

BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 Kajian yang relevan

Untuk mendukung penelitian ini diperlukan kajian yang relevan terhadap beberapa penelitian yang dilakukan oleh peneliti sebelumnya. Setelah dilakukan tinjauan pustaka terhadap beberapa penelitian, kemudian akan dilakukan analisa perbedaan, keunikan dibandingkan penelitian yang akan dilakukan. Dengan demikian, penelitian yang akan dilakukan merupakan suatu perkembangan dari penelitian yang sebelumnya, sehingga dapat terlihat jelas bahwa kajian yang sedang dilakukan bukan merupakan pengulangan atau duplikasi. Berdasarkan tinjauan yang sudah dilakukan terhadap beberapa sumber kepustakaan, ada beberapa pembahasan mengenai karya ilmiah terhadap pekerjaan rekonduktoring yang sebelumnya telah dibahas.

Pada penelitian yang berjudul “*Evaluating the Mechanical and Thermal Performance of High-Temperature Low Sag (HTLS) Conductors: A Comparative Study of ACCC, ACSS, and ACSR Conductors*”, menunjukkan bahwa konduktor ACCC memiliki kinerja terbaik dibanding ACSS, dan ACSR dalam aspek *sag–tension–temperature*, *creep*, dan *stress–strain*. ACCC memiliki susut yang paling rendah ($\approx 49,88\%$ pada $177\text{ }^{\circ}\text{C}$), *creep* 10-tahun terendah ($\approx 0,0347\%$), serta sifat elastis yang stabil dalam suatu pembebanan. Studi juga menunjukkan ACCC mampu meningkatkan *ampacity* hingga hampir dua kali lipat tanpa perubahan struktur menara serta memiliki total biaya terendah dalam analisis 30 tahun. Penelitian masih terbatas pada pengujian laboratorium dengan bentang pendek ($\pm 100\text{ m}$), dan kondisi lingkungan terkendali. Belum mengevaluasi performa HTLS pada kondisi lapangan nyata, seperti bentang panjang, pengaruh angin, es, korosi, UV, serta kondisi tropis. Selain itu, belum dikaitkan dengan analisis sistem tenaga (N-1, aliran daya, keandalan sistem), dan analisis tekno-ekonomi berbasis jaringan eksisting, khususnya untuk sistem transmisi tegangan menengah seperti 66 kV [3].

Selanjutnya pada penelitian yang berjudul “*A Cost–Benefit Framework to Evaluate Capacity Upgrade Options in Overhead Line Transmission Planning*”, penelitian ini mengembangkan tekno-ekonomi berbasis *Net Present Cost (NPC)* melalui alat REFA

(*Reconductoring Economic and Financial Analysis*) untuk membandingkan berbagai opsi peningkatan kapasitas transmisi, yaitu *reconductoring*, *rebuild*, dan *voltage upgrade*. Metode ini mengintegrasikan batasan teknis (*ampacity IEEE 738-2023*, dan *sag-tension CIGRÉ*) dengan analisis biaya jangka panjang, termasuk biaya konduktor, struktur, rugi-rugi daya, dan biaya kemacetan (*congestion*). Studi kasus pada lima saluran transmisi di Amerika Serikat (AS) menunjukkan bahwa rekonduktoring sering menjadi opsi paling ekonomis, terutama ketika umur sisa struktur masih panjang dan batas *sag* ketat. Pada penelitian ini belum memasukkan analisis aliran daya dan keandalan sistem (N-1, *voltage stability*, *reactive power constraint*) secara eksplisit. Selain itu, pendekatan masih berbasis asumsi lingkungan statis, dan data ekonomi AS, sehingga perlu adaptasi untuk kondisi sistem tenaga di negara berkembang. Studi ini juga belum mengkaji secara mendalam performa spesifik konduktor *HTLS* pada tegangan menengah (≤ 70 kV) serta belum divalidasi dengan studi operasional berbasis software analisis sistem tenaga (contoh *DIgSILENT/ETAP*)[4].

Pada penelitian yang berjudul “*Analisa Perbandingan Konduktor ACSR Hawk dan ACCC Amsterdam pada Rekonduktoring SUTET 500 kV di Suralaya–Cilegon*”, dilakukan perbandingan kinerja teknis konduktor *ACSR Hawk*, dan *ACCC Amsterdam* pada jalur SUTET 500 kV Suralaya–Cilegon. Hasil menunjukkan bahwa *ACCC Amsterdam* memiliki *ampacity* lebih tinggi (± 1100 – 1300 A) dibanding *ACSR Hawk* (± 700 – 800 A), rugi daya lebih rendah ($\pm 1,34$ MW vs $\pm 1,79$ MW), serta nilai *sag horizontal*, dan vertikal lebih kecil, sehingga lebih stabil terhadap kenaikan suhu. Penggunaan *ACCC* mampu menghasilkan penghematan energi sekitar ± 3942 MWh per tahun, meningkatkan efisiensi dan keandalan sistem transmisi. Penelitian ini masih berfokus pada perbandingan teknis satu segmen transmisi 500 kV, tanpa mengintegrasikan analisis keandalan sistem (N-1), studi aliran daya sistemik, atau evaluasi dampak terhadap operasi jaringan secara keseluruhan. Selain itu, analisis ekonomi belum dilakukan secara komprehensif berbasis *life cycle cost (LCC)*, *NPV*, atau *IRR*, serta belum mengkaji implementasi konduktor *HTLS* pada level tegangan yang lebih rendah (misalnya 66 kV atau 150 kV) dan kondisi sistem kelistrikan daerah [5].

Terdapat juga penelitian dengan judul “*Analisis Aliran Daya Reconductoring Saluran Transmisi Paiton–Kraksaan–Probolinggo 150 kV Terhadap Saluran yang Terimbas*”. Penelitian ini menganalisis dampak *reconductoring* saluran transmisi 150 kV Paiton–

Kraksaan–Probolinggo dari konduktor *TACSR* 330 mm² menjadi $2 \times \text{ACCC}/\text{TW}$ *Copenhagen* menggunakan simulasi *ETAP*. Hasil menunjukkan bahwa rekonduktoring meningkatkan kapabilitas transfer daya secara signifikan (misalnya saluran Paiton–Kraksaan meningkat dari ± 72 MW menjadi ± 136 MW). Namun selama tahapan pekerjaan (*open circuit/trip*), terjadi kenaikan pembebanan pada saluran yang terimbas, dengan kondisi kritis mencapai $\pm 89,22\%$ pada saluran Probolinggo–Gondangwetan. Setelah rekonduktoring selesai, sistem mampu mentransfer daya lebih besar meskipun beberapa saluran terhubung mengalami kenaikan *losses*, dan *loading*. Penelitian ini masih berfokus pada analisis aliran daya dan pembebanan jangka pendek selama tahapan *reconductoring*, tanpa mengkaji keandalan sistem jangka panjang (N-1, kontingensi berlapis). Selain itu, aspek mekanis konduktor (*sag-tension*, *clearances*), dan analisis tekno-ekonomi (*CAPEX*, *OPEX*, *NPV*, *LCC*) belum dibahas. Studi juga terbatas pada tegangan 150 kV, sehingga diperlukan penelitian lanjutan untuk tegangan lain (mis. 66 kV) dan kondisi sistem yang berbeda [6].

Penelitian lain juga membahas dengan judul “*Analysis of High-Ampacity and Low-Sag Conductors of 275 kV Overhead Transmission Lines Using Reconductoring Technique*”. Penelitian ini menganalisis peningkatan kinerja saluran transmisi 275 kV di Malaysia melalui teknik *reconductoring* dengan membandingkan konduktor *ACSR Zebra* terhadap *AAC Goldenrod*, *AAAC Yew*, *ACSS/TW Avocet*, *ACCC/TW Dublin*, serta *3M ACCR Drake & Curlevv*. Menggunakan perhitungan *ampacity* (*IEEE Std 738-2023*), dan *sag-tension* (*CIGRÉ*) berbasis simulasi *MATLAB*, hasil menunjukkan bahwa *ACSS/TW Avocet*, dan *ACCC/TW Dublin* mampu meningkatkan *ampacity* hingga $\approx 103\%$ pada 160 °C serta menurunkan *sag* hingga 28% pada 75 °C, tanpa melampaui batas maksimum *sag* 7,87 m. Konduktor *HTLS* terbukti efektif untuk meningkatkan kapasitas tanpa perubahan struktur menara. Studi ini terbatas pada analisis termal, dan mekanis (*ampacity-sag*), serta belum mengintegrasikan analisis sistem tenaga secara menyeluruh, seperti aliran daya, keandalan N-1, stabilitas tegangan, serta dampak operasional jaringan saat tahapan rekonduktoring. Selain itu, analisis tekno-ekonomi (*CAPEX*, *OPEX*, *NPV*, *LCC*) belum dilakukan dan validasi berbasis studi kasus lapangan pada tegangan menengah (mis. 66 kV) serta kondisi sistem kelistrikan Indonesia masih diperlukan [7].

