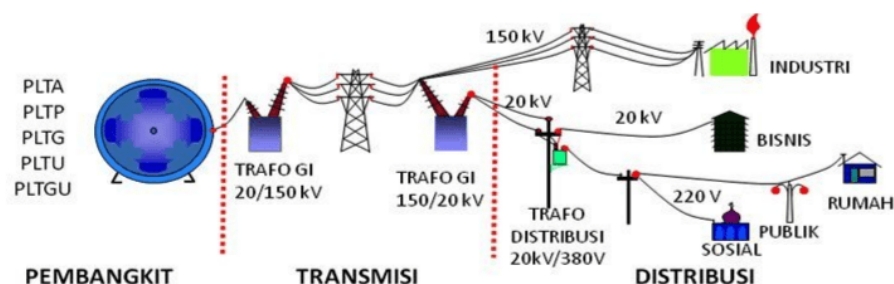


BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan infrastruktur vital yang terintegrasi, terdiri atas pembangkitan, transmisi, dan distribusi yang bekerja serempak untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit ke konsumen, sebagaimana diatur dalam Undang-Undang Nomor 20 Tahun 2002 tentang Ketenagalistrikan (Yuntardi, 2023). Ketiga komponen tersebut saling terkait dan berperan penting dalam menjamin pasokan listrik yang andal, aman, dan efisien guna memenuhi peningkatan kebutuhan beban akibat pertumbuhan penduduk dan aktivitas ekonomi (Ramadhana *et al.*, 2022; Muhtar *et al.*, 2021). Keandalan sistem dicapai melalui keseimbangan *real-time* antara pembangkitan dan beban yang dijaga secara sinkron oleh seluruh komponen sistem tenaga listrik (Ramadhana *et al.*, 2022). Sistem tenaga listrik yang mengalir mulai dari pembangkit hingga sampai ke konsumen dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.1 berikut.



Gambar 2.1 Sistem tenaga listrik dari pembangkit hingga konsumen
(Sumber : Riani, 2025)

Tegangan listrik adalah perbedaan potensial antara dua titik yang dihasilkan oleh pembangkit listrik. Tegangan ini memiliki beberapa klasifikasi yang perlu dipahami, karena setiap kabel listrik memiliki batas kemampuan tegangan tertentu (Budiyanto, M., 2018). Adapun klasifikasi tegangan listrik adalah sebagai berikut:

- a. Tegangan sangat rendah, yaitu tegangan hingga 50 volt.
- b. Tegangan rendah (*Low Voltage/LV*), berkisar antara 50 volt hingga 1000 volt (1 kV), sehingga kabel yang digunakan harus mampu bekerja dalam rentang tersebut.
- c. Tegangan menengah (*Medium Voltage/MV*), berada pada kisaran 1 kV hingga 36 kV, dan memerlukan kabel yang sesuai dengan rentang tegangan ini.
- d. Tegangan tinggi (*High Voltage/HV*), berkisar antara 36 kV hingga 150 kV, sehingga kabel yang digunakan harus mampu menahan tegangan tersebut.
- e. Tegangan ekstra tinggi (*Extra High Voltage/EHV*), yaitu tegangan di atas 150 kV hingga 750 kV, dengan kebutuhan kabel khusus yang sesuai.
- f. Tegangan ultra tinggi (*Ultra High Voltage/UHV*), yaitu tegangan di atas 750 kV, sehingga memerlukan kabel dengan kemampuan sangat tinggi.

2.2 Gardu Induk Distribusi

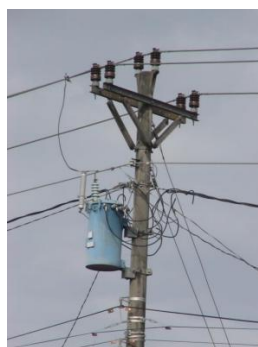
Gardu Induk Distribusi merupakan simpul penting yang menghubungkan sistem transmisi dan distribusi, berfungsi menerima tenaga listrik dari transmisi tegangan tinggi dan menurunkan tegangannya untuk didistribusikan ke beban akhir atau konsumen (Syahputra, 2021). Dalam regulasi ketenagalistrikan,

gardu induk didefinisikan sebagai bagian dari grid yang tersambung langsung dengan sistem distribusi dan berperan sebagai pemasok utama energi listrik bagi jaringan distribusi, sehingga menjamin kesesuaian dan keamanan level tegangan untuk penyaluran ke jaringan distribusi primer (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral [ESDM], 2009).

2.3 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

2.3.1 Pengertian Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi tenaga listrik merupakan subsistem penting yang menghubungkan sistem transmisi dengan konsumen, mulai dari sisi sekunder transformator gardu induk hingga titik sambung pelanggan atau APP (Suripto & Eng, 2017). Jaringan ini tersusun atas berbagai komponen distribusi yang memungkinkan penyaluran energi listrik ke sektor pemukiman, komersial, dan industri, sekaligus berperan menentukan mutu tegangan, keandalan pasokan, dan efisiensi energi yang diterima konsumen (Muhtar *et al.*, 2021). Sistem Distribusi Tenaga Listrik dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.2 berikut.



Gambar 2.2 Jaringan Distribusi
(Sumber : Nasution, 2025)

Dalam regulasi ketenagalistrikan Indonesia, sistem distribusi mencakup seluruh instalasi milik Pengelola Distribusi yang menghubungkan sistem transmisi dengan konsumen akhir serta memfasilitasi integrasi Pembangkit Skala Kecil dan Menengah atau *Distributed Generation* (DG), sehingga berperan sebagai sistem dinamis yang mampu mengakomodasi beragam sumber energi dan karakteristik beban (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral [ESDM], 2009).

2.3.2 Jenis-Jenis Jaringan Distribusi

Sistem distribusi tenaga listrik merupakan bagian akhir infrastruktur kelistrikan yang menghubungkan sistem transmisi bertegangan tinggi dengan instalasi konsumen, setelah energi listrik disalurkan dari pembangkitan melalui transmisi dan diturunkan level tegangannya untuk didistribusikan (Sarimun, 2019). Sistem ini dirancang untuk menyalurkan energi ke titik beban pelanggan dengan tetap menjaga kualitas tegangan dan meminimalkan rugi-rugi daya (Wachyudin *et al.*, 2022). Berdasarkan tingkatan tegangannya, sistem distribusi dikategorikan menjadi dua segmen utama, yaitu:

1) Jaringan Distribusi Primer

Jaringan Distribusi Primer atau Jaringan Tegangan Menengah (JTM) merupakan jaringan yang menghubungkan sisi sekunder trafo daya di gardu induk dengan sisi primer transformator distribusi, dengan standar tegangan operasi 20 kV di Indonesia (Syam *et al.*, 2023). Jaringan ini berfungsi menyalurkan tenaga

listrik dari gardu induk ke gardu distribusi yang dekat dengan pusat beban, namun rentan terhadap gangguan eksternal sehingga memerlukan sistem proteksi andal seperti *recloser* dan *sectionalizer* untuk membatasi area pemadaman (Syam *et al.*, 2023).

Berdasarkan konfigurasinya, JTM dapat berbentuk radial yang sederhana namun kurang andal, atau *loop* dan *spindel* yang diterapkan pada wilayah dengan kepadatan beban tinggi untuk meningkatkan kontinuitas pelayanan melalui manuver beban menggunakan Gardu Hubung (Sarimun, 2019; Syam *et al.*, 2023). Secara fisik, jaringan ini dapat dibangun sebagai Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM) atau Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM) sesuai kebutuhan estetika dan keamanan wilayah (Wachyudin *et al.*, 2022).

2) Jaringan Distribusi Sekunder

Jaringan Distribusi Sekunder atau Jaringan Tegangan Rendah (JTR) merupakan bagian paling akhir sistem tenaga listrik yang melayani pelanggan secara langsung, dengan tegangan diturunkan dari 20 kV menjadi 220/380 V melalui transformator distribusi hingga ke Alat Pembatas dan Pengukur (APP) pelanggan. Jaringan ini umumnya menggunakan konfigurasi radial karena efisiensi biaya dan kemudahan konstruksi, namun harus menjaga jatuh tegangan dan rugi-rugi daya tetap dalam batas toleransi, serta

menerapkan sistem pentanahan yang andal demi keamanan peralatan dan keselamatan manusia (Wachyudin *et al.*, 2022).

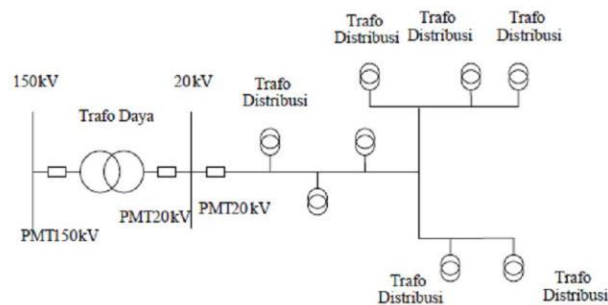
2.3.3 Macam-Macam Jaringan Distribusi

Pemilihan topologi jaringan distribusi merupakan aspek fundamental dalam perencanaan dan pengoperasian sistem tenaga listrik karena menentukan keandalan sistem, kontinuitas pelayanan, serta efisiensi biaya investasi dan operasional. Topologi jaringan berfungsi sebagai pola fisik penyaluran energi listrik sekaligus dasar penentuan strategi proteksi, manuver operasi, dan pengembangan sistem sesuai karakteristik beban dan wilayah pelayanan (Muhtar *et al.*, 2021; Suardika *et al.*, 2018). Pemilihan topologi disesuaikan dengan tingkat kepentingan beban, di mana beban non-kritis umumnya dilayani dengan sistem sederhana dan ekonomis, sedangkan beban vital memerlukan konfigurasi dengan keandalan tinggi, sehingga setiap topologi memiliki keunggulan dan keterbatasan teknis masing-masing (Muhtar *et al.*, 2021). Secara umum, topologi jaringan distribusi yang banyak diterapkan meliputi:

1) Sistem Jaringan Radial

Sistem jaringan distribusi radial merupakan konfigurasi paling sederhana dan ekonomis, di mana penyaluran tenaga listrik dilakukan satu arah dari satu sumber ke beban melalui satu penyulang tanpa jalur alternatif. Karakteristik ini menjadikan sistem radial banyak diterapkan pada wilayah dengan kepadatan beban rendah karena mudah direncanakan, dioperasikan, dan dipelihara

serta membutuhkan biaya investasi yang relatif rendah (Roji *et al.*, 2023; Innaufal, 2021). Konfigurasi sistem jaringan radial dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.3 berikut.



Gambar 2.3 Konfigurasi Jaringan Radial

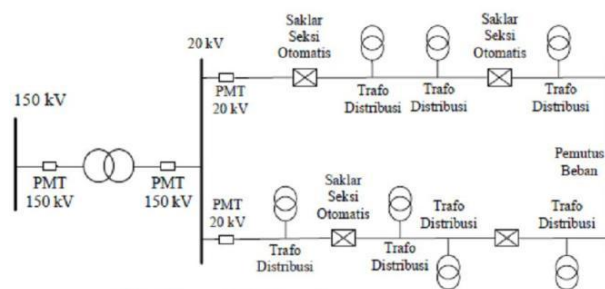
(Sumber : Riani, 2025)

Sistem jaringan radial memiliki keunggulan berupa biaya investasi rendah dan kemudahan pengaturan tegangan karena strukturnya yang sederhana, namun memiliki tingkat keandalan paling rendah akibat tidak adanya jalur pasokan alternatif. Gangguan pada saluran utama menyebabkan seluruh beban di sisi hilir mengalami pemadaman total, serta kualitas tegangan pada ujung jaringan cenderung menurun akibat akumulasi jatuh tegangan seiring bertambahnya panjang saluran (Faruq *et al.*, 2023; Innaufal, 2021).

2) Sistem Jaringan *Loop*

Sistem jaringan *loop* merupakan konfigurasi distribusi berbentuk lingkaran tertutup yang memungkinkan beban disuplai dari dua arah sehingga memiliki jalur pasokan alternatif saat terjadi gangguan. Konfigurasi ini meningkatkan keandalan dan fleksibilitas

operasional dibandingkan sistem radial, memungkinkan isolasi gangguan tanpa pemadaman total serta menurunkan durasi pemadaman dan indeks keandalan, meskipun membutuhkan biaya investasi dan operasional yang lebih tinggi (Roji *et al.*, 2023; Wirayanto *et al.*, 2022). Konfigurasi sistem jaringan *loop* dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.4 berikut.



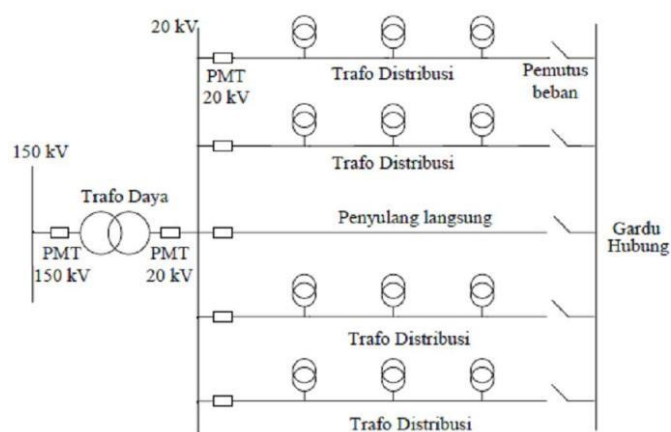
Gambar 2.4 Konfigurasi Jaringan Loop

(Sumber : Riani, 2025)

Meskipun berbentuk lingkaran tertutup, sistem jaringan loop umumnya dioperasikan sebagai *open loop* dengan satu titik *Normally Open* (NO) untuk mempermudah proteksi dan isolasi gangguan. Dengan pengaturan ini, gangguan pada salah satu ruas dapat dilokalisasi dan pasokan dialihkan melalui jalur lain, sehingga pemadaman dapat diminimalkan. Dibandingkan sistem radial, jaringan loop memiliki kualitas tegangan dan kontinuitas pelayanan yang lebih baik, namun memerlukan biaya investasi lebih tinggi akibat panjang saluran dan kebutuhan peralatan manuver yang lebih banyak (Wirayanto *et al.*, 2022; Innaufal, 2021).

3) Sistem Jaringan *Spindle*

Sistem jaringan *spindle* merupakan pengembangan dari sistem radial dan *loop* yang dirancang untuk meningkatkan keandalan pasokan, khususnya pada jaringan kabel tanah tegangan menengah di wilayah perkotaan dengan beban kritis tinggi. Jaringan ini terdiri atas beberapa penyulang kerja dan satu *express feeder* sebagai penyulang cadangan yang memungkinkan pengalihan pasokan secara cepat saat terjadi gangguan, sehingga kontinuitas pelayanan tetap terjaga. Meskipun memerlukan struktur lebih kompleks dan biaya investasi lebih besar, sistem *spindle* menawarkan fleksibilitas operasional dan keandalan tinggi (Roji *et al.*, 2023). Konfigurasi sistem jaringan *spindle* dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.5 berikut.



Gambar 2.5 Konfigurasi Jaringan Spindel

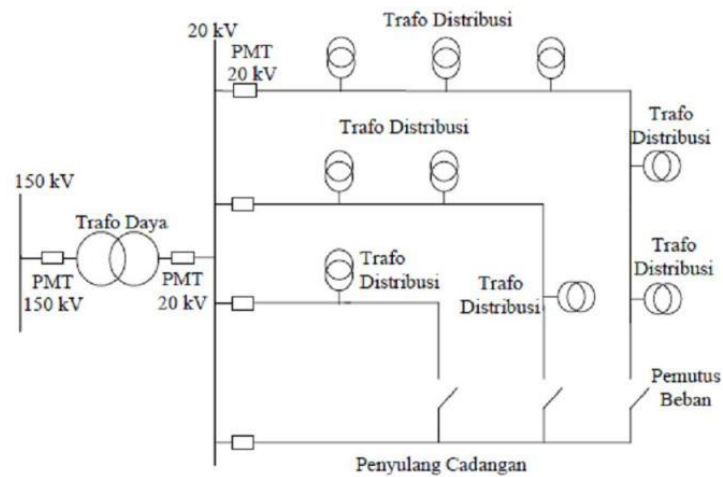
(Sumber : Riani, 2025)

Dalam kondisi normal, sistem spindel dioperasikan secara radial dengan posisi ujung penyulang kerja dalam keadaan terbuka (*Normally Open*) di Gardu Hubung. Namun, apabila terjadi

gangguan pada salah satu penyulang kerja, beban dapat segera dialihkan ke penyulang cadangan melalui manuver di Gardu Hubung. Dengan mekanisme ini, kontinuitas pasokan listrik tetap terjaga dan durasi pemadaman dapat diminimalkan. Selain itu, sistem spindel memungkinkan faktor pembebanan yang tinggi dan mempermudah pengembangan jaringan di masa depan, meskipun membutuhkan investasi awal yang relatif besar untuk pembangunan *express feeder* dan Gardu Hubung (Innaufal, 2021; Roji *et al.*, 2023).

