

**EVALUASI INDEKS KEANDALAN MENGGUNAKAN METODE
RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT APPROACH (RNEA) PADA
PENYULANG 20 kV BANCAR PT. PLN (PERSERO) ULP JATIROGO**

LAPORAN TUGAS AKHIR

LAPORAN INI DISUSUN UNTUK MEMENUHI SALAH SATU SYARAT
MEMPEROLEH GELAR S1 PADA
PRODI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS ISLAM SULTAN AGUNG
SEMARANG



DISUSUN OLEH :

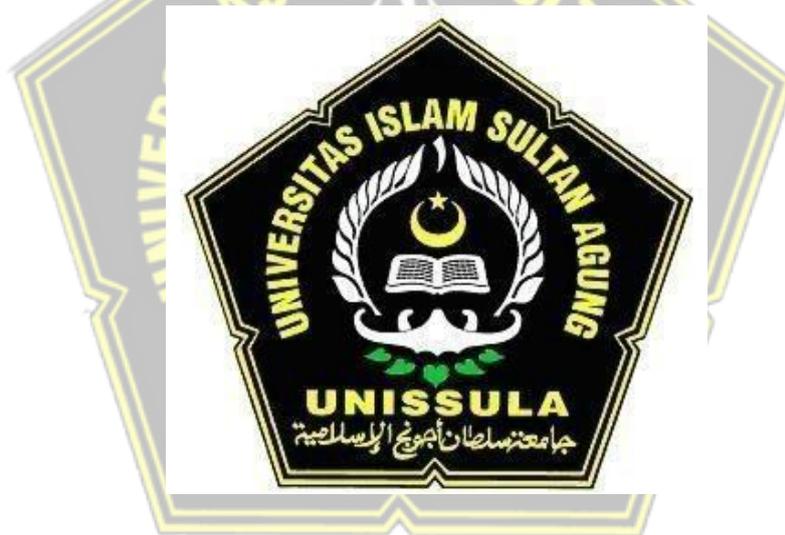
**AYU WIDIANA PUTRI
NIM 30602200124**

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI
UNIVERSITAS ISLAM SULTAN AGUNG
SEMARANG
2025**

**EVALUATION OF RELIABILITY INDEX USING THE RELIABILITY
NETWORK EQUIVALENT APPROACH (RNEA) METHOD ON THE 20
kV BANCAR FEEDER PT. PLN (PERSERO) ULP JATIROGO**

FINAL PROJECT

THIS REPORT PROPOSED TO COMPLETE THE REQUITMENT
TO OBTAIN A BACHELOR'S DEGREE (S1) AT
DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY
UNIVERSITAS ISLAM SULTAN AGUNG
SEMARANG



ARRANGED BY :

**AYU WIDIANA PUTRI
NIM 30602200124**

**DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY
UNIVERSITAS ISLAM SULTAN AGUNG
SEMARANG
2025**

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING

Laporan Tugas Akhir dengan judul “EVALUASI INDEKS KEANDALAN MENGGUNAKAN METODE *RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT APPROACH* (RNEA) PADA PENYULANG 20 kV BANCAR PT PLN (PERSERO) ULP JATIROGO” ini disusun oleh:

Nama : AYU WIDIANA PUTRI
NIM : 30602200124
Program Studi : Teknik Elektro

Telah disahkan dan disetujui oleh dosen pembimbing pada:

Hari : Rabu
Tanggal : 12 Februari 2025

Pembimbing



Dr. Gunawan, S.T., M.T.
NIDN : 0607117101

Mengetahui,

Ka Program Studi Teknik Elektro



Jenny Putri Hapsari, S.T., M.T.
NIDN : 0607018501



LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI

Laporan Tugas Akhir dengan judul “EVALUASI INDEKS KEANDALAN MENGGUNAKAN METODE *RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT APPROACH* (RNEA) PADA PENYULANG 20 kV BANCAR PT PLN (PERSERO) ULP JATIROGO” ini telah dipertahankan di depan Penguji sidang Tugas Akhir pada:

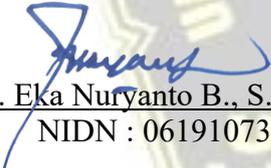
Hari : Rabu

Tanggal : 12 Februari 2025

Tim Penguji

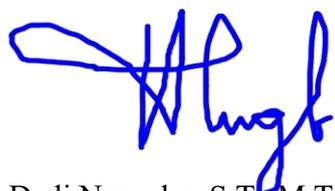
Penguji I

Penguji II


Dr. Eka Nuryanto B., S.T., M.T.
NIDN : 0619107301


Dr. Gunawan, S.T., M.T.
NIDN : 0607117101

Ketua Penguji



Dedi Nugroho, S.T., M.T.
NIDN : 0617126602

SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Ayu Widiana Putri
NIM : 30602200124
Jurusan : Teknik Elektro
Fakultas : Fakultas Teknologi Industri

Dengan ini saya menyatakan bahwa Tugas Akhir yang diajukan dengan judul **“EVALUASI INDEKS KEANDALAN MENGGUNAKAN METODE *RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT APPROACH* (RNEA) PADA PENYULANG 20 kV BANCAR PT PLN (PERSERO) ULP JATIROGO”** adalah hasil karya sendiri, tidak pernah diajukan untuk memperoleh gelar kesarjanaan di perguruan tinggi lain maupun ditulis dan diterbitkan orang lain, kecuali secara tertulis diacu dalam daftar pustaka. Tugas Akhir ini adalah milik saya segala bentuk kesalahan dan kekeliruan dalam Tugas Akhir ini adalah tanggung jawab saya.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sadar dan penuh tanggung jawab.