Pada penelitian yang berjudul “*Beyond Traditional Conductors: Aluminium Conductor Composite Core’s Role in Next-Generation High Temperature-Low Sag Technologies – A Review*”. Penelitian ini merupakan *review* komprehensif mengenai konduktor *ACCC* (*Aluminium Conductor Composite Core*) sebagai bagian dari teknologi *High Temperature Low Sag (HTLS)*. Hasil kajian menunjukkan bahwa *ACCC* memiliki *ampacity* tertinggi, *sag* paling rendah, koefisien muai termal sangat kecil, serta kekuatan tarik dan ketahanan korosi yang unggul dibandingkan konduktor konvensional *ACSR*. Selain keunggulan teknis, *ACCC* juga memberikan manfaat lingkungan dan ekonomi, seperti penurunan rugi-rugi energi dan potensi pengurangan emisi CO₂ secara signifikan. Penelitian ini juga merangkum hasil penelitian terkait perilaku mekanis, termal, penuaan material, pengaruh lingkungan, serta inovasi manufaktur dan monitoring *ACCC*. Sebagian besar penelitian yang dilakukan masih berbasis pengujian laboratorium dan simulasi material, sehingga kinerja jangka panjang *ACCC* pada kondisi operasi nyata (*in-service performance*) belum banyak dilaporkan. Selain itu, kajian belum terintegrasi dengan analisis sistem tenaga, seperti aliran daya, keandalan N-1, stabilitas sistem, maupun analisis tekno-ekonomi berbasis jaringan eksisting. Penelitian lanjutan diperlukan untuk studi lapangan, tegangan menengah (≤ 70 kV), kondisi iklim tropis, serta evaluasi ekonomi menyeluruh (*LCC*, *NPV*, *IRR*) dalam konteks sistem transmisi actual [8].

Selanjutnya penelitian yang berjudul “*Comparative Economic Analysis of Transmission Lines Adopted for Energy-Saving Conductors Considering Life Cycle Cost*”. Penelitian ini menyusun model *Life Cycle Cost (LCC)* untuk membandingkan konduktor konvensional, dan *energy-saving conductors* pada proyek saluran transmisi 220 kV di Tiongkok. Hasil menunjukkan bahwa biaya operasi (65–66,2%), khususnya biaya rugi-rugi energi, merupakan komponen terbesar *LCC*. Konduktor JLHA3-425 (*medium-strength aluminum alloy stranded wire*) memiliki *LCC* terendah ($\approx 22.891,66$ k\$), dan kinerja ekonomi terbaik berdasarkan indikator *ENPV* positif, *EIRR* tertinggi ($\approx 11,28\%$), dan *DPP* terpendek dibandingkan skema lain. Studi juga menunjukkan bahwa penggunaan konduktor hemat energi meningkatkan manfaat penjualan listrik dan reduksi emisi karbon sepanjang umur proyek. Studi ini berfokus pada evaluasi ekonomi makro berbasis *LCC*, dan indikator finansial, namun belum mengintegrasikan analisis sistem tenaga secara komprehensif, seperti aliran daya, keandalan N-1, dan stabilitas tegangan. Selain itu, penelitian terbatas pada studi kasus 220 kV di Tiongkok,

sehingga belum merepresentasikan kondisi jaringan transmisi tegangan menengah (mis. 66 kV), dan karakteristik operasional sistem kelistrikan Indonesia. Aspek mekanis konduktor (*sag-tension*, *clearances* aktual) serta validasi berbasis simulasi sistem (*ETAP/DIgSILENT*) juga belum dikaji secara mendalam [9].

Terdapat juga penelitian dengan judul “*Conductor Sag Comparison for 132 kV Overhead Transmission Line Improvement in Malaysia*”. Penelitian ini menganalisis perbandingan sag konduktor untuk peningkatan kinerja saluran transmisi 132 kV di Malaysia menggunakan metode *reconductoring*. Hasil menunjukkan bahwa konduktor HTLS tipe ACCR memberikan pengurangan sag terbesar ($\pm 36\text{--}40\%$), diikuti oleh AAAC ($\pm 26\text{--}35\%$), dan beberapa tipe ACSR berstranding tinggi (hingga $\pm 22\%$) dibandingkan konduktor eksisting ACSR Batang. Studi menegaskan bahwa *reconductoring* dengan HTLS mampu meningkatkan *clearance* ke tanah tanpa modifikasi struktur menara, sehingga cocok untuk wilayah dengan keterbatasan ROW dan kondisi iklim tropis Malaysia. Penelitian ini berfokus pada analisis mekanis (*sag-tension*) saja, tanpa mengintegrasikan analisis kelistrikan sistem tenaga, seperti *ampacity* aktual berbasis aliran daya, keandalan sistem (N-1), atau dampak operasional terhadap jaringan secara keseluruhan. Selain itu, aspek ekonomi (*CAPEX*, *OPEX*, *LCC*, *NPV*) tidak dievaluasi, sehingga belum memberikan dasar pemilihan konduktor yang optimal secara tekno-ekonomi. Studi ini juga terbatas pada tegangan 132 kV, sehingga diperlukan penelitian lanjutan pada tegangan lain (mis. 66 kV) dan konteks sistem kelistrikan berbeda, seperti jaringan transmisi Indonesia [10].

Penelitian lain juga membahas terkait judul “*Pemakaian Temporary Tower untuk Optimalisasi Penyelesaian Rekonduktoring dan Penggantian Tower Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV*”. Penelitian ini menganalisis penggunaan *temporary tower* sebagai metode percepatan pekerjaan rekonduktoring dan penggantian tower SUTT 150 kV. Hasil menunjukkan bahwa pemakaian *temporary tower* mampu mengurangi durasi pemadaman secara signifikan dari 148 hari menjadi 16 hari (penurunan $\pm 89\%$) dan mempercepat penyelesaian proyek 15 hari lebih awal. Meskipun terdapat penambahan biaya investasi sebesar $\pm \text{Rp}1,87$ miliar, biaya tersebut jauh lebih kecil dibandingkan kerugian ekonomi akibat pemadaman ($\pm \text{Rp}42,13$ miliar). Penelitian juga menghasilkan pemilihan konduktor $2 \times \text{TACSR } 410/67 \text{ mm}^2$ yang mampu meningkatkan kapasitas penghantar hingga $\pm 5.432 \text{ A}$ pada

konfigurasi dua sirkit. Penelitian ini berfokus pada aspek manajemen konstruksi, jadwal, dan biaya pemadaman, namun belum mengintegrasikan analisis teknis sistem tenaga secara mendalam, seperti aliran daya, keandalan N-1, stabilitas tegangan, dan rugi-rugi daya pasca rekonduktoring. Selain itu, evaluasi performa mekanis konduktor (*sag–tension, clearance*) dan analisis tekno-ekonomi jangka panjang (*LCC, NPV, IRR*) belum dikaji. Studi juga terbatas pada tegangan 150 kV, sehingga masih terbuka peluang penelitian lanjutan pada tegangan lain (mis. 66 kV) dan kondisi sistem transmisi yang berbeda [11].

Pada penelitian yang berjudul “*Study of ACSR Conductor Characteristics on Power Losses and Voltage Drop in 500 kV Transmission Lines: A Case Study at Krian–Ungaran*”. Penelitian ini menganalisis kinerja konduktor ACSR tipe Dove (327,77 mm²) pada saluran transmisi 500 kV Krian–Ungaran sepanjang 251 km dengan metode perhitungan manual berbasis data operasi harian selama satu bulan. Hasil menunjukkan bahwa regulasi tegangan masih berada dalam batas aman ($2,76\text{--}3,39\% < 10\%$), namun terjadi rugi-rugi daya yang signifikan, dengan nilai tertinggi 16,79 MW, terendah 6,01 MW, dan total bulanan 272,92 MW (rata-rata 9,09 MW/hari). Temuan ini menegaskan bahwa meskipun ACSR unggul secara mekanis dan biaya awal, efisiensi listriknya rendah pada saluran jarak jauh, terutama akibat resistansi dan pengaruh kenaikan suhu. Penelitian ini hanya berfokus pada analisis kinerja konduktor ACSR, tanpa melakukan perbandingan dengan konduktor alternatif (mis. ACCC/HTLS). Selain itu, analisis masih bersifat perhitungan manual, belum terintegrasi dengan simulasi sistem tenaga (*ETAP/DigSILENT*), analisis keandalan (N-1), maupun evaluasi tekno-ekonomi jangka panjang (*CAPEX, OPEX, LCC, NPV*). Studi ini juga belum mengkaji strategi peningkatan kapasitas seperti rekonduktoring yang relevan untuk optimalisasi jaringan transmisi [12].

Selanjutnya penelitian yang berjudul “*Upgrading of Transmission Lines by Means of HTLS Conductors for a Sustainable Growth: Challenges, Opportunities, and Research Needs*”. Artikel ini merupakan review komprehensif mengenai metode upgrading saluran transmisi melalui *reconductoring* menggunakan konduktor *High Temperature Low Sag (HTLS)*. Hasil kajian menunjukkan bahwa HTLS (ACSS, ACCC, ACCR, TACSR, dll.) mampu meningkatkan kapasitas hantar arus lebih dari 50%, mengurangi sag pada suhu tinggi, serta menghindari kebutuhan pembangunan ROW baru. Studi ini juga menegaskan bahwa HTLS efektif untuk

mengatasi kontingensi jaringan, mendukung integrasi energi terbarukan, dan meningkatkan fleksibilitas operasi sistem. Namun, biaya konduktor *HTLS* relatif lebih tinggi dan rugi-rugi daya dapat meningkat pada operasi suhu tinggi. Meskipun bersifat sangat komprehensif, studi ini bersifat konseptual dan review, sehingga belum menyediakan studi kasus terapan berbasis sistem tenaga spesifik, khususnya analisis aliran daya, keandalan N-1, dan stabilitas sistem *pasca reconductoring*. Selain itu, validasi lapangan jangka panjang, analisis pada level tegangan menengah (≤ 70 kV), serta kajian tekno-ekonomi terintegrasi (*CAPEX*, *OPEX*, *LCC*, *NPV*) untuk kondisi sistem tertentu (misalnya sistem kelistrikan Indonesia) masih terbuka luas sebagai peluang penelitian lanjutan [13].