4) Sistem Jaringan Gugus (*Mesh*)

Sistem jaringan gugus atau *mesh* merupakan konfigurasi distribusi paling kompleks, dengan jaringan saling terhubung sehingga beban dapat disuplai dari berbagai arah. Konfigurasi ini memberikan tingkat keandalan sangat tinggi karena gangguan dapat diisolasi secara lokal tanpa pemadaman menyeluruh, sehingga cocok diterapkan pada wilayah dengan kepadatan beban dan kebutuhan kontinuitas pelayanan yang tinggi, meskipun memerlukan sistem proteksi serta biaya investasi dan operasional yang besar (Waluyo *et al.*, 2022). Konfigurasi sistem jaringan gugus (*mesh*) dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.6 berikut.



Gambar 2.6 Konfigurasi Jaringan Gugus (Mesh)

(Sumber : Riani, 2025)

Sistem *mesh* memiliki keunggulan berupa tingkat keandalan sangat tinggi karena tersedianya banyak jalur alternatif yang mencegah pemadaman akibat gangguan pada satu jalur. Pada variasi sistem cluster atau gugus, konsepnya serupa dengan sistem spindel namun tanpa gardu hubung khusus, dengan *express feeder* sebagai titik manuver antarjaringan. Namun, kompleksitas proteksi dan pengoperasian pada sistem *mesh* sangat tinggi, sehingga memerlukan perencanaan dan koordinasi yang lebih rumit dibandingkan konfigurasi distribusi lainnya (Faruq *et al.*, 2023; Waluyo *et al.*, 2022).

2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

2.4.1 Pengertian Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) mengonversi energi foton matahari menjadi energi listrik arus searah (DC) melalui efek fotovoltaiik pada sel semikonduktor, umumnya berbahan silikon, dan sebagai sumber

energi terbarukan yang bersifat *intermittent* sangat sesuai diterapkan di wilayah tropis seperti Indonesia (Samsurizal *et al.*, 2021). Kinerja modul surya ditunjukkan oleh kurva karakteristik arus–tegangan (I – V), di mana arus maksimum terjadi pada kondisi hubung singkat (I_{sc}) dan tegangan maksimum pada kondisi rangkaian terbuka (V_{oc}), yang nilainya dipengaruhi oleh iradiasi matahari, suhu, dan karakteristik material sel, dengan intensitas radiasi tertinggi umumnya terjadi pada siang hari (Suhendar, 2022).

1) Daya Masuk (P_{in})

Daya masuk (P_{in}) adalah energi matahari yang diterima sel surya sebelum proses konversi menjadi energi listrik, yang besarnya dipengaruhi oleh intensitas radiasi matahari dan luas permukaan efektif modul surya. Semakin besar intensitas radiasi dan luas sel surya, maka semakin besar daya masuk yang tersedia. Daya listrik keluaran modul surya dinyatakan dalam satuan watt dan diperoleh dari hasil perkalian antara tegangan dan arus listrik sesuai persamaan (2.1) (Mertens, 2014).

$$P_{in} = I_r \times A \quad (2.1)$$

Keterangan:

P_{in} = Daya input akibat radiasi matahari (W)

I_r = Intensitas radiasi matahari (W/m^2)

A = Luas area permukaan sel surya (m^2)

2) Daya Maksimum/*Maximum Power Point* (P_{Max})

Daya maksimum (P_{Max}) merupakan daya tertinggi yang dapat dihasilkan oleh sel surya pada kondisi operasi tertentu. Nilai P_{Max} diperoleh dari hasil perkalian antara tegangan maksimum (V_{mp}) dan arus maksimum (I_{mp}). Secara grafis, titik daya maksimum ini terletak pada puncak kurva daya (P–V) atau pada titik tertentu di kurva I–V yang menghasilkan luas terbesar. Daya maksimum dari sel surya dapat dihitung dengan persamaan (2.2) sebagai berikut (Mertens, 2014):

Keterangan:

$$P_{Max} = V_{Max} \times I_{Max} \quad (2.2)$$

P_{Max} = Daya maksimum keluaran (Watt)

V_{Max} = Tegangan maksimum (Volt)

I_{Max} = Arus maksimum (Ampere)

3) Daya Keluaran (P_{out})

Daya keluaran (P_{out}) sel surya merupakan daya aktual yang dapat dimanfaatkan dari suatu modul surya. Secara teoritis, daya keluaran dapat dihitung dari hasil perkalian antara tegangan rangkaian terbuka (V_{oc}), arus hubung singkat (I_{sc}), dan faktor pengisi (*Fill Factor*/FF). Hubungan ini menunjukkan bahwa kualitas sel surya tidak hanya ditentukan oleh V_{oc} dan I_{sc} , tetapi juga oleh bentuk kurva I–V yang direpresentasikan oleh nilai FF. Daya keluaran dari sel surya dapat dihitung dengan persamaan (2.3) sebagai berikut (Mertens, 2014):

$$P_{out} = V_{oc} \times I_{sc} \times FF \quad (2.3)$$

Keterangan:

P_{out} = Daya Keluaran Sel Surya (W)

V_{oc} = Tegangan Rangkaian Terbuka (V)

I_{sc} = Arus Hubung Singkat (A)

FF = *Fill Factor*

4) Tegangan Rangkaian Terbuka (V_{oc} /Open Circuit Voltage)

V_{oc} merupakan tegangan maksimum yang dapat dicapai oleh sel surya ketika tidak ada arus yang mengalir. Pengukuran V_{oc} dilakukan dengan menghubungkan alat ukur *voltmeter* pada terminal positif dan negatif panel surya tanpa menghubungkannya dengan beban atau komponen listrik lainnya. Nilai V_{oc} sangat dipengaruhi oleh suhu sel surya, di mana peningkatan suhu umumnya menyebabkan penurunan tegangan V_{oc} . Selanjutnya dalam mencari tegangan *Open Circuit* atau V_{oc} pada sistem PLTS, dapat menggunakan persamaan (2.4) sebagai berikut (Mertens, 2014):

$$V_{oc_{modul}} = N_{sel} \times V_{oc_{sel}} \quad (2.4)$$

5) Arus Hubung Singkat (I_{sc} /Short Circuit Current)

I_{sc} adalah arus maksimum yang dapat dihasilkan oleh panel surya pada kondisi hubungan singkat, yaitu saat tidak terdapat resistansi pada rangkaian dan tegangan bernilai nol. Pengukuran I_{sc} dilakukan dengan menghubungkan terminal positif dan negatif panel surya secara langsung menggunakan amperemeter. Besarnya I_{sc}

sangat dipengaruhi oleh intensitas radiasi matahari yang diterima oleh permukaan sel surya (Mertens, 2014).

6) *Fill Factor* (FF)

Fill Factor (FF) merupakan parameter penting yang menunjukkan kualitas dan performa sel surya. Nilai FF diperoleh dari perbandingan antara daya maksimum aktual (P_{Max}) dengan daya teoritis yang dihasilkan dari perkalian V_{oc} dan I_{sc} . Dengan membandingkan daya maksimum teoritis dan daya keluaran nyata, *Fill Factor* dapat digunakan sebagai indikator efisiensi dan kualitas manufaktur sel surya (Suhendar, 2022).

Faktor pengisian sel surya merupakan perbandingan antara daya keluaran maksimum terhadap perkalian antara (V_{oc}) dan (I_{sc}). Faktor pengisian sel surya dapat dihitung dengan persamaan (2.4) sebagai berikut (Mertens, 2014):

$$FF = \frac{P_{mp}}{P_{th}} = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.5)$$

Keterangan:

FF (*Fill Factor*): Faktor pengisian yang menunjukkan kualitas kinerja sel surya. Nilainya tanpa satuan dan berada antara 0–1 (atau sering dinyatakan dalam persen).

P_{mp} (*Maximum Power*): Daya maksimum yang benar-benar dapat dihasilkan sel surya pada titik kerja optimal.

P_{th} (*Theoretical Power*): Daya teoritis maksimum, yaitu hasil perkalian tegangan dan arus maksimum secara ideal.

V_{mp} (*Voltage at Maximum Power*): Tegangan sel surya pada saat daya maksimum tercapai.

I_{mp} (*Current at Maximum Power*): Arus sel surya pada saat daya maksimum tercapai.

V_{oc} (*Open Circuit Voltage*): Tegangan maksimum sel surya ketika rangkaian terbuka (arus = 0).

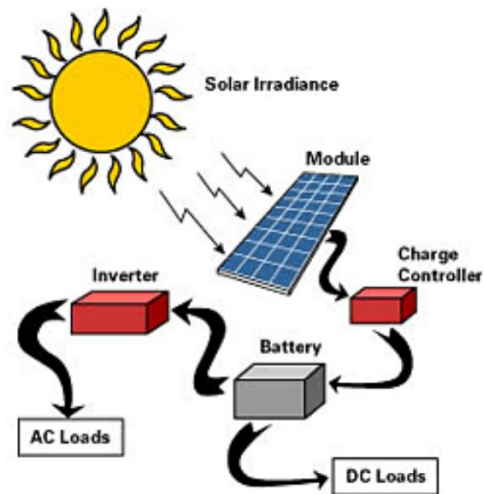
I_{sc} (*Short Circuit Current*): Arus maksimum sel surya ketika rangkaian dihubungkan singkat (tegangan = 0).

Semakin besar nilai *Fill Factor*, maka semakin baik kemampuan sel surya dalam menghasilkan daya listrik yang optimal dari energi radiasi matahari yang diterima.

2.4.2 Prinsip Kerja PLTS

Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) bekerja berdasarkan efek fotovoltaiik, yaitu konversi langsung radiasi matahari menjadi energi listrik arus searah (DC) melalui sel surya berbahan semikonduktor. Energi DC yang dihasilkan kemudian diatur oleh *charge controller*, dapat disimpan dalam baterai, dan selanjutnya dikonversi menjadi arus bolak-balik (AC) menggunakan inverter agar dapat dimanfaatkan oleh peralatan listrik atau sistem distribusi, sehingga PLTS menjadi sistem pembangkit energi terbarukan yang ramah lingkungan dan berkelanjutan

(Nurohmah *et al.*, 2024). Prinsip Kerja PLTS dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.7 berikut.



Gambar 2.7 Prinsip Kerja PLTS

(Sumber : Ramadhana *et al.*, 2022)

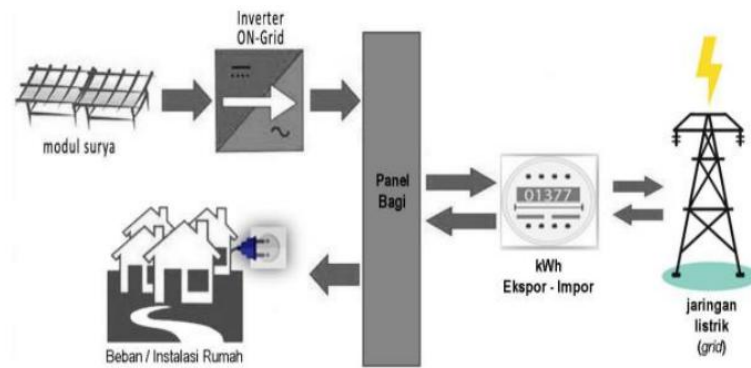
PLTS memiliki keunggulan karena beroperasi tanpa komponen mekanik bergerak sehingga ramah lingkungan dan tidak menimbulkan polusi suara maupun emisi gas buang (Trivaldo *et al.*, 2024). Energi listrik yang dihasilkan panel surya berupa arus searah (DC) dikonversi menjadi arus bolak-balik (AC) menggunakan inverter yang juga dilengkapi fungsi monitoring dan proteksi, sebelum disalurkan ke panel distribusi untuk melayani beban. Pada sistem terhubung jaringan, kelebihan daya dapat diekspor ke jaringan atau disimpan pada sistem dengan penyimpanan energi, sehingga PLTS dapat beroperasi secara berkelanjutan, efisien, dan adaptif terhadap kebutuhan sistem tenaga listrik modern (Agustar & Prawiraatmadja, 2024; Trivaldo *et al.*, 2024).

2.4.3 Bentuk Pengoperasian PLTS

Sistem pengoperasian PLTS diklasifikasikan menjadi tiga konfigurasi utama, yaitu PLTS *on-grid*, *off-grid*, dan *hybrid*. Berdasarkan keterhubungannya dengan jaringan listrik utilitas serta penggunaan penyimpanan energi. Pemilihan konfigurasi tersebut disesuaikan dengan kondisi lokasi, ketersediaan jaringan listrik, dan kebutuhan beban, karena masing-masing sistem memiliki karakteristik teknis dan keekonomian yang berbeda (Ariantika *et al.*, 2023; Datika, 2025). Sistem pengoperasian Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) secara umum dapat diklasifikasikan ke dalam tiga konfigurasi utama, yaitu:

1) PLTS *On-Grid* (Sistem Terhubung Jaringan)

PLTS *On-Grid* adalah sistem fotovoltaik yang beroperasi paralel dengan jaringan PLN, di mana energi dari modul surya dikonversi menjadi AC oleh inverter *on-grid* dan langsung digunakan oleh beban tanpa baterai. Kelebihan daya dapat diekspor ke jaringan dan kekurangan daya dipenuhi dari PLN melalui kWh meter ekspor-impor, dengan inverter dilengkapi fitur anti-islanding untuk keselamatan. Karena konfigurasinya sederhana dan biaya investasi relatif rendah, sistem ini banyak diterapkan pada bangunan dengan akses jaringan PLN yang andal (Panduan PLTS ESDM, 2020; Dipayana, 2024). Konfigurasi PLTS *On-Grid* dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.8 berikut.

Gambar 2.8 PLTS *On - Grid*

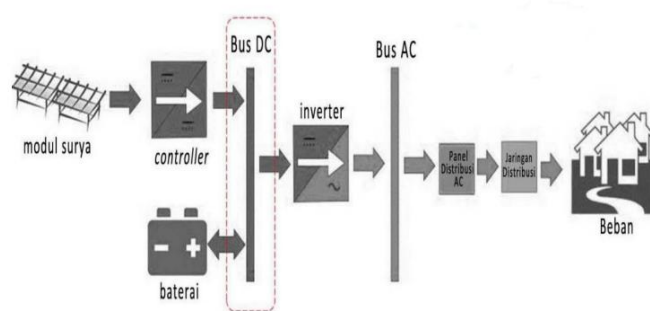
(Sumber : Panduan PLTS ESDM, 2020)

Di Indonesia, mekanisme operasional PLTS *On-Grid* mengalami perubahan regulasi, di mana skema *net-metering* (ekspor-impor) yang sebelumnya memungkinkan kelebihan energi menjadi pengurang tagihan listrik kini dihapuskan. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2024, energi listrik yang diekspor ke jaringan tidak lagi diperhitungkan dalam tagihan, serta pemasangan PLTS *On-Grid* dibatasi oleh kuota pengembangan yang ditetapkan oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik (Dipayana, 2024; Agustar & Prawiraatmadja, 2024).

2) PLTS *Off-Grid* (Sistem Mandiri)

PLTS *Off-Grid* merupakan sistem pembangkit listrik mandiri yang tidak terhubung dengan jaringan PLN dan ditujukan untuk wilayah terpencil. Energi dari modul surya diatur oleh *solar charge controller*, disimpan dalam baterai, lalu dikonversi menjadi arus AC oleh inverter untuk melayani beban. Meskipun membutuhkan investasi lebih tinggi karena penggunaan baterai, sistem ini efektif

sebagai solusi penyediaan listrik mandiri di daerah tanpa akses jaringan utilitas (Ariantika *et al.*, 2023; Matakena *et al.*, 2025). Konfigurasi PLTS *Off-Grid* dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.9 berikut.