Semarang, 21 Februari 2025

Yang Menyatakan



Ayu Widiana Putri

HALAMAN PERSEMBAHAN DAN MOTTO

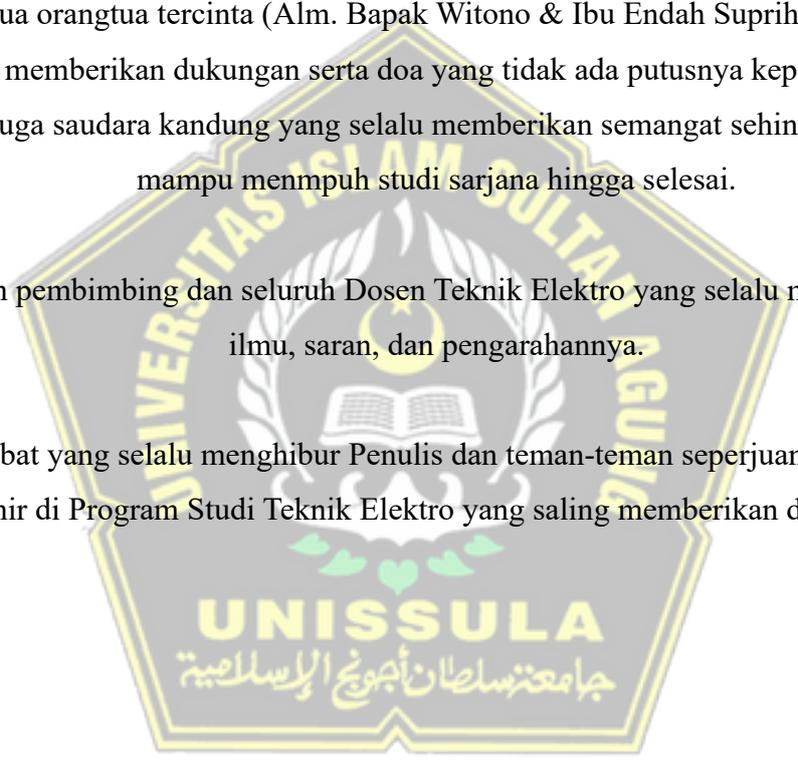
Persembahan :

Alhamdulillahirabbil Alamiin. Saya persembahkan karya Tugas Akhir yang sederhana ini kepada :

Kedua orangtua tercinta (Alm. Bapak Witono & Ibu Endah Suprihatin) yang selalu memberikan dukungan serta doa yang tidak ada putusnya kepada penulis. Dan juga saudara kandung yang selalu memberikan semangat sehingga penulis mampu menmpuh studi sarjana hingga selesai.

Dosen pembimbing dan seluruh Dosen Teknik Elektro yang selalu memberikan ilmu, saran, dan pengarahannya.

Sahabat yang selalu menghibur Penulis dan teman-teman seperjuangan Tugas Akhir di Program Studi Teknik Elektro yang saling memberikan dukungan.



Motto :

“Barang siapa bertakwa kepada Allah niscaya Dia akan membukakan jalan keluar baginya, dan Dia memberinya rezeki dari arah yang tidak disangka sangka.”

(At-Talaq 65 : 2-3)

"Allah tidak mengatakan hidup ini mudah. Tetapi Allah berjanji, bahwa sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan.”

(Al-Insyirah: 5-6)

"Focus on the journey, not the destination. Joy is found not in finishing an activity but in doing it."

(Greg Anderson)

“Tidak ada mimpi yang terlalu tinggi. Tidak ada mimpi yang patut untuk diremehkan. Lambungkan setinggi yang kau inginkan dan gapailah dengan selayaknya yang kau harapkan.”

(Maudy Ayunda)

“Action speak louder than words.”

(Rafael Struick)

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir dengan tepat waktu. Tidak lupa, Shalawat serta salam senantiasa tercurah kepada baginda Nabi Muhammad SAW. Penyusunan Tugas Akhir yang berjudul “Evaluasi Indeks Keandalan Menggunakan Metode *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA) Pada Penyulang 20 kV Bancar PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo” merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana pada Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri di Universitas Islam Sultan Agung Semarang.

Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah memberikan bantuan dan dukungan selama menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik. Oleh karena itu, pada kesempatan ini sudah sepantasnya Penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. H. Gunarto, S.H., M.H. selaku Rektor Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
2. Ibu Dr. Ir. Novi Marlyana, S.T., M.T. selaku Dekan Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
3. Ibu Jenny Putri Hapsari, S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Sultan Agung Semarang.
4. Bapak Dr. Gunawan, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing sekaligus dosen wali yang telah memberikan arahan, motivasi, dan dukungan kepada Penulis dalam menyusun Tugas Akhir ini.
5. Seluruh Dosen dan Karyawan Program Studi Teknik Elektro, Universitas Islam Sultan Agung Semarang yang telah memberikan ilmu, arahan, dan bantuan kepada Penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
6. Untuk kedua orangtua tercinta, Alm. Bapak Witono yang belum sempat menemani Penulis sampai dengan wisuda dan Ibu Endah Suprihatin yang senantiasa memberikan doa, semangat, dukungan, serta kasih sayang sehingga Penulis dapat terus berjuang dalam meraih mimpi dan cita-cita. Kesuksesan

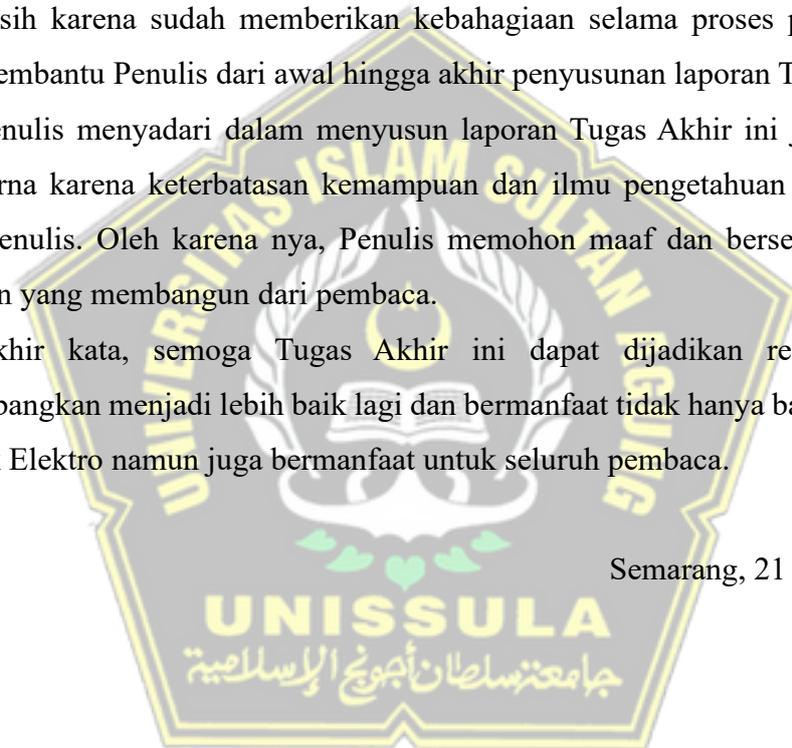
dan segala hal baik yang kedepannya akan Penulis dapatkan adalah karena dan untuk kalian berdua.

7. Kakak Perempuan penulis yaitu Merryta Wityasari dan Arum Wijayati yang selalu memberikan doa dan mengingatkan untuk terus semangat dalam menyelesaikan tugas yang sedang dijalani.
8. Seluruh anggota ULP Jatirogo yang sudah memberikan wawasan, bantuan, dan dukungan kepada Penulis selama proses penelitian Tugas Akhir.
9. Kepada teman teman penulis yang tidak kalah penting kehadirannya, terima kasih karena sudah memberikan kebahagiaan selama proses penelitian dan membantu Penulis dari awal hingga akhir penyusunan laporan Tugas Akhir.

Penulis menyadari dalam menyusun laporan Tugas Akhir ini jauh dari kata sempurna karena keterbatasan kemampuan dan ilmu pengetahuan yang dimiliki oleh Penulis. Oleh karena itu, Penulis memohon maaf dan bersedia menerima kritikan yang membangun dari pembaca.

Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini dapat dijadikan referensi untuk dikembangkan menjadi lebih baik lagi dan bermanfaat tidak hanya bagi mahasiswa Teknik Elektro namun juga bermanfaat untuk seluruh pembaca.