Berikut ini adalah rangkuman dari penelitian terdahulu :

Tabel 2. 1 *Systematic Literature Review* (SLR)

No	Judul Penelitian	Author	Tahun	Hasil Penelitian Utama	<i>Research Gap</i>
1	<i>Evaluating the Mechanical and Thermal Performance of High-Temperature Low Sag (HTLS) Conductors: A Comparative Study of ACCC, ACSS, and ACSR Conductors</i> [3]	Pooya Parvizi et al.	2025	<i>ACCC</i> menunjukkan kinerja terbaik dari sisi <i>sag</i> rendah, <i>creep minimum</i> , <i>ampacity</i> tinggi, serta biaya siklus hidup terendah dibanding <i>ACSS</i> dan <i>ACSR</i> .	Studi masih berbasis laboratorium & bentang pendek, belum diuji pada sistem transmisi nyata, belum dikaitkan dengan aliran daya dan keandalan N-1.
2	<i>A Cost–Benefit Framework to Evaluate Capacity Upgrade Options in Overhead Transmission Planning</i> [4]	Youba Nait Belaid; Miguel Heleno	2025	<i>Reconductoring</i> sering menjadi opsi paling ekonomis dibanding <i>rebuild/voltage uprating</i> berdasarkan <i>Net Present Cost (NPC)</i> .	Belum mengintegrasikan simulasi sistem tenaga, analisis N-1, dan kondisi jaringan negara berkembang.

3	Analisa Perbandingan Konduktor <i>ACSR Hawk</i> dan <i>ACCC Amsterdam</i> pada Rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya–Cilegon[5]	Ujang Wiharja; Muhammad Faqih	2025	<i>ACCC Amsterdam</i> meningkatkan <i>ampacity</i> , menurunkan rugi daya, dan meningkatkan efisiensi energi tahunan.	Fokus teknis lokal, belum ada analisis ekonomi jangka panjang dan keandalan sistem.
4	Analisis Aliran Daya <i>Reconductoring</i> Saluran Transmisi 150 kV Paiton–Kraksaan–Probolinggo[6]	Rohmanita Duanaputri et al.	2022	<i>Reconductoring</i> meningkatkan kapasitas transfer daya, namun selama pekerjaan terjadi kenaikan loading saluran terimbas.	Belum mengkaji aspek mekanis konduktor, analisis ekonomi, dan keandalan pasca proyek.
5	<i>Analysis of High-Ampacity and Low-Sag Conductors of 275 kV Overhead Transmission Lines</i> [7]	Matiullah Ahsan et al.	2025	Konduktor <i>HTLS (ACCC, ACSS)</i> mampu meningkatkan <i>ampacity</i> >100% dan menurunkan sag signifikan.	Terbatas pada analisis termal–mekanis, tanpa studi aliran daya dan ekonomi.
6	<i>Beyond Traditional Conductors: Aluminium Conductor Composite Core's Role in HTLS Technologies (Review)</i> [8]	Pooya Parvizi et al.	2025	<i>ACCC</i> unggul pada <i>ampacity</i> , <i>sag</i> , ketahanan korosi, dan efisiensi energi, serta berpotensi menurunkan emisi.	Mayoritas studi review & simulasi, belum banyak studi lapangan terintegrasi.
7	<i>Comparative Economic Analysis of Transmission Lines Adopted for Energy-Saving Conductors</i> [9]	Lanxin Fan et al.	2024	Biaya rugi daya mendominasi LCC; konduktor hemat energi memberikan <i>ENPV</i> dan <i>EIRR</i> tertinggi.	Tidak mempertimbangkan keandalan sistem, kondisi iklim, dan tegangan menengah.

8	<i>Conductor Sag Comparison for 132 kV Overhead Transmission Line Improvement in Malaysia</i> [10]	H. M. Luqman et al.	2020	<i>HTLS (ACCR)</i> memberikan reduksi sag terbesar tanpa modifikasi struktur.	Fokus mekanis saja, tanpa analisis aliran daya dan ekonomi.
9	Pemakaian <i>Temporary Tower</i> untuk Optimalisasi Penyelesaian Rekonduktoring SUTT 150 kV[11]	Muhammad Iqbal; Haryo Dwito Armono	2023	<i>Temporary tower</i> menurunkan durasi pemadaman hingga 89% dan mengurangi kerugian ekonomi.	Belum mengevaluasi kinerja sistem tenaga pasca rekonduktoring.
10	<i>Study of ACSR Conductor Characteristics on Power Losses and Voltage Drop in 500 kV Transmission Lines: A Case Study at Krian–Ungaran</i> [12]	Puji Slamet et al.	2025	<i>ACSR</i> masih memenuhi regulasi tegangan, tetapi menghasilkan rugi daya tinggi pada saluran panjang.	Tidak membandingkan dengan konduktor alternatif (<u>HTLS</u>) dan tanpa simulasi sistem.
11	<i>Uprating of Transmission Lines by Means of HTLS Conductors for a Sustainable Growth: Challenges, Opportunities, and Research Needs</i> [13]	Jordi-Roger Riba et al.	2020	<i>HTLS</i> efektif untuk uprating kapasitas, menghindari pembangunan ROW baru, dan mendukung EBT.	Bersifat konseptual, belum ada studi kasus terapan berbasis sistem nyata.

Perbedaan hasil penelitian ini dapat dilihat bahwa penelitian yang akan dilakukan ini mengusung pendekatan yang komprehensif terhadap evaluasi proyek rekonduktoring saluran transmisi dengan fokus pada sistem radial SUTT 66 kV di wilayah Belitung. Sistem ini memiliki karakteristik unik karena tidak terhubung dengan jaringan interkoneksi besar, sehingga setiap gangguan atau pekerjaan pemeliharaan, termasuk rekonduktoring, dapat berdampak signifikan terhadap kontinuitas suplai listrik. Hal ini membedakan penelitian ini dari mayoritas studi

sebelumnya yang berfokus pada jaringan interkoneksi berskala besar. Penelitian yang penulis lakukan ini memiliki keunikan karena mengevaluasi rekonduktoring pada sistem transmisi radial di wilayah kepulauan dengan pendekatan simultan antara simulasi keandalan sistem tenaga (*DIgSILENT PowerFactory*), evaluasi ekonomi (*NPV*, *IRR*, *BCR*, *PP*), dan analisis pelaksanaan proyek. Pendekatan ini belum ditemukan dalam literatur sebelumnya, yang umumnya terbatas pada evaluasi teoritis *LCC*, perbandingan jenis konduktor, atau efisiensi waktu konstruksi saja.

2.2 Sistem tenaga listrik

Sistem tenaga listrik adalah jaringan terintegrasi dari komponen-komponen listrik yang digunakan untuk menghasilkan (pembangkit), mentransmisikan (transmisi), dan mendistribusikan (distribusi) energi listrik kepada konsumen akhir. Sistem ini mencakup berbagai elemen seperti generator, transformator, saluran transmisi, dan peralatan distribusi yang saling terhubung untuk memastikan pasokan listrik yang andal dan efisien. Secara garis besar sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga bagian sub sistem, yaitu : [14]

a. Sistem pembangkit tenaga listrik

Sistem pembangkit tenaga listrik adalah merupakan sistem untuk mengubah energi primer (seperti bahan bakar fosil, air, angin, atau surya) menjadi energi listrik menggunakan generator. Komponen utama dari sistem pembangkit meliputi generator dan gardu induk pembangkit.

b. Sistem transmisi tenaga listrik

Sistem transmisi tenaga listrik berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit ke pusat beban melalui saluran tegangan tinggi untuk meminimalkan rugi daya. Komponen utama dari sistem transmisi meliputi jaringan transmisi atau saluran transmisi, gardu induk, jaringan sub-transmisi.

c. Sistem distribusi tenaga listrik

Sistem distribusi tenaga listrik adalah mendistribusikan energi listrik dari gardu induk ke konsumen akhir dengan tegangan yang sesuai untuk penggunaan rumah tangga, komersial, atau industri. Komponen dari sistem distribusi meliputi gardu distribusi, jaringan distribusi sekunder, beban listrik atau pelanggan.

2.3 Sistem transmisi listrik

Sistem transmisi listrik ini berfungsi untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit menuju ke beban pelanggan sehingga energi listrik ini dapat digunakan oleh konsumen listrik. Penyaluran ini dilakukan menggunakan saluran transmisi, baik saluran udara maupun saluran bawah tanah. Menurut jenis penyalurannya, sistem transmisi dibagi menjadi dua: [15]

- a. Saluran udara (*overhead transmission lines*) yaitu menggunakan kabel telanjang yang digantung pada tiang atau menara transmisi dengan isolator.
- b. Saluran bawah tanah (*underground transmission lines*) yaitu menggunakan kabel yang ditanam di bawah permukaan tanah, lebih mahal namun lebih estetik dan tahan terhadap gangguan cuaca.

Kebanyakan sistem transmisi menggunakan arus bolak-balik (ac), karena kemudahan dalam transformasi tegangan dengan transformator. Dan saat ini untuk arus searah (dc) mulai dikembangkan karena efisiensinya dalam penyaluran jarak jauh (di atas 640 km untuk saluran udara), tetapi biayanya masih lebih tinggi karena membutuhkan konverter dan inverter.