Gambar 2.9 PLTS *Off - Grid*

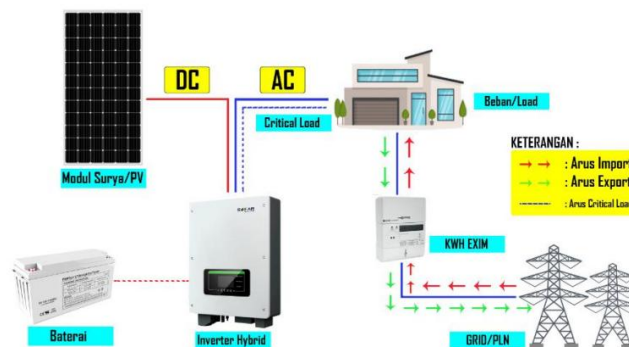
(Sumber : Panduan PLTS ESDM, 2020)

Tantangan utama PLTS *Off-Grid* meliputi manajemen beban dan pemeliharaan baterai, di mana kapasitas penyimpanan harus dirancang cermat dengan mempertimbangkan *depth of discharge* dan hari otonomi untuk menghadapi periode tanpa sinar matahari. Sistem ini juga rentan terhadap gangguan seperti *hot spot* panel dan penurunan kinerja baterai yang dapat mempengaruhi umur pakai, namun tetap menjadi solusi penting bagi elektrifikasi wilayah yang sulit dijangkau meskipun memerlukan investasi awal yang lebih tinggi (Matakena *et al.*, 2025).

3) PLTS *Hybrid*

PLTS *Hybrid* merupakan sistem pembangkit yang menggabungkan karakteristik PLTS *on-grid* dan *off-grid* dengan dukungan baterai serta koneksi ke jaringan PLN untuk

meningkatkan fleksibilitas dan keandalan pasokan listrik. Sistem ini memungkinkan pemanfaatan energi surya secara langsung, penyimpanan sebagai cadangan, serta impor dan ekspor energi melalui jaringan PLN, sehingga mampu menjaga kontinuitas pasokan saat produksi surya menurun atau terjadi gangguan jaringan (Datika, 2025). Konfigurasi PLTS *Hybrid* dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.10 berikut.



Gambar 2.10 PLTS *Hybrid*

(Sumber : Ramadhana *et al.*, 2022)

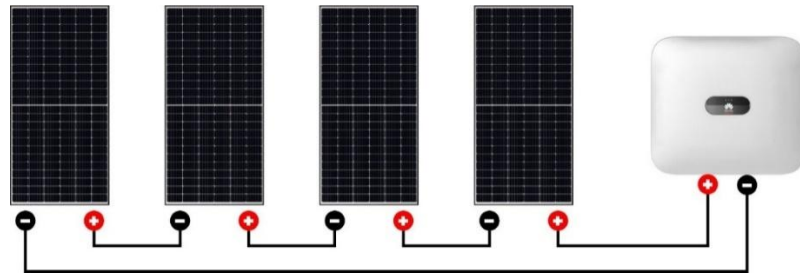
Keunggulan utama PLTS *Hybrid* terletak pada keandalannya dalam menjamin ketersediaan pasokan listrik, karena tetap mampu menyuplai beban kritis menggunakan energi baterai saat jaringan PLN padam. Sistem ini menggunakan inverter *bi-directional* yang memungkinkan konversi energi dua arah untuk melayani beban dan pengisian baterai. Meskipun memerlukan biaya investasi lebih tinggi dibandingkan sistem *on-grid*, PLTS *Hybrid* menawarkan efisiensi manajemen energi dan ketahanan pasokan yang lebih baik (Dipayana, 2024; Datika, 2025).

2.4.4 Konfigurasi Sistem PLTS

Sistem PLTS dirancang dan dikonfigurasi sesuai kebutuhan daya dan tingkat tegangan beban agar dapat beroperasi optimal dan efisien. Konfigurasi sistem disesuaikan dengan karakteristik peralatan atau jaringan yang disuplai, sehingga energi dari modul surya dapat dimanfaatkan secara berkelanjutan. Untuk mencapai kapasitas daya yang diinginkan, modul surya umumnya dirangkai dalam konfigurasi tertentu membentuk panel atau larik (*array*) (David, 2024). Penghubungan modul surya dapat dilakukan dalam beberapa konfigurasi, yaitu:

1) Pengkabelan Seri/*String*

Pada konfigurasi rangkaian seri, modul surya dihubungkan secara berurutan dari kutub positif ke negatif untuk meningkatkan tegangan kerja sistem, di mana tegangan total merupakan penjumlahan tegangan tiap modul dan arus tetap sama seperti satu modul. Konfigurasi ini sesuai untuk memenuhi kebutuhan tegangan inverter atau *charge controller*, namun sangat sensitif terhadap bayangan karena gangguan pada satu modul dapat menurunkan kinerja seluruh string, sehingga diperlukan perancangan dan penataan modul yang tepat (Ramadhana *et al.*, 2022). Konfigurasi panel surya dengan pengkabelan seri dapat digambarkan sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 2.11 berikut.



Gambar 2.11 Panel Surya dengan Pengkabelan Seri

(Sumber : HM Energi, 2025)

Berikut merupakan persamaan (2.6) yang menunjukkan hubungan antara tegangan dan arus pada rangkaian panel surya yang disusun secara seri (*string*) (Mertens, 2014).

$$V_{string} = V_1 + V_2 + V_3 + V_N \quad (2.6)$$

$$I_{string} = I_1 = I_2 = I_3 = I_N$$

Dalam menentukan jumlah modul yang diperlukan pada rangkaian seri dalam suatu sistem pembangkit tenaga surya, dapat digunakan persamaan (2.7) sebagai berikut (Mertens, 2014):

Keterangan:

$$\begin{aligned} \text{Max Modul Seri} &= \frac{VDC \text{ Max INV}}{V_{oc} \text{ PV}} \\ \text{Min Modul Seri} &= \frac{VDC \text{ Min INV}}{V_{mp} \text{ PV}} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Keterangan:

$VDC \text{ Max INV}$ = Rating maksimal tegangan pada inverter

$V_{oc} \text{ PV}$ = Tegangan Open Circuit pada panel PV

$VDC \text{ Min INV}$ = Rating minimal tegangan pada inverter

Jumlah maksimum modul dalam satu string diperoleh dari hasil perbandingan antara tegangan *open circuit* modul dengan tegangan

input maksimum inverter, dengan mempertimbangkan faktor pengaman sebesar 2%. Perhitungan ini dapat dilakukan menggunakan persamaan (2.8) sebagai berikut (Mertens, 2014):

$$\text{Modul per String} = \frac{V_{INV} \times 0,98}{V_{oc}} \quad (2.8)$$

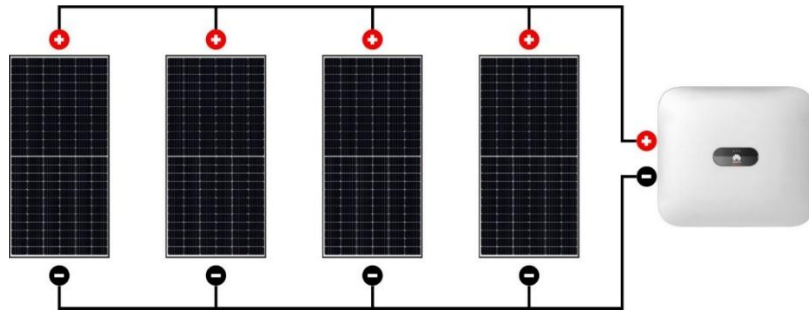
Keterangan:

V_{INV} = Input Tegangan Maksimal (V)

V_{oc} = Tegangan *Open Circuit* (V)

2) Pengkabelan Paralel

Pada konfigurasi rangkaian paralel, modul surya dihubungkan dengan menyatukan seluruh kutub positif dan negatif, sehingga setiap modul bekerja pada tegangan yang sama, sedangkan arus total merupakan penjumlahan arus masing-masing modul. Konfigurasi ini menghasilkan tegangan setara satu modul dengan arus lebih besar, sehingga sesuai untuk sistem yang membutuhkan arus tinggi, serta memiliki keandalan lebih baik karena gangguan pada satu modul tidak langsung memengaruhi modul lainnya. Namun, perancangan rangkaian paralel tetap memerlukan perhatian pada proteksi arus dan ukuran kabel untuk menjamin keselamatan dan kinerja sistem (Ramadhana *et al.*, 2022). Konfigurasi panel surya dengan pengkabelan paralel dapat digambarkan sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 2.12 berikut.



Gambar 2.12 Panel Surya dengan Pengkabelan Paralel

(Sumber : HM Energi, 2025)

Berikut merupakan persamaan (2.9) yang menggambarkan hubungan antara tegangan dan arus pada rangkaian panel surya yang disusun secara paralel (Mertens, 2014):

$$\begin{aligned} V_{total} &= V_{string1} = V_{string2} = V_{string3} = V_{stringN} \\ I_{total} &= I_{string1} + I_{string2} + I_{string3} + I_{stringN} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Untuk menentukan rekonfigurasi sistem PLTS, khususnya jumlah panel yang disusun secara seri (*string*) dan paralel, dapat digunakan persamaan (2.10) berikut (Mertens, 2014):

$$\text{Modul Paralel Array} = \frac{I_{Max \text{ Input Inverter DC}}}{I_{SC \text{ PV}}} \quad (2.10)$$

Kemudian menentukan hasil keluaran daya yang dihasilkan oleh sistem PLTS, dapat menggunakan persamaan (2.11) sebagai berikut (Mertens, 2014):

$$P_{Sistem} = V_{Total} \times I_{Total} \quad (2.11)$$

Dalam menentukan jumlah modul yang dibutuhkan dalam rangkaian paralel pada suatu sistem pembangkitan tenaga surya, dapat menggunakan persamaan (2.12) berikut (Mertens, 2014):

$$\text{Modul Paralel Array} = \frac{I_{Max} \text{ Input INV}}{I_{sc} PV} \quad (2.12)$$

Keterangan:

$I_{Max} \text{ Input INV}$ = Rating arus maksimal yang masuk pada inverter

I_{sc} = Rating arus *Short Circuit* pada panel

2.4.5 Rumus Perhitungan PLTS

Berikut adalah rumus–rumus perhitungan dasar PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya) yang umum digunakan dalam perancangan dan analisis sistem:

1) Daya yang Dibangkitkan PLTS

Untuk mengetahui potensi daya listrik yang dihasilkan PLTS, diperlukan perhitungan yang mempertimbangkan parameter sistem dan kondisi lingkungan, terutama karakteristik modul surya, intensitas radiasi matahari, serta efisiensi sistem secara keseluruhan. Dengan demikian, potensi daya listrik yang dapat dibangkitkan oleh PLTS dapat dihitung menggunakan persamaan (2.13) (Mertens, 2014).

$$P_{PV,Max} = \frac{H}{G_{stc}} \times P_{wp} \quad (2.13)$$

Keterangan:

$P_{PV,Max}$ = Potensi daya listrik maksimal PV (Wp)

H = Radiasi matahari pada PV (W/m^2)

G_{stc} = Radiasi PV berdasarkan stc ($1000 W/m^2$)

$P_{wattpeak}$ = Total kapasitas daya PLTS terpasang

Besar daya yang dihasilkan oleh *array* merupakan hasil perkalian luas *array* dengan iradiasi pada kondisi STC serta efisiensi modul surya. Selain itu, daya *array* juga dapat dihitung dari hasil perkalian daya modul surya dengan jumlah modul yang digunakan. Perhitungan tersebut dapat dinyatakan menggunakan persamaan (2.14) dan (2.15) berikut (Mertens, 2014).

$$P_{PV} = PV_{area} \times Ir_{STC} \times \eta_{PV}$$

$$\text{Atau} \quad (2.14)$$

$$P_{PV} = P_{MPP} \times N$$

$$Total\ Panel = Series \times Parallel$$

$$V_{dc} = Series \times V_{panel}$$

$$I_{dc} = Parallel \times I_{panel}$$

$$P_{dc} = Total\ Panel \times P_{panel}$$

$$(2.15)$$

Keterangan:

P_{PV} = Daya Maksimal *Array* (Wp)

Ir_{STC} = Iradiasi STC ($1000\ W/m^2$)

P_{MPP} = Daya maksimal modul surya (Wp)

N = Jumlah modul surya

V_{dc} = Tegangan DC *Array* (V)

I_{dc} = Arus DC *Array* (A)

P_{dc} = Daya DC *Array* (W)

2) Kapasitas Inverter

Untuk memperoleh daya yang optimal, pemilihan inverter perlu diperhitungkan dengan cermat. Nilai rasio ini harus berada pada rentang 0,9 hingga 1,3 dari daya *array* modul yang terpasang. Rasio tersebut merupakan perbandingan antara kapasitas daya yang dihasilkan oleh *array* dengan kapasitas inverter. Perhitungan ini dapat dilakukan menggunakan persamaan (2.16) berikut (Mertens, 2014).

$$DC - AC \text{ RATIO} = \frac{P_{PV}}{P_{INV}}$$

Atau

$$\text{Kapasitas Inverter} = \frac{P_{PV}}{DC - AC \text{ RATIO}} \quad (2.16)$$

Atau

$$DC - AC \text{ RATIO} = \frac{\text{Total Daya DC Terpasang } (W_p)}{\text{Daya Keluaran AC Maksimum } (W)}$$

Keterangan:

P_{PV} = Daya Maksimal *Array* (W_p)

P_{INV} = Kapasitas Daya Inverter (kW)

Kapasitas Inverter = Daya Inverter

3) Tegangan (*Voltage*) Panel Surya

Dalam sistem PLTS, penyusunan panel secara seri akan menyebabkan tegangan total meningkat secara linear sesuai jumlah panel. Oleh karena itu, tegangan total *array* dapat dihitung dengan mengalikan nilai V_{mp} satu panel dengan jumlah panel yang disusun

seri. Hubungan tersebut dapat dinyatakan dalam persamaan (2.17) berikut (Boxwell, 2021):

$$V_{total} = V_{mp} \times N_{seri} \quad (2.17)$$

Keterangan:

V_{total} = tegangan total array (Volt)

V_{mp} = tegangan maksimum per panel (Volt)

N_{seri} = jumlah panel yang disusun seri

4) Arus (*Current*) Panel Surya

Arus yang dihasilkan oleh sistem panel surya ditentukan berdasarkan konfigurasi susunan panel, khususnya jumlah panel yang dirangkai secara paralel. Pada kondisi operasi normal, arus kerja panel dinyatakan sebagai I_{mp} (*Current at Maximum Power*), yaitu arus saat panel menghasilkan daya maksimum.

Dalam sistem PLTS, penyusunan panel secara paralel akan menyebabkan arus total meningkat secara linear sesuai jumlah cabang paralel. Oleh karena itu, arus total array dapat dihitung dengan mengalikan nilai I_{mp} satu panel dengan jumlah rangkaian paralel. Rumus yang digunakan untuk menghitung Arus (*Current*) Panel Surya dapat dinyatakan menggunakan persamaan (2.18) berikut (Mertens, 2014):

$$I_{total} = I_{mp} \times N_{paralel} \quad (2.18)$$

Keterangan:

I_{total} = arus total array (Ampere)

I_{mp} = arus maksimum per panel (Ampere)

$N_{parallel}$ = jumlah panel atau string yang disusun paralel

2.5 Perancangan Instalasi dan Proteksi Sistem PLTS

2.5.1 Penghantar/Kabel

Penghantar atau kabel merupakan komponen utama dalam instalasi tenaga listrik yang berfungsi menyalurkan energi listrik dari sumber ke beban. Kabel terdiri atas konduktor, isolasi, dan selubung pelindung yang masing-masing berperan sebagai media penghantar arus, pencegah kebocoran arus, serta pelindung dari pengaruh lingkungan dan kerusakan mekanis. Dalam PUIL 2020, pemilihan dan pemasangan kabel harus memperhatikan kemampuan hantar arus, kondisi lingkungan, sistem proteksi, dan aspek keselamatan instalasi (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2020).

Bahan penghantar yang umum digunakan adalah tembaga dan aluminium. Tembaga memiliki konduktivitas tinggi, resistivitas rendah, serta kekuatan mekanis dan ketahanan korosi yang baik sehingga banyak digunakan pada instalasi bangunan, industri, dan sistem distribusi yang memerlukan keandalan tinggi (Lestari, 2021). Sementara itu, aluminium lebih ringan dan ekonomis, sehingga banyak diterapkan pada jaringan transmisi dan distribusi udara. Untuk meningkatkan kekuatan mekanisnya, aluminium sering dipadukan dengan inti baja menjadi

penghantar *Aluminium Conductor Steel Reinforced* (ACSR) (Lestari, 2021).