Semarang, 21 Februari 2025



Ayu Widiana Putri

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN PEMBIMBING	iii
LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI	iv
SURAT PERNYATAAN	v
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI ILMIAH	vi
HALAMAN PERSEMBAHAN DAN MOTTO	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	2
1.4 Manfaat Penelitian	3
1.5 Pembatasan Masalah	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI	6
2.1 Tinjauan Pustaka	6
2.2 Landasan Teori	7
2.2.1 Sistem Tenaga Listrik	7
2.2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik	8
2.2.3 Sistem Jaringan Pola Radial	10
2.2.4 Gangguan Pada Jaringan Distribusi	11
2.2.5 Keandalan Sistem Distribusi	13
2.2.6 Indeks Keandalan Jaringan Distribusi	13
2.2.7 Standar Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI	16
2.2.8 <i>Reliability Network Equivalent Approach (RNEA)</i>	17

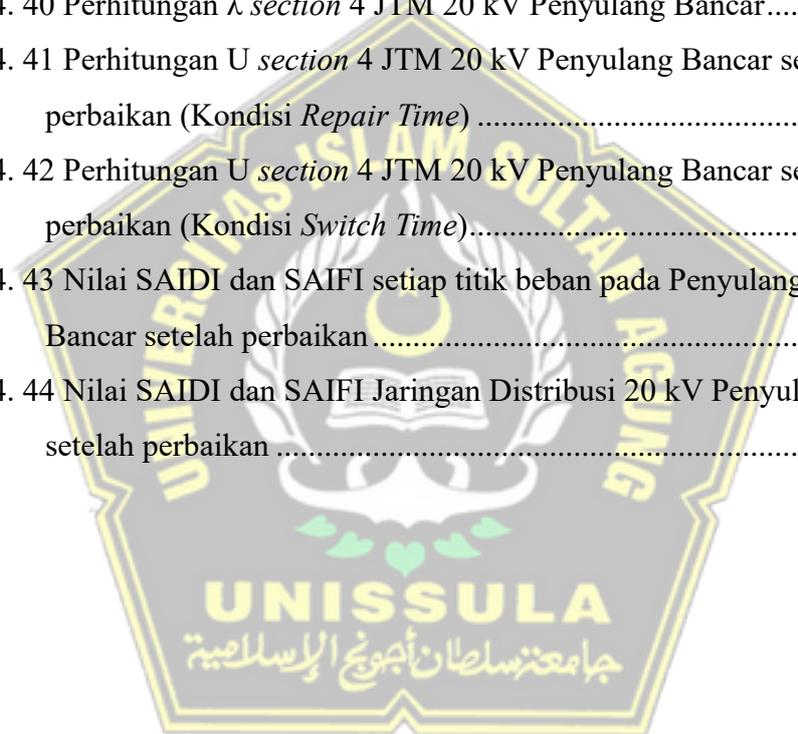
BAB III METODE PENELITIAN.....	20
3.1 Pendekatan Penelitian.....	20
3.2 Lokasi dan Waktu Penelitian	20
3.3 Alat dan Bahan.....	21
3.4 Sumber Data	21
3.5 Teknik Pengambilan Data.....	22
3.6 Tahapan Penelitian (<i>Flowchart</i>).....	23
3.7 Analisis Data	24
BAB IV DATA DAN ANALISA	29
4.1 Identifikasi <i>Single Line Diagram</i> (SLD) Penyulang Bancar.....	29
4.2 Menghitung Nilai Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U)	32
4.2.1 Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U) <i>Load point</i>	32
4.2.2 Menghitung Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar	54
4.2.3 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar Terhadap SPLN.....	58
4.3 Upaya Meningkatkan Keandalan Sistem Distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar yang Tepat dan Berkelanjutan.....	59
4.3.1 Menghitung Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U) Setelah Perbaikan	62
4.3.2 Menghitung Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan	70
BAB V PENUTUP.....	75
5.1 Kesimpulan.....	75
5.2 Saran	75
DAFTAR PUSTAKA	77

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Data laju kegagalan (λ), dan waktu keluar komponen (r)	14
Tabel 3. 1 Mode kegagalan Penyulang Bancar	25
Tabel 4. 1 Jumlah Pelanggan JTM 20 kV Penyulang Bancar	29
Tabel 4. 2 Panjang Saluran JTM 20 kV Penyulang Bancar	30
Tabel 4. 3 Perhitungan λ <i>section</i> 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	32
Tabel 4. 4 Perhitungan U <i>section</i> 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	32
Tabel 4. 5 Perhitungan λ <i>section</i> 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	34
Tabel 4. 6 Perhitungan U <i>section</i> 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	35
Tabel 4. 7 Perhitungan U <i>section</i> 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Switch Time</i>)	35
Tabel 4. 8 Perhitungan λ <i>section</i> 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	36
Tabel 4. 9 Perhitungan U <i>section</i> 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	37
Tabel 4. 10 Perhitungan U <i>section</i> 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Switch Time</i>)	38
Tabel 4. 11 Perhitungan λ <i>section</i> 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	39
Tabel 4. 12 Perhitungan U <i>section</i> 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	40
Tabel 4. 13 Perhitungan U <i>section</i> 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Switch Time</i>)	40
Tabel 4. 14 Perhitungan λ <i>section</i> 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	40
Tabel 4. 15 Perhitungan U <i>section</i> 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	42
Tabel 4. 16 Perhitungan U <i>section</i> 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Switch Time</i>)	42
Tabel 4. 17 Perhitungan λ cabang 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	43