Tegangan transmisi dibagi dalam kategori berikut:

- Tegangan tinggi (*HV*) : 66 – 220 kV
- Tegangan ekstra tinggi (*EHV*) : 230 – 765 kV
- Tegangan ultra tinggi (*UHV*) : > 765 kV

Di Indonesia tegangan tinggi yang digunakan adalah 66 kV, dan 150 kV dan tegangan ekstra tinggi adalah tegangan 275 kV, dan 500 kV yang digunakan di pulau Jawa, pulau Sumatera, dan pulau Kalimantan. Sistem interkoneksi ekstra tinggi ini merupakan bagian terpenting dari penyaluran daya di Indonesia sehingga kelangsungan dan keandalan sistem ini harus selalu di jaga [16].

Adapun karakteristik kinerja dari sistem transmisi yaitu : [15]

- a. Jatuh tegangan (*voltage drop*) merupakan selisih antara tegangan pada ujung pengiriman, dan ujung penerimaan. Biasanya sekitar 5–15% tergantung panjang dan beban saluran.

- b. Hilang daya (*losses*) yaitu hilang daya tahanan (*resistive losses*) yang disebabkan oleh resistansi penghantar, hilang korona yaitu terjadi pada tegangan tinggi akibat ionisasi udara, dan hilang kebocoran pada Isolator terjadi khususnya bila isolator kotor.
- c. Efisiensi transmisi merupakan rasio antara daya yang diterima di beban terhadap daya yang dikirim dari pembangkit.

Sistem transmisi harus dirancang agar memiliki stabilitas yang tinggi baik dalam kondisi tunak (*steady-state*) maupun transien (peralihan). Gangguan seperti petir, hubung singkat, dan beban berlebih harus diminimalkan dengan sistem proteksi seperti relai dan pemutus arus [17].

2.4 Komponen utama sistem transmisi listrik

Dalam pembangunan saluran transmisi udara tegangan tinggi, terdapat berbagai jenis peralatan yang digunakan, dan setiap peralatan itu memiliki fungsi yang berbeda-beda untuk mendukung operasional saluran transmisi, sehingga jaringan terserbut dapat beroperasi dengan optimal. Beberapa komponen utama yang ada pada saluran transmisi yaitu diantaranya :[18]

- a. Tower
- b. Konduktor
- c. Isolator
- d. Kawat pentanahan.

2.4.1 Tower

Tower atau menara pada saluran transmisi berfungsi sebagai struktur yang mendukung kabel penghantar untuk jalur transmisi udara. Menara ini digunakan karena saluran transmisi udara umumnya memakai konduktor yang tidak terisolasi, sehingga udara berfungsi sebagai isolator untuk melindungi objek di sekitar konduktor. Oleh karena itu, perlu diperhatikan saat memasang kawat konduktor. Pemasangan menara harus memenuhi berbagai standar dan kondisi lingkungan, serta memastikan bahwa bangunan tersebut kuat untuk mendukung atau merentangkan konduktor dengan ketinggian dan jarak yang aman dari aktivitas manusia dan lingkungan[18].

Konstruksi menara dari besi baja adalah tipe konstruksi yang banyak diterapkan dalam proyek menara transmisi di Indonesia. Konstruksi ini sering digunakan untuk saluran udara transmisi dengan

tegangan tinggi (SUTT) dan saluran udara transmisi dengan tegangan ekstra tinggi (SUTET), karena lebih mudah untuk dibangun, terutama di daerah pegunungan dan tempat yang jauh dari jalan utama.

2.4.2 Konduktor

Konduktor penghantar berfungsi untuk menyalurkan energi listrik yang ditransmisikan. Beberapa tipe konduktor yang umum digunakan dalam jaringan transmisi adalah tembaga (*annealed*) dengan konduktivitas penuh (*Cu* 100%), kemudian menggunakan tembaga (*hard drawn*) dengan konduktivitas 97,3% (*Cu* 97,3%), dan aluminium (*hard drawn*) dengan konduktivitas 61% (*Al* 61%) [17].

Konduktor dengan bahan tembaga memiliki beberapa keuntungan jika dibandingkan dengan konduktor berbahan aluminium, terutama dalam hal konduktivitas dan kekuatan tarik yang lebih baik. Namun, terdapat kelemahan, di mana untuk tingkat tahanan konduktor yang setara, tembaga lebih berat dan harganya lebih tinggi daripada aluminium. Oleh sebab itu, saat ini banyak saluran transmisi di Indonesia yang lebih memilih menggunakan konduktor dengan kawat penghantar aluminium dibandingkan kawat penghantar tembaga. Konduktor penghantar aluminium tersedia dalam berbagai jenis yang ditandai dengan lambang berikut :[18]

- a. *AAC = All Aluminium Conductor*, yaitu konduktor penghantar ini seluruhnya terbuat dari aluminium murni (*EC grade - Electrical Conductor grade*) dan tidak memiliki inti baja atau logam lain. Bagian dari konduktor ini terdiri dari beberapa kawat aluminium yang dipilin bersama (*stranded conductor*), dirancang untuk digunakan pada saluran udara tegangan menengah hingga tinggi.
- b. *AAAC = All Aluminium Alloy Conductor*, yaitu jenis konduktor saluran udara yang seluruh bagian penghantarnya terbuat dari paduan aluminium (*aluminium alloy*), bukan aluminium murni seperti pada *AAC*. Paduan ini umumnya berbasis aluminium-magnesium-silikon (*Al-Mg-Si*) yang dikenal memiliki kekuatan mekanis lebih tinggi dan tahan korosi dibandingkan konduktor aluminium murni.
- c. *ACSR = Aluminium Conductor Steel Reinforced*, yaitu jenis konduktor untuk saluran udara tegangan tinggi yang terdiri dari inti baja sebagai penguat mekanik dan lapisan luar aluminium sebagai penghantar listrik. Desain ini memberikan kombinasi optimal antara kekuatan tarik tinggi dan konduktivitas listrik yang baik, sehingga banyak digunakan pada sistem transmisi tenaga listrik jarak jauh.

- d. *ACAR = Aluminium Conductor Alloy Reinforced*, yaitu jenis konduktor saluran udara yang terdiri dari inti dan lapisan luar yang seluruhnya terbuat dari paduan aluminium (*aluminium alloy*), namun dengan kombinasi kekuatan dan konduktivitas yang seimbang. Tidak seperti *ACSR* yang memiliki inti baja, *ACAR* menggunakan paduan aluminium yang lebih kuat untuk seluruh bagiannya, sehingga memberikan kekuatan mekanis tinggi tanpa mengorbankan ketahanan korosi.
- e. *ACCC = Aluminium Conductor Composite Core* yaitu jenis konduktor berlilit ini mempunyai inti serat *hybrid composite* yang dikelilingi oleh serat aluminium.

Untuk meningkatkan daya tarik dari kawat konduktor, penting untuk menggunakan kawat yang tidak terbuat dari aluminium murni. Pada saluran udara yang memiliki tegangan tinggi, di mana jarak antar menara sangat jauh, diperlukan kekuatan tarik yang lebih besar. Oleh karena itu, penggunaan kawat konduktor jenis *ACSR* menjadi penting karena terdapat kawat baja di pusat konduktornya.

2.4.3 Isolator saluran transmisi

Isolator untuk saluran transmisi listrik berfungsi krusial dalam mencegah terjadinya hubungan singkat (*short circuit*) antara konduktor fasa dan tanah melalui tower atau menara, serta mendukung beban mekanis dari konduktor yang diisolasinya. Selain itu, isolator mampu melindungi peralatan listrik dari kerusakan karena tegangan lebih serta loncatan arus listrik (bunga api). Berdasarkan cara penggunaan dan konstruksinya, isolator dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu isolator pasak, isolator pos-saluran, dan isolator gantung. Isolator pasak dan pos-saluran umumnya digunakan pada saluran transmisi dengan tegangan operasi yang relatif rendah (kurang dari 22–33 kV), sedangkan isolator gantung dapat dirangkai menjadi satu rentengan, dengan jumlah unit yang disesuaikan dengan kebutuhan tegangan sistem [15].

Sehingga diperlukan pemilihan material isolasi yang cocok dengan daya yang mengalir serta ketahanan mekaniknya. Dengan demikian, karakteristik dari sebuah isolator ditentukan oleh jenis bahan yang dipakai. Ada beberapa fungsi dari isolator diantaranya :

- a. Untuk memisahkan atau mengisolasi antara konduktor dengan tanah dan antara konduktor dengan konduktor lainnya.
- b. Untuk menahan beban mekanis yang disebabkan oleh berat konduktor dan gaya tarik pada konduktor tersebut.

c. Untuk memastikan jarak antara konduktor tetap stabil atau tidak semakin mendekat.

2.4.4 Kawat tanah

Kawat tanah, yang juga dikenal sebagai ground wire atau kawat pelindung, berfungsi untuk melindungi kawat-kawat fasa dari sambaran petir. Kawat ini dipasang di posisi lebih tinggi dibandingkan kawat fasa dan umumnya terbuat dari kawat baja. Dalam menentukan tipe dan ukuran konduktor, pertimbangan utama adalah faktor keselamatan, sehingga biasanya dipilih konduktor dengan diameter yang lebih besar. Selain kawat baja, penggunaan konduktor jenis *ACSR* juga cukup umum sebagai kawat tanah [18].