Pemilihan jenis kabel harus mempertimbangkan kapasitas arus, panjang saluran, kondisi pemasangan, serta aspek ekonomi. Kabel yang tidak sesuai dapat menyebabkan pemanasan berlebih, penurunan efisiensi, hingga risiko kebakaran. Oleh karena itu, PUIL 2020 mensyaratkan pemilihan penghantar berdasarkan kemampuan hantar arus, batas jatuh tegangan, kesesuaian sistem proteksi, serta identifikasi kabel yang jelas untuk menjamin keamanan dan kemudahan pemeliharaan (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2020).

Pada umumnya untuk mengetahui jenis penghantar atau kabel diberikan kode pengenalan serta warna selubung, penandaan kabel berselubung berinti tunggal digunakan pedoman PUIL 2020 seperti yang tercantum pada Tabel 2.1 dan 2.2.

Tabel 2.1 Kode Penandaan Penghantar

Kode	Komponen
N	Kabel jenis standar, dengan tembaga sebagai penghantar
Gb	Spiral pita baja
Y	Isolasi PVC
Y	Selubung PVC
F	Kawat baja pipih
R	Kawat baja bulat
A	Kawat berisolasi
Re	Penghantar padat bulat
Rm	Penghantar bulat berkawat banyak

Tabel 2.2 Penandaan Inti atau Rel

Inti atau Rel	Pengenal		
	Dengan Huruf	Dengan Lambang	Dengan Warna
1	2	3	4
A. Instalasi Arus Bolak-balik			
Fasa Satu	L1 / R		Merah
Fasa Dua	L2 / S		Kuning
Fasa Tiga	L3 / T		Hitam
Netral	N		Biru
B. Instalasi Perlengkapan Listrik			
Fasa Satu	U / X		Merah
Fasa Dua	V / Y		Kuning
Fasa Tiga	W / Z		Hitam
C. Instalasi Arus Searah			
Positif	L+	+	Tidak ditetapkan
Negatif	L-	-	Tidak ditetapkan
Kawat Tengah	M		Biru
D. Penghantar Netral	N		Biru
E. Penghantar Pembumian	PE		Loreng, Hijau-Kuning

2.5.1.1 Kemampuan Hantar Arus (KHA) Kabel

Dalam perancangan instalasi listrik, salah satu tahapan yang sangat penting adalah menentukan luas penampang penghantar yang sesuai dengan arus beban yang akan dilayani. Penentuan luas penampang penghantar dilakukan berdasarkan kemampuan hantar arus (KHA) kabel sehingga penghantar dapat mengalirkan arus listrik secara aman tanpa menyebabkan kenaikan temperatur yang melebihi batas yang diizinkan. Sebelum menentukan nilai KHA, terlebih dahulu harus diketahui besarnya arus nominal yang mengalir pada penghantar berdasarkan daya beban yang terpasang. Perhitungan arus nominal ini

digunakan sebagai dasar dalam pemilihan ukuran penghantar maupun perangkat proteksi yang akan digunakan pada sistem instalasi listrik (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2020).

Untuk sistem arus searah (DC), arus nominal dapat dihitung berdasarkan perbandingan antara daya yang diserap beban dengan tegangan sistem. Semakin besar daya yang digunakan pada tegangan tertentu, maka semakin besar pula arus yang mengalir pada penghantar. Persamaan arus nominal untuk sistem DC ditunjukkan pada Persamaan (2.19) sebagai berikut :

$$I_n = \frac{P}{V} \quad (2.19)$$

Untuk sistem arus bolak-balik satu fasa, arus nominal dipengaruhi oleh daya aktif yang digunakan, tegangan antara fasa dan netral, serta faktor daya ($\cos \varphi$). Faktor daya menunjukkan tingkat efisiensi penggunaan daya listrik pada beban. Semakin kecil nilai faktor daya, semakin besar arus yang diperlukan untuk menghasilkan daya yang sama. Persamaan arus nominal satu fasa ditunjukkan pada Persamaan (2.20) sebagai berikut :

$$I_{fasa} = \frac{P_{1fasa}(watt)}{V_{L-N} \times \cos \varphi} \quad (2.20)$$

Pada sistem tiga fasa, arus saluran dihitung berdasarkan daya total beban tiga fasa, tegangan antar fasa, dan faktor daya. Sistem tiga fasa umumnya digunakan pada instalasi industri maupun komersial karena lebih efisien dalam menyalurkan daya yang besar. Persamaan

arus saluran tiga fasa ditunjukkan pada Persamaan (2.21) sebagai berikut :

$$I_{line} = \frac{P_{3fasa}(watt)}{\sqrt{3} \times V_{L-L} \times \cos \varphi} \quad (2.21)$$

Setelah nilai arus nominal diperoleh, langkah berikutnya adalah menentukan kemampuan hantar arus (KHA) penghantar. Menurut PUIL 2020, setiap penghantar harus memiliki nilai KHA yang tidak lebih kecil dari arus yang mengalir di dalamnya. KHA didefinisikan sebagai kemampuan maksimum suatu penghantar untuk mengalirkan arus listrik secara kontinu tanpa menyebabkan temperatur penghantar melampaui batas yang diizinkan oleh material isolasinya. Nilai KHA dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain jenis material penghantar, luas penampang, suhu lingkungan, metode pemasangan, dan jumlah penghantar yang dipasang dalam satu jalur (BSN, 2020).

Untuk sirkit akhir, nilai KHA penghantar ditentukan sebesar 125% dari arus nominal beban. Faktor pengali 125% digunakan sebagai faktor keamanan agar penghantar tetap mampu beroperasi dengan aman meskipun terjadi kenaikan arus sesaat atau variasi beban selama operasi. Persamaan KHA sirkit akhir ditunjukkan pada Persamaan (2.22) sebagai berikut :

$$KHA = I_{OUT} MAX \times 125\% (Factor Safety) \quad (2.22)$$

Pada sistem pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), energi listrik yang dihasilkan modul fotovoltaik harus disalurkan menuju

inverter melalui kabel DC. Selama proses penyaluran tersebut, akan terjadi jatuh tegangan (*voltage drop*) akibat adanya hambatan listrik pada penghantar. Besarnya jatuh tegangan perlu dibatasi agar kehilangan daya dan penurunan efisiensi sistem tidak terlalu besar.

Sesuai standar *Standards* Australia AS/NZS 5033:2014, rugi tegangan pada sisi DC instalasi PV direkomendasikan tidak melebihi 3% dari tegangan kerja sistem. Oleh karena itu, pemilihan luas penampang kabel tidak hanya mempertimbangkan Kemampuan Hantar Arus (KHA), tetapi juga harus memenuhi batas jatuh tegangan yang diizinkan. Besarnya jatuh tegangan pada kabel PV dapat dihitung menggunakan persamaan (2.23) sebagai berikut :

$$V_d = \frac{I \times l \times 2 \times Z_c}{1000} \quad (2.23)$$

dengan:

V_d = Jatuh tegangan pada kabel (Volt)

I = Arus yang mengalir pada kabel (Ampere)

l = Panjang kabel satu arah (meter)

Z_c = Impedansi atau resistansi kabel per kilometer (Ω/km)

2 = Faktor jalur pergi dan kembali arus DC

1000 = Faktor konversi dari km ke m

Untuk mengetahui apakah nilai jatuh tegangan masih memenuhi standar, digunakan persamaan (2.24) sebagai berikut :

$$\%V_{drop} = \frac{V_d}{V_{mp} \times N_{string}} \times 100\% \quad (2.24)$$

dengan:

$\%V_{drop}$ = Persentase jatuh tegangan (%)

V_d = Jatuh tegangan kabel (V)

V_{mp} = Tegangan modul pada titik daya maksimum (*Maximum Power Voltage*)

N_{string} = Jumlah modul PV yang tersusun seri dalam satu string

Untuk sirkit cabang, nilai KHA ditentukan berdasarkan jumlah arus dari seluruh beban yang dilayani, dengan mempertimbangkan sirkit akhir yang memiliki arus terbesar. Persamaan KHA sirkit cabang ditunjukkan pada Persamaan (2.25) sebagai berikut :

$$I_Z \text{ cabang} = I_Z \text{ akhir terbesar} + \sum I_n \text{ beban lainnya} \quad (2.25)$$

Sedangkan untuk sirkit utama, nilai KHA ditentukan berdasarkan sirkit cabang dengan arus terbesar ditambah jumlah arus nominal beban lainnya yang dilayani oleh penghantar utama. Persamaan KHA sirkit utama ditunjukkan pada Persamaan (2.26) sebagai berikut :

$$I_Z \text{ utama} = I_Z \text{ cabang terbesar} + \sum I_n \text{ beban lainnya} \quad (2.26)$$

Keterangan :

I_n = Arus nominal (Ampere)

P = Daya (Watt)

V_{L-N} = Tegangan fasa dengan netral (Volt)

V_{L-L} = Tegangan fasa dengan fasa (Volt)

$\cos \phi$ = Faktor daya

I_z = KHA kabel penghantar (Ampere)

In terbesar = Arus nominal terbesar beban yang dilayani (A)

In lainnya = Arus nominal beban yang lainnya (A)

Berdasarkan nilai KHA yang telah diperoleh, luas penampang penghantar dapat ditentukan dengan mengacu pada tabel kemampuan hantar arus yang tercantum dalam PUIL 2020. Tabel tersebut telah disusun berdasarkan hasil pengujian dan mempertimbangkan berbagai kondisi operasi, seperti suhu lingkungan, metode pemasangan kabel, jenis isolasi, serta material penghantar yang digunakan. Pemilihan penghantar yang sesuai sangat penting untuk menghindari terjadinya pemanasan berlebih, penurunan efisiensi sistem, dan risiko gangguan kelistrikan seperti hubung singkat maupun kebakaran. Oleh karena itu, perhitungan arus nominal dan KHA penghantar menjadi salah satu tahapan utama dalam perancangan instalasi listrik yang aman, andal, dan sesuai standar (BSN, 2020; Prok, Tumaliang dan Pakiding, 2018).

2.5.2 Pengaman Instalasi Listrik

Pengaman instalasi listrik merupakan perangkat yang digunakan untuk melindungi instalasi, peralatan, dan manusia dari bahaya yang dapat ditimbulkan oleh gangguan kelistrikan, seperti arus lebih (*overload*), hubung singkat (*short circuit*), maupun gangguan lainnya yang dapat menyebabkan kerusakan peralatan atau kebakaran. Dalam sistem instalasi tenaga listrik, keberadaan perangkat pengaman menjadi

salah satu persyaratan utama yang harus dipenuhi untuk menjamin keselamatan ketenagalistrikan dan keandalan sistem. PUIL 2020 menjelaskan bahwa setiap instalasi listrik harus dilengkapi dengan sistem proteksi yang mampu memutus suplai listrik secara otomatis apabila terjadi kondisi abnormal yang dapat membahayakan penghantar maupun peralatan yang terhubung pada sistem. Proteksi tersebut dirancang agar dapat bekerja sebelum arus gangguan mencapai nilai yang dapat merusak instalasi listrik atau menimbulkan risiko terhadap keselamatan manusia (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2021).

Secara umum, pengaman instalasi listrik dibedakan menjadi beberapa jenis, antara lain sekering (*fuse*), *Miniature Circuit Breaker* (MCB), *Molded Case Circuit Breaker* (MCCB), dan berbagai perangkat proteksi lainnya seperti *Earth Leakage Circuit Breaker* (ELCB) dan *Residual Current Device* (RCD). Pada instalasi tegangan rendah, MCB dan MCCB merupakan perangkat proteksi yang paling banyak digunakan karena memiliki kemampuan untuk mendeteksi dan memutus arus gangguan secara otomatis serta dapat digunakan kembali setelah gangguan diatasi. Pemilihan jenis pengaman harus disesuaikan dengan karakteristik beban, kapasitas arus, tingkat hubung singkat, serta koordinasi proteksi yang diterapkan pada sistem instalasi listrik (BSN, 2020; Permen ESDM No. 7 Tahun 2021).

2.5.2.1 Perhitungan Kapasitas MCB

Pemilihan kapasitas *Miniature Circuit Breaker* (MCB) dan *Molded Case Circuit Breaker* (MCCB) merupakan salah satu tahapan penting dalam perancangan instalasi listrik. MCB dan MCCB berfungsi sebagai perangkat proteksi yang melindungi penghantar dan peralatan listrik dari gangguan arus lebih (*overload*) maupun arus hubung singkat (*short circuit*). Agar sistem proteksi dapat bekerja secara efektif, kapasitas pengaman harus disesuaikan dengan arus nominal beban yang dilayani. Pengaman yang memiliki rating terlalu kecil akan sering mengalami trip meskipun instalasi beroperasi secara normal, sedangkan pengaman dengan rating yang terlalu besar dapat mengurangi tingkat perlindungan terhadap penghantar dan peralatan listrik. Oleh karena itu, sebelum menentukan rating MCB atau MCCB, terlebih dahulu harus dihitung besarnya arus nominal beban berdasarkan daya yang digunakan, tegangan kerja, dan faktor daya sistem (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2021).

Pada sistem listrik satu fasa, arus nominal dihitung berdasarkan besarnya daya aktif yang digunakan oleh beban, tegangan antara fasa dan netral, serta faktor daya (*power factor*). Faktor daya menunjukkan perbandingan antara daya aktif dengan daya semu yang digunakan dalam sistem. Semakin kecil nilai faktor daya, maka semakin besar arus yang dibutuhkan untuk

menghasilkan daya yang sama. Oleh karena itu, faktor daya menjadi salah satu parameter penting dalam perhitungan kapasitas pengaman. Arus nominal pada sistem satu fasa dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.27) sebagai berikut :

$$I_n = \frac{P}{(V \times \cos \varphi)} \quad (2.27)$$

Pada sistem tiga fasa, perhitungan arus nominal sedikit berbeda karena melibatkan hubungan antara tiga penghantar fasa yang bekerja secara simultan. Sistem tiga fasa umumnya digunakan pada instalasi industri, gedung komersial, dan fasilitas yang memerlukan daya besar karena lebih efisien dalam penyaluran energi listrik dibandingkan sistem satu fasa. Arus nominal pada sistem tiga fasa dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.28) sebagai berikut :

$$I_n = \frac{P}{(\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi)} \quad (2.28)$$

Setelah nilai arus nominal diperoleh, langkah berikutnya adalah menentukan rating pengaman yang akan digunakan. Sesuai dengan ketentuan PUIL, perangkat proteksi harus memiliki kemampuan untuk mengalirkan arus normal secara kontinu tanpa mengalami pemutusan yang tidak diinginkan, namun tetap mampu memutus rangkaian ketika terjadi gangguan arus lebih. Untuk itu, rating MCB maupun MCCB umumnya ditentukan dengan memberikan faktor keamanan sebesar 115%

dari arus nominal beban. Faktor keamanan ini digunakan untuk mengantisipasi kenaikan arus sesaat yang dapat terjadi selama pengoperasian beban listrik (BSN, 2020). Perhitungan rating MCB dan MCCB dilakukan menggunakan persamaan (2.29) sebagai berikut :

$$Rating\ MCB = I_{OUT\ MAX} \times 115\% \ (Factor\ Safety) \quad (2.29)$$

Keterangan :

I_n = Arus nominal (Ampere)

P = Daya (Watt)

V = Tegangan (Volt)

$\cos \phi$ = Faktor daya

115% merupakan faktor keamanan arus beban lebih dengan standarisasi PUIL 2020.

2.5.3 Transformator *Step-Up*

Transformator *step-up* merupakan salah satu komponen utama dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi untuk menaikkan level tegangan dari sisi primer ke sisi sekunder dengan frekuensi yang tetap. Pada sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), transformator *step-up* digunakan untuk meningkatkan tegangan keluaran inverter yang umumnya berada pada level tegangan rendah atau menengah agar sesuai dengan level tegangan jaringan distribusi maupun transmisi yang akan diinterkoneksi. Penggunaan transformator *step-up* menjadi sangat penting karena penyaluran daya listrik pada tegangan yang lebih tinggi

mampu mengurangi rugi-rugi daya pada penghantar, meningkatkan efisiensi transmisi energi, serta memenuhi persyaratan teknis interkoneksi yang ditetapkan oleh penyelenggara sistem tenaga listrik (Kementerian ESDM, 2020; Thango dan Akumu, 2020).