Tabel 4. 18 Perhitungan U cabang 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	43
Tabel 4. 19 Perhitungan λ cabang 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	44
Tabel 4. 20 Perhitungan U cabang 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	45
Tabel 4. 21 Perhitungan λ cabang 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	46
Tabel 4. 22 Perhitungan U cabang 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	46
Tabel 4. 23 Perhitungan λ cabang 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	47
Tabel 4. 24 Perhitungan U cabang 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	48
Tabel 4. 25 Perhitungan λ cabang 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	49
Tabel 4. 26 Perhitungan U cabang 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	49
Tabel 4. 27 Perhitungan λ cabang 6 JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	49
Tabel 4. 28 Perhitungan U cabang 6 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi <i>Repair Time</i>)	51
Tabel 4. 29 Nilai SAIDI dan SAIFI setiap titik beban pada Penyulang 20 kV Bancar.....	54
Tabel 4. 30 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar	57
Tabel 4. 31 Riwayat Gangguan JTM 20 kV Penyulang Bancar Tahun 2023.....	59
Tabel 4. 32 Perhitungan λ <i>section</i> 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan	63
Tabel 4. 33 Perhitungan U <i>section</i> 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Repair Time</i>).	63
Tabel 4. 34 Perhitungan λ <i>section</i> 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan	64
Tabel 4. 35 Perhitungan U <i>section</i> 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Repair Time</i>).	65

Tabel 4. 36 Perhitungan U <i>section 2</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Switch Time</i>).....	65
Tabel 4. 37 Perhitungan λ <i>section 3</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan	66
Tabel 4. 38 Perhitungan U <i>section 3</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Repair Time</i>)	67
Tabel 4. 39 Perhitungan U <i>section 3</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Switch Time</i>).....	67
Tabel 4. 40 Perhitungan λ <i>section 4</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar.....	68
Tabel 4. 41 Perhitungan U <i>section 4</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Repair Time</i>)	68
Tabel 4. 42 Perhitungan U <i>section 4</i> JTM 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan (Kondisi <i>Switch Time</i>).....	68
Tabel 4. 43 Nilai SAIDI dan SAIFI setiap titik beban pada Penyulang 20 kV Bancar setelah perbaikan	71
Tabel 4. 44 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar setelah perbaikan	73



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Sistem Distribusi Tenaga Listrik	7
Gambar 2. 2 Jaringan Pola Radial.....	11
Gambar 2. 3 Skema Komponen yang Terpasang di Jaringan Distribusi Tipe Radial	17
Gambar 3. 1 Model Penelitian	20
Gambar 3. 2 Tahapan Penelitian	23
Gambar 3. 3 Tahapan Perhitungan dengan Metode RNEA	24
Gambar 3. 4 <i>Single Line Diagram</i> Dasar Penyulang Bancar.....	25
Gambar 4. 1 <i>Single Line Diagram</i> Penyulang 20 kV Bancar PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo	29
Gambar 4. 2 Jumlah nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan (U_{LP}) pada setiap bagian Penyulang 20 kV Bancar	52
Gambar 4. 3 Perbandingan Hasil SAIDI dan SAIFI antara Perhitungan dengan RNEA dan SPLN 68-2:1986.....	58
Gambar 4. 4 Skema Upaya Meningkatkan Keandalan Penyulang Bancar	61
Gambar 4. 5 Jumlah nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan (U_{LP}) pada setiap bagian Penyulang 20 kV Bancar Setelah Perbaikan.....	69
Gambar 4. 6 Perbandingan Hasil SAIDI dan SAIFI antara Perhitungan dengan RNEA dan SPLN 68-2:1986.....	74

Abstrak

Penyediaan energi listrik yang andal merupakan aspek penting dalam mendukung aktivitas industri, perkantoran, dan masyarakat. PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo menghadapi tantangan dalam menjaga keandalan sistem distribusi listrik, terutama pada Penyulang Bancar yang sering mengalami gangguan akibat faktor eksternal seperti angin, pohon tumbang dan binatang. Gangguan ini berdampak pada kualitas pelayanan listrik kepada pelanggan. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi keandalan Penyulang Bancar menggunakan metode *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA) serta memberikan rekomendasi upaya perbaikan. Metodologi penelitian melibatkan perhitungan indeks keandalan SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) dan SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) berdasarkan data riwayat gangguan dan konfigurasi jaringan. Analisis dilakukan pada kondisi sebelum dan setelah perbaikan dengan menggunakan penghantar udara berisolasi untuk mengurangi potensi gangguan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sebelum perbaikan, nilai SAIFI adalah 5,4 kali/pelanggan/tahun, sementara SAIDI mencapai 12,5 jam/pelanggan/tahun. Nilai SAIDI memenuhi standar SPLN 68-2:1986, tetapi SAIFI belum sesuai dengan standar yang diharapkan sebesar 2,4 kali/pelanggan/tahun. Setelah perbaikan, SAIFI menurun menjadi 2,4 kali/pelanggan/tahun, dan SAIDI menjadi 6,7 jam/pelanggan/tahun, menunjukkan peningkatan keandalan sistem distribusi listrik pada Penyulang Bancar. Dengan demikian, kedua indeks keandalan tersebut telah memenuhi standar yang ditetapkan PT. PLN (Persero).