2.5 Konstruksi tower transmisi

Dalam perencanaan saluran transmisi udara pada segmen Suge Dukong, digunakan menara jenis *lattice tower*. *Lattice tower* ini tersusun dari profil baja atau baja berlapis antikarat yang dirakit secara presisi membentuk struktur menara dengan kekuatan yang telah disesuaikan berdasarkan kebutuhan teknis. Jenis menara ini memiliki tiga varian desain, namun yang dipilih adalah model piramida rangkaian ganda, di mana bagian paling atasnya dilengkapi dengan dua kawat pembumian. Gambar 2.1 di bawah ini menampilkan ilustrasi dari model *lattice tower* tipe piramida tersebut[18].



Gambar 2. 1 Menara rangka baja tipe piramida dengan konfigurasi sirkuit ganda
(dokumentasi pribadi)

Dalam proses perencanaan menara saluran transmisi udara, terdapat sejumlah aspek teknis yang harus diperhatikan secara cermat guna memastikan keamanan, keandalan, dan efisiensi sistem. Ada beberapa faktor yang harus diperhatikan antara lain sebagai berikut: [19]

a. Andongan (*sag*) penghantar

Andongan merujuk pada jarak vertikal proyeksi antara puncak menara dan titik terendah lengkungan konduktor penghantar. Besarnya andongan ditentukan oleh berat dan panjang bentangan konduktor, sehingga perhitungan ini sangat krusial dalam menentukan ketinggian minimum menara yang harus dibangun untuk mencegah gangguan terhadap objek di bawah jalur transmisi.

b. Jarak bebas tegak ke tanah (*ground clearance*)

Ground clearance merupakan jarak minimum yang diukur dari titik terendah konduktor penghantar ke permukaan tanah. Nilai ini bertujuan untuk menjamin keselamatan masyarakat serta menghindari gangguan terhadap aktivitas di sekitar jalur transmisi. Pengaturan jarak ini penting untuk memenuhi ketentuan keselamatan sesuai standar kelistrikan yang berlaku.

c. Jarak vertikal dan horizontal antar konduktor

Jarak ini menunjukkan batas minimum antar konduktor secara vertikal dan horizontal dalam satu struktur menara. Tujuannya adalah untuk mencegah terjadinya gangguan listrik antar fasa saat sistem beroperasi, sekaligus memastikan bahwa konfigurasi penghantar tetap stabil dan dapat diandalkan dalam berbagai kondisi cuaca dan pembebanan.

d. Panjang untaian isolator (*insulator set length*)

Panjang untaian isolator merupakan panjang total dari rangkaian isolator yang digunakan untuk menopang konduktor pada menara. Panjang ini harus memenuhi ketentuan jarak aman terhadap struktur logam menara serta mampu menahan tegangan tembus dan beban mekanis dari konduktor.

e. Jarak vertikal antara kawat tanah dan kawat fasa

Jarak ini merupakan proyeksi vertikal antara kawat tanah (*ground wire*) yang dipasang di bagian atas menara dan kawat fasa. Jarak ini harus diperhitungkan secara akurat agar sistem proteksi terhadap sambaran petir berfungsi secara optimal serta untuk menjaga jarak isolasi listrik yang efektif.

2.5.1 Jenis dan fungsi tower

Pada saluran transmisi udara segmen Suge Dukong, dalam perencanaannya menggunakan menara transmisi jenis *lattice* berbahan baja yang beroperasi pada tegangan 66 kV. Tower tersebut dirancang dengan bentang antar tower (*span*) sepanjang 250 meter, mencakup total jarak lintasan sekitar $\pm 20,2$ kilometer. Dalam proses perencanaan sistem saluran transmisi, perencana perlu memahami secara menyeluruh fungsi masing-masing jenis menara transmisi, yang meliputi:[19]

a. Tower penegang (*tension tower*)

Perancang menggunakan menara penegang pada titik saluran yang mengalami perubahan arah atau memiliki sudut belokan. Menara ini menahan gaya tarik utama dari konduktor serta sebagian gaya berat, sehingga cocok untuk mengelola tegangan mekanis yang tinggi seperti yang ditunjukkan dalam gambar 2.2.



Gambar 2. 2 Tower *tension* (dokumentasi pribadi)

b. Tower akhir (*dead end tower*)

Tower akhir dirancang untuk menerima dan menahan seluruh gaya tarik konduktor - konduktor dari satu arah saja. Biasanya, menara ini dipasang di ujung sistem transmisi sebelum masuk ke halaman gardu induk, sehingga berfungsi sebagai titik terminasi. Untuk

gambar tower ditunjukkan dalam gambar 2.3.



Gambar 2. 3 Tower akhir (dokumentasi pribadi)

c. Tower penyangga (*suspension tower*)

Tower ini menggunakan menara penyangga pada segmen lurus saluran transmisi tanpa sudut belokan. Fungsi utamanya adalah menahan beban vertikal dari peralatan listrik dan konduktor, dengan beban tarik yang relatif kecil sebagaimana ditunjukkan dalam gambar 2.4.



Gambar 2. 4 Tower *suspension* (dokumentasi pribadi)

d. Tower penyekat (*section tower*)

Tower penyekat berperan sebagai pembatas antar kelompok menara penyangga. Selain mempermudah proses pembangunan dan penarikan konduktor, menara ini juga umumnya digunakan pada titik dengan sudut belokan kecil.

e. Tower transposisi (*transposition tower*)

Tower transposisi memungkinkan perubahan posisi konduktor secara sistematis. Tujuannya adalah menyeimbangkan impedansi antar fasa dalam saluran transmisi untuk meningkatkan performa sistem kelistrikan secara keseluruhan sebagaimana ditunjukkan dalam gambar 2.5.



Gambar 2. 5 Tower transposisi [20]

f. Tower portal (*gantry tower*)

Tower portal dirancang dalam bentuk struktur portal dan digunakan saat dua jalur transmisi saling bersilangan. Perencana menempatkannya di bawah saluran eksisting yang memiliki ketinggian lebih tinggi sebagaimana ditunjukkan dalam gambar 2.6



Gambar 2. 6 Tower portal (dokumentasi pribadi)

g. Tower kombinasi (*combined tower*)

Tower kombinasi dimanfaatkan ketika dua jalur transmisi dengan tingkat tegangan berbeda harus berbagi satu struktur menara. Dengan demikian, efisiensi penggunaan lahan dan struktur dapat dicapai tanpa mengganggu keandalan sistem seperti ditunjukkan dalam gambar 2.7.



Gambar 2. 7 Tower kombinasi [20]

Dalam perencanaan konstruksi tower transmisi menetapkan desain struktur berdasarkan beban mekanis yang telah ditentukan, dengan mengacu pada standar teknis yang berlaku. Untuk tower baja, terdapat beberapa klasifikasi yang umum digunakan, yaitu:[18]

a. Tower singgung (tipe a)

Perancang menggunakan tower singgung pada segmen saluran yang lurus atau memiliki sudut belok horizontal yang sangat kecil, yaitu antara 0° hingga 2° , sesuai dengan standar untuk konfigurasi lintasan lurus seperti ditunjukkan dalam gambar 2.8.



Gambar 2. 8 Tower singgung (dokumentasi pribadi)

b. Tower sudut (tipe b dan c)

Tower tipe b dirancang untuk dipasang pada titik dengan sudut horizontal antara 0° sampai 20° , sedangkan tipe c digunakan untuk sudut antara 10° sampai 20° . Keduanya berfungsi untuk mengakomodasi perubahan arah saluran transmisi pada konfigurasi belokan

seperti ditunjukkan dalam gambar 2.9.



Gambar 2. 9 Tower sudut (dokumentasi pribadi)

c. Tower ujung (tipe d)

Pada titik akhir seluruh konduktor penghantar, perencana memilih menara tipe d. Tower ini dirancang untuk menahan gaya tarik sepenuhnya dari satu arah, sehingga memerlukan struktur yang sangat kokoh dan tahan terhadap beban tinggi seperti ditunjukkan dalam gambar 2.10.



Gambar 2. 10 Tower ujung (dokumentasi pribadi)

d. Tower khusus

Dalam kondisi geografis tertentu, seperti penyeberangan sungai atau lembah, perencana menerapkan tower khusus yang dirancang secara spesifik untuk menyesuaikan dengan kondisi medan dan kebutuhan bentang panjang.

Berdasarkan penjelasan sebelumnya, dapat dilihat pada tabel 2.2 di bawah ini yang menunjukkan jenis-jenis serta fungsi tower saluran transmisi 66 kV.

Tabel 2. 2 Tipe tower SUTT 66 kV dan 150 kV [13]

No.	Tipe Tower	Posisi Tower	Sudut belok Jalur	Tipe Insulator
1	AA	<i>Suspension</i>	0° - 3°	Gantung
2	BB	<i>Tension</i>	0° - 20°	Tarik
3	CC	<i>Tension</i>	20° - 40°	Tarik dengan <i>jumper</i> pada sisi luar
4	DD	<i>Tension</i>	40° - 60°	Tarik dengan <i>jumper</i> pada sisi luar
5	EE	<i>Tension</i>	60° - 90°	Tarik dengan <i>jumper</i> pada sisi luar
6	DDR	<i>Tension</i>	Terminal tower 0° - 60°	Tarik dengan <i>jumper</i> pada sisi luar

Dalam perencanaan saluran transmisi udara sebisa mungkin memilih tower yang mempunyai tinggi standar. Namun, dalam kondisi tertentu perlu menyesuaikan tinggi tower dengan menambah atau mengurangnya. Pada suatu proyek dapat menggunakan menara berkaki panjang saat jalur transmisi melintasi sungai atau bangunan, sedangkan tower berkaki pendek dipasang ketika jalur tersebut melewati daerah perbukitan atau pegunungan.

Kemudian rentang jarak standar gawang (*span*) pada saluran transmisi umumnya disesuaikan dengan level tegangan operasional. Semakin tinggi level tegangan, maka Panjang gawang cenderung meningkat. Rincian standar jarak antar menara berdasarkan level tegangan

dapat dilihat pada tabel 2.3 berikut ini.

Tabel 2. 3 Standar jarak span [15]

Tegangan Nominal	Gawang (<i>Span</i>) Standar (meter)
Kurang dari 77 kV	200 – 250
154 kV	250 – 300
275 kV	300 – 350

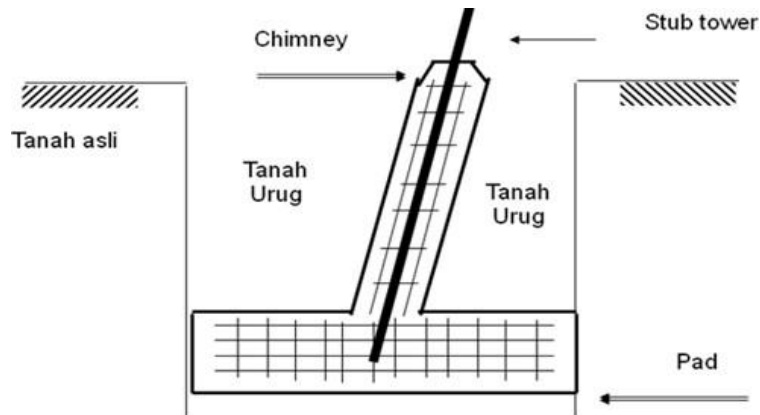
2.5.2 Bagian-bagian tower transmisi

Berikut ini bagian-bagian dari tower saluran udara transmisi, mulai dari bawah sampai atas yang terdiri dari pondasi tower, stub, dan halaman tower[21].

Pondasi adalah struktur beton yang dilengkapi dengan besi atau baja, berada di bagian bawah tower dan berfungsi untuk menghubungkan kaki menara dengan tanah. Terdapat beberapa jenis pondasi untuk menara transmisi, tergantung pada kondisi tanah di lokasi tower dan beban yang perlu ditanggung. Pondasi untuk tower yang menerima beban tarik (*tension*) dirancang agar lebih kokoh dan lebih besar dibandingkan dengan tipe tower *suspension*. Berikut ini adalah macam – macam jenis pondasi untuk tower transmisi :

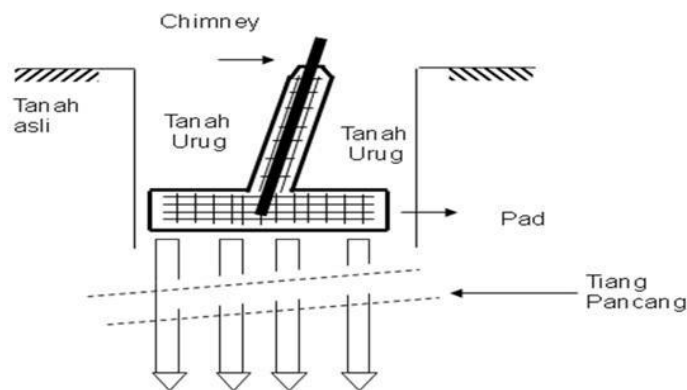
- Pondasi normal yang dipilih untuk daerah yang dinilai memiliki tanah cukup padat dan keras.
- Pondasi spesial atau pancang (*fabrication* dan *cassing*) digunakan untuk daerah yang kurang padat, lembek atau tidak keras sehingga memerlukan usaha untuk mencapai tanah yang lebih keras dikedalaman.
- Pondasi *raft* diterapkan di tempat yang berada di daerah berair, berawa atau berlumpur.
- Pondasi *auger* dipilih karena proses pengerjaannya yang sederhana dengan cara mengebor dan mengisinya menggunakan semen.
- Pondasi *rock drilled* digunakan pada kondisi tanah yang memiliki banyak batu.

Stub merupakan elemen terbawah dari kaki menara transmisi yang dipasang bersamaan dengan pondasi serta diikat agar terintegrasi secara kokoh. Bagian atas stub biasanya dimunculkan ke permukaan tanah setinggi 0,5 hingga 1 meter, kemudian dilapisi semen dan dicat untuk mencegah korosi. Ilustrasi pemasangan pondasi normal dapat dilihat pada gambar 2.11.



Gambar 2. 11 Pondasi normal [20]

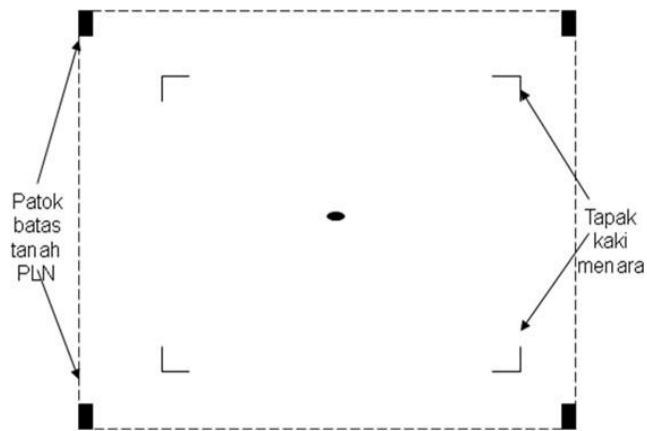
Ilustrasi pemasangan pondasi spesial (pancang) dapat dilihat pada gambar 2.12 berikut ini. Pondasi special (pancang) merupakan jenis pondasi dalam berupa tiang beton bertulang tiang baja / tiang kayu yang pemasangannya dilakukan dengan cara menumbuk tiang kedalam tanah.



Gambar 2. 12 Pondasi spesial (pancang) [20]

Pemasangan *stub* menjadi tahap paling krusial dalam menjamin kualitas pemasangan menara, karena harus memenuhi beberapa ketentuan teknis berikut yaitu jarak antar *stub* harus presisi, kemiringan *stub* harus sesuai dengan sudut kemiringan kaki menara transmisi, dan level sambungan antara *stub* dan kaki menara tidak boleh berbeda, walaupun hanya 2 mm. Sementara itu, halaman menara merupakan area tempat berdirinya menara, yang luasnya ditentukan berdasarkan proyeksi galian pondasi di atas tanah. Luas area ini umumnya berkisar antara 3 hingga 8 meter dari posisi *stub*, bergantung pada jenis

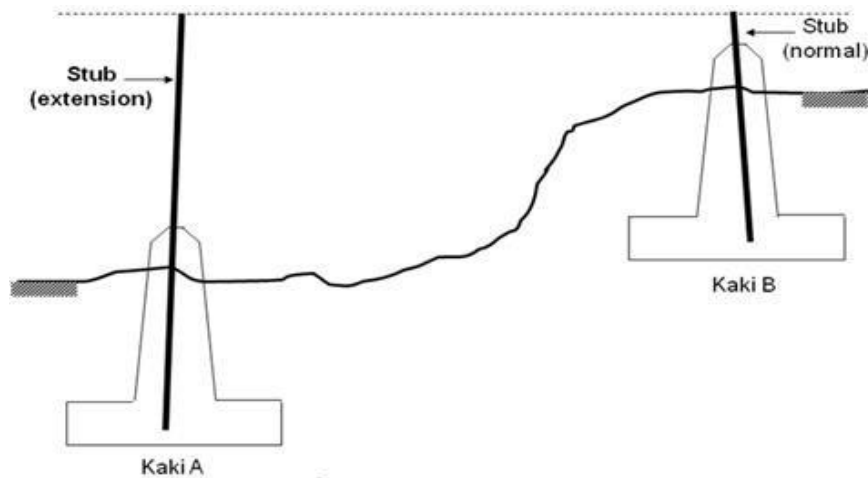
menara yang digunakan. Gambar halaman menara dapat dilihat pada gambar 2.13 di bawah ini [21].



Gambar 2. 13 Halaman menara [20]

a. Kaki menara

Kaki menara berfungsi sebagai penghubung antara stub dan badan menara. Jika kondisi tanah tidak rata, maka tinggi kaki menara perlu disesuaikan dengan cara menambah atau mengurangi panjangnya agar permukaan badan menara tetap sejajar. Penyesuaian panjang kaki ditandai dengan simbol (+) untuk penambahan dan simbol (-) untuk pengurangan. Ilustrasi kaki menara dapat dilihat pada gambar 2.14 di bawah ini.



Gambar 2. 14 Kaki menara [20]

b. *Common body*

Common body merupakan bagian bawah dari struktur utama menara yang menghubungkan kaki menara dengan bagian atas (*super structure*). Penyesuaian tinggi menara dapat dilakukan dengan menambah atau mengurangi tinggi pada bagian badan menara ini sesuai kebutuhan.

c. Palang (*Travers*)

Travers berfungsi sebagai bagian menara yang digunakan untuk menggantung atau mengaitkan isolator fasa serta klem konduktor petir. Umumnya, *travers* memiliki bentuk segitiga, namun pada menara tipe *tension* dengan sudut belokan besar, *travers* dibuat berbentuk segi empat. Kekuatan *travers* disesuaikan dengan gaya tarik yang bekerja, dan telah dirancang agar mampu menahan gaya tarik dari konduktor saluran transmisi udara secara optimal.

d. *Super structure*

Super structure merupakan bagian atas dari badan menara yang terhubung dengan *common body* serta mendukung pemasangan *travers* untuk konduktor fasa dan konduktor petir. Pada menara dengan model *delta*, istilah *super structure* tidak digunakan, melainkan digantikan dengan komponen *bridge* dan rangka 'K'.

2.5.3 Pentanahan menara

Menara atau tower berbahan baja berfungsi sebagai struktur penopang saluran transmisi yang umumnya didirikan di atas pondasi. Selain menyangga konduktor transmisi, menara ini juga berperan menopang kawat petir dan menyalurkan arus petir ke tanah. Agar proses penyaluran arus petir ke bumi berlangsung optimal, setiap kaki menara perlu dihubungkan dengan elektroda pembumian yang ditanam di dalam tanah. Penambahan sistem arde pada kaki menara bertujuan untuk menurunkan tahanan pembumian, sehingga nilai resistansinya tetap berada di bawah 10 ohm sesuai dengan standar PLN [22].

Dalam proses penyaluran energi listrik dari pembangkit ke gardu induk, atau antar gardu induk, saluran transmisi akan melintasi berbagai jenis wilayah. Oleh karena itu, menara penopang perlu didirikan di atas lahan dengan karakteristik tanah yang beragam dan memiliki nilai tahanan jenis yang berbeda-beda. Jenis tanah serta besar kecilnya nilai tahanan tersebut menjadi acuan dalam menentukan tipe sistem pentanahan kaki menara, sebagaimana

ditunjukkan dalam tabel 2.4 berikut ini [22].

Tabel 2. 4 Nilai resistansi tanah [22]

Jenis Tanah	Nilai Resistansi (Ω -m)
Tanah rawa, sawah	30
Tanah liat, ladang	100
Pasir basah	200
Kerikil basah	500
Pasir atau kerikil kering	1000
Tanah berbatu	3000

Secara umum, jenis elektroda pembedaan dibagi menjadi tiga macam yaitu :

a. Elektroda batang (*ground rod*)

Elektroda batang umumnya menggunakan pipa galvanis berdiameter 1,27 cm dengan panjang 2,75 m atau 5,5 m yang ditanam ke dalam tanah sebagai media penghantar arus petir dari menara ke bumi. Kawat *BC (bare copper)* berukuran 50 mm² atau 95 mm² digunakan, di mana salah satu ujungnya disambungkan ke bagian bawah pipa arde, sementara ujung lainnya dikoneksikan ke kaki menara. Untuk memastikan seluruh permukaan pipa arde berfungsi optimal dalam menyalurkan arus petir dan mempercepat penyebarannya ke dalam tanah, kawat arde harus diikat kuat pada pipa arde tersebut.

b. Elektroda pita (*counterpoise*)

Pada wilayah dengan kondisi tanah keras, berbatu, atau berupa pasir yang memiliki nilai tahanan pembedaan tinggi, sistem pembedaan yang digunakan dapat berupa metode *counterpoise*. Elektroda pada sistem ini terbuat dari konduktor berbentuk pita, kawat, atau batang pejal yang ditanam menyebar dari kaki menara. Elektroda tersebut ditanam pada

kedalaman antara 0,5 hingga 1 meter dengan mempertimbangkan tingkat kelembapan tanah setempat. Konfigurasi jaringan pembumian dapat dibuat dalam pola radial yang berpusat pada kaki menara, pola melingkar yang mengelilingi kaki menara, atau kombinasi keduanya. Panjang elektroda disesuaikan dengan nilai tahanan jenis tanah dan target nilai tahanan pembumian yang ingin dicapai.

c. Elektroda *plat*

Elektroda ini menggunakan pelat tembaga berukuran 2 mm tebal dan luas 0,5 m². Kawat penghantar BC berukuran 50 mm² disambungkan ke pelat tersebut dengan menggunakan paku keling atau mur dan baut. Pelat elektroda ini dipasang secara vertikal di dalam tanah pada kedalaman antara 1 hingga 5 meter.

2.6 Perencanaan rekonduktoring

Menentukan ukuran dan tipe konduktor merupakan aspek yang sangat penting dalam perencanaan rekonduktoring saluran transmisi. Beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam memilih jenis konduktor diantaranya yaitu :[18]

2.6.1 Material konduktor

Material konduktor yang digunakan pada saluran transmisi listrik harus memenuhi beberapa karakteristik utama, antara lain:

- a. Memiliki konduktivitas listrik yang tinggi,
- b. Mempunyai kekuatan tarik mekanis yang tinggi,
- c. Memiliki berat jenis yang sesuai,
- d. Biayanya relatif rendah, dan
- e. Tidak mudah mengalami keretakan atau patah.

2.6.2 Ukuran konduktor

Penentuan luas penampang dan jumlah konduktor disesuaikan dengan kapasitas daya yang akan ditransmisikan, sedangkan pengaturan jarak antar kawat fasa maupun antar kawat dalam berkas disesuaikan dengan tingkat tegangan operasi. Jika ukuran kawat terlalu kecil, maka konduktor dapat mengalami pemanasan berlebih dan menyebabkan kerugian daya transmisi yang besar. Pada saluran tegangan ekstra tinggi (SUTET), luas penampang, jumlah konduktor, serta

jarak antar kawat dalam berkas turut memengaruhi terjadinya efek korona yang biasanya ditandai dengan suara mendesis atau berisik. Idealnya, jarak antar fasa untuk SUTT 66 kV adalah 3 meter, untuk SUTT lebih tinggi sekitar 6 meter, dan untuk SUTET mencapai 12 meter. Pengaturan ini bertujuan untuk mencegah efek ayunan konduktor yang dapat menyebabkan flashover antar fasa. Besarnya arus setiap fasa pada penghantar transmisi dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} V_r} \quad (2.1)$$

Keterangan :

I = Arus masing - masing fasa (A)

S = Daya yang dikirim (MVA)

V_r = Tegangan Sistem (kV)

Berdasarkan rumus di atas, besar arus yang mengalir melalui konduktor dapat ditentukan dengan menggunakan rumus berikut

$$I_k = \frac{I}{np} \quad (2.2)$$

Keterangan :

I_k = Arus masing - masing konduktor (A)

np = Jumlah konduktor setiap fasa

I = Arus setiap fasa (A)

Dalam perencanaan suatu saluran transmisi, untuk pemilihan konduktor perlu mempertimbangkan faktor keamanan. Umumnya, nilai faktor keamanan ditetapkan sebesar 1,1 kali arus pada setiap kawat penghantar. Pemilihan diameter dan luas penampang konduktor dapat mengacu pada katalog teknis sesuai dengan standar yang berlaku.

2.6.3 Jarak bebas konduktor fasa ke tanah

Jarak minimum antara konduktor dan permukaan tanah harus memenuhi standar keselamatan yang ditetapkan guna melindungi keselamatan manusia serta keandalan jaringan. Jarak bebas antara fasa dan tanah dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

$$G_c = 6,096 + ((V - 50) \times 0,0127) + 0,73 (SAG_2 - SAG_1) \quad (2.3)$$

Keterangan :

V = Tegangan sistem (kV)

SAG₁ = Andongan kawat normal (m)

SAG₂ = Andongan kawat maksimum (m)

G_C = *Ground clearance* (m)

2.6.4 Jarak bebas konduktor fasa ke fasa

Perhitungan jarak bebas antar fasa berdasarkan *Safety Code Formula* dapat ditentukan menggunakan persamaan berikut:

$$a = 0,3 \text{ inch per kV} + \sqrt[8]{\frac{b}{12}} \text{ inch} \quad (2.4)$$

Keterangan :

a = Jarak antar kawat (inch)

b = Andongan maksimum konduktor (inch)

0,3 inch per kV yaitu koefisien linear terhadap tegangan, merupakan jarak minimum berdasarkan tegangan operasi.

2.6.5 Resistansi konduktor

Tahanan pada saluran transmisi menjadi salah satu faktor utama penyebab terjadinya rugi daya nyata. Dalam sistem arus bolak-balik, tahanan saluran didefinisikan sebagai tahanan efektif terhadap arus bolak-balik. Nilai tahanan ini dipengaruhi oleh beberapa faktor, seperti efek kulit (*skin effect*), suhu, dan konstruksi fisik dari konduktor saluran. Besar tahanan konduktor dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

$$R = \frac{1,337 \cdot \rho \cdot L}{r^2 \cdot n} \quad (2.5)$$

Keterangan :

R = Resistansi konduktor (Ω)

ρ = Resistivitas konduktor, untuk aluminium = $2,83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ pada suhu $20^\circ C$

α = Koefisien muai Panjang = $0,0000189 / ^\circ C$ pada $20^\circ C$

L = Panjang konduktor (m)

r = Jari-jari serat aluminium *ACSR* (m)

n = Jumlah serat dalam *ACSR*

Karena tahanan konduktor sangat dipengaruhi oleh temperatur, maka besar nilai tahanannya dapat dinyatakan secara matematis melalui persamaan berikut:

$$Rt_2 = Rt_1(1 + \alpha_1(t_2 - t_1)) \quad (2.6)$$

Keterangan :

Rt_1 = Nilai tahanan pada temperatur t_1 (Ω)

Rt_2 = Nilai tahanan pada temperatur t_2 (Ω)

α = Koefisien muai panjang pada suhu t_1 ($m / ^\circ C$)

Besarnya resistansi konduktor memberikan dampak langsung terhadap kinerja saluran transmisi, antara lain sebagai berikut:

- Peningkatan suhu konduktor akibat resistansi akan menyebabkan terjadinya rugi daya pada saluran.
- Semakin tinggi temperatur, maka kemampuan hantar arus (KHA) konduktor akan menurun.
- Pada saat proses *switching* berlangsung dalam kondisi tegangan tinggi, resistansi dapat memicu terjadinya gelombang berjalan (*traveling wave*).

2.7 Analisa finansial

2.7.1 Net present value (NPV)

Net Present Value (NPV) adalah metode penilaian finansial yang menghitung selisih antara *present value* (nilai sekarang) dari arus kas masuk yang diharapkan dari suatu proyek dan *present*

value dari arus kas keluar, termasuk biaya investasi awal dan operasional. *NPV* mengindikasikan seberapa besar nilai tambah finansial yang dapat dihasilkan suatu proyek setelah mempertimbangkan nilai waktu dari uang (*time value of money*)[23].

Penilaian proyek melalui pendekatan *NPV* bertujuan untuk menentukan nilai aset proyek (*underlying asset value*) dengan mendiskontokan estimasi arus kas masa depan menggunakan *discount rate* yang mencerminkan risiko proyek tersebut. Dalam pembiayaan proyek (*project finance*), *NPV* digunakan oleh sponsor, pemberi pinjaman, dan investor untuk mengevaluasi kelayakan investasi. Jika nilai *NPV* positif, maka proyek dianggap layak karena menghasilkan nilai bersih yang lebih tinggi daripada biaya modalnya[23].

Yescombe menekankan bahwa analisis *NPV* dalam *project finance* biasanya dilakukan terhadap arus kas proyek (*project cash flow*) secara terpisah dari entitas sponsor, karena proyek bersifat *non-recourse* atau *limited-recourse* (artinya pembiayaan tergantung pada arus kas proyek, bukan pada neraca sponsor).

Secara matematis, *NPV* dirumuskan sebagai:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.7)$$

Keterangan :

C_t = arus kas bersih pada tahun ke – t

r = tingkat diskonto (*discount rate*)

n = umur proyek (dalam tahun)

Dalam proyek-proyek sektor energi dan infrastruktur, tingkat diskonto biasanya mencerminkan risiko proyek secara keseluruhan (termasuk risiko konstruksi, operasi, pasar, dan politik). Diskonto yang digunakan dalam analisis *NPV* dapat mempengaruhi penilaian akhir. Tarif diskon dalam pembiayaan proyek dapat berkisar antara 8–15 persen atau lebih, tergantung pada risiko negara, jenis proyek, dan kredibilitas sponsor. Untuk kemitraan publik-swasta atau proyek utilitas yang stabil, tarif yang lebih rendah mungkin dapat dibenarkan [23].

2.7.2 *Internal rate of return (IRR)*

Internal rate of return (IRR) adalah tingkat diskonto di mana nilai sekarang dari seluruh arus kas masuk bersih proyek sama dengan nilai sekarang dari arus kas keluar (termasuk biaya investasi awal), sehingga nilai *net present value (NPV)* proyek menjadi nol. *IRR* mencerminkan tingkat keuntungan yang secara internal dihasilkan oleh proyek tersebut [23].

Secara umum, proyek dengan *IRR* lebih tinggi dari biaya modal (*cost of capital*) dianggap layak untuk dijalankan. *IRR* sering digunakan oleh sponsor proyek dan investor ekuitas sebagai indikator utama untuk mengukur kelayakan investasi. *IRR* memperhitungkan tidak hanya jumlah keuntungan yang akan diperoleh, tetapi juga *timing* dari arus kas. Semakin cepat arus kas diterima, semakin tinggi *IRR* yang dihasilkan [23].

Dalam konteks pembiayaan proyek, *IRR* digunakan untuk :

- a. Menentukan daya tarik proyek dari sudut pandang investor ekuitas.
- b. Membandingkan berbagai opsi investasi dalam portofolio proyek.
- c. Mempengaruhi struktur modal (komposisi antara utang dan ekuitas).

IRR adalah nilai r yang memenuhi persamaan:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.8)$$

Keterangan :

C_t = arus kas bersih pada periode ke- t

r = *IRR*

n = umur proyek

2.7.3 *Benefit cost ratio (BCR)*

Benefit cost ratio (bcr), atau rasio manfaat terhadap biaya, adalah metode analisis kelayakan ekonomi yang digunakan untuk membandingkan manfaat ekonomi suatu proyek dengan biayanya dalam satuan nilai sekarang (*present value*). Nilai *BCR* dihitung sebagai:[23]

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (2.9)$$

Keterangan :

B_t : manfaat ekonomi pada tahun ke- t

C_t : biaya proyek pada tahun ke- t

r : tingkat diskonto

n : umur proyek

Jika $BCR > 1$, maka proyek dianggap layak karena manfaat melebihi biaya. Sebaliknya, jika $BCR < 1$, proyek dianggap tidak layak secara ekonomi.

Dalam tahap *feasibility project*, analisis yang melibatkan *benefit-to-cost* sangat ditekankan untuk memastikan bahwa proyek memberikan nilai maksimal terhadap dana publik atau investasi swasta yang terlibat. Evaluasi *value-for-money* seringkali dilakukan oleh sektor publik untuk menentukan apakah pendekatan tertentu lebih efisien dibandingkan dengan metode pembiayaan konvensional. Ini melibatkan estimasi manfaat yang dihasilkan proyek dibandingkan dengan total biaya siklus hidupnya (*life-cycle costs*).

2.7.4 Payback period (PP)

Payback Period (PP) adalah suatu metode evaluasi investasi yang menghitung waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal melalui arus kas bersih tahunan proyek. Dengan kata lain, *PP* menunjukkan berapa lama waktu yang diperlukan agar suatu proyek mulai menghasilkan keuntungan bersih [23].

Secara matematis:

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Investasi Awal}}{\text{Arus Kas Bersih Tahunan}} \quad (2.10)$$

Metode ini tidak memperhitungkan nilai waktu uang (*time value of money*) secara eksplisit, tetapi sangat berguna untuk menilai likuiditas proyek dan risiko pengembalian jangka pendek. *Payback period* sebagai indikator utama, konsep ini sangat berkaitan erat dengan pengembalian investasi awal dalam struktur pembiayaan proyek, terutama dalam konteks pengaturan *loan tenor*, *construction risk*, dan *revenue start period*.

Dalam *PP* ini pentingnya jangka waktu pembayaran (tenor), moratorium, dan masa pengembalian utang dalam struktur pembiayaan proyek. Periode moratorium dan jangka waktu utang tersebut dapat dikaitkan dengan strategi pengembalian investasi yang implisit mencerminkan *payback horizon* yang diharapkan oleh pihak pemberi pinjaman dan sponsor proyek. Sponsor proyek seringkali menilai proyek berdasarkan kombinasi indikator kelayakan, termasuk *IRR*, dan *PP*, terutama untuk proyek dengan risiko tinggi di awal (*high upfront CAPEX*) dan ketidakpastian pendapatan operasional.

2.8 DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT PowerFactory merupakan perangkat lunak teknik yang dikembangkan secara khusus untuk melakukan analisis sistem tenaga listrik baik pada sistem transmisi, distribusi, maupun sistem industri. Perangkat lunak ini menyediakan lingkungan terintegrasi untuk pemodelan, perhitungan, dan visualisasi sistem tenaga secara efisien. Nama *DIgSILENT* sendiri merupakan akronim dari *Digital Simulation of Electrical Networks*, yang menekankan kemampuan simulatif perangkat lunak ini terhadap jaringan listrik secara digital [24]

PowerFactory dirancang sebagai paket perangkat lunak interaktif dengan antarmuka diagram satu garis (*single-line diagram*) yang memungkinkan pengguna untuk membangun, mengedit, dan menganalisis jaringan listrik secara langsung pada tampilan grafis. Kemampuan ini menjadikannya sebagai alat bantu utama dalam kegiatan perencanaan, analisis keandalan, simulasi transien, dan evaluasi kinerja sistem tenaga Listrik [24].

PowerFactory mendukung berbagai jenis studi sistem tenaga seperti:[24]

- a. *Load flow analysis*, yaitu perhitungan aliran daya yang berguna untuk mengetahui profil tegangan dan distribusi daya aktif dan reaktif pada setiap bus dalam sistem.
- b. *Short circuit analysis*, yaitu analisis arus hubung singkat berdasarkan standar IEC 60909 yang bertujuan untuk mengetahui kapasitas gangguan pada titik-titik kritis sistem.
- c. *Transient stability analysis*, yaitu simulasi respons sistem terhadap gangguan sementara dalam domain waktu.
- d. *Motor starting simulation*, untuk menganalisis efek penyalan motor terhadap kestabilan tegangan.

Semua elemen sistem seperti generator, transformator, saluran transmisi, dan beban dapat dimodelkan dengan parameter aktual maupun data pabrikan. Perangkat lunak ini juga dilengkapi dengan data manager sebagai basis data internal untuk pengelolaan tipe dan parameter elemen sistem secara sistematis. Keunggulan *PowerFactory* terletak pada integrasi penuh antara pemodelan grafis dan basis data, di mana setiap perubahan pada diagram satu garis secara otomatis diperbarui dalam data numerik, dan sebaliknya. Selain itu, *PowerFactory* menyediakan *result box* yang menampilkan hasil perhitungan langsung pada diagram, serta memungkinkan pengguna untuk menyesuaikan format laporan secara fleksibel.