Dalam sistem PLTS skala utilitas, transformator *step-up* ditempatkan setelah inverter sehingga energi listrik yang telah dikonversi menjadi arus bolak-balik (AC) dapat disalurkan ke jaringan pada level tegangan yang sesuai. Keandalan transformator sangat menentukan kontinuitas penyaluran daya karena kegagalan pada peralatan ini dapat menyebabkan pembatasan kapasitas pembangkit, penurunan kualitas daya, hingga terjadinya pemadaman pada titik interkoneksi. Oleh sebab itu, pemilihan spesifikasi transformator harus mempertimbangkan aspek kapasitas, efisiensi, kemampuan menahan harmonisa, kenaikan temperatur, serta kesesuaian terhadap standar sistem tenaga listrik yang berlaku (Thango dan Akumu, 2020).

2.5.3.1 Perhitungan Kapasitas Transformator Step-Up

Kapasitas transformator step-up umumnya ditentukan berdasarkan daya aktif keluaran PLTS dan faktor daya operasi sistem. Besarnya daya aktif keluaran PLTS dapat dihitung menggunakan persamaan (2.30) sebagai berikut :

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{inv} \quad (2.30)$$

Besarnya kapasitas daya semu transformator dapat dihitung menggunakan persamaan (2.31) sebagai berikut :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (2.31)$$

Keterangan :

S = kapasitas transformator (kVA)

P = daya aktif PLTS (kW)

Cos φ = faktor daya sistem.

Selain berdasarkan daya nominal PLTS, perhitungan kapasitas transformator juga perlu mempertimbangkan faktor pembebanan, profil produksi energi tahunan, kemampuan overload jangka pendek, dan ketentuan interkoneksi jaringan. Pendekatan ini bertujuan untuk memperoleh keseimbangan antara biaya investasi dan efisiensi operasi selama umur layanan transformator (Thango dan Akumu, 2020).

2.5.3.2 Pemilihan Rating Transformator untuk Interkoneksi PLTS

Pemilihan rating transformator untuk interkoneksi PLTS harus memperhatikan kapasitas pembangkit, level tegangan jaringan, kualitas daya, serta persyaratan *Grid Code* dan standar instalasi tenaga listrik yang berlaku. Rating transformator yang terlalu kecil dapat menyebabkan pembebanan berlebih, kenaikan temperatur, dan penurunan umur isolasi. Sebaliknya, rating yang terlalu besar dapat meningkatkan biaya investasi dan menurunkan efisiensi operasi akibat tingginya rugi-rugi tanpa beban (Kementerian ESDM, 2020; Thango dan Akumu, 2020).

Dalam praktiknya, kapasitas transformator untuk PLTS biasanya dipilih sebesar 110–125% dari kapasitas daya nominal inverter atau daya keluaran pembangkit. Pertimbangan ini dilakukan untuk mengakomodasi variasi iradiasi matahari, kenaikan temperatur lingkungan, kemungkinan ekspansi sistem, serta dampak harmonisa yang berasal dari inverter. Selain itu, transformator harus memenuhi spesifikasi tegangan nominal jaringan, kemampuan hubung singkat, sistem pembumian, dan koordinasi proteksi sebagaimana dipersyaratkan dalam PUIL 2020 dan ketentuan interkoneksi sistem tenaga listrik nasional (PUIL 2020; Kementerian ESDM, 2020).

Jika dalam perencanaan digunakan ketentuan bahwa transformator hanya dibebani maksimum 80% dari kapasitas nominalnya, maka rating transformator dapat ditentukan menggunakan persamaan (2.32) sebagai berikut :

$$\text{Rating Trafo} = \frac{100\%}{80\%} \times \text{Daya Semu (S)} \quad (2.32)$$

Keterangan :

Rating Trafo = kapasitas nominal transformator yang dipilih (kVA)

S = daya semu hasil perhitungan (kVA)

Prinsip penggunaan faktor 100%/80% atau 1,25 ini bertujuan agar transformator tidak beroperasi pada kondisi beban penuh secara terus-menerus. Pembebanan maksimum

sebesar 80% memberikan cadangan kapasitas untuk mengantisipasi kenaikan temperatur, fluktuasi daya keluaran PLTS, pertumbuhan kapasitas sistem di masa depan, serta menjaga umur isolasi transformator agar lebih panjang (PUIL, 2020).

Pada PLTS skala utilitas yang terhubung ke jaringan distribusi 20 kV, misalnya, keluaran inverter 0,4–0,8 kV umumnya dinaikkan menggunakan transformator step-up dengan konfigurasi tegangan 0,4/20 kV atau 0,8/20 kV. Pemilihan rating akhir dilakukan berdasarkan hasil studi aliran daya (*load flow*), studi hubung singkat (*short circuit*), serta evaluasi kualitas daya agar sistem mampu beroperasi secara andal dan memenuhi persyaratan teknis interkoneksi yang ditetapkan oleh operator jaringan (Kementerian ESDM, 2020; Handry dan Thiang, 2021).

2.5.4 Standar PUIL untuk Pemilihan Kabel dan MCB

Persyaratan Umum Instalasi Listrik (PUIL) 2020 merupakan standar nasional yang digunakan sebagai acuan dalam perancangan, pemasangan, pengoperasian, dan verifikasi instalasi listrik tegangan rendah di Indonesia. Dalam PUIL 2020, pemilihan kabel dan perangkat pengaman seperti *Miniature Circuit Breaker* (MCB) harus dilakukan berdasarkan prinsip keselamatan, keandalan, efisiensi energi, serta perlindungan terhadap bahaya listrik yang dapat menyebabkan kerusakan

peralatan maupun kebakaran. Standar ini merupakan adopsi dan harmonisasi dari seri IEC 60364 yang mengatur instalasi listrik tegangan rendah secara internasional sehingga penerapannya bertujuan untuk menjamin bahwa seluruh instalasi listrik beroperasi dalam batas aman yang telah ditentukan (BSN, 2020; Kementerian ESDM, 2021).

Dalam perencanaan instalasi listrik, pemilihan kabel tidak hanya didasarkan pada besar arus beban yang mengalir, tetapi juga mempertimbangkan kondisi pemasangan, suhu lingkungan, faktor koreksi, kemampuan penghantar terhadap arus hubung singkat, dan batas jatuh tegangan yang diperbolehkan. Sementara itu, MCB dipilih berdasarkan kemampuan proteksi terhadap arus lebih dan arus hubung singkat sehingga dapat memutuskan rangkaian secara otomatis sebelum penghantar mengalami kerusakan termal. Oleh karena itu, PUIL 2020 menekankan pentingnya koordinasi antara penghantar dan alat proteksi agar tercapai sistem distribusi tenaga listrik yang aman, andal, dan ekonomis (BSN, 2020; Siagian, 2025).

2.5.4.1 Persyaratan Pemilihan Kabel Menurut PUIL

Menurut PUIL 2020, pemilihan kabel penghantar harus didasarkan pada kemampuan hantar arus (KHA), yaitu arus maksimum yang dapat dialirkan secara terus-menerus tanpa melebihi batas temperatur isolasi kabel. Penentuan KHA dipengaruhi oleh metode pemasangan, suhu lingkungan, jumlah kabel dalam satu kelompok, jenis isolasi, serta kondisi ventilasi.

Jika kondisi pemasangan berbeda dari standar, maka perlu diterapkan faktor koreksi untuk memperoleh nilai KHA yang sesuai (BSN, 2020).

Selain itu, luas penampang penghantar harus mampu menahan pengaruh termal akibat arus hubung singkat selama waktu kerja perangkat proteksi. Oleh karena itu, pemilihan kabel seperti NYA, NYM, atau NYY harus disesuaikan dengan kondisi lingkungan, kebutuhan perlindungan mekanis, dan karakteristik beban agar dapat meningkatkan umur instalasi, mengurangi rugi-rugi daya, dan menjaga kontinuitas pelayanan tenaga listrik (BSN, 2020).

Pada sistem arus searah (DC), kabel yang digunakan mengacu pada standar EN 50618 atau TÜV 2Pfg 1169-08 dengan spesifikasi tahan terhadap cuaca, sinar ultraviolet, temperatur tinggi, serta mampu beroperasi pada tegangan DC hingga 1.000 Volt. Kapasitas hantar arus kabel DC berdasarkan luas penampang kabel ditunjukkan pada Tabel 2.1 berikut.

Tabel 2.1 Kapasitas hantar arus kabel DC berdasarkan luas penampang kabel

Penampang (mm ²)	Diameter (mm)	Berat (kg/km)	Open Air (A)	Surface (A)	Adjoining Surface (A)
2,5	4,8	42	41	39	33
4	5,3	57	55	52	44
6	5,9	76	70	67	57
10	7,0	120	98	93	79
16	8,2	179	132	125	107
25	10,8	294	176	167	142
35	11,9	390	218	207	176

Penampang (mm ²)	Diameter (mm)	Berat (kg/km)	Open Air (A)	Surface (A)	Adjoining Surface (A)
50	13,5	540	276	262	223
70	15,5	760	347	330	281
95	17,8	1.020	416	395	336
120	19,6	1.280	488	464	394
150	21,8	1.590	566	538	457
185	24,0	1.950	646	614	522
240	27,0	2.520	775	736	626
300	30,0	3.150	905	860	731
400	34,0	4.180	1.050	998	848
500	38,0	5.250	1.200	1.140	969
630	43,0	6.650	1.380	1.311	1.114

Sementara itu, kabel arus bolak-balik (AC) mengacu pada standar SNI 0225 (PUIL 2020) beserta amendemennya. Pemilihan luas penampang kabel dilakukan berdasarkan arus beban dengan memperhitungkan KHA sebesar 125% dari arus yang mengalir pada kabel. Besaran KHA kabel AC berdasarkan luas penampang penghantar ditunjukkan pada Tabel 2.2 berikut.

Tabel 2.2 Besaran KHA kabel AC yang diatur dalam PUIL 2020 berdasarkan luas penampang kabel

Jenis kabel	Luas Penampang (mm ²)	Inti Tunggal di Tanah (A)	Inti Tunggal di Udara (A)	2-Inti di Tanah (A)	2-Inti di Udara (A)	3-Inti & 4-Inti di Tanah (A)	3-Inti & 4-Inti di Udara (A)
1	2	3	4	5	6	7	8
NYY NYBY NYFGbY NYRGbY NYCY NYCWY NYSY NYCEY NYSEY NYHSY NYKY NYKBY NYKFGbY NYKRGbY	1,5	40	26	31	20	26	18,5
	2,5	54	35	41	27	34	25
	4	70	46	54	37	44	34
	6	90	58	68	48	56	43
	10	122	79	92	66	75	60
	16	160	105	121	89	98	80
	25	206	140	153	118	128	106
	35	249	174	187	145	157	131
	50	296	212	222	176	185	159
	70	365	269	272	224	228	202
	95	438	331	328	271	275	244
	120	499	386	375	314	313	282
	150	561	442	419	361	353	324
	185	637	511	475	412	399	371
	240	743	612	550	484	464	436
	300	843	707	525	590	524	481
	400	986	859	605	710	600	560

Jenis kabel	Luas Penampang (mm ²)	Inti Tunggal di Tanah (A)	Inti Tunggal di Udara (A)	2-Inti di Tanah (A)	2-Inti di Udara (A)	3-Inti & 4-Inti di Tanah (A)	3-Inti & 4-Inti di Udara (A)
	500	1125	1000	-	-	-	-

2.5.4.2 Persyaratan Proteksi Arus Lebih

PUIL 2020 mengatur bahwa setiap penghantar aktif harus dilindungi terhadap arus lebih yang dapat timbul akibat beban lebih (*overload*) maupun hubung singkat (*short circuit*). Arus lebih yang tidak segera diputus dapat menyebabkan peningkatan temperatur penghantar sehingga mempercepat degradasi isolasi, merusak peralatan listrik, bahkan memicu kebakaran instalasi. Oleh sebab itu, setiap sirkit wajib dilengkapi dengan alat proteksi yang mampu mendeteksi dan memutus arus gangguan secara otomatis dalam waktu yang sesuai dengan karakteristik penghantar yang dilindunginya (BSN, 2020).

Pada sistem kelistrikan, pemilihan perangkat proteksi harus disesuaikan dengan karakteristik penghantar yang digunakan. Pada sisi arus searah (DC), proteksi dirancang berdasarkan kemampuan kabel DC yang digunakan, yang umumnya memiliki tegangan kerja maksimum hingga 1.000 V DC. Perangkat proteksi yang digunakan dapat berupa fuse atau *Miniature Circuit Breaker* (MCB) khusus DC yang dirancang untuk memutus arus gangguan pada sistem arus searah. Penggunaan perangkat proteksi khusus DC diperlukan karena

karakteristik pemadaman busur api pada arus searah berbeda dengan arus bolak-balik (AC), sehingga diperlukan kemampuan pemutusan yang sesuai untuk menjamin keselamatan instalasi dan peralatan listrik (Kementerian ESDM, 2021).

Pada sisi arus bolak-balik (AC), pemilihan proteksi dilakukan berdasarkan kemampuan hantar arus kabel AC yang digunakan dalam instalasi. Perangkat proteksi yang umum digunakan adalah *Miniature Circuit Breaker* (MCB) atau *Moulded Case Circuit Breaker* (MCCB) yang dipilih sesuai dengan besarnya arus beban dan kemampuan penghantar. PUIL 2020 mensyaratkan bahwa rating arus pengaman harus disesuaikan dengan kemampuan hantar arus kabel sehingga penghantar tetap terlindungi dari pengaruh termal akibat arus lebih maupun hubung singkat. Oleh karena itu, nilai arus nominal pengaman harus lebih kecil atau sama dengan kemampuan hantar arus kabel yang dilindungi agar kabel tidak mengalami pemanasan berlebih sebelum perangkat proteksi bekerja (BSN, 2020). Besaran KHA gawai proteksi yang diatur dalam PUIL 2020 berdasarkan luas penampang kabel ditunjukkan pada Tabel 2.3 berikut.

Tabel 2.3 Besaran KHA gawai proteksi yang diatur dalam PUIL 2020 berdasarkan luas penampang kabel

Luas Penampang (mm²)	KHA Terus-Menerus (A)	KHA Pengenal Gawai Proteksi (A)
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	-	-

2.5.4.3 Koordinasi Kabel dan MCB

Koordinasi antara kabel dan MCB merupakan prinsip utama dalam desain sistem proteksi instalasi listrik. PUIL 2020 mensyaratkan bahwa rating arus pengaman harus dipilih berdasarkan hubungan antara arus beban, arus nominal pengaman, dan kemampuan hantar arus kabel. Tujuan utama koordinasi ini adalah memastikan bahwa alat proteksi akan bekerja terlebih dahulu sebelum penghantar mengalami pemanasan yang dapat merusak isolasi kabel. Apabila koordinasi tidak terpenuhi, maka penghantar dapat mengalami kerusakan termal meskipun pengaman masih dalam kondisi normal (BSN, 2020).

Pada aspek proteksi terhadap beban lebih, PUIL 2020 SNI 0225-4-43 Pasal 433.1 mensyaratkan koordinasi antara arus beban, gawai proteksi, dan kemampuan hantar arus penghantar dengan hubungan:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

dengan:

I_b = arus beban desain (A)

I_n = arus nominal MCB (A)

I_z = kemampuan hantar arus kabel (A)

Kemampuan Hantar Arus (KHA) merupakan besarnya arus maksimum yang dapat dialirkan secara kontinu oleh suatu penghantar tanpa menyebabkan suhu penghantar melebihi batas temperatur yang diizinkan berdasarkan jenis isolasi dan kondisi pemasangannya. Dalam PUIL 2020 yang mengadopsi SNI IEC 60364-5-52:2020, penghantar harus dipilih sedemikian rupa sehingga arus beban tidak melebihi Kemampuan Hantar Arus (KHA) penghantar atau memenuhi ketentuan $I_B \leq I_Z$, dengan I_B merupakan arus beban dan I_Z merupakan Kemampuan Hantar Arus penghantar. Ketentuan tersebut bertujuan untuk mencegah terjadinya pemanasan berlebih (*overheating*) yang dapat menurunkan umur isolasi, mengurangi keandalan sistem, bahkan berpotensi menimbulkan bahaya kebakaran pada instalasi listrik.

Berdasarkan ketentuan tersebut, suatu penghantar dinyatakan memenuhi persyaratan PUIL 2020 apabila arus yang mengalir tidak melebihi nilai Kemampuan Hantar Arus (KHA) penghantar atau memiliki persentase pembebanan paling tinggi sebesar 100% KHA. Sebaliknya, apabila arus beban melebihi nilai KHA, penghantar berada pada kondisi beban lebih (*overload*) sehingga tidak memenuhi persyaratan keselamatan instalasi listrik yang ditetapkan dalam PUIL 2020.

Untuk mempermudah evaluasi tingkat pemanfaatan kapasitas penghantar pada penelitian ini, persentase pembebanan KHA diklasifikasikan ke dalam beberapa kategori. Perlu diperhatikan bahwa PUIL 2020 tidak menetapkan batas pembebanan sebesar 80% KHA sebagai persyaratan teknis. Oleh karena itu, klasifikasi tersebut merupakan interpretasi teknis yang digunakan untuk menunjukkan tingkat pemanfaatan kapasitas penghantar, sedangkan acuan utama kesesuaian terhadap PUIL 2020 tetap didasarkan pada ketentuan bahwa arus beban tidak boleh melebihi Kemampuan Hantar Arus penghantar ($IB \leq IZ$). Klasifikasi persentase pembebanan KHA yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Kriteria Persentase Pembebanan Kemampuan Hantar Arus (KHA) Penghantar

Persentase Pembebanan KHA	Kriteria
$\leq 80\%$	Sangat aman
$>80\% - 100\%$	Memenuhi PUIL 2020
$>100\%$	Tidak memenuhi PUIL 2020

Berdasarkan Tabel 2.4, penghantar dengan persentase pembebanan hingga 100% KHA masih memenuhi persyaratan PUIL 2020 karena arus beban belum melampaui Kemampuan Hantar Arus penghantar. Sementara itu, pembebanan yang melebihi 100% KHA menunjukkan bahwa penghantar telah mengalami kondisi *overload* sehingga tidak memenuhi persyaratan keselamatan instalasi listrik. Adapun kategori $\leq 80\%$ KHA digunakan sebagai indikator bahwa penghantar masih memiliki cadangan kapasitas yang relatif besar, sehingga dapat memberikan fleksibilitas terhadap kemungkinan peningkatan beban pada masa mendatang.

2.5.4.4 Batas Jatuh Tegangan Menurut PUIL

Jatuh tegangan (*voltage drop*) merupakan penurunan tegangan yang terjadi sepanjang penghantar akibat adanya resistansi dan reaktansi kabel. Besarnya jatuh tegangan dipengaruhi oleh panjang penghantar, luas penampang kabel, material penghantar, faktor daya, dan besarnya arus beban yang mengalir. Nilai jatuh tegangan yang terlalu besar dapat menyebabkan peralatan listrik tidak bekerja pada tegangan

nominalnya sehingga menurunkan efisiensi, memperpendek umur peralatan, dan meningkatkan rugi-rugi daya dalam sistem distribusi (Pamungkas, 2024; BSN, 2020).

PUIL mensyaratkan bahwa jatuh tegangan dari titik suplai sampai titik beban pada kondisi operasi normal tidak boleh melebihi 4% dari tegangan nominal sistem. Ketentuan ini digunakan untuk menjamin kualitas tegangan yang diterima oleh peralatan listrik sehingga tetap berada dalam batas toleransi operasional. Apabila hasil perhitungan menunjukkan nilai jatuh tegangan melebihi batas yang diperbolehkan, maka solusi yang dapat dilakukan adalah memperbesar luas penampang penghantar, memperpendek jalur distribusi, atau melakukan redistribusi beban pada sistem kelistrikan (BSN, 2020; Pamungkas, 2024). Batas Jatuh Tegangan Menurut PUIL 2020 kabel ditunjukkan pada Tabel 2.5 berikut.

Tabel 2.5 Batas Jatuh Tegangan Menurut PUIL 2020

Parameter	Nilai Standar
Tegangan nominal sistem	230/400 V
Jatuh tegangan maksimum	4%
Tegangan jatuh maksimum pada sistem 230/400 V	9,2 V

2.6 Standar dan Pedoman Perancangan Interkoneksi PLTS *On-Grid*

Sistem interkoneksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *on-grid* merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang harus memenuhi ketentuan teknis, keselamatan, keandalan, serta kualitas daya agar dapat beroperasi secara paralel

dengan jaringan distribusi. Oleh karena itu, proses perancangan dan penyambungan PLTS ke jaringan distribusi tidak hanya mempertimbangkan aspek teknis pembangkit, tetapi juga harus mengacu pada standar dan regulasi yang ditetapkan oleh PT PLN (Persero). Standar tersebut mencakup persyaratan interkoneksi, kriteria perencanaan, spesifikasi peralatan, sistem proteksi, hingga konstruksi jaringan distribusi sehingga integrasi PLTS tidak menimbulkan gangguan terhadap kontinuitas maupun kualitas penyaluran tenaga listrik.

Beberapa standar yang menjadi acuan dalam perencanaan interkoneksi PLTS meliputi Peraturan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0064.P/DIR/2019 tentang Pedoman Penyambungan Pembangkit Energi Terbarukan ke Sistem Distribusi, SPLN K6.007-1:2024 tentang Pedoman Umum Perencanaan Pembangkit Energi Baru Terbarukan (EBT) Bagian 1: PLTS *On-Grid*, SPLN D5.005:2012 tentang Panduan Umum Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya, SPLN D3.022-2:2012 mengenai Persyaratan Umum dan Metode Uji Inverter PLTS, serta Buku 5 Standar Konstruksi Jaringan Tegangan Menengah PT PLN (Persero). Keseluruhan standar tersebut saling melengkapi dalam mengatur aspek perencanaan, instalasi, pengoperasian, serta integrasi PLTS ke sistem distribusi tenaga listrik (PT PLN (Persero), 2010; PT PLN (Persero), 2012a; PT PLN (Persero), 2012b; PT PLN (Persero), 2019; PT PLN (Persero), 2024a).

2.6.1 Peraturan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0064.P/DIR/2019 tentang Pedoman Penyambungan Pembangkit Energi Terbarukan ke Sistem Distribusi

Peraturan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0064.P/DIR/2019 merupakan regulasi yang mengatur tata cara penyambungan pembangkit energi terbarukan ke sistem distribusi PT PLN (Persero). Regulasi ini disusun sebagai pedoman dalam proses perencanaan, evaluasi, pembangunan, hingga pengoperasian pembangkit yang dihubungkan secara paralel dengan jaringan distribusi agar memenuhi aspek keselamatan, keandalan, kualitas daya, dan keamanan operasi sistem tenaga listrik.

Dalam peraturan tersebut dijelaskan bahwa setiap pembangkit yang akan diinterkoneksi wajib melalui proses *interconnection study* yang meliputi analisis aliran daya (*load flow analysis*), analisis hubung singkat (*short circuit analysis*), koordinasi sistem proteksi, analisis kualitas daya (*power quality*), serta analisis stabilitas sistem apabila diperlukan. Studi tersebut bertujuan untuk mengevaluasi kemampuan jaringan distribusi dalam menerima tambahan daya dari pembangkit tanpa menyebabkan gangguan terhadap operasi sistem tenaga listrik.

Selain persyaratan studi sistem, peraturan ini juga menetapkan bahwa pembangkit harus dilengkapi dengan sistem proteksi yang mampu mendeteksi kondisi abnormal pada jaringan distribusi sehingga pembangkit dapat terlepas secara otomatis ketika terjadi gangguan. Salah satu fungsi proteksi yang diwajibkan adalah anti-islanding, yaitu mekanisme yang mencegah

pembangkit tetap menyuplai beban ketika jaringan distribusi kehilangan sumber tegangan utama. Penerapan fungsi tersebut bertujuan untuk menjaga keselamatan personel, melindungi peralatan, serta mencegah terbentuknya pulau kelistrikan (*electrical island*) yang tidak terkendali.

Peraturan ini juga mengatur bahwa setiap titik sambung (*Point of Connection/POC*) harus dilengkapi dengan peralatan switching, sistem proteksi, sistem pengukuran, dan fasilitas komunikasi apabila diperlukan sehingga operasi pembangkit dapat dipantau dan dikendalikan sesuai ketentuan operasi sistem distribusi PT PLN (Persero) (PT PLN (Persero), 2019).

2.6.2 SPLN K6.007-1:2024 tentang Pedoman Umum Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya *On-Grid*

SPLN K6.007-1:2024 merupakan standar terbaru PT PLN (Persero) yang digunakan sebagai pedoman dalam proses perencanaan pembangkit listrik tenaga surya yang dioperasikan secara *on-grid*. Standar ini mengatur tahapan perencanaan secara sistematis mulai dari identifikasi potensi lokasi, analisis sumber energi surya, penentuan kapasitas pembangkit, pemilihan konfigurasi sistem, hingga evaluasi integrasi pembangkit terhadap sistem distribusi.

Dalam standar tersebut dijelaskan bahwa kapasitas PLTS harus ditentukan berdasarkan potensi iradiasi matahari, kebutuhan energi, luas area pemasangan modul fotovoltaik, karakteristik beban, serta kemampuan jaringan distribusi menerima tambahan daya. Selain itu, proses perencanaan juga harus mempertimbangkan aspek keselamatan, keandalan sistem, kemudahan operasi,

dan efisiensi investasi sehingga pembangkit dapat beroperasi secara optimal selama umur rancangannya.

SPLN K6.007-1:2024 juga menekankan pentingnya evaluasi teknis terhadap sistem distribusi sebelum interkoneksi dilakukan. Evaluasi tersebut meliputi analisis profil tegangan, pembebanan penghantar dan transformator, arus hubung singkat, koordinasi sistem proteksi, kualitas daya, serta kemungkinan terjadinya aliran daya balik (*reverse power flow*). Melalui evaluasi tersebut diharapkan integrasi PLTS tidak menyebabkan penurunan kualitas pelayanan maupun keandalan sistem distribusi tenaga listrik (PT PLN (Persero), 2024a).

2.6.3 SPLN D5.005:2012 tentang Panduan Umum Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya

SPLN D5.005:2012 merupakan standar yang memberikan panduan umum mengenai karakteristik, konfigurasi, prinsip kerja, komponen utama, serta pengoperasian sistem pembangkit listrik tenaga surya. Standar ini menjadi acuan dalam memahami struktur dasar sistem PLTS sebelum dilakukan proses perancangan maupun integrasi dengan jaringan tenaga listrik.

Berdasarkan standar tersebut, sistem PLTS pada umumnya terdiri atas modul fotovoltaik sebagai pembangkit energi listrik arus searah (*Direct Current/DC*), combiner box sebagai penggabung keluaran beberapa string modul, inverter sebagai pengubah energi listrik DC menjadi arus bolak-balik (*Alternating Current/AC*), transformator apabila diperlukan, sistem proteksi,

sistem distribusi internal, serta sistem monitoring untuk memantau kinerja pembangkit secara berkelanjutan.

Standar ini juga menjelaskan bahwa konfigurasi satu garis (*single line diagram*) PLTS dimulai dari modul fotovoltaik menuju combiner box, dilanjutkan ke inverter, bus AC, transformator, peralatan *switching*, hingga titik sambung ke jaringan distribusi. Selain itu, SPLN D5.005:2012 memberikan pedoman mengenai pemilihan kapasitas komponen, efisiensi sistem, rugi-rugi daya, instalasi, pengoperasian, dan pemeliharaan sehingga sistem PLTS dapat beroperasi secara aman, efisien, dan andal (PT PLN (Persero), 2012a).

2.6.4 SPLN D3.022-2:2012 tentang Persyaratan Umum dan Metode Uji Inverter PLTS

Inverter merupakan salah satu komponen utama pada sistem PLTS yang berfungsi mengubah energi listrik arus searah (*Direct Current/DC*) menjadi energi listrik arus bolak-balik (*Alternating Current/AC*) yang memiliki karakteristik sesuai dengan sistem tenaga listrik. Kinerja inverter sangat menentukan kualitas daya, efisiensi konversi energi, serta keberhasilan sinkronisasi pembangkit dengan jaringan distribusi.

SPLN D3.022-2:2012 menetapkan persyaratan teknis inverter yang meliputi karakteristik tegangan keluaran, frekuensi operasi, efisiensi konversi, kualitas bentuk gelombang, kemampuan sinkronisasi dengan jaringan, serta metode pengujian sebelum inverter dioperasikan pada sistem PLTS.

Selain karakteristik kelistrikan, standar tersebut juga mensyaratkan bahwa inverter harus memiliki berbagai fungsi proteksi, antara lain proteksi tegangan

lebih (*overvoltage*), tegangan rendah (*undervoltage*), frekuensi lebih (*overfrequency*), frekuensi rendah (*underfrequency*), arus lebih (*overcurrent*), serta fungsi anti-islanding. Persyaratan tersebut bertujuan agar inverter mampu menghentikan operasi secara otomatis ketika terjadi kondisi abnormal pada sistem distribusi sehingga keselamatan personel dan keandalan sistem tenaga listrik tetap terjaga.

Standar ini juga menetapkan bahwa inverter harus menghasilkan kualitas daya yang memenuhi batas distorsi harmonisa sehingga tidak menimbulkan gangguan terhadap sistem distribusi maupun peralatan listrik yang terhubung pada jaringan (PT PLN (Persero), 2012b).

2.6.5 Buku 5 Standar Konstruksi Jaringan Tegangan Menengah PT PLN (Persero)

Buku 5 Standar Konstruksi Jaringan Tegangan Menengah PT PLN (Persero) merupakan pedoman teknis yang mengatur standar konstruksi jaringan distribusi tegangan menengah agar memenuhi aspek keselamatan, keandalan, kemudahan operasi, dan kemudahan pemeliharaan. Standar ini mencakup ketentuan mengenai Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM), Saluran Kabel Tanah Tegangan Menengah (SKTM), penghantar, isolator, tiang, gardu distribusi, sistem pentanahan, serta berbagai peralatan hubung (*switching equipment*) yang digunakan pada jaringan distribusi.

Salah satu aspek penting dalam standar ini adalah penggunaan peralatan hubung sebagai sarana manuver sistem, isolasi daerah gangguan, serta pemeliharaan jaringan tanpa mengganggu kontinuitas penyaluran tenaga

listrik. Peralatan tersebut meliputi *Load Break Switch* (LBS), pemutus tenaga (*circuit breaker*), pemisah (*disconnecting switch*), dan berbagai perlengkapan switching lainnya yang disesuaikan dengan karakteristik sistem distribusi.

Dalam konteks interkoneksi pembangkit energi terbarukan, standar konstruksi ini memberikan pedoman mengenai pemilihan konfigurasi titik sambung, pemasangan peralatan *switching*, sistem pentanahan, serta koordinasi sistem proteksi sehingga integrasi pembangkit dapat dilakukan secara aman dan tetap mempertahankan tingkat keandalan jaringan distribusi. Penerapan standar konstruksi yang sesuai juga mendukung fleksibilitas operasi sistem, mempermudah proses manuver jaringan, serta meningkatkan keselamatan personel ketika dilakukan pemeliharaan maupun penanganan gangguan (PT PLN (Persero), 2010).

2.7 Analisis Kinerja Jaringan Distribusi

2.7.1 Profil Tegangan

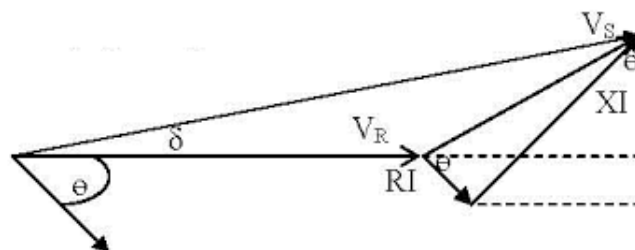
Profil tegangan menggambarkan kondisi tegangan pada setiap bus dan menjadi indikator penting kinerja serta keandalan sistem tenaga listrik, karena menunjukkan apakah tegangan berada pada nilai nominal atau mengalami penyimpangan akibat variasi beban, ketidakseimbangan aliran daya, dan rugi-rugi saluran (Addurat & Pasupuleti, 2020). Stabilitas tegangan ditunjukkan oleh kemampuan sistem mempertahankan tegangan dalam rentang 0,95–1,05 p.u, di mana nilai di bawah 0,95 p.u menunjukkan *undervoltage* dan di atas 1,05 p.u menunjukkan *overvoltage* yang dapat berdampak negatif pada peralatan

dan keandalan sistem (Said *et al.*, 2018). Analisis profil tegangan digunakan untuk mengidentifikasi bus dengan penyimpangan tegangan dan mendukung tindakan korektif, terutama saat terjadi perubahan beban atau gangguan, termasuk permasalahan jatuh tegangan yang dipengaruhi oleh panjang saluran, arus, beban, serta karakteristik penghantar (Addurat & Pasupuleti, 2020).

2.7.2 Jatuh Tegangan

Jatuh tegangan merupakan selisih tegangan antara sisi kirim dan sisi terima pada penghantar akibat resistansi dan reaktansi saluran, yang besarnya dipengaruhi oleh panjang saluran, besar beban dan arus, serta luas penampang penghantar, dan dinyatakan dalam volt atau persentase terhadap tegangan nominal (PT. PLN (Persero), 2007). Pada jaringan sederhana perhitungan dapat mempertimbangkan tahanan saluran, sedangkan pada sistem tegangan menengah yang kompleks pengaruh induktansi dan kapasitansi juga harus diperhitungkan. Jatuh tegangan yang besar dapat menyebabkan tegangan sisi beban turun di bawah nilai nominal dan berdampak merugikan pada peralatan listrik.

Diagram vektor arus dan tegangan pada saluran distribusi dapat digambarkan sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.13 berikut.



Gambar 2.13 Diagram Vektor Arus dan Tegangan Saluran Distribusi

(Sumber : Dicky, 2020)

Berdasarkan Gambar 2.13 diagram vektor arus dan tegangan pada saluran distribusi, dapat disimpulkan bahwa impedansi dan sifat reaktif saluran menyebabkan arus membentuk sudut terhadap tegangan, sehingga menimbulkan perbedaan antara tegangan sisi kirim dan sisi terima, yang dikenal sebagai jatuh tegangan (ΔV) (Syufrijal *et al.*, 2014). Maka, besar jatuh tegangan dapat dinyatakan dalam bentuk persamaan (2.33) sebagai berikut (Saadat, 1999):

$$\begin{aligned}
 V_s &= V_R + I \cdot R \cdot \cos \theta + I \cdot X \cdot \sin \theta \\
 V_s &= V_R + I (R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta) \\
 V_s - V_R &= I (R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta) \\
 \Delta V &= I(R \cos \theta + X \sin \theta)
 \end{aligned}
 \tag{2.33}$$

Sehingga, besar jatuh tegangan pada saluran satu fasa dapat ditentukan menggunakan persamaan (2.34) sebagai berikut (Gönen, 2008):

$$\Delta V = I \cdot l (R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta) \tag{2.34}$$

dengan:

ΔV = jatuh tegangan (V)

I = arus saluran (A)

R = resistansi saluran (Ω/km)

X = reaktansi saluran (Ω/km)

l = Panjang Saluran (km)

θ = Faktor Daya

Untuk saluran tiga fasa, nilai jatuh tegangan diperoleh dari hasil penjumlahan kontribusi masing-masing fasa (R, S, dan T). Besarnya jatuh tegangan pada sistem tiga fasa dapat dinyatakan menggunakan persamaan (2.35) sebagai berikut (Gönen, 2008):

$$\Delta V_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot I \cdot l (R \cos \theta + X \sin \theta)$$

Atau

(2.35)

$$\Delta V_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot I \cdot l (R \cos \theta + X \sin \theta)$$

dengan:

ΔV = jatuh tegangan (V)

I = arus saluran (A)

R = resistansi saluran (Ω/km)

X = reaktansi saluran (Ω/km)

l = Panjang Saluran (km)

θ = Faktor Daya

Hubungan antara jatuh tegangan dalam bentuk per unit, persentase, dan regulasi tegangan, sebagaimana ditunjukkan pada persamaan (2.36) sampai dengan persamaan (2.40), mengacu pada Hadi Saadat (1999). Hubungan antara jatuh tegangan dalam bentuk per unit dan persentase dinyatakan dalam persamaan (2.36) dan (2.37) sebagai berikut.

$$\Delta V_{pu} = \frac{\Delta V}{V_{base}} \quad (2.36)$$

$$\% \Delta V = V_{pu} \times 100 \quad (2.37)$$

Jatuh tegangan didefinisikan sebagai perbedaan antara tegangan pada sisi pengiriman dan tegangan pada sisi penerimaan tenaga listrik. Oleh sebab itu, besarnya jatuh tegangan yang diizinkan pada instalasi arus kuat hingga 1.000 V dinyatakan dalam bentuk persentase terhadap tegangan kerjanya (Septiani *et al.*, 2021). Secara matematis, hasil tegangan operasi dari besaran jatuh tegangan tersebut dapat dirumuskan dalam persamaan (2.38) sebagai berikut:

$$\Delta V = V_s - V_r \quad (2.38)$$

Sedangkan dalam bentuk regulasi tegangan (*voltage regulation*), besarnya jatuh tegangan dapat dinyatakan menggunakan Persamaan (2.39) sebagai berikut:

$$\% VD = \frac{VD}{V_{Kirim}} \times 100\% \quad (2.39)$$

Atau

$$\% \Delta V = \frac{Tegangan\ Operasi\ (V) - Tegangan\ Nominal\ (V)}{Tegangan\ Nominal\ (V)} \times 100\%$$

dengan:

V_s = tegangan pada pangkal pengiriman

V_r = tegangan pada ujung penerimaan

VD = tegangan jatuh

$\% \Delta V$ = regulasi tegangan

Dengan demikian, jatuh tegangan merupakan parameter penting dalam perencanaan dan pengoperasian sistem tenaga listrik, karena secara langsung memengaruhi kualitas tegangan, keandalan jaringan, dan kinerja peralatan listrik.

Evaluasi pengaruh integrasi PLTS terhadap kondisi tegangan dapat dilakukan dengan menghitung persentase perubahan tegangan antara kondisi eksisting dan kondisi setelah integrasi PLTS. Persentase perubahan tegangan menunjukkan besarnya peningkatan atau penurunan tegangan relatif terhadap kondisi awal sistem. Nilai perubahan yang positif menunjukkan adanya kenaikan tegangan, sedangkan nilai negatif menunjukkan penurunan tegangan setelah integrasi pembangkit terdistribusi (Pokhrel *et al.*, 2021).

Secara matematis, persentase perubahan profil tegangan dapat dihitung menggunakan persamaan (2.40) sebagai berikut:

$$\text{Perubahan Tegangan (\%)} = \frac{V_{PLTS} - V_{Eksisting}}{V_{Eksisting}} \times 100\%$$

Keterangan:

(2.40)

V_{PLTS} = Tegangan operasi setelah integrasi PLTS (V)

$V_{Eksisting}$ = Tegangan operasi setelah integrasi PLTS (V)

Persamaan tersebut digunakan untuk menentukan besarnya perubahan tegangan yang terjadi akibat integrasi PLTS pada suatu bus atau titik pengamatan dalam sistem distribusi. Semakin besar nilai persentase perubahan tegangan yang diperoleh, maka semakin besar pengaruh PLTS terhadap perbaikan profil tegangan jaringan. Namun demikian, peningkatan tegangan harus tetap berada dalam batas operasi yang diperkenankan agar tidak menyebabkan kondisi tegangan lebih (*overvoltage*) pada jaringan distribusi (Owosuhi *et al.*, 2024).

Adapun standar-standar jatuh tegangan pada sistem distribusi tenaga listrik berdasarkan SPLN D5.001:2007 adalah sebagai berikut:

1) Standar Jatuh Tegangan pada Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Pengaturan jatuh tegangan pada sistem distribusi tenaga listrik sangat penting untuk menjaga kualitas pelayanan, karena jatuh tegangan yang melebihi batas standar dapat menurunkan kinerja peralatan, meningkatkan rugi-rugi daya, dan melanggar standar mutu pelayanan. Oleh sebab itu, perencanaan dan pengoperasian jaringan distribusi, khususnya SUTM dengan panjang jaringan besar, harus mengacu pada pedoman teknis yang jelas. Acuan utama yang digunakan adalah SPLN D5.001:2007 yang merujuk pada SPLN 72:1987 sebagai dasar penetapan batas jatuh tegangan pada sistem distribusi.

2) Batas Jatuh Tegangan yang Diizinkan

Berdasarkan ketentuan dalam SPLN 72:1987 yang dirujuk oleh SPLN D5.001:2007, batas jatuh tegangan maksimum ditetapkan berbeda untuk setiap bagian sistem distribusi tenaga listrik. Pembagian ini bertujuan agar total jatuh tegangan dari gardu induk hingga titik pemakaian pelanggan tetap berada dalam batas yang dapat diterima. Tabel 2.6 menunjukkan batas jatuh tegangan

maksimum yang diizinkan pada masing-masing bagian sistem distribusi:

Tabel 2.6 Batas Jatuh Tegangan Maksimum pada Sistem Distribusi

Bagian Sistem	Batas Jatuh Tegangan Maksimum
Jaringan Tegangan Menengah (JTM/SUTM)	Batas toleransi maksimum adalah +5% hingga -10% dari tegangan nominalnya.
Transformator Distribusi	Maksimum 3 %
Jaringan Tegangan Rendah (JTR)	Maksimum 4 %
Sambungan Rumah (SR)	Maksimum 1 %
Total (GI – Pelanggan)	± 13 % (maksimum)

2.7.3 Daya Listrik

Usaha listrik terjadi akibat pergerakan elektron dari muatan negatif ke muatan positif melalui konduktor karena adanya beda potensial, yang menimbulkan arus listrik. Daya listrik didefinisikan sebagai laju penggunaan energi listrik atau kemampuan sistem listrik dalam melakukan usaha per satuan waktu, yang menunjukkan kapasitas konversi energi listrik ke bentuk energi lain (Qurrata A'yun, 2021). Daya listrik dinyatakan dalam satuan watt (W) atau kilowatt (kW), di mana satu watt setara dengan aliran arus satu ampere pada tegangan satu volt (Dicky, 2020). Hubungan matematis antara daya, tegangan, dan arus

dapat dinyatakan dalam persamaan (2.41) berikut (Nilsson and Riedel, 2015):

$$P = V \times I \quad (2.41)$$

Keterangan:

P : Daya listrik (W)

V : Tegangan listrik (V)

I : Arus listrik (A)

Pada rangkaian arus searah (DC), daya listrik dihitung dari perkalian tegangan dan arus tanpa faktor daya karena keduanya sefase (Qurrata A'yun, 2021). Energi listrik merupakan akumulasi pemakaian daya dalam selang waktu tertentu yang dinyatakan dalam Wh atau kWh, diukur menggunakan kWh meter, dan digunakan sebagai satuan penjualan energi listrik kepada konsumen (David, 2024).

1) Daya Aktif (P)

Daya aktif (*active power*) merupakan daya yang digunakan untuk menghasilkan kerja nyata dan dimanfaatkan langsung oleh beban, seperti panas, cahaya, dan energi mekanik, yang dinyatakan dalam satuan watt (W) (Dicky, 2020). Besarnya daya aktif dipengaruhi oleh faktor daya, yaitu cosinus sudut fasa antara tegangan dan arus, dengan perhitungannya dibedakan untuk sistem satu fasa dan tiga fasa sebagaimana dinyatakan pada persamaan (2.45) dan (2.46) (Hayt *et al.*, 2012).

Daya aktif pada sistem satu fasa dapat dinyatakan menggunakan Persamaan (2.42) sebagai berikut:

$$P = V \times I \times \cos \varphi \quad (2.42)$$

Daya aktif pada sistem tiga fasa dapat dinyatakan menggunakan Persamaan (2.43) sebagai berikut:

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \varphi \quad (2.43)$$

Keterangan:

P : Daya aktif (W)

V : Tegangan listrik (V)

I : Arus listrik (A)

Cos φ : Faktor daya

2.7.4 Rugi - Rugi Daya

Pada proses penyaluran energi listrik melalui jaringan transmisi dan distribusi, selalu terjadi rugi-rugi daya yang menyebabkan berkurangnya daya yang diterima oleh beban. Rugi daya terjadi akibat arus yang mengalir melalui penghantar yang memiliki tahanan dan reaktansi, sehingga sebagian energi listrik hilang selama proses penyaluran. Rugi daya didefinisikan sebagai selisih antara daya yang dikirim dari sumber dan daya yang diterima oleh beban (Arismunandar & Kuwahara, 1993; Ghofur B.M., 2017). Besarnya rugi daya aktif pada saluran juga dapat dirumuskan berdasarkan jumlah fasa sebagai berikut menggunakan Persamaan (2.44) (Gönen, 2008):

$$\text{Satu fasa:} \quad (2.44)$$

$$\Delta P = I^2 \times R \times l$$

Tiga fasa:

$$\Delta P = 3 \times I^2 \times l \times R$$

dengan keterangan:

ΔP adalah rugi daya aktif (Watt),

I arus saluran (Ampere),

R hambatan saluran (Ohm/km),

l panjang saluran (km),

dan angka 3 menunjukkan jumlah fasa pada sistem tiga fasa.

Sedangkan dalam bentuk regulasi rugi daya, persentase rugi-rugi daya dihitung berdasarkan perbandingan antara daya yang hilang pada saluran terhadap daya yang dikirim, sebagaimana dinyatakan dalam persamaan (2.45) sebagai berikut:

$$\%Losses = \frac{P_{loss}}{P_{kirim}} \times 100\%$$

dengan $P_{loss} = P_{kirim} - P_{terima}$

(2.45)

atau

$$\%Losses = \frac{P_{kirim} - P_{terima}}{P_{kirim}} \times 100\%$$

Salah satu indikator keberhasilan integrasi PLTS pada jaringan distribusi adalah terjadinya penurunan rugi-rugi daya dibandingkan kondisi eksisting. Untuk mengetahui besarnya pengaruh integrasi PLTS terhadap rugi-rugi daya, dilakukan perhitungan persentase perubahan losses antara kondisi sebelum dan sesudah integrasi PLTS.

Secara matematis, persentase perubahan rugi-rugi daya dapat dihitung menggunakan persamaan (2.46) sebagai berikut :

$$\text{Perubahan Losses (\%)} = \frac{P_{Loss,PLTS} - P_{Loss,Eksisting}}{P_{Loss,Eksisting}} \times 100\%$$

Keterangan:

$$P_{Loss,PLTS} = \text{rugi-rugi daya setelah integrasi PLTS (kW)} \quad (2.46)$$

$$P_{Loss,Eksisting} = \text{rugi-rugi daya sebelum integrasi PLTS (kW)}$$

Nilai perubahan *losses* yang negatif menunjukkan adanya penurunan rugi-rugi daya setelah integrasi PLTS, sedangkan nilai positif menunjukkan peningkatan rugi-rugi daya. Semakin besar nilai penurunan *losses* yang diperoleh, maka semakin efektif kontribusi PLTS dalam meningkatkan efisiensi penyaluran energi listrik pada sistem distribusi.

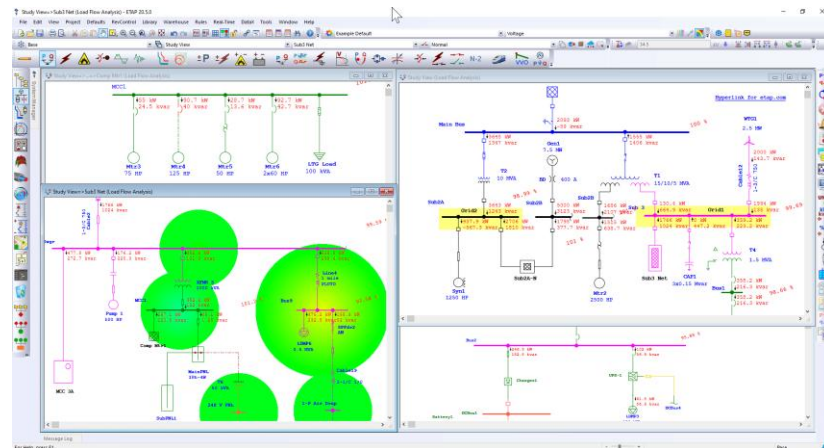
Berdasarkan SPLN No. 72 Tahun 1987 tentang Spesifikasi Desain untuk Jaringan Tegangan Menengah (JTM) dan Jaringan Tegangan Rendah (JTR), besarnya rugi daya pada sistem distribusi yang masih diperbolehkan untuk menjamin keandalan pelayanan adalah maksimum 5% dari daya yang disalurkan. Nilai tersebut digunakan sebagai batas evaluasi apakah suatu penyulang atau jaringan distribusi masih bekerja dalam kondisi yang layak atau sudah memerlukan tindakan perbaikan. Apabila persentase rugi daya melebihi 5%, maka jaringan dianggap mengalami kehilangan daya yang cukup besar sehingga dapat menurunkan efisiensi sistem, meningkatkan biaya operasi, dan

mengurangi kualitas pelayanan kepada pelanggan. Oleh karena itu, nilai rugi daya hasil pengukuran maupun simulasi umumnya dibandingkan dengan batas SPLN 72:1987 untuk menentukan tingkat kelayakan operasi suatu jaringan distribusi.

2.8 ETAP (*Electric Transient and Analysis Program*)

ETAP (*Electric Transient and Analysis Program*) merupakan perangkat lunak komprehensif yang digunakan untuk desain, simulasi, analisis, optimasi, dan perencanaan sistem tenaga listrik pada sektor pembangkitan, transmisi, distribusi, maupun industri. Perangkat lunak ini dilengkapi dengan fitur analisis yang lengkap serta antarmuka yang *user-friendly*, sehingga digunakan sebagai alat analisis teknis sekaligus media pembelajaran.

ETAP memungkinkan pemodelan sistem tenaga listrik melalui *single line diagram* untuk berbagai analisis, seperti *load flow*, *short circuit*, stabilitas sistem, harmonisa, koordinasi proteksi, dan pemantauan sistem secara *real-time*. ETAP juga didukung oleh basis data peralatan listrik yang lengkap serta fitur validasi model untuk meningkatkan akurasi hasil simulasi (Sneha Kulkarni & Sunil Sontakke, 2017). Tampilan antarmuka ETAP ditunjukkan pada Gambar 2.15 berikut.

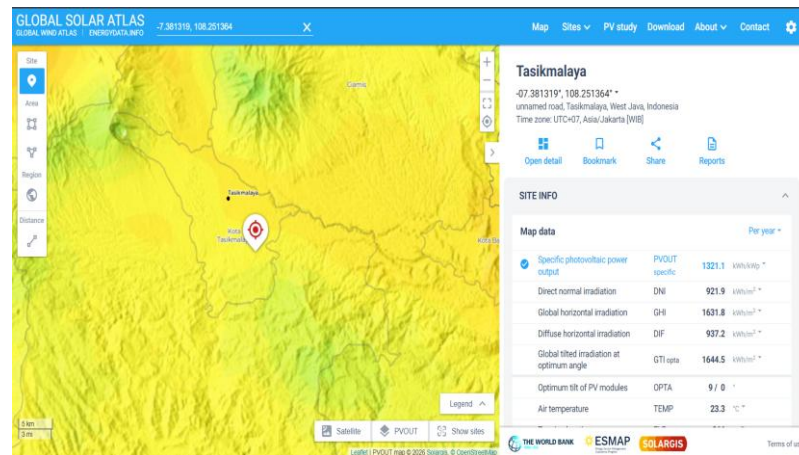


Gambar 2.14 ETAP (*Electric Transient and Analysis Program*)

(Sumber : ETAP, 2022)

2.9 Software Global Solar Atlas

Global Solar Atlas (GSA) merupakan inisiatif di bawah naungan Grup Bank Dunia dan *International Finance Corporation* (IFC) yang menyediakan akses terbuka data geospasial resolusi tinggi untuk mendukung pengembangan energi surya, khususnya di negara berkembang, dengan pendanaan dari *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP) (World Bank Group *et al.*, 2025). Berbasis model Solargis, GSA menyediakan parameter iradiasi utama seperti GHI, DNI, dan DIF dengan resolusi spasial hingga sekitar 250 meter, serta parameter *Photovoltaic Power Potential* (PVOUT) yang mengintegrasikan iradiasi dan faktor lingkungan untuk memperkirakan potensi produksi energi (World Bank Group *et al.*, 2025). Radiasi matahari sebagai faktor utama PLTS dinyatakan melalui iradiasi, yaitu energi radiasi yang diterima per satuan luas dalam periode tertentu (kWh/m^2 per hari), yang menjadi dasar perencanaan dan analisis kelayakan sistem fotovoltaik (Samsurizal *et al.*, 2021; Suhendar, 2022). Tampilan Global Solar Atlas dapat dilihat sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.16.



Gambar 2.15 Software Global Solar Atlas

(Sumber : globalsolaratlas.info)

2.10 Penelitian Terkait dan Kebaruan Penelitian

2.10.1 Penelitian Terkait

Berbagai penelitian mengenai pengaruh integrasi *Distributed Generation* (DG) dan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) terhadap kinerja jaringan distribusi telah banyak dilakukan dengan pendekatan, metode, dan lokasi studi yang beragam. Sebagian penelitian berfokus pada analisis profil tegangan dan rugi-rugi daya menggunakan metode aliran daya deterministik maupun probabilistik, sementara penelitian lainnya menitikberatkan pada optimasi lokasi dan kapasitas DG, batas penetrasi PLTS, stabilitas sistem, hingga aspek teknis dan ekonomi. Perbedaan karakteristik tersebut menunjukkan bahwa dampak integrasi PLTS sangat bergantung pada konfigurasi sistem, skala jaringan, serta metode analisis yang digunakan. Sebagai landasan dan pembandingan terhadap penelitian ini, beberapa penelitian terdahulu yang relevan dirangkum pada Tabel 2.7 berikut.

Tabel 2.7 Penelitian Terkait

No	Judul Jurnal	Nama Peneliti	Tempat dan Tahun Penelitian	Pembahasan Soal
1	Analisis Teknis Integrasi Plts Atap Pada Balai Latihan Kerja (Blk) Kabupaten Sukabumi	Eka Cipta Wibawa	Sukabumi, Indonesia, 2023	Skripsi ini menganalisis desain PLTS atap optimal di BLK Sukabumi dengan Helioscope, kemudian mengevaluasi dampaknya terhadap profil tegangan jaringan melalui analisis teknis dan simulasi <i>Quasi Dynamic</i> .
2	Analisis Probabilistik Pengaruh Integrasi 0,5 MWp PLTS ITN Malang terhadap Profil Tegangan Sistem Distribusi Singosari Penyulang Karangploso	Ahmad Iqbal Zajuli	Sistem Distribusi Singosari Penyulang Karangploso, Kabupaten Malang, Jawa Timur – 2022	Penelitian membahas pengaruh integrasi PLTS <i>On-Grid</i> 0,5 MWp terhadap profil tegangan sistem distribusi 20 kV. Analisis dilakukan dengan membandingkan kondisi <i>base case</i> dan kondisi setelah integrasi PLTS menggunakan analisis probabilistik aliran daya. Metode yang digunakan adalah <i>Monte Carlo Simulation</i> (MCS) dan <i>Gaussian Mixture Model</i> (GMM) untuk merepresentasikan variasi iradiasi matahari dan injeksi daya PLTS. Simulasi dilakukan menggunakan <i>DigSILENT PowerFactory</i> dan MATLAB untuk memperoleh PDF dan CDF tegangan pada beberapa bus kritis.

No	Judul Jurnal	Nama Peneliti	Tempat dan Tahun Penelitian	Pembahasan Soal
3	Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) <i>On-Grid</i> untuk Kebutuhan Listrik Laboratorium Teknik Universitas Jambi	Daniel David	Laboratorium Teknik Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi, Kabupaten Muaro Jambi – 2024	Penelitian membahas analisis potensi dan perencanaan PLTS <i>On-Grid</i> terpusat dengan pemasangan <i>ground mounted</i> untuk memenuhi kebutuhan listrik laboratorium teknik. Pembahasan meliputi analisis iradiasi matahari menggunakan <i>Global Solar Atlas</i> , desain sistem PLTS menggunakan Helioscope, perhitungan daya terpasang (89,1 kWp), produksi energi tahunan (112,9 MWh), serta analisis ekonomi berupa RAB, <i>Return on Investment</i> (ROI 58%), dan <i>Payback Period</i> 18 tahun.
4	Analisis Penempatan dan Kapasitas <i>Distributed Generation</i> (DG) terhadap Profil Tegangan dan Rugi Daya pada Penyulang Lipat Kain–Riau	Muhammad Dicky	Penyulang Lipat Kain, ULP Simpang Tiga, PT PLN (Persero) Wilayah Riau, Pekanbaru – 2020 (disahkan 2021)	Penelitian membahas pengaruh penempatan dan kapasitas <i>Distributed Generation</i> (DG) terhadap profil tegangan dan rugi-rugi daya pada jaringan distribusi 20 kV dengan karakteristik saluran sangat panjang (± 210 km). Analisis dilakukan menggunakan studi aliran daya metode Newton–Raphson pada ETAP 12.6. Lokasi optimal DG ditentukan dengan membandingkan dua metode <i>Voltage Sensitivity Index</i> (VSI) dan <i>Loss Sensitivity Factor</i> (LSF), serta diuji berbagai level injeksi daya (15%–90%) dan dua jenis DG yaitu DG <i>Photovoltaic</i> (P) dan DG <i>Steam Turbine</i> (P dan Q).

No	Judul Jurnal	Nama Peneliti	Tempat dan Tahun Penelitian	Pembahasan Soal
5	Analisis Aliran Daya Akibat Masuknya Pembangkit Energi Terbarukan Sistem Selselrabar Menggunakan ETAP 16.00	Padhlani Qurrata A'yun	Sistem Interkoneksi Sulawesi Selatan, Tenggara, dan Barat (Selselrabar), Makassar – 2021	Penelitian membahas analisis aliran daya sistem transmisi 150 kV Selselrabar akibat integrasi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Sidrap 75 MW dan PLTB Tolo Jeneponto 72 MW. Analisis dilakukan menggunakan <i>software</i> ETAP 16.00 dengan metode Newton–Raphson, pada dua kondisi operasi yaitu kondisi normal dan kontingensi N-1. Parameter yang dianalisis meliputi tegangan bus, daya aktif, daya reaktif, <i>losses</i> , serta <i>critical</i> dan <i>marginal voltage condition</i> saat terjadi pelepasan beban (Maros dan Sidrap).
6	<i>Comparison between Operating Modes of Distributed Generation on Profil Tegangan and Stability of Distribution Systems</i>	Sayed M. Said et al.	IEEE 33-bus system, 2018	Penelitian ini membandingkan mode operasi DG PQ dan PV terhadap profil tegangan, stabilitas tegangan, rugi daya, dan <i>maximum loading point</i> (MLP) menggunakan PSAT–MATLAB.

No	Judul Jurnal	Nama Peneliti	Tempat dan Tahun Penelitian	Pembahasan Soal
7	<i>Impact of Photovoltaic Penetration on Medium Voltage Distribution Network</i>	Mohammad Reza Maghami, Jagadeesh Pasupuleti, Chee Mei Ling	Jaringan MV 33/11 kV, Malaysia, 2023	Studi ini mengevaluasi pengaruh penetrasi PLTS terhadap profil tegangan, rugi-rugi daya, dan stabilitas jaringan tegangan menengah menggunakan DigSILENT. Analisis dilakukan pada kondisi beban puncak dan tanpa beban untuk melihat batas teknis penetrasi PV.
8	<i>The Impacts of Number of Solar Photovoltaic Units on Distribution Network Losses and Profil Tegangan</i>	Ahmed S. Addurat, Jagadeesh Pasupuleti	IEEE 33-bus test system, 2020	Penelitian ini mengkaji pengaruh jumlah unit PLTS (bukan hanya kapasitas) terhadap rugi daya dan profil tegangan jaringan distribusi. Simulasi dilakukan dengan variasi jumlah unit PVDG menggunakan MATLAB.
9	<i>Analisis PLTS On Grid</i>	Ryan Rezky Ramadhana, Muh. Iqbal M., Abdul Hafid, Adriani	Laboratorium Teknik Elektro Unismuh Makassar, Indonesia, 2022	Penelitian ini menganalisis kinerja PLTS <i>on-grid</i> tanpa baterai melalui pengukuran langsung daya panel, inverter, dan PLN untuk melihat kemampuan sistem dalam berbagi beban dan menghemat energi listrik.
10	<i>Impact on Voltage Regulation in Medium Voltage Distribution Networks Due to the Insertion of Photovoltaic Generators</i>	Gustavo F. de Negreiros, Fábio X. Lobo, Igor C. Torres, Chiguera Tiba	Jaringan MV–LV nyata, Brasil, 2023	Penelitian ini mengkaji dampak penetrasi PLTS terhadap regulasi tegangan dan frekuensi operasi tap changer pada jaringan MV–LV nyata menggunakan OpenDSS. Fokus diberikan pada variasi tegangan jangka pendek, unbalance fasa, dan peningkatan frekuensi operasi regulator akibat intermittensi PV.

Berdasarkan berbagai penelitian tersebut, dapat disimpulkan bahwa kajian integrasi PLTS pada sistem distribusi umumnya berfokus pada satu penyulang tertentu, sistem uji standar, analisis probabilistik, optimasi lokasi dan kapasitas DG, atau aspek regulasi tegangan serta ekonomi. Oleh karena itu, penelitian ini memiliki karakteristik yang berbeda, yaitu menganalisis kinerja sistem distribusi 20 kV pada Gardu Induk Tasikmalaya Baru Trafo 1 secara komprehensif dengan membandingkan kondisi sebelum dan sesudah integrasi PLTS *on-grid* berbasis *rooftop* Kampus 2 Universitas Siliwangi. Analisis dilakukan tidak hanya pada penyulang yang disalurkan, tetapi juga pada penyulang lain yang terhubung pada bus gardu induk yang sama, dengan fokus pada parameter profil tegangan dan rugi daya menggunakan *load flow*.

Tinjauan pustaka dan penelitian terdahulu tersebut menjadi landasan dalam penyusunan metode penelitian pada Bab III, khususnya dalam penentuan skenario simulasi serta pemilihan parameter sistem distribusi yang digunakan dalam analisis.

2.10.2 Kebaruan Penelitian

Penelitian ini memiliki kebaruan melalui pendekatan analisis komprehensif terhadap kinerja penyulang distribusi tegangan menengah 20 kV sebelum dan sesudah integrasi PLTS *on-grid* pada sistem distribusi nyata yang terhubung langsung dengan sistem PLN, bukan pada sistem mikrogrid tertutup maupun simulasi hipotetik.

Kebaruan utama penelitian ini terletak pada analisis komparatif perubahan profil tegangan dan rugi-rugi daya yang dilakukan secara simultan pada lima penyulang distribusi yang disuplai oleh Gardu Induk Tasikmalaya Baru Trafo 1. Pengkajian tidak hanya difokuskan pada Penyulang Ciledug (CLDG) sebagai penyulang yang menjadi lokasi integrasi PLTS, tetapi juga mencakup Penyulang Tamansari (TMSR), Cineam (CINE), Cibalong (CBLO), dan Lingkar Utara (LUTT) yang terhubung pada bus gardu induk yang sama. Selain itu, penelitian ini mengevaluasi secara menyeluruh sejauh mana integrasi PLTS *on-grid* memberikan dampak sistemik, baik terhadap penyulang yang secara langsung menerima injeksi daya maupun terhadap penyulang lain dalam satu sistem bus yang sama.

Kebaruan lainnya terletak pada penerapan simulasi aliran daya selama 24 jam penuh untuk merepresentasikan variasi operasi sistem distribusi secara dinamis. Simulasi dilakukan dengan mempertimbangkan pola pembebanan pada kondisi hari kerja (*weekday*) dan hari libur (*weekend*) berdasarkan profil konsumsi energi Kampus 2 Universitas Siliwangi sebagai lokasi integrasi PLTS. Analisis ini memungkinkan pengamatan yang lebih rinci terhadap perubahan profil tegangan dan rugi-rugi daya pada setiap jam operasi sistem. Selain itu, model sistem yang digunakan memanfaatkan data beban riil dari trafo distribusi pada masing-masing penyulang, sehingga hasil simulasi lebih merepresentasikan kondisi aktual jaringan

distribusi. Dengan demikian, penelitian ini mampu memberikan gambaran yang lebih menyeluruh mengenai perubahan profil tegangan dan rugi-rugi daya pada tingkat sistem distribusi gardu induk serta mengidentifikasi apakah dampak integrasi PLTS bersifat lokal pada penyulang tertentu atau menyebar terhadap penyulang lain dalam satu wilayah operasional distribusi.