Kata Kunci: Keandalan Sistem Distribusi, SAIDI dan SAIFI, *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA)



Abstract

The provision of reliable electricity is crucial in supporting industrial, office, and community activities. PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo faces challenges in maintaining the reliability of its electricity distribution system, particularly on the Bancar Feeder, which frequently experiences disturbances due to external factors such as wind, fallen trees and animals. These disturbances affect the quality of electricity service to customers. This study aims to evaluate the reliability of the Bancar Feeder using the Reliability Network Equivalent Approach (RNEA) method and provide recommendations for improvement efforts. The research methodology involves calculating reliability indices SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) and SAIDI (System Average Interruption Duration Index) based on disturbance history data and network configuration. The analysis was conducted on conditions before and after improvements, which included using insulated overhead conductors to reduce potential disturbances. The results show that before the improvements, the SAIFI value was 5.4 times/customer/year, while the SAIDI value reached 12.5 hours/customer/year. The SAIDI value met the SPLN 68-2:1986 standard, but the SAIFI value did not meet the expected standard of 2.4 times/customer/year. After the improvements, the SAIFI value decreased to 2.4 times/customer/year, and the SAIDI value reduced to 6.7 hours/customer/year, demonstrating an improvement in the reliability of the electricity distribution system on the Bancar Feeder. Thus, both reliability indices have met the established standards by PT. PLN (Persero).

Keywords: *Distribution System Reliability, SAIDI and SAIFI, Reliability Network Equivalent Approach (RNEA)*



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kemajuan teknologi di bidang industri, perkantoran, maupun pendidikan meningkatkan peran penting energi listrik sebagai sumber kehidupan manusia dalam menjalankan kegiatan sehari-hari [1]. PT. PLN (Persero) yang merupakan satu-satunya Badan Usaha Milik Negara pengelola energi listrik, berupaya untuk menyalurkan energi listrik kepada masyarakat melalui sistem jaringan tenaga listrik yang sebaik mungkin [2].

Kondisi sistem tenaga listrik bisa dikatakan andal apabila intensitas terjadinya pemadaman masih dalam batas standar yang telah ditentukan [3]. Dengan begitu, kontinuitas penyaluran energi listrik menjadi perhatian yang penting untuk selalu dijaga. Salah satu kendala yang harus dihadapi yaitu berbagai macam faktor gangguan baik dari dalam atau luar sistem mengakibatkan pemadaman listrik dalam jangka waktu yang lama bagi pelanggan daya besar maupun kecil [4].

Sistem Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 20 kV di PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo terdiri dari 4 penyulang dengan konfigurasi menggunakan sistem radial, sehingga masih sering terjadi pemadaman akibat gangguan yang dapat mempengaruhi keandalan suatu sistem tenaga listrik. Salah satu penyulang yaitu Penyulang Bancar memiliki total panjang 41,02 kms. Berdasarkan laporan tahunan riwayat gangguan ULP Jatirogo tahun 2023 terhitung sudah terjadi 29 kali gangguan pada area zona dua Penyulang Bancar dalam rentang waktu satu tahun yang disebabkan oleh berbagai faktor eksternal, seperti pohon yang menyentuh jaringan, hewan, atau sambaran petir. Dampak yang dirasakan yaitu terjadinya pemadaman pada sebagian besar wilayah yang tersuplai energi listrik melalui Penyulang Bancar [5].

Melihat kondisi pada JTM 20 kV Penyulang Bancar, perlu dilakukan perhitungan tingkat keandalan untuk menentukan apakah penyulang tersebut termasuk dalam kategori andal atau tidak berdasarkan standar di PT PLN (Persero). Indeks yang digunakan untuk mengetahui tingkat keandalan suatu sistem JTM 20

kV sangat beragam, dua diantaranya yaitu SAIDI (*Sistem Average Interruption Duration Index*) menunjukkan indeks lama padam rata-rata dalam satu tahun dan SAIFI (*Sistem Average Interruption Frequency Index*) menunjukkan indeks frekuensi gangguan rata-rata dalam satu tahun [4]. Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan, salah satunya adalah metode *reliability network equivalent approach* (RNEA) yang diperkenalkan oleh Billinton & Wang [3][6][7].

Konfigurasi JTM 20 kV pola radial yang rumit dapat dianalisis dengan cara menyusun kembali sistem distribusi ke dalam bentuk seri dan sederhana menggunakan pendekatan RNEA. Prinsip metode ini adalah menghitung indeks keandalan di setiap titik beban dengan menggunakan operasi berurutan dan berulang. Selanjutnya akan didapatkan hasil yang dapat membantu dalam menentukan strategi untuk meningkatkan keandalan sistem penyaluran energi listrik [8].

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Bagaimana metode RNEA dapat diterapkan pada perhitungan indeks keandalan (SAIDI dan SAIFI) di sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar?
2. Apakah terdapat perbedaan yang signifikan antara hasil perhitungan indeks keandalan (SAIDI dan SAIFI) dibandingkan dengan SPLN 68-2:1986?
3. Bagaimana upaya meningkatkan keandalan sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar yang tepat dan berkelanjutan?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang diharapkan dari penelitian ini adalah:

1. Menghitung indeks keandalan (SAIDI dan SAIFI) pada sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar dengan menggunakan metode RNEA.
2. Menganalisa hasil evaluasi indeks keandalan (SAIDI dan SAIFI) terhadap SPLN 68-2:1986.

3. Menentukan upaya yang tepat untuk meningkatkan keandalan sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar.

1.4 Manfaat Penelitian

Penyusunan penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Bagi Penulis

Sebagai bentuk menerapkan ilmu pengetahuan yang sudah diterima penulis pada saat proses pendidikan di kampus perguruan tinggi dan pengalaman yang didapat dari tempat kerja.

2. Bagi PT. PLN (Persero)

Salah satu manfaat dari penelitian ini adalah membantu PT. PLN (Persero), khususnya bagian distribusi ULP Jatirogo untuk memiliki pandangan terkait indeks keandalan SAIDI dan SAIFI sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar serta upaya yang tepat untuk menjaga ataupun meningkatkan indeks keandalan tersebut.

3. Bagi masyarakat dan mahasiswa lain

Sebagai sarana bagi masyarakat untuk menambah wawasan tentang sistem pendistribusian tenaga listrik serta menjadi tambahan referensi pembelajaran untuk mahasiswa yang sedang mendalami materi sejenis, sehingga memungkinkan adanya penemuan inovasi lain yang dapat meningkatkan indeks keandalan sistem distribusi JTM 20 kV.

1.5 Pembatasan Masalah

Untuk memastikan topik pembahasan tetap dalam pokok permasalahan, maka batasan masalah pada penelitian ini sebagai berikut:

1. Analisis yang dilakukan berfokus pada sistem distribusi Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 20 kV mulai dari *circuit breaker* (PMT) keluaran gardu induk sampai dengan ujung JTM 20 kV Penyulang Bancar tanpa memperhitungkan analisis di sisi Jaringan Tegangan Rendah (JTR).

2. Indeks keandalan peralatan yang dilibatkan saat menghitung nilai SAIDI dan SAIFI adalah indeks keandalan *circuit breaker* (PMT), trafo distribusi, *recloser*, *load break switch* (LBS), *fuse cut out* (FCO) dan saluran udara JTM 20 kV.
3. Faktor pemadaman terencana akibat pemeliharaan JTM 20 kV yang sudah terjadwalkan tidak diikutsertakan dalam perhitungan nilai SAIDI dan SAIFI.
4. Menggunakan SPLN (Standar PLN) sebagai acuan untuk standar indeks keandalan.
5. Tidak dilakukan analisis untuk manajemen dan perhitungan kerugian biaya.

1.6 Sistematika Penulisan

Mencakup gambaran secara garis besar apa saja yang diuraikan pada setiap bab laporan. Sistematika penulisan untuk laporan penelitian ini, sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Pada bab ini berisikan latar belakang, perumusan masalah, tujuan, manfaat, batasan, dan sistematika penelitian.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA & DASAR TEORI

Pada bab ini berisikan tinjauan pustaka dan kumpulan teori yang menjelaskan tentang sistem tenaga listrik, pola radial jaringan tenaga listrik, macam-macam gangguan pada jaringan tenaga listrik, keandalan jaringan distribusi tenaga listrik, dan *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA).

BAB III METODE PENELITIAN

Pada bab ini berisikan tempat dan waktu penelitian, teknik pengambilan dan pengolahan data, alat dan bahan penelitian, tahapan penelitian (*flowchart*), serta langkah-langkah penerapan metode RNEA dalam analisis menghitung indeks keandalan sistem distribusi JTM 20 kV.

BAB IV HASIL DAN ANALISA

Pada bab ini berisikan analisis data, dan pembahasan hasil dari analisis data yang telah dilakukan.

BAB V PENUTUP

Pada bab ini berisikan kesimpulan dan saran dari hasil penelitian yang telah dilakukan, serta rekomendasi untuk penelitian selanjutnya.



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Nanzain, S., Wrahatnolo, T. [3], penelitian ini dilaksanakan pada tahun 2017 dengan judul Evaluasi Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan Metode *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA) Di PT. PLN Rayon Mojokerto. Peneliti membahas terkait indeks keandalan sistem jaringan distribusi pada beberapa penyulang di PT. PLN Rayon Mojokerto dengan menggunakan metode RNEA dan *software* ETAP sebagai pembanding. Parameter yang digunakan yaitu nilai SAIDI merupakan seberapa sering terjadi pemadaman dan SAIFI merupakan lamanya pemadaman yang terjadi dalam selang waktu tertentu. Didapatkan hasil pada Penyulang Bangsal dan Empunala indeks keandalan SAIFI masih dibawah SPLN 59:1985 dan indeks SAIDI sudah memenuhi SPLN 59 : 1985, sedangkan pada Penyulang Residen Pamuji dan Gading indeks keandalan sistem SPLN 59 : 1985.

Adiguna, M. [6], penelitian ini dilaksanakan pada tahun 2019 dengan judul Analisis Keandalan Sistem Distribusi 20 kV Pada Penyulang Kayutangi Menggunakan Metode *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA). Peneliti membahas terkait kualitas keandalan pelayanan energi listrik dilihat dari lamanya pemadaman dan seberapa sering pemadaman terjadi dalam kurun waktu tertentu serta melakukan upaya peningkatan indeks keandalan pada Penyulang Kayutangi. Metode yang dipilih dalam menentukan indeks keandalan adalah metode RNEA. Didapatkan hasil bahwa keandalan pada Penyulang Kayutangi masih belum sesuai SPLN 59:1985 yaitu SAIFI 3,21 kali/pelanggan/tahun dan SAIDI 21,09 jam/pelanggan/tahun. Kemudian dilakukan upaya untuk meningkatkan indeks keandalan sistem dengan simulasi penambahan *Recloser* pada *Software* ETAP dan mendapatkan hasil keandalan sudah sesuai SPLN 59:1985 yaitu SAIFI 3,176 kali/pelanggan/tahun dan SAIDI 10,941 jam/pelanggan/tahun.

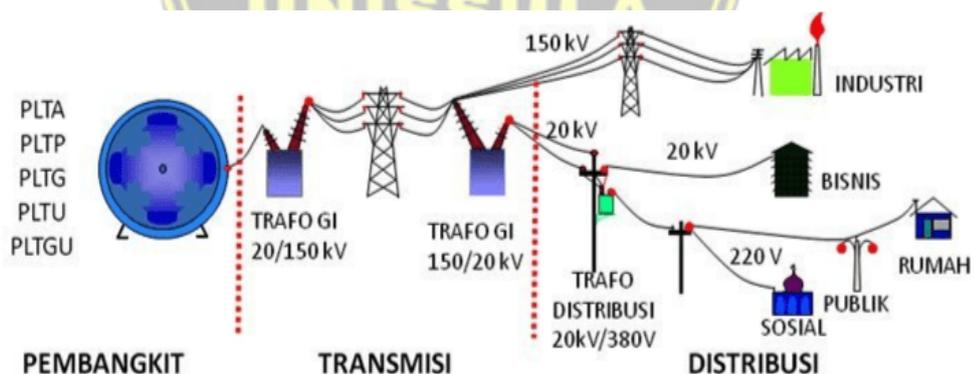
Annisa, R., Hamma, H., Najib, N. [7], penelitian ini dilaksanakan pada tahun 2023 dengan judul Analisis Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 kV di PT. PLN

(Persero) ULP Kalebajeng Dengan Metode *Reliability Network Equivalent Approach* (RNEA). Peneliti membahas terkait evaluasi indeks keandalan SAIDI dan SAIFI serta kerugian ekonomis pada jaringan sistem distribusi Penyulang Parang Banoa dan penyulang RRI yang memiliki konfigurasi radial. Berdasarkan hasil perhitungan, Penyulang Parang Banoa dikategorikan tidak andal karena nilainya sudah melebihi standar SPLN 68-2 tahun 1986 dengan nilai kerugian ekonomis sebesar Rp. 26.854.706,11. Sedangkan pada Penyulang RRI masih dalam kategori andal karena nilainya berada di bawah standar SPLN 68-2 tahun 1986 dengan kerugian ekonomis sebesar Rp. 29.358.858,23.

2.2 Landasan Teori

2.2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan kesatuan rangkaian dari seluruh komponen yang terlibat dalam proses penyaluran energi listrik dan saling terkoneksi satu dengan lain nya. Dimulai dari pusat-pusat penghasil tenaga listrik dengan daya listrik besar (*Bulk Power Source*) yang terhubung oleh jaringan transmisi dan distribusi, kemudian dilakukan proses transformasi tegangan pada gardu induk sampai akhirnya bisa digunakan secara langsung oleh konsumen [9].



Gambar 2. 1 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Secara lebih rinci, penyaluran tenaga listrik berasal dari tegangan listrik sebesar 11 kV sampai dengan 24 kV yang dihasilkan dari generator pusat tenaga listrik dinaikkan nominal nya menggunakan transformator *step-up* menjadi 70 kV, 150 kV,

atau 500 kV. Tujuan menaikkan tegangan adalah untuk memperkecil kerugian daya listrik pada saluran transmisi akibat dari letak pusat tenaga listrik yang pada umumnya sangat jauh dari konsumen. Dalam hal ini, penyaluran dengan daