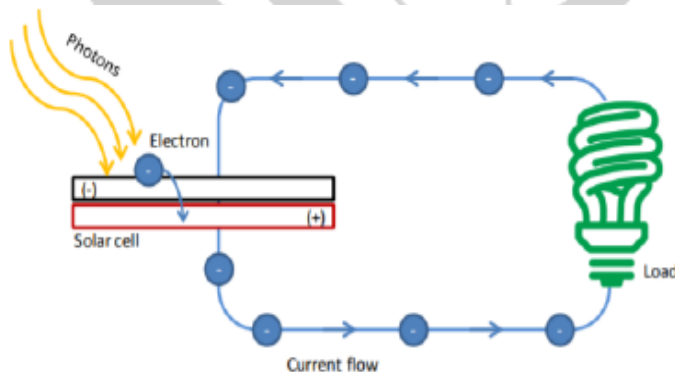
Besarnya radiasi matahari di suatu lokasi tidak konstan, melainkan berubah mengikuti waktu dalam sehari, musim, kondisi awan, serta kejernihan atmosfer. Di Indonesia, radiasi matahari tergolong sangat berfluktuasi; perubahan tutupan awan dalam hitungan menit dapat menaikkan atau menurunkan radiasi secara tajam sehingga daya keluaran PLTS ikut berfluktuasi dan berpotensi menimbulkan gangguan operasional pada jaringan listrik (Salile dkk., 2025). Oleh karena itu, pemahaman terhadap karakteristik dan fluktuasi radiasi matahari menjadi dasar penting dalam menentukan kapasitas PLTS, penempatan lokasi pembangkit, serta kebutuhan sistem penyimpanan energi seperti baterai (BESS) agar pasokan listrik tetap stabil.

Keunggulan energi surya adalah ketersediaannya yang luas dan bebas emisi. Selain itu, energi surya termasuk energi yang ramah lingkungan dengan proses instalasi yang relatif mudah, pengoperasian serta perawatan lebih minim, dan listrik dari energi surya dapat disimpan dalam baterai (Hasan, 2012). Kekurangan dari energi surya adalah biaya yang cukup besar dengan daya listrik yang dihasilkan masih tergolong kecil. Badan Energi Internasional memaparkan bahwa energi surya mampu menyuplai kebutuhan energi dunia hingga sepertiganya pada tahun 2060. Hal ini menunjukkan bahwa energi surya memiliki peran dalam perkembangan ekonomi dunia dan efisiensi energi dengan menerapkan biaya yang ditimbulkan dari efek rumah kaca (Tumpu dkk., 2021).

Penelitian Liu dkk. (2019) memaparkan teknologi dari PLTS Apung. Dibandingkan dengan PLTS biasa, teknologi ini jauh lebih bermanfaat karena terdapat koneksi antar grid dan juga memiliki penyimpanan energi. Teknologi ini juga mampu dikolaborasikan dengan PLTA *Pump Storage* yang memiliki potensi tinggi untuk pemanfaatan wilayah waduk maupun daratannya. Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi PLTS Apung dengan PLTA PS mampu menghasilkan energi listrik hingga 9112.74 MWh pada kondisi penyinaran rata-rata dan mampu menurunkan ketidakseimbangan energi hingga 23.06 MW dalam satu hari. Sistem ini juga dapat mengurangi evaporasi sekitar 19.06 m³ air dalam satu tahun.

2.5. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

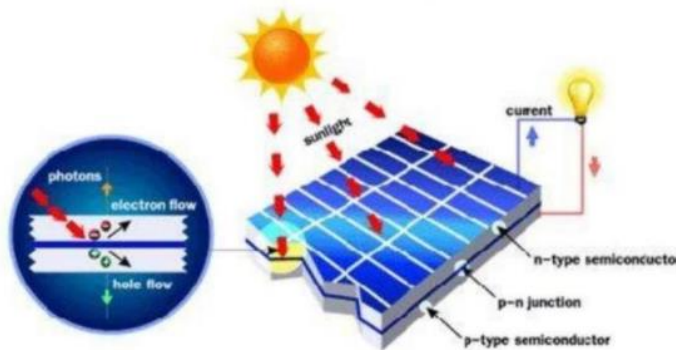
Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) menggunakan sinar matahari sebagai sumber utama dalam menghasilkan energi listrik melalui sel surya (*photovoltaic*). Radiasi sinar foton matahari yang mengenai modul sel surya berbahan semikonduktor diubah menjadi energi kinetik sehingga terjadi pelepasan elektron ke pita konduksi yang kemudian mengalir menjadi energi listrik searah (Boxwell, 2017). Semakin besar intensitas cahaya atau foton yang diterima maka semakin besar energi kinetik yang dihasilkan



Gambar 2.2 Ilustrasi Prinsip Kerja Modul Surya
(Kementerian ESDM, 2016)

Komponen utama dalam sistem *photovoltaic* adalah panel surya, inverter, baterai, dan pengontrol atau pengatur daya. Panel surya merupakan perangkat untuk mengubah sinar matahari menjadi listrik dimana cahaya matahari diubah menjadi energi listrik melalui bahan semikonduktor seperti silikon. Setiap panel surya terdiri dari banyak sel surya berbahan silikon atau bahan lain yang bersifat semikonduktor. Ketika foton mengenai silikon maka elektron dalam

material tersebut bergerak menciptakan arus listrik searah atau *direct current* (DC). Inverter digunakan untuk mengubah arus listrik searah menjadi arus bolak-balik atau *alternating current* (AC) yang nantinya bisa dimanfaatkan untuk keperluan sehari-hari seperti TV, kulkas, dan lainnya. Listrik yang dihasilkan dapat digunakan langsung, disimpan dalam baterai, atau dialirkan ke jaringan listrik (grid) (Faizin dkk., 2025).



Gambar 2.3 Photovoltaic Panel Surya
(Faizin dkk., 2025)

Proses instalasi dan perawatan PLTS relatif mudah dibanding pembangkit listrik dengan EBT lainnya sehingga lebih mudah diadopsi oleh masyarakat (Kementerian ESDM, 2016). Keunggulan dari PLTS adalah pembangkit ini tidak menimbulkan kebisingan dan tidak mengeluarkan limbah yang merugikan sekitar. Meski demikian hambatan dari PLTS sendiri adalah biaya investasi yang cukup tinggi serta material yang digunakan seperti sel surya perlu impor (Kementerian ESDM, 2021).

Hal yang menjadi pertimbangan pengembangan PLTS di Indonesia adalah kesiapan jaringan untuk penyambungan PLTS, ketersediaan lahan, pertimbangan dalam pemanfaatan baterai dan keekonomian berbasis skala kapasitas (*economy of scale*). Keunggulan PLTS berdasarkan Kementerian ESDM adalah sebagai berikut:

1. Sumber energi matahari atau surya tersedia dengan jumlah yang melimpah di Indonesia dengan tingkat penyinaran sinar matahari yang cukup tinggi sehingga timbulnya konflik akibat pemanfaatan sumber energi akan lebih rendah,

2. Teknologi PLTS cukup mudah dipahami dan diterima oleh masyarakat sehingga proses instalasi dapat memanfaatkan tenaga lokal serta pengoperasian dan perawatan oleh pengguna relatif mudah,
3. PLTS bersahabat dengan lingkungan karena tidak menghasilkan emisi Gas Rumah Kaca (GRK), tidak bising, mampu bekerja pada temperatur ruang, dan risiko bencana terhadap keselamatan manusia maupun lingkungan cukup rendah,
4. Material dan komponen PLTS banyak tersedia dengan beragam pilihan daya, harga, dan kualitas.

Yuwono dkk. (2021) menyebutkan bahwa terdapat faktor yang mempengaruhi efisiensi daya keluaran sel surya yaitu radiasi matahari, orientasi sel surya, temperatur sel surya, sudut kemiringan panel surya, serta pengaruh bayangan. Sistem dari PLTS sendiri diklasifikasikan menjadi beberapa jenis yaitu:

1. PLTS berdasarkan lokasi pemasangan, terbagi menjadi pola tersebar (*distributed PV plant*) dan sistem terpusat (*centralized PV plant*) (Setiawan, dkk., 2014),
2. PLTS berdasarkan tempat pemasangan, terbagi menjadi PLTS atas tanah (*ground mounted*), PLTS atap (*rooftop*) dan PLTS atas air (*floating*) (Dirjen EBT dan Konservasi Energi Kementerian ESDM, 2022),
3. PLTS berdasarkan daya yang dihasilkan, terbagi menjadi skala kecil dengan batas 10 kW atau kurang, skala menengah dengan batas 10-500 kW, dan skala besar dengan batas di atas 500 kW (Omran, 2010),
4. PLTS berdasarkan teknologi aplikasi pada gedung terintegrasi (BIPV), terbagi menjadi yang dipasang pada atap (PLTS *rooftop*) dan yang dipasang pada dinding bangunan (PLTS *fasade*) (Biyik, dkk., 2017),
5. PLTS berdasarkan aplikasi dan konfigurasi, terbagi menjadi sistem PLTS tidak terhubung jaringan (*off grid PV plant*), terhubung jaringan (*on grid PV plant*) dan penggabungan dengan sistem pembangkit listrik yang lain (PLTS *hybrid*) (Setiawan, dkk., 2014).

PLTS dengan tambahan baterai memiliki kelebihan dibandingkan dengan PLTS tanpa baterai yaitu mampu meningkatkan stabilitas jaringan untuk mengatur sumber cahaya matahari yang terputus (*intermittent*), mampu mengoptimalkan pemanfaatan sumber energi menggunakan baterai sebagai komponen yang mengakomodasi surplus energi yang dihasilkan dari panel surya, serta sumber energi yang disimpan pada baterai dapat digunakan pada lain waktu tergantung

kebutuhan sistem. Hasil studi terbaru didapatkan PLTS dengan baterai dapat mengurangi penggunaan pembangkit fosil sebesar 23% ketimbang tanpa baterai yang hanya 19% pada suatu sistem kelistrikan.

PLTS adalah salah satu pembangkit yang bersifat *intermittent* atau *Variable Renewable Energy* (VRE) sehingga dalam integrasinya ke sistem dengan pembangkit jenis lain atau dengan penambahan baterai harus memperhatikan dan memenuhi hal-hal dibawah ini (RUPTL PLN 2021–2030):

1. Produksi energi dari PLTS harus terprediksi dengan proyeksi perubahan cuaca (*weather forecast*) untuk menjaga kestabilan sistem. Pengembangannya perlu dilengkapi dengan peralatan sensor cuaca (*pyranometer*) dan sensor lain yang terintegrasi dengan sistem komunikasi *control center* PT PLN (Persero) agar termonitor dan memiliki resolusi dalam satuan waktu tertentu,
2. PLTS yang ingin dihybrid dengan pembangkit konvensional, instalasi dan pengoperasiannya memerlukan penunjang peralatan pengaturan frekuensi otomatis dan pengatur tegangan otomatis agar tidak mengganggu kestabilan sistem,
3. Instalasi penggunaan *Battery Energy System Storage* (BESS) sebagai *buffering* atau stabilitas sistem,
4. Diperlukan teknologi *inverter* sebagai antisipasi PLTS yang terkoneksi ke sistem agar dapat menjaga inersia sistem,
5. Diperlukan antisipasi *duck curve* akibat produksi PLTS pada jaringan distribusi periode siang hari dengan pemanfaatan pembangkit yang memiliki *ramping rate* yang tinggi, apabila mau dihybrid dengan PLTS,
6. Penentuan *technical minimum load* yang rendah dari pembangkit *base* yang akan dihybrid dengan PLTS sebagai *load follower* untuk mengimbangi *intermittent* dari PLTS,
7. Peralatan *power electronic* pada PLTS yang terkoneksi ke sistem memiliki fitur kemampuan *low voltage ride through* (saat gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan tegangan tidak menyebabkan PLTS ikut *trip*), kemampuan *support* tegangan yang tercantum pada aturan jaringan yang berlaku, kemampuan *low frequency ride through* (saat terjadi gangguan di sistem yang menyebabkan penurunan frekuensi, maka tidak akan menyebabkan PLTS ikut *trip*) dan kemampuan *half frequency control* pada saat frekuensi sistem naik namun keluaran daya PLTS

turun, namun pada saat frekuensi sistem turun keluaran daya dari PLTS tidak boleh ikut turun juga (tetap).

2.5.1. Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Apung

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) apung merupakan pembangkit listrik menggunakan panel surya yang penginstalannya dilakukan di atas permukaan air dan mengapung. Contohnya adalah pada waduk, danau, maupun laut dangkal. Sistem ini memanfaatkan energi matahari untuk menghasilkan listrik melalui efek *photovoltaic*. Perbedaan PLTS apung dan PLTS biasa (di darat) hanya pada tempat pemasangan panel surya.

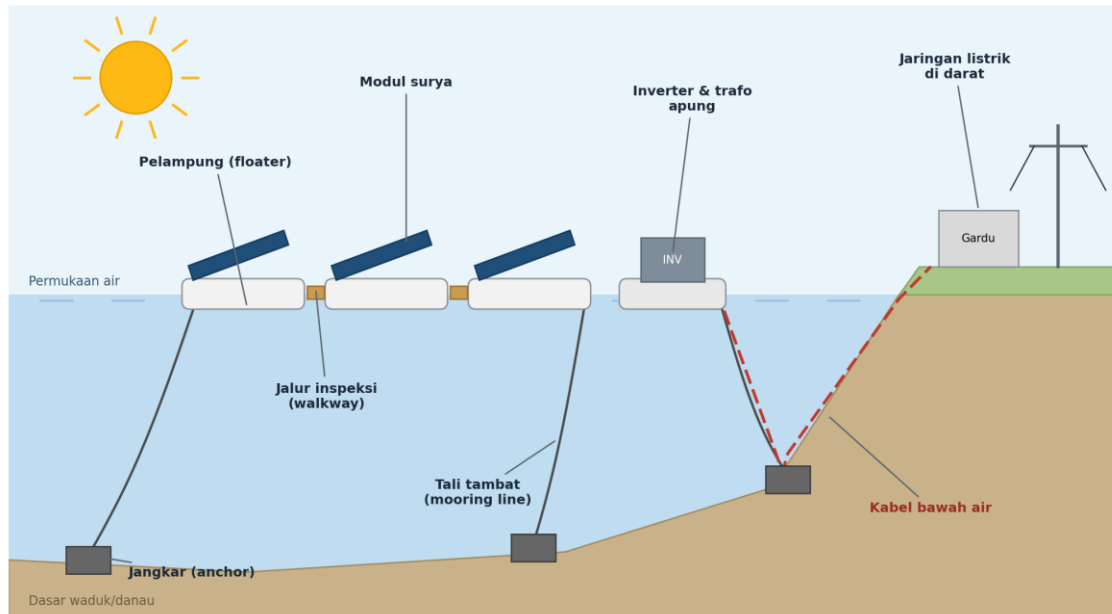
PLTS apung memiliki beberapa keunggulan dibandingkan PLTS darat. PLTS apung mampu mengurangi penguapan air melalui evaporasi karena panel surya menutupi permukaan perairan. PLTS apung juga mampu meningkatkan efisiensi panel melalui pendinginan alami dari air, meningkatkan penghematan lahan terutama pada daerah dengan lahan terbatas, dan mampu meminimalisir gangguan visual dan lingkungan pada daerah daratan yang sensitif.

Banyak penelitian telah dilakukan mengenai PLTS apung, salah satunya adalah penelitian Iskandar dkk. (2023) mengenai PLTS apung yang terhubung oleh jaringan grid sebagai upaya untuk mendukung pengembangan EBT di Indonesia dengan memanfaatkan bendungan di Jawa Barat. Hasil penelitian menunjukkan bahwa PLTS apung memiliki efisiensi lebih tinggi dibanding PLTS darat karena memiliki penurunan suhu alami dari pendinginan air di bawah sel surya (*cooling process*).

Selanjutnya penelitian oleh Muchtar dkk. (2022) menyebutkan bahwa PLTS apung pada waduk mampu mengatasi masalah lahan dan pemanfaatan pada lahan yang stabil. Instalasi PLTS apung pada waduk tidak memerlukan pembebasan lahan sehingga mampu memangkas biaya pembebasan lahan. Kondisi waduk yang stabil tanpa kontur juga mampu memangkas biaya dalam instalasi PLTS apung. Komponen pada PLTS apung adalah modul surya sebagai pembangkit listrik, inverter untuk mengkonversi sistem tegangan AC, *charger controller*, baterai, dan pelampung sebagai media apung solar panel.

Secara umum, sebuah PLTS apung tersusun atas bagian yang berada di atas permukaan air dan bagian penambat yang berada di dalam air. Di atas permukaan air, *modul surya* dipasang pada *pelampung (floater)*, yaitu struktur apung berbahan plastik HDPE yang tahan sinar ultraviolet dan berfungsi menopang modul beserta struktur penyangganya agar tetap mengapung stabil. Antar barisan pelampung terdapat *jalur inspeksi (walkway)* sebagai akses teknisi untuk

pemeriksaan dan pembersihan modul. Listrik arus searah (DC) dari rangkaian modul dikumpulkan dan diubah menjadi arus bolak-balik (AC) oleh *inverter* yang dapat ditempatkan pada platform apung tersendiri atau di darat, untuk kemudian dinaikkan tegangannya oleh transformator dan disalurkan ke jaringan (Sahu dkk., 2018; World Bank, 2019). Susunan bagian-bagian tersebut diilustrasikan pada Gambar 2.4.



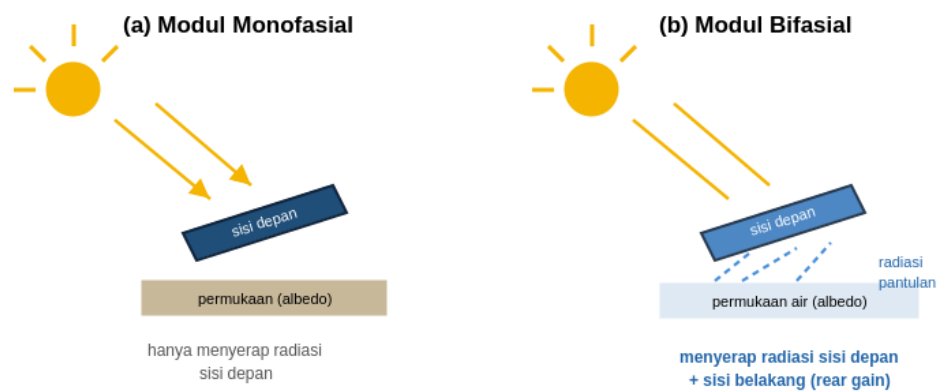
Gambar 2.4 Bagian-bagian utama PLTS apung
(Diolah dari Sahu dkk., 2018; World Bank, 2019)

Agar rangkaian pelampung tidak bergeser atau hanyut terbawa angin, arus, dan gelombang, PLTS apung dilengkapi *sistem tambat (mooring)* berupa tali atau rantai yang menghubungkan tepi rangkaian pelampung dengan *jangkar (anchor)*. Jangkar dapat berupa blok beton pemberat (*deadweight anchor*) yang diletakkan di dasar perairan, jangkar yang ditanam ke dasar, atau penambatan ke tepian (*bank anchoring*) pada perairan yang dangkal. Tali tambat sengaja dirancang fleksibel atau dikendurkan agar rangkaian pelampung dapat naik-turun mengikuti fluktuasi tinggi muka air waduk tanpa merusak struktur, sementara posisinya tetap terjaga. Selanjutnya, energi listrik dari inverter disalurkan ke darat melalui *kabel bawah air* yang dirancang kedap air, menuju gardu di darat sebelum diinjeksikan ke jaringan listrik. Karena seluruh komponen bekerja di lingkungan yang lembap dan bergerak, pemilihan material yang tahan korosi dan sinar ultraviolet serta perancangan sistem tambat yang cermat menjadi kunci keandalan PLTS apung (Sahu dkk., 2018; World Bank, 2019).

Penelitian lain oleh Mangatur dkk. (2023) menjelaskan bahwa PLTS apung dengan 3 skenario di Danau Batur menunjukkan rasio performa dalam rentang 75-85%. Hasil penelitian tersebut menunjukkan bahwa terdapat peningkatan performa pada PLTS apung dibandingkan dengan PLTS *grouted mounted*.

2.5.2 Modul Surya Monofasial dan Bifasial

Berdasarkan jumlah sisi yang mampu menyerap radiasi, modul surya dibedakan menjadi dua jenis, yaitu monofasial dan bifasial. Modul monofasial hanya menyerap radiasi pada sisi depan, sedangkan modul bifasial mampu menyerap radiasi pada sisi depan sekaligus sisi belakang. Tambahan energi dari sisi belakang berasal dari radiasi yang dipantulkan oleh permukaan di bawah modul (*ground-reflected*) maupun radiasi difus dari langit. Menurut Yakubu dkk. (2024), kemampuan menyerap radiasi pada kedua sisi ini membuat modul bifasial menghasilkan energi tahunan yang lebih tinggi untuk luas modul yang sama. Perbedaan prinsip kerja kedua jenis modul tersebut diilustrasikan pada Gambar 2.5.



Faktor bifasialitas (η_{bf}) menentukan proporsi keluaran sisi belakang terhadap rating STC sisi depan; perolehan sisi belakang naik pada permukaan ber-albedo tinggi dan tinggi pemasangan yang memadai.

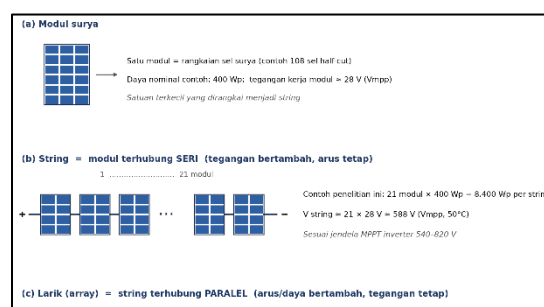
Gambar 2.5 Perbandingan prinsip kerja modul monofasial dan bifasial (ilustrasi penulis, diolah dari Yakubu dkk., 2024 dan Yusufoglu dkk., 2015)

Besarnya tambahan energi sisi belakang ditentukan oleh faktor bifasialitas (η_{bf}), yaitu rasio keluaran sisi belakang terhadap sisi depan pada kondisi standar (STC), yang umumnya berkisar 60–80% pada modul komersial (Yakubu dkk., 2024). Selain faktor bifasialitas, perolehan sisi belakang juga sangat dipengaruhi oleh albedo permukaan, tinggi pemasangan modul, sudut

kemiringan, dan jarak antar-baris (Yusufoglu dkk., 2015). Yusufoglu dkk. (2015) menjelaskan bahwa estimasi radiasi sisi belakang merupakan tantangan tersendiri karena bergantung pada banyak parameter lokasi dan pemasangan, sehingga pemodelannya memerlukan pendekatan berbasis geometri surya, faktor pandang (view factor), atau penjejakan sinar (ray-tracing).

Pada penerapan PLTS Apung, permukaan air memberikan efek pendinginan alami sekaligus menjadi bidang pantul bagi sisi belakang modul bifasial. Vasanthakumar dkk. (2024) melalui pengujian eksperimental di perairan tawar tropis Asia Selatan menemukan bahwa pendinginan air permukaan menurunkan suhu modul sebesar $1,43\text{--}2,72^{\circ}\text{C}$ sekaligus meningkatkan perolehan bifasial hingga sekitar 4,86% pada tingkat radiasi tertentu. Sejalan dengan itu, studi tekno-ekonomi-lingkungan di Waduk Malampuzha, India, menunjukkan bahwa sistem FPV bifasial dapat menghasilkan energi tahunan hingga 19% lebih tinggi dan intensitas emisi GRK siklus hidup hingga 20% lebih rendah dibandingkan konfigurasi monofasial pada kondisi desain dan iklim yang identik (Krishnan & Nair, 2025). Temuan-temuan tersebut memperkuat dasar pemilihan teknologi bifasial sebagai salah satu skenario dalam penelitian ini.

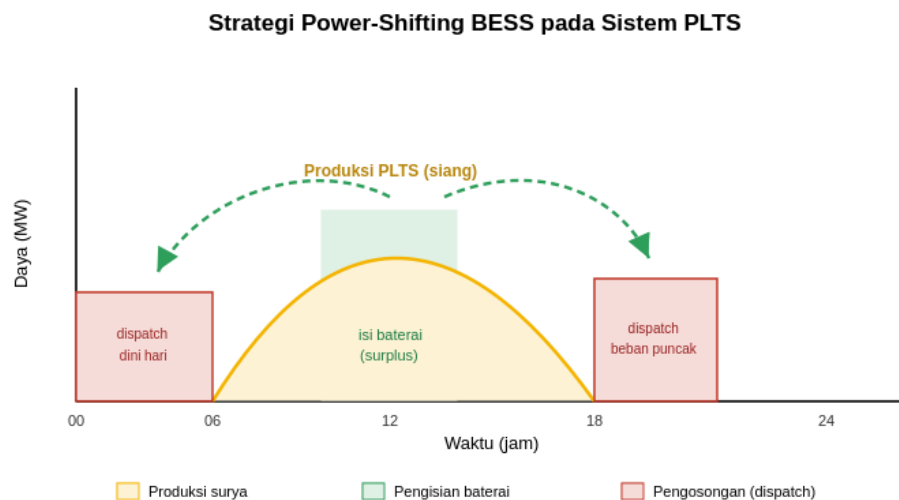
Terlepas dari jenis monofasial maupun bifasial, modul surya pada sistem PLTS tidak bekerja sendiri-sendiri, melainkan dirangkai secara hierarkis menjadi *string* dan larik (*array*). Modul — yang tersusun atas puluhan hingga ratusan sel surya — merupakan satuan terkecil. Beberapa modul kemudian dihubungkan secara seri membentuk satu *string*; hubungan seri menjumlahkan tegangan tiap modul sementara arusnya tetap, sehingga jumlah modul per *string* ditentukan agar tegangan kerja *string* jatuh di dalam jendela tegangan MPPT inverter. Selanjutnya sejumlah *string* dihubungkan secara paralel membentuk larik; hubungan paralel menjumlahkan arus (dan daya) sementara tegangannya tetap, sehingga jumlah *string* menentukan kapasitas total sistem. Hierarki penyusunan ini diilustrasikan pada Gambar 2.6. Sebagai contoh konfigurasi — mengacu pada desain penelitian ini di Bab 4 — satu *string* terdiri dari 21 modul 400 Wp sehingga berkapasitas 8.400 Wp dengan tegangan kerja sekitar 588 V (V_{mpp} pada 50°C), berada aman di dalam jendela MPPT inverter 540–820 V. Sebanyak 81 *string* kemudian diparalel pada satu inverter sentral 560 kWac, dan delapan (8) kelompok inverter tersebut membentuk larik lengkap 648 *string* dengan kapasitas DC 5.443 kWp. Prinsip yang sama berlaku untuk konfigurasi biasial dengan jumlah *string* yang disesuaikan.



Gambar 2.6 Hierarki penyusunan modul, string, dan larik (array) PV beserta contoh konfigurasi penelitian ini (ilustrasi penulis)

2.5.3 Sistem Penyimpanan Energi Baterai (BESS)

Sifat produksi PLTS yang berfluktuasi mengikuti ketersediaan radiasi matahari (intermittent) menimbulkan tantangan dalam menjaga kestabilan pasokan. Battery Energy Storage System (BESS) hadir sebagai solusi dengan menyimpan kelebihan energi pada saat produksi tinggi dan melepaskannya kembali pada saat dibutuhkan. Salah satu mode operasi yang paling lazim adalah power-shifting, yaitu mengisi baterai ketika produksi PLTS berlebih di siang hari dan mengosongkannya pada saat beban puncak atau periode produksi surya rendah (IRENA, 2025). Prinsip penggeseran energi ini diilustrasikan pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7 Skema strategi power-shifting BESS pada sistem PLTS (ilustrasi penulis, diolah dari IRENA, 2025)

Efektivitas strategi *power-shifting* bergantung pada kapasitas energi berguna baterai, efisiensi siklus bolak-balik (round-trip), batas kedalaman pengosongan (depth of discharge), serta keselarasan waktu antara profil produksi surya dan pola permintaan. Dalam beberapa tahun terakhir, kimia baterai lithium iron phosphate (LFP) menjadi pilihan dominan untuk penyimpanan skala besar. Pangsa pasar LFP pada aplikasi skala utilitas naik dari sekitar 48% pada 2021 menjadi sekitar 85% pada 2024 (IRENA, 2025), didorong oleh biaya yang lebih rendah, umur siklus yang lebih panjang, serta keamanan yang lebih baik. Dibandingkan kimia nickel manganese cobalt (NMC), LFP menawarkan kestabilan termal yang lebih tinggi, umur siklus melampaui 6.000–8.000 siklus pada kedalaman pengosongan tinggi, serta risiko thermal runaway yang lebih rendah (Stroe dkk., 2017).

Dari sisi lingkungan, kajian Life Cycle Assessment menunjukkan bahwa baterai LFP memiliki beban lingkungan paling rendah di antara kimia litium lainnya, dengan dampak 3–28% lebih rendah dibandingkan NMC pada berbagai kategori, dan emisi GRK yang sangat berkorelasi dengan efisiensi round-trip (Krishnan & Nair, 2025). Dalam konteks integrasi dengan PLTA Pump Storage, BESS tidak hanya berperan untuk *power-shifting* injeksi jaringan biasa, tetapi juga dapat berfungsi sebagai pemasok daya bantu (station service) selama siklus pemompaan dini hari, ketika produksi surya belum tersedia. Inilah yang menjadi dasar penambahan skenario berbaterai (Mono+BESS dan Bifa+BESS) dalam penelitian ini.

2.5.4 Parameter Hasil Simulasi PVsyst

Penilaian kinerja sistem PLTS pada penelitian ini menggunakan perangkat lunak PVsyst, yang merupakan standar industri untuk pemodelan dan estimasi hasil energi PLTS. Keluaran simulasi PVsyst mencakup sejumlah parameter kunci yang menggambarkan unjuk kerja sistem, mulai dari radiasi yang datang, energi yang dihasilkan, rangkaian rugi (loss), hingga indikator kinerja agregat seperti performance ratio dan capacity factor. Berikut diuraikan parameter-parameter tersebut beserta formulasinya.

a. Radiasi Surya dan Sudut Datang

Masukan utama simulasi adalah radiasi horizontal global (Global Horizontal Irradiation, GHI), yaitu total radiasi matahari yang jatuh pada bidang horizontal. PVsyst kemudian melakukan transposisi GHI menjadi radiasi pada bidang kolektor (plane-of-array, POA) atau Global Incident (GlobInc) menggunakan model Perez, dengan memperhitungkan sudut kemiringan modul (tilt, β)

dan sudut azimut (γ). Radiasi global pada bidang miring merupakan penjumlahan tiga komponen, yaitu komponen sorot langsung (beam), difus dari langit, dan pantulan dari permukaan tanah (Perez dkk., 1990):

$$G_{POA} = G_{beam} + G_{dif} + G_{alb} \dots \dots \dots (2.3)$$

dengan:

G_{POA} = radiasi global pada bidang kolektor (kWh/m²/tahun)

G_{beam} = komponen radiasi sorot langsung pada bidang miring

G_{dif} = komponen radiasi difus dari langit

G_{alb} = komponen radiasi pantulan permukaan

Sudut datang (angle of incidence) memengaruhi besarnya radiasi yang benar-benar diterima sel surya. Pengaruh ini diwakili oleh Incidence Angle Modifier (IAM), yaitu faktor yang menyatakan pelemahan radiasi akibat pemantulan pada permukaan modul ketika radiasi tidak datang tegak lurus. Semakin besar sudut datang, semakin besar pula rugi IAM (PVsyst, 2024).

b. Energi yang Dihasilkan

PVsyst menghitung aliran energi secara berjenjang, mulai dari energi efektif larik (E_Array) pada keluaran DC, hingga energi yang diinjeksikan ke jaringan (E_Grid) pada keluaran AC setelah konversi inverter. Energi AC tahunan bersih yang tersalurkan dapat dinyatakan sebagai fungsi dari radiasi bidang kolektor, kapasitas terpasang, dan performance ratio (Kumar dkk., 2020):

$$E_{AC} = H_{POA} \times P_{STC} \times PR / G_{STC} \dots \dots \dots (2.4)$$

dengan:

E_{AC} = energi AC tahunan bersih pada keluaran inverter (kWh/tahun)

H_{POA} = radiasi tahunan pada bidang kolektor (kWh/m²/tahun)

P_{STC} = kapasitas terpasang DC pada kondisi standar/STC (kWp)

G_{STC} = radiasi acuan pada STC (1.000 W/m²)

PR = performance ratio (tak berdimensi)

c. Performance Ratio (PR)

Performance Ratio (PR) adalah indikator yang menyatakan seberapa efisien sistem mengubah radiasi yang tersedia menjadi energi listrik setelah memperhitungkan seluruh rugi. PR didefinisikan sebagai rasio antara final yield (Y_f) dan reference yield (Y_r) (PVsyst, 2024):

$$PR = Y_f / Y_r \dots\dots\dots (2.5)$$

dengan:

Y_f = final yield, yaitu energi berguna per satuan daya terpasang (kWh/kWp)

Y_r = reference yield, yaitu radiasi bidang kolektor dibagi radiasi acuan STC

Untuk sistem berbaterai, rugi penyimpanan (inefisiensi pengisian/pengosongan dan konversi DC-AC) turut diperhitungkan dalam PR, sehingga nilainya lebih rendah dibandingkan sistem tanpa baterai (PVsyst, 2024). Pada modul bifasial, PVsyst memperkenalkan Performance Ratio bifasial yang menormalisasi energi terhadap radiasi kolektor efektif total, termasuk kontribusi sisi belakang, sehingga lebih konservatif dan lengkap secara fisik dibandingkan PR konvensional yang hanya memperhitungkan sisi depan.

d. Capacity Factor (CF) dan Produksi Spesifik

Capacity Factor (CF) menyatakan rasio antara energi aktual yang dihasilkan terhadap energi maksimum teoretis bila sistem beroperasi pada kapasitas penuh sepanjang waktu. CF mencerminkan tingkat pemanfaatan sistem dan menjadi indikator kelayakan ekonomi (XHPV, 2025):

$$CF = E_{AC} / (P_{STC} \times 8.760) \dots\dots\dots (2.6)$$

dengan:

CF = capacity factor (%)

E_{AC} = energi AC tahunan (kWh/tahun)

8.760 = jumlah jam dalam satu tahun

Sementara itu, produksi spesifik (specific yield) menyatakan energi tahunan yang dihasilkan per satuan kapasitas terpasang (kWh/kWp/tahun). Parameter ini menormalisasi kinerja sehingga dapat digunakan untuk membandingkan sistem antar-lokasi atau antar-teknologi:

$$Y_{spesifik} = E_{AC} / P_{STC} \dots\dots\dots (2.7)$$

e. Rangkaian Rugi (Loss)

PVsyst menyajikan diagram rugi (loss diagram) yang merinci penurunan energi secara berjenjang dari radiasi datang hingga energi yang tersalurkan. Rugi-rugi tersebut dikelompokkan menjadi rugi pengumpulan (collection loss, L_c) pada sisi larik dan rugi sistem (system loss, L_s) pada sisi konversi (PVsyst, 2024):

$$L_c = Y_r - Y_a \quad ; \quad L_s = Y_a - Y_f \dots \dots \dots (2.8)$$

dengan:

L_c = collection loss (rugi larik): termal, kabel, kualitas modul, mismatch, IAM, pembayangan

L_s = system loss (rugi sistem): rugi inverter, atau inefisiensi baterai pada sistem berbaterai

Y_a = array yield, yaitu energi DC larik per satuan daya terpasang (kWh/kWp)

Salah satu rugi yang paling dominan, khususnya di iklim tropis, adalah rugi termal. PVsyst menghitung suhu sel berdasarkan keseimbangan termal yang melibatkan faktor rugi panas (heat loss factor, U), sebagai berikut (PVsyst, 2024):

$$T_{sel} = T_{amb} + (1 / U) \cdot [\alpha \cdot G_{inc} \cdot (1 - \eta)] \dots \dots \dots (2.9)$$

dengan:

T_{sel} = suhu sel surya (°C)

T_{amb} = suhu lingkungan (°C)

U = faktor rugi panas (W/m²·K)

α = koefisien absorpsi radiasi modul

G_{inc} = radiasi pada bidang kolektor (W/m²)

η = efisiensi konversi modul

Kenaikan suhu sel di atas kondisi STC (25°C) menimbulkan rugi termal yang besarnya sekitar -0,2 hingga -0,4% per °C, bergantung pada koefisien daya-suhu modul (PVsyst, 2024). Karena itu, pada lokasi tropis dengan suhu lingkungan tinggi, rugi termal menjadi penyumbang penurunan energi terbesar.

f. Perolehan Sisi Belakang Bifasial

Untuk modul bifasial, PVsyst menambahkan kontribusi radiasi sisi belakang ke dalam radiasi efektif. Radiasi bifasial efektif dinyatakan sebagai penjumlahan radiasi sisi depan dengan radiasi sisi belakang yang dibobot faktor bifasialitas (Yusufoglu dkk., 2015):

$$G_{eff,bif} = G_{front} + \eta_{bf} \times G_{rear} \dots \dots \dots (2.10)$$

dengan:

$G_{eff,bif}$ = radiasi bifasial efektif (kWh/m²/tahun)

G_{front} = radiasi bidang kolektor sisi depan

η_{bf} = faktor bifasialitas modul (0,60–0,80)

G_{rear} = radiasi yang mencapai sisi belakang larik

Radiasi sisi belakang sendiri diperoleh dari komponen pantulan radiasi yang dipengaruhi oleh albedo permukaan, faktor pandang langit (sky view factor), serta rugi pembayangan dan mismatch pada sisi belakang (Yusufoglu dkk., 2015):

$$G_{rear} = \rho \times G_{GHI} \times VF_{sky} \times (1 - f_{shade, rear}) \times (1 - f_{mm, rear}) \dots \dots \dots (2.11)$$

dengan:

ρ = albedo permukaan (0,30 untuk permukaan air pada penelitian ini)

G_{global} = radiasi horizontal global

$VF_{belakang}$ = sky view factor yang dilihat sisi belakang

f_{bayang} = fraksi rugi pembayangan sisi belakang

f_{mis} = fraksi rugi mismatch sisi belakang

Dengan demikian, hasil simulasi PVsyst memberikan gambaran menyeluruh tentang kinerja sistem, mulai dari radiasi masuk, energi yang dihasilkan, rangkaian rugi, hingga indikator agregat seperti PR, CF, dan produksi spesifik. Parameter-parameter inilah yang menjadi dasar perbandingan keempat konfigurasi pada Bab IV.

g. Formulasi Rinci Performance Ratio, Produksi Spesifik, dan Rugi Sistem

Tiga parameter kunci, yaitu Performance Ratio, produksi spesifik, dan rugi sistem, dapat diuraikan dalam bentuk yang lebih rinci sesuai standar IEC 61724-1:2021 dan dokumentasi PVsyst, sebagaimana dijabarkan berikut ini.

Selain definisi berbasis yield pada Persamaan (2.5), Performance Ratio juga dapat dinyatakan secara langsung dari energi keluaran dan irradiansi yang datang, sebagaimana didefinisikan dalam standar IEC 61724-1:2021. Bentuk ini lebih intuitif karena memperlihatkan secara eksplisit bahwa PR membandingkan energi aktual terhadap energi teoretis yang akan dihasilkan bila sistem bekerja pada efisiensi STC (SurgePV, 2025):

$$PR = E_{AC} / [(H_{POA} / G_{STC}) \times P_{nom}] \dots \dots \dots (2.5a)$$

dengan:

PR = performance ratio (tak berdimensi atau %)

E_{AC} = energi AC yang diinjeksikan ke jaringan (kWh)

H_{POA} = irradiansi tahunan pada bidang kolektor (kWh/m²)

G_{STC} = irradiansi acuan pada STC (1 kW/m²)

P_{nom} = kapasitas nameplate DC larik pada STC (kWp)

Penyebut $(H_POA / G_STC) \times P_nom$ menyatakan energi teoretis pada kondisi STC, dengan prinsip bahwa setiap 1 kWh/m² iradiasi yang datang akan menghasilkan 1 kWh listrik pada efisiensi nominal. Dengan demikian, PR menghilangkan pengaruh besar-kecilnya sumber daya surya di lokasi, sehingga menjadi tolok ukur kualitas sistem yang adil untuk membandingkan antar-lokasi maupun antar-teknologi (SurgePV, 2025). Penting dicatat bahwa penyebut harus menggunakan kapasitas DC nameplate (P_nom), bukan rating AC inverter; penggunaan rating AC pada sistem dengan rasio DC/AC > 1 akan membuat PR tampak lebih tinggi dari semestinya.

Untuk modul bifasial, standar IEC 61724-1 Edisi 2 (2021) memperkenalkan Performance Ratio bifasial (PR_Bifi), yaitu dengan menambahkan kontribusi iradiansi sisi belakang ke dalam iradiansi datang pada penyebut (PVsyst, 2024):

$$PR_{Bifi} = E_{Grid} / [(GlobInc + GlobBak + BackShd) \times P_{nom}] \dots \dots \dots (2.5b)$$

dengan:

PR_{Bifi} = performance ratio bifasial

E_{Grid} = energi yang diinjeksikan ke jaringan (kWh)

$GlobInc$ = iradiansi datang pada bidang kolektor sisi depan

$GlobBak$ = iradiansi efektif pada sisi belakang modul

$BackShd$ = rugi pembayangan sisi belakang (struktur penyangga)

Karena penyebut PR bifasial mencakup iradiansi sisi belakang, nilainya lebih konservatif dan secara fisik lebih lengkap dibandingkan PR konvensional yang hanya memperhitungkan sisi depan. Inilah sebabnya pada penelitian ini PR bifasial dilaporkan sebagai angka acuan untuk keperluan penilaian kelayakan pendanaan, agar estimasi energi tidak bias optimis.

Produksi spesifik (specific production atau specific yield) pada Persamaan (2.7) dapat pula diturunkan langsung dari iradiansi bidang kolektor dan performance ratio, yang menegaskan keterkaitannya dengan kualitas sistem (Krishnan & Nair, 2025):

$$Y_{spesifik} = (H_{POA} / G_{STC}) \times PR \dots \dots \dots (2.7a)$$

dengan:

$Y_{spesifik}$ = produksi spesifik tahunan (kWh/kWp/tahun)

H_{POA} = iradiansi tahunan pada bidang kolektor (kWh/m²/tahun)

G_{STC} = iradiansi acuan pada STC (1 kW/m²)

PR = performance ratio

Persamaan (2.7a) memperlihatkan bahwa produksi spesifik merupakan hasil kali antara reference yield (H_{POA} / G_{STC}) dan performance ratio. Karena dinormalisasi terhadap kapasitas terpasang, produksi spesifik bebas dari pengaruh ukuran larik sehingga ideal untuk membandingkan kinerja sistem PLTS lintas-lokasi. Pada basis harian, produksi spesifik dinyatakan dalam satuan kWh/kWp/hari, yang setara dengan final yield (Y_f) pada definisi indeks kinerja PVsyst (PVsyst, 2024). Nilai produksi spesifik yang lebih tinggi menandakan pemanfaatan sumber daya surya yang lebih efisien per satuan daya terpasang.

Rangkaian rugi pada Persamaan (2.8) dapat diperinci lebih lanjut menjadi komponen-komponen penyusunnya. Collection loss (L_c) mencakup seluruh rugi pada sisi larik, sedangkan system loss (L_s) mencakup rugi pada sisi konversi. Secara lebih rinci, penurunan energi dari irradiansi datang hingga energi tersalurkan dapat dinyatakan sebagai rangkaian faktor rugi (PVsyst, 2024):

$$E_{Grid} = E_{teoretis} \times (1 - L_{optik}) \times (1 - L_{termal}) \times (1 - L_{ohmik}) \times (1 - L_{inv}) \dots \dots \dots (2.8a)$$

dengan:

E_{Grid} = energi yang diinjeksikan ke jaringan (kWh/tahun)

$E_{teoretis}$ = energi teoretis pada STC = $(H_{POA} / G_{STC}) \times P_{nom}$

L_{optik} = rugi optik (pembayangan, IAM, dan soiling/kotoran)

L_{termal} = rugi termal akibat suhu sel di atas 25°C

L_{ohmik} = rugi ohmik (kabel DC/AC), kualitas modul, dan mismatch

L_{inv} = rugi konversi inverter (dan rugi baterai pada sistem berbaterai)

Masing-masing komponen rugi tersebut tercermin dalam diagram rugi (loss diagram) keluaran PVsyst. Rugi optik meliputi pelemahan akibat sudut datang (IAM), pembayangan antar-baris, dan penumpukan kotoran pada permukaan modul. Rugi termal, yang dihitung melalui Persamaan (2.9), umumnya menjadi penyumbang terbesar di iklim tropis karena suhu modul yang tinggi. Rugi ohmik mencakup disipasi pada kabel DC dan AC, ketidaksesuaian (mismatch) antar-modul, serta toleransi kualitas modul. Adapun rugi sistem (L_s) didominasi oleh rugi konversi inverter, dan pada konfigurasi berbaterai ditambah rugi siklus bolak-balik (round-trip) baterai. Penjumlahan seluruh rugi inilah yang menentukan selisih antara energi teoretis dan energi yang benar-benar tersalurkan ke jaringan, sekaligus tercermin dalam nilai performance ratio sistem (PVsyst, 2024).

2.6. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

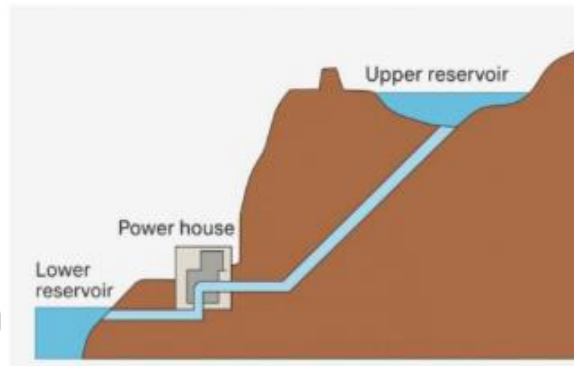
Pembangkit listrik tenaga air adalah bentuk perubahan tenaga air dengan ketinggian dan debit tertentu menjadi tenaga listrik dengan menggunakan turbin air dan generator. Pembangkit listrik tenaga air atau PLTA merupakan sumber energi mekanik pertama yang digunakan oleh manusia. Penggunaan energi mekanik dari turbin untuk pertanian atau pabrik telah dikenal oleh negara China selama abad ke-1.

Pembangkit listrik tenaga air merupakan salah satu bentuk sumber daya energi terbarukan yang sumbernya berasal dari tenaga air. Tenaga air yang bisa dimanfaatkan adalah air yang mengalir atau air terjun yang kemudian dapat dikonversi menjadi bentuk energi lain seperti energi mekanik dan energi listrik. Pembangkit listrik tenaga air atau PLTA adalah pembangkit listrik yang menggunakan energi air baik energi kinetik atau energi potensial untuk memproduksi dan menghasilkan energi listrik. Berdasarkan hal tersebut maka debit air akan berpengaruh secara signifikan terhadap jumlah energi listrik yang dihasilkan.

Pembangkit listrik tenaga air terus mengalami perkembangan karena merupakan pembangkit listrik yang ramah lingkungan. Pembangkit listrik mampu menghasilkan energi hingga 70% dari seluruh energi terbarukan. PLTA diperkirakan akan terus meningkat hingga 3,1% hingga 25 tahun ke depan. China merupakan salah satu negara di kawasan Asia sebagai produsen terbesar energi listrik menggunakan tenaga air. China mampu menghasilkan 920 TWh pada tahun 2013 M sehingga dari pembangkit tersebut, China mampu menyumbang energi sebesar 16,9% dari kebutuhan listrik domestik (Yusuf dkk., 2026).

2.6.1. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) Pump Storage

PLTA *Pump Storage* merupakan teknologi penyimpanan energi yang memanfaatkan beda ketinggian antara *reservoir* alami maupun buatan dengan menaikkan energi potensial air. Air dipompa ke *reservoir* lebih tinggi dan menghasilkan listrik dengan mengoperasikan motor pompa sebagai generator turbin.



Gambar 2.8 Skema Konseptual Instalasi PLTA Pumped Storage
(Windarko dkk., 2026)

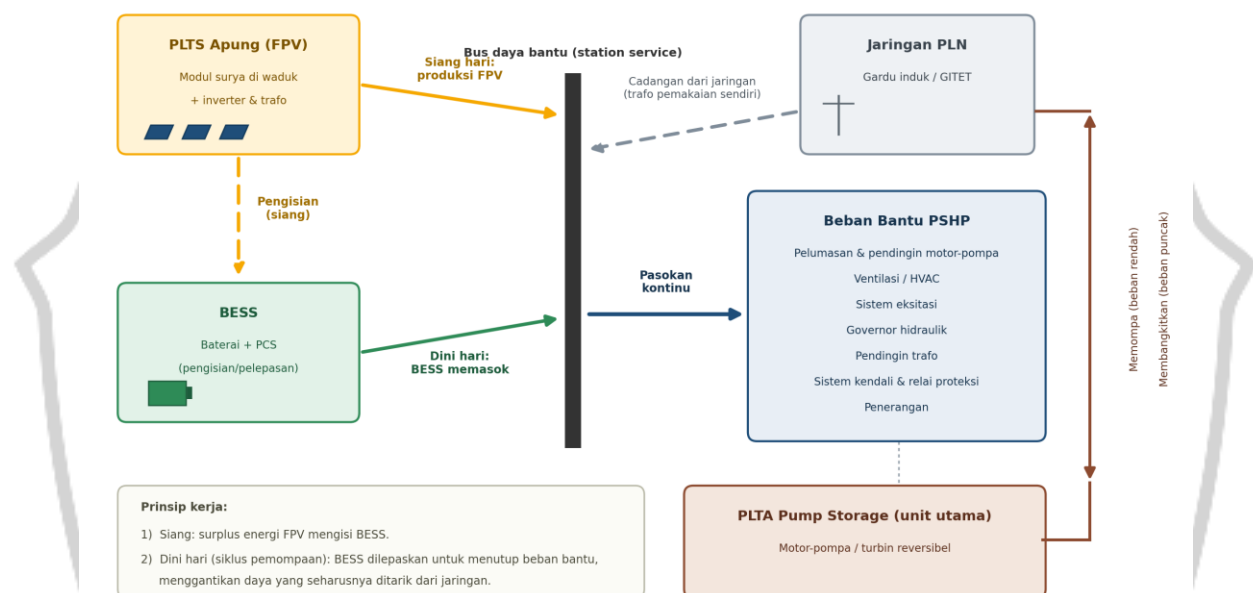
Berdasarkan hasil penelitian di *Australian National University*, terdapat 26.000 lokasi dengan potensial PLTA *pumped storage* jenis *off-river* di Indonesia. Potensi keseluruhan setara dengan baterai 800 TWh. Meski demikian potensi terbaik dengan kapasitas penyimpanan tertinggi dan biaya terendah sebesar 321 TWh. Potensi PLTA *pumped storage* membuka peluang penurunan biaya penyimpanan energi (ESDM, 2022).

Tantangan dalam penerapan *pumped storage* salah satunya adalah pemilihan lokasi yang tepat. Pembangunan *pumped storage* membutuhkan kondisi geografis yang signifikan. Selain itu, ketersediaan sumber air menjadi faktor penting yang akan mempengaruhi ketersediaan jumlah debit air. Wilayah yang biasanya cocok untuk *pumped storage* adalah daerah perbukitan atau pegunungan (Lufira, 2025).

2.6.2 Sistem Daya Bantu (Auxiliary) pada PLTA Pump Storage

PLTA Pump Storage beroperasi sebagai konsumen sekaligus produsen energi melalui dua siklus, yaitu siklus pemompaan dan siklus pembangkitan (American Clean Power, 2024). Pada siklus pemompaan, set motor-pompa menarik daya dari jaringan pada saat beban rendah (umumnya dini hari) untuk menaikkan air dari waduk bawah ke waduk atas. Sebaliknya, pada siklus pembangkitan saat beban puncak, air dilepaskan kembali melalui turbin reversibel untuk menghasilkan listrik. Karena adanya rugi hidraulik dan kelistrikan pada kedua siklus tersebut, PLTA Pump Storage tergolong sebagai *net consumer of electricity*, meski efisiensi siklus bolak-baliknya tinggi, yakni mencapai lebih dari 80% (American Clean Power, 2024; GE Vernova, 2024).

Kedua siklus operasi tersebut memerlukan daya bantu (auxiliary power) yang terus-menerus untuk peralatan station service, seperti sistem pelumasan dan pendingin motor-pompa, ventilasi, sistem eksitasi, governor hidraulik, pendingin trafo, sistem kendali, serta panel relai proteksi. Pada saat siklus pemompaan dini hari berlangsung, produksi PLTS tidak tersedia sehingga beban bantu ini umumnya dipasok dari jaringan. Di sinilah letak sinergi integrasi FPV+BESS: energi surya siang hari yang disimpan dalam baterai dapat dilepaskan untuk menutup beban bantu siklus pemompaan dini hari, sehingga menggantikan daya yang seharusnya ditarik dari jaringan. Skema sinergi ini diilustrasikan pada Gambar 2.9.



Gambar 2.9 Skema sistem daya bantu (auxiliary) PLTA Pump Storage yang dipasok FPV+BESS (ilustrasi penulis, diolah dari American Clean Power, 2024 dan Liu dkk., 2019)

Konsep pemaduan FPV dengan PLTA Pump Storage ini sejalan dengan temuan Liu dkk. (2019), yang menunjukkan bahwa sistem terintegrasi FPV berkapasitas 2 GW dengan PSHP 1 GW di Tiongkok mampu menurunkan ketidakseimbangan energi harian sebesar 23,06 MW serta menekan penguapan air waduk hingga 19,06 juta m³ per tahun. Studi lanjutan oleh Shyam dan Kanakasabapathy (2022) di India memperlihatkan bahwa integrasi PLTS apung dengan pumped storage dapat menurunkan biaya operasional harian hingga 40% dan loss of load probability hingga 60,54% dibandingkan sistem yang hanya mengandalkan jaringan. Dengan demikian, pemanfaatan

FPV+BESS sebagai pemasok daya bantu PSHP tidak hanya memperbaiki keekonomian, tetapi juga memperkuat keandalan operasi sistem hibrida secara keseluruhan.

2.9. Integrasi PLTS Apung ke PLTA *Pump Storage*

Integrasi PLTS apung dengan *pumped storage* di Pacitan merupakan salah satu konsep sistem energi hibrida untuk meningkatkan fleksibilitas dan keandalan sistem tenaga listrik khususnya dalam mendukung penetrasi energi terbarukan (EBT). PLTS apung mampu menghasilkan energi listrik dari radiasi matahari sementara *pumped storage* dapat berfungsi sebagai sistem penyimpanan energi skala besar yang dapat menyimpan kelebihan energi dan melepaskannya kembali ketika dibutuhkan. Sistem ini mendukung energi listrik yang dihasilkan PLTS apung ketika beban rendah dapat tetap digunakan untuk memompa air dari reservoir bawah ke reservoir atas pada *pumped storage*.

Penelitian mengenai sistem hybrid antara PLTS apung dengan *pumped storage* telah dilakukan oleh Shyam dan Kanakasabapathy (2022) di India. Penelitian tersebut menilai kelayakan sistem PV surya terapung yang terintegrasi dengan penyimpanan energi yang dipompa untuk *microgrid* terhubung jaringan di bawah lingkungan tarif statis *time of day*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode integrasi dianggap layak. Sistem yang diusulkan mampu mengurangi biaya operasional harian hingga 40% dan *loss of load probability* (LoLP) hingga 60,54% dibandingkan dengan sistem yang hanya mengandalkan jaringan saja.

Dalam konteks *pumped storage* Pacitan, integrasi PLTS apung berpotensi untuk memberikan manfaat utama yaitu:

1. Meningkatkan pemanfaatan energi surya. Surplus energi dari PLTS apung pada siang hari tidak akan terbuang melainkan dimanfaatkan untuk proses pumping.
2. Mengurangi *curtailment* EBT. Risiko pembatasan daya (*curtailment*) akibat kelebihan suplai dapat ditekan dengan sistem penyimpanan.
3. Optimalisasi pemanfaatan waduk. PLTS apung memanfaatkan permukaan reservoir tanpa memerlukan lahan tambahan dan dapat mengurangi evaporasi air (World Bank, 2019).

Di dalam perencanaan sistem tenaga listrik nasional, integrasi pembangkit variabel seperti PLTS dengan sistem penyimpanan energi skala besar seperti *pumped storage* merupakan strategi untuk mendukung target EBT sebagaimana tercantum dalam RUPTL 2021-2030 (PT PLN

(Persero), 2021). Integrasi PLTS apung dan *pumped storage* di wilayah Pacitan dapat menjadi solusi strategis untuk meningkatkan fleksibilitas sistem, mengoptimalkan pemanfaatan energi terbarukan, dan serta mendukung transisi energi nasional.

2.10. Penelitian Kuantitatif

Istilah “metode” dan “logos” adalah akar dari kata metodologi. Logos melambangkan pengetahuan atau ilmu, sedangkan metode merujuk pada pendekatan yang tepat dan dapat dipahami yang digunakan untuk sesuatu. Pendekatan yang metodis adalah upaya yang disengaja untuk mencapai tujuan dengan menerapkan penalaran. Dengan kata lain, metodologi penelitian didefinisikan sebagai studi ilmiah tentang bagaimana penelitian tersebut dilakukan. Peneliti harus paham akan ilmu yang akan ditelitinya terlebih dahulu sehingga syarat dari kaidah ilmiah sudah terpenuhi, itu yang disebut sebagai metodologi penelitian, baru metode penelitian akan muncul kemudian (Sugiyono, 2019). Metode kuantitatif merupakan proses atau pendekatan terhadap pengetahuan. Selain itu, metodologi adalah studi tentang aturan-aturan yang mengatur pendekatan tersebut. Maka metodologi adalah analisis mendalam dan penelitian tentang pendekatan tertentu. Sehingga metodologi penelitian adalah suatu kumpulan pengetahuan untuk memberikan pemahaman yang lebih mendalam tentang tahapan atau sistematis penelitian.

Penelitian kuantitatif dapat juga dikatakan sebagai pendekatan penelitian dalam bentuk angka-angka yang dimulai dari pengumpulan data, interpretasi data yang digunakan sampai pada tahap penyajian hasil data yang digunakan dalam penelitian (Arikunti, 2002). Menurut (Kasiram, 2008) penelitian kuantitatif merupakan cara yang digunakan dalam penelitian berdasarkan asumsi yang ada dengan menentukan variabel, lalu menganalisis variabel tersebut dengan menggunakan metode penelitian kuantitatif yang tepat.

Metode ilmiah diakui dalam penelitian kuantitatif sebagai serangkaian fase dalam pengolahan pengetahuan ilmiah dengan menggabungkan penalaran empiris dan rasional melalui penciptaan jembatan penghubung dalam bentuk perumusan hipotesis. Penelitian kuantitatif berdasarkan penerapan dan prosesnya berbeda dengan penelitian kualitatif, dimana penelitian kualitatif menggunakan deskripsi verbal sebagai alat penelitian, sedangkan penelitian kuantitatif biasanya berkaitan dengan angka atau cenderung ke arah matematis. Tujuan penelitian dan kuantitatif adalah untuk mengumpulkan dan menganalisis data numerik untuk menjawab pertanyaan penelitian atau menguji pertanyaan penelitian atau menguji hipotesis. Penelitian

kuantitatif adalah penelitian ilmiah yang sistematis terhadap bagian-bagian dan fenomena serta kausalitas hubungan-hubungannya.

2.10.1 Tujuan dan Manfaat Penelitian Kuantitatif

Penelitian kuantitatif banyak digunakan dalam ilmu alam maupun sosial, dari fisika dan biologi sampai sosiologi dan jurnalisme. Pendekatan ini juga digunakan sebagai cara untuk meneliti berbagai aspek dari pendidikan. Penelitian kuantitatif juga dapat dikatakan sebagai metode pengukuran kata data kuantitatif dan statistika objektif melalui perhitungan ilmiah yang berasal dari sampel orang-orang atau penduduk yang diminta menjawab sejumlah pertanyaan tentang survei yang dilakukan untuk menentukan frekuensi dan persentase tanggapan mereka (Widyastuti, 2019). Penelitian dengan pendekatan kuantitatif arah dan fokus penelitiannya adalah untuk membangun teori dari data atau fakta yang ada (Kurniawan & Puspitaningtyas, 2016).

Manfaat penelitian kuantitatif adalah untuk melihat validitas, kredibilitas dan keabsahan sesuatu yang ingin diukur. Kelebihan menggunakan penelitian kuantitatif adalah peneliti memiliki modal untuk mendapatkan objektivitas hasil penelitian, dapat mengaplikasikan angka rata-rata sehingga penelitian dapat digunakan sesuai dengan kondisi atau keadaan, serta dapat menghindari bias karena peneliti menjaga jarak dengan partisipan. Penelitian kuantitatif menitikberatkan pada masalah desain, pengukuran serta perencanaan yang dirinci secara jelas sebelum pengumpulan sampel dan analisis data (Sutinah, 2007).

Yusuf (2014), mengemukakan bahwa tujuan penelitian kuantitatif adalah mengembangkan dan menggunakan model-model matematis, teori-teori atau hipotesis yang berkaitan dengan suatu fenomena. Penelitian kuantitatif dapat dibagi menjadi beberapa kategori yaitu deskriptif yang menggambarkan fenomena atau gejala yang terjadi, eksplanatif yang menjelaskan hubungan variabel-variabel yang terkait, prediktif yang memprediksi fenomena atau gejala yang akan terjadi, dan evaluatif yang mengevaluasi efektivitas suatu program atau kebijakan.

2.11. Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi proyek memiliki bentuk yang mirip dengan keuangan di mana keduanya menilai benefit atau keuntungan suatu investasi, namun benefit pada analisis ekonomi tidak selalu dalam bentuk satuan moneter (uang misalnya) Konsep keuntungan dan keuangan,

tidak sama dengan keuntungan sosial dari analisis ekonomi. Analisis kelayakan suatu proyek mengidentifikasi keuntungan dalam bentuk uang (analisis finansial) yang diperoleh kepada entitas pelaksana proyek bila proyek tersebut berorientasi pada *profit*, misalnya investasi oleh perusahaan swasta memproduksi sepatu. Sementara itu keuntungan ekonomi adalah manfaat lain dari proyek yang bertujuan sosial seperti penyediaan infrastruktur publik bagi perekonomian secara keseluruhan. Konsep keuntungan seperti penyediaan infrastruktur publik bagi perekonomian secara keseluruhan. Konsep keuntungan yang berbeda ini tercermin dalam item yang berbeda dan dipertimbangkan sebagai biaya dan manfaat serta dalam penilaian proyek.

Pada proyek yang bersifat *non profit oriented* penilaian dilakukan secara *social benefit* misalnya pada proyek yang layanan publik yang diinvestasikan oleh pemerintah, proyek tersebut akan memberikan dampak terhadap kehidupan masyarakat secara umum. Suatu kegiatan usaha/proyek tentunya akan membawa dampak, baik positif maupun negatif dan baik ekonomi maupun sosial. Dalam bidang ekonomi misalnya apakah suatu proyek dapat memberi dampak positif terhadap perekonomian masyarakat baik melalui dampak langsung seperti penyerapan tenaga kerja, makin tingginya mobilitas arus barang dan jasa, tersedianya layanan publik yang semakin baik (seperti pendidikan, kesehatan air bersih) meningkatnya pendapatan masyarakat (bahkan pendapatan pemerintah) dan banyak dampak lain yang dapat diidentifikasi sebagai manfaat ekonomi dari suatu proyek.

Jadi penilaian kelayakan proyek dari aspek ekonomi menganalisis dampak dari pembangunan suatu proyek terhadap masyarakat disekitarnya. Selain *benefit* dalam bentuk dampak ekonomi tentu saja suatu proyek akan menimbulkan *cost* atau biaya yang ditimbulkan. Biaya disini meliputi *opportunity cost* bagi masyarakat disekitarnya. Biaya langsung adalah pengorbanan yang timbul sebagai konsekuensi dari adanya proyek tersebut. Misalnya proyek pembukaan jalan baru dapat saja menimbulkan biaya (*cost*) dalam bentuk berkurangnya atau hilangnya kawasan hutan tempat dimana proyek tersebut dibangun. Dalam kasus tertentu biaya dapat dihitung dalam satuan finansial (Rupiah), namun definisi biaya proyek dalam konteks analisis ekonomi akan berbeda dengan pengertian biaya proyek dalam aspek finansial.

2.11.1. Pendapatan (*Revenue*)

Pendapatan (*revenue*) merupakan jumlah keseluruhan dari penerimaan yang diperoleh. Pendapatan sering dianggap sebagai indikator utama kesehatan keuangan suatu perusahaan.

Pendapatan dalam hal ini pada PT PLN (Persero) dapat dibagi menjadi dua yaitu pendapatan kotor (*gross revenue*) dan pendapatan bersih (*net revenue*). Klasifikasi tersebut mengacu laporan keuangan perusahaan sebagaimana yang diatur dalam standar akuntansi keuangan dan praktik pelaporan korporasi.

Pendapatan kotor merupakan seluruh penerimaan oleh perusahaan dari aktivitas operasional sebelum dikurangi beban maupun biaya operasional. Dalam PT PLN (Persero), pendapatan kotor dapat berasal dari penjualan tenaga listrik kepada pelanggan, penyambungan baru, penambahan daya, serta jasa lain terkait kelistrikan (PT PLN (Persero), 2022).

Pendapatan bersih merupakan pendapatan yang diterima setelah dikurangi beban-beban seperti beban operasi, pembelian tenaga listrik, bahan bakar, pemeliharaan, penyusutan, dan keuangan. Pendapatan bersih menggambarkan kinerja keuangan yang nyata pada perusahaan dalam suatu periode dan hal ini menjadi indikator utama dalam menilai profitabilitas perusahaan (Kieso, Weygandt, & Warfield, 2018).

$$\text{Pendapatan Kotor} = \text{Produksi Listrik} \times \text{Tarif Dasar Listrik} \dots \dots \dots (2.12)$$

$$\text{Pendapatan Bersih} = \text{Produksi Listrik} \times \text{Biaya Pokok Penyediaan} \dots \dots \dots (2.13)$$

Perkiraan kelayakan suatu investasi diukur berdasarkan selisih (*margin*) antara besarnya pendapatan (*revenue*) dengan biaya yang dikeluarkan pada suatu periode waktu (bulan atau tahun) selama investasi. Maka dari itu untuk memperkirakan pendapatan yang akan diperoleh merupakan aspek yang sangat penting dalam analisis ekonomi teknik (Ramadhan dan Rangkuti, 2016).

2.11.2. *Payback Period*

Kasmir (2016) menyebutkan bahwa analisis *payback period* merupakan cara pengukuran periode kembalinya nilai investasi suatu bisnis atau proyek. Analisis period diukur melalui metode penghitungan lamanya waktu yang diperlukan ketika total arus kas yang masuk sama dengan total arus kas keluar. Secara umum, rumus dari *Payback Period Method* adalah sebagai berikut:

Cara perhitungan *payback period* adalah dengan menghitung waktu yang dibutuhkan (tahun) agar aliran kas bersih nilai sekarang kumulatif yang ditaksir akan sama dengan investasi

awal (Ramadhan dan Rangkuti, 2016). Periode *payback period* yang lebih pendek dari umur rencana proyek menggambarkan investasi proyek dinilai layak. Sebaliknya apabila periode waktu *payback period* lebih panjang dari umur proyek maka investasi proyek dinilai belum layak.

$$\text{Payback Period} = \text{Total Biaya Investasi} / \text{Aliran Kas Bersih} \dots \dots \dots (2.14)$$

2.11.3. *Net Present Value (NPV)*

Net present value adalah selisih antara nilai saat ini dari arus kas yang masuk dengan nilai saat ini dari arus kas keluar pada periode tertentu. NPV mengestimasi nilai saat ini pada suatu proyek atau investasi berdasarkan arus kas masuk yang diharapkan di masa depan, dengan arus kas keluar yang disesuaikan dengan suku bunga dan harga pembelian awal. NPV menggunakan harga pembelian awal dan nilai waktu uang (*time value of money*) untuk menghitung nilai investasi. Secara singkat, NPV adalah nilai saat ini dari aset setelah dikurangi dengan harga pembelian awal (Hidayat, 2019).

NPV digunakan untuk menentukan nilai tunai penerimaan dan pencairan uang di masa depan sehingga dengan metode ini kelayakan perencanaan investasi dan proyeksi *cash flow* di masa depan harus dinyatakan pada nilai yang sekarang atau didiskontokan dengan tingkat suku bunga yang sesuai dengan acuan. Perhitungan NPV dibuat dengan proyeksi perhitungan pendapatan dan biaya yang terjadi selama masa proyek yang umumnya 20–25 tahun (Ramadhan dan Rangkuti, 2016) sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1+WACC)^t} - TPC \dots \dots \dots (2.15)$$

Dimana :

NPV : *Net Present Value* (Rp)

n : Umur proyek infrastruktur (tahun)

C_t : Arus kas bersih tahun ke-*t* = *R_t* - *C_t* (*R_t* = *E_{AC,t}* ×

HPT(t)) *t*

TPC : Total Project Cost — basis investasi (USD)

WACC : *discount rate* (*WACC* = 9,5%)

t : Lama investasi (tahun).

Nilai NPV menentukan kelayakan dari suatu investasi. Apabila nilai NPV positif maka proyek tersebut layak dan apabila nilai NPV yang didapatkan adalah negatif maka proyek tersebut belum layak dilaksanakan. Para pemilik modal atau manajemen perusahaan dapat menggunakan NPV untuk mengevaluasi dan pertimbangan dalam investasi yang dilakukan. Dalam konteks PT PLN (Persero), NPV digunakan untuk mengevaluasi kelayakan investasi proyek infrastruktur ketenagalistrikan seperti pada pembangunan pembangkit listrik, jaringan transmisi, dan distribusi tenaga listrik. Proyek ketenagalistrikan bersifat jangka panjang dan padat modal (*capital intensive*) sehingga analisis NPV sangat penting untuk memastikan investasi mampu menghasilkan manfaat ekonomi melebihi biaya modal yang telah dikeluarkan.

2.11.5. IRR

Internal Rate of Return (IRR) atau tingkat pengembalian internal merupakan tingkat diskonto yang menyamakan nilai saat ini dari arus kas bersih yang diharapkan dengan arus kas keluar awal. Apabila arus kas keluar awal atau biaya yang terjadi pada periode 0 maka akan disajikan oleh tingkat diskontonya. Dilihat dari sudut pandang teoritis, perusahaan seharusnya menerima semua proyek yang menghasilkan dari tingkat pengembalian yang diminta sehingga perusahaan akan meningkatkan harga pasar per lembar saham karena telah memanfaatkan berbagai yang akan memberikan tingkat pengembalian lebih besar dari uang dibutuhkan untuk mempertahankan harga pasar per lembar saham saat ini (Horne & Wachowicz, 2007).

Perhitungan IRR digunakan untuk menentukan apakah investasi tertentu bermanfaat dengan menilai bunga yang harus dihasilkan selama investasi modal. Dikarenakan tingkat pengembalian internal membantu investor dalam mengukur profitabilitas investasi potensial mereka maka tingkat pengembalian internal yang ideal atau ORR pada suatu proyek harus lebih besar dari biaya modal yang diperlukan untuk proyek tersebut dengan asumsi bahwa proyek tersebut menguntungkan. Rumus dan perhitungan yang digunakan untuk menentukan angka IRR menurut Sarianti dkk. (2023) adalah:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1 + IRR)^t} - TPC \dots \dots \dots (2.16)$$

Di mana:

C_t : arus kas masuk bersih selama periode t

C0 : total biaya investasi awal
IRR : tingkat pengembalian internal
T : jumlah periode waktu

Dalam PT PLN (Persero) maka IRR yang lebih besar dari biaya modal atau tingkat pengembalian yang disyaratkan, maka proyek dikatakan layak. IRR digunakan untuk mengevaluasi kelayakan finansial proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan seperti pembangunan pembangkit, transmisi, dan distribusi listrik.

2.12. Sistem Kelistrikan di Kabupaten Pacitan

Kabupaten Pacitan merupakan bagian dari sistem kelistrikan interkoneksi Jawa. Kebutuhan listrik kabupaten ini dipasok oleh PLTU Pacitan berkapasitas 2×315 MW yang terhubung ke sistem transmisi Jawa serta Gardu Induk (GI) New Pacitan dengan dua transformator berkapasitas masing-masing 60 MVA. Beban puncak Kabupaten Pacitan relatif kecil, yaitu sekitar 28–29 MW, dengan profil beban siang dan malam yang relatif datar, sehingga tambahan injeksi daya pada siang hari masih dapat diserap oleh sistem distribusi 20 kV.

Jaringan distribusi 20 kV di wilayah kerja Unit Layanan Pelanggan (ULP) Pacitan dipasok dari dua gardu induk. GI New Pacitan melayani sembilan penyulang melalui dua transformator 60 MVA: Trafo 1 memasok penyulang Teuku Umar ($\pm 12,8$ kms), Tamanasri ($\pm 71,4$ kms), Watukarung ($\pm 95,1$ kms), Kebonagung ($\pm 67,0$ kms), dan Tegalombo ($\pm 96,0$ kms), sedangkan Trafo 2 memasok penyulang Teleng ($\pm 22,7$ kms), Nawangan ($\pm 69,6$ kms), Lorok ($\pm 121,6$ kms), dan Donorojo ($\pm 133,4$ kms). Sementara itu, GI PLTU Sudimoro dengan transformator 60 MVA memasok empat penyulang, yaitu Karangturi ($\pm 17,0$ kms), Cokrokembang ($\pm 116,7$ kms), Soge ($\pm 60,8$ kms), dan Ketanggung ($\pm 56,7$ kms). Untuk keperluan manuver jaringan dan proteksi, penyulang-penyulang tersebut dilengkapi peralatan *Load Break Switch* (LBS), LBS bermotor (LBSM), *recloser*, dan PMCB yang tersebar di sepanjang jaringan. Konfigurasi lengkap jaringan operasi 20 kV ULP Pacitan ditunjukkan pada Gambar 2.10 (PT PLN (Persero), 2024).

2.13.1 Struktur Harga Patokan Tertinggi (HPT)

Berdasarkan Pasal 5 Perpres 112/2022, harga pembelian tenaga listrik dari pembangkit energi terbarukan terdiri atas harga patokan tertinggi (HPT) sebagaimana tercantum dalam Lampiran I, atau harga kesepakatan, dengan atau tanpa memperhitungkan faktor lokasi (F). HPT untuk PLTS Fotovoltaik disusun secara berjenjang menurunkan berdasarkan rentang kapasitas pembangkit, dan diterapkan dalam skema dua tahap (staging) tanpa eskalasi, yaitu tarif yang lebih tinggi pada tahun ke-1 hingga ke-10 dan tarif yang lebih rendah pada tahun ke-11 hingga ke-30. Struktur ini mencerminkan pola pengembalian investasi yang lebih besar pada dekade pertama masa operasi. Besaran HPT untuk PLTS Fotovoltaik (belum termasuk fasilitas baterai) disajikan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Harga Patokan Tertinggi (HPT) PLTS Fotovoltaik menurut Perpres 112/2022

Rentang Kapasitas	HPT Tahun 1–10 (sen-US\$/kWh)	HPT Tahun 11–30 (sen-US\$/kWh)
s.d. 1 MW	11,47	6,88
> 1 MW – 3 MW	9,94	5,97
> 3 MW – 5 MW	8,77	5,26
> 5 MW – 10 MW	8,26	4,96
> 10 MW – 20 MW	7,94	4,76

Catatan: HPT dikalikan faktor lokasi (F) sesuai wilayah, dan berlaku pada titik busbar pembangkit (tidak termasuk harga fasilitas jaringan). Sumber: Lampiran I Perpres 112/2022.

Objek penelitian ini, yaitu PLTS Apung dengan kapasitas AC 4.480 kWac (4,48 MWac), termasuk dalam rentang kapasitas >3 MW – 5 MW karena penentuan rentang mengacu pada kapasitas AC pembangkit. Dengan demikian, HPT yang berlaku adalah 8,77 sen-US\$/kWh untuk tahun ke-1 hingga ke-10 dan 5,26 sen-US\$/kWh untuk tahun ke-11 hingga ke-30, atau setara nilai levelised sekitar 7,60 sen-US\$/kWh pada WACC dasar 9,5%. Nilai inilah yang dipakai sebagai tarif dasar pada analisis kelayakan finansial di Bab IV.

2.13.2 Pasal 10: Harga Fasilitas Baterai atau Penyimpanan Energi

Ketentuan yang paling relevan bagi konfigurasi berbaterai (Mono+BESS dan Bifa+BESS) pada penelitian ini adalah Pasal 10 Perpres 112/2022, yang mengatur harga fasilitas baterai atau fasilitas penyimpanan energi listrik lainnya. Pasal ini terdiri atas tiga ayat dengan pokok pengaturan sebagai berikut.

Ayat (1) menyatakan bahwa PLTS Fotovoltaik atau PLTB untuk semua kapasitas yang dilengkapi dengan fasilitas baterai atau fasilitas penyimpanan energi listrik lainnya, harga fasilitas baterai atau penyimpanannya ditetapkan berdasarkan harga patokan tertinggi sebesar 60% dari harga pembelian tenaga listrik. Artinya, kehadiran baterai memberikan tambahan komponen harga hingga 60% di atas harga energi, sehingga total harga pembelian dapat mencapai hingga 160% dari HPT.

Ayat (2) menyatakan bahwa harga fasilitas baterai atau penyimpanan tersebut berlaku sebagai persetujuan harga dari Menteri. Adapun Ayat (3) menetapkan bahwa apabila harga fasilitas baterai atau penyimpanan lebih dari 60% dari harga pembelian tenaga listrik, maka wajib mendapatkan persetujuan harga dari Menteri. Ketentuan ini menempatkan batas 60% sebagai batas atas yang dapat diterapkan tanpa proses persetujuan harga tambahan.

Bagi penelitian ini, Pasal 10 menjadi dasar peningkatan kelayakan ekonomi konfigurasi berbaterai. Dengan penerapan komponen harga fasilitas baterai hingga 60%, harga pembelian bagi PLTS+BESS pada rentang >3 MW – 5 MW naik dari HPT energi (8,77 / 5,26 sen-US\$/kWh) menjadi hingga 14,03 / 8,42 sen-US\$/kWh (setara terlevelisasi sekitar 12,16 sen-US\$/kWh pada WACC 9,5%). Tanpa insentif Pasal 10 ini, kedua konfigurasi berbaterai tidak layak secara finansial (NPV negatif); dengan penerapannya, keduanya menjadi layak dengan kuat (IRR 13,5–13,9%), sebagaimana dibuktikan pada analisis sensitivitas Bab IV.

2.13.3 Ketentuan Pendukung dan Peraturan Turunan

Selain HPT dan Pasal 10, Perpres 112/2022 mengatur pula mekanisme pembelian tenaga listrik (Pasal 6–7), harga fasilitas jaringan (Pasal 8), dan perjanjian jual beli listrik/PJBL (Pasal 21). Perpres ini juga mengamanatkan penerbitan peraturan turunan berupa Peraturan Menteri ESDM tentang pedoman PJBL untuk pembangkit energi terbarukan. Ketentuan pelaksanaan dan tata cara transaksi khusus untuk pembangkit ber-penyimpanan kemudian dikodifikasi lebih lanjut dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 5 Tahun 2025 tentang Pedoman Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik. Dengan demikian, kerangka regulasi yang dipakai pada penelitian ini mencakup Perpres 112/2022 sebagai dasar penetapan tarif dan Permen ESDM No. 5/2025 sebagai acuan pelaksanaan transaksi, yang keduanya menjadi landasan analisis kelayakan finansial pada Bab IV.

2.14. Analisis Aspek Lingkungan

Analisis aspek lingkungan merupakan proses identifikasi, evaluasi, dan pengendalian dampak kegiatan atau proyek terhadap lingkungan hidup. Dalam proyek infrastruktur energi maka analisis aspek lingkungan bertujuan untuk memastikan bahwa pembangunan dan operasional proyek dilakukan secara berkelanjutan serta meminimalkan dampak negatif terhadap ekosistem, sosial, dan kualitas lingkungan (Glasson dkk., 2012).

Di Indonesia, analisis aspek lingkungan diatur melalui mekanisme Analisis Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL) sebagaimana diatur dalam peraturan perundang-undangan lingkungan hidup. AMDAL merupakan instrumen penting dalam perencanaan proyek, termasuk proyek pembangkit listrik dan infrastruktur ketenagalistrikan.

Analisis aspek lingkungan dilakukan dengan membandingkan dampak lingkungan berupa emisi GRK yang dihasilkan antara listrik yang bersumber dari pembangkit listrik baik yang berdiri sendiri atau *hybrid*. Dalam hal ini analisis kontribusi dilakukan melalui perhitungan penurunan emisi GRK yang didapat dari selisih antara emisi dan karbon ekuivalen sesuai dengan tujuan dari penelitian.

2.15. Evaporasi Pembangkit Listrik Tenaga Listrik (PLTS)

Evaporasi merupakan penguapan air dari permukaan air, tanah, dan bentuk permukaan bukan vegetasi lainnya oleh proses fisika. Dua unsur utama untuk berlangsungnya evaporasi adalah energi (radiasi) matahari dan ketersediaan air. Faktor-faktor yang mempengaruhi laju evaporasi adalah panas, suhu udara, kapasitas kadar air dalam udara, proses penguapan, dan sifat alamiah pada permukaan. Proses evaporasi tergantung pada jumlah ketersediaan air.

Pengukuran evaporasi dari permukaan badan air dilakukan dengan cara membandingkan jumlah air yang diukur antara dua waktu yang berbeda. Perhitungan mitigasi evaporasi pada studi ini menggunakan pendekatan koefisien panci (pan coefficient), di mana laju evaporasi permukaan air bebas diperoleh dari evaporasi panci terukur yang diskalakan koefisien panci (Mittal dkk., 2017), seperti dalam persamaan:

$$E_{lake} = K_p \times E_{pan} \dots \dots \dots (2.17)$$

dimana E_{lake} adalah laju evaporasi permukaan air bebas (mm/tahun), K_p adalah koefisien panci (0,75), dan E_{pan} adalah evaporasi panci terukur (1.680 mm/tahun untuk lokasi Pacitan). Volume air yang terselamatkan dan fraksi reduksi evaporasi diturunkan lebih lanjut pada Bab 3 (Persamaan 3.15 dan 3.16).

Evaporasi permukaan air terbuka merupakan penguapan permukaan air bebas tumbuhan. Pada permukaan air tenang dan tidak bergelombang, laju penguapan bergantung pada suhu dan tekanan uap air di atas permukaan air. Suhu air menentukan tekanan uap air pada permukaan air dan laju evaporasi sebanding dengan perbedaan tekanan uap air antara permukaan air dengan udara di atasnya. Terdapat 3 faktor utama yang mempengaruhi evaporasi permukaan air terbuka yaitu kecepatan angin di atas permukaan angin, tekanan uap air pada permukaan sebagai fungsi dari suhu, dan tekanan uap air di atas permukaan air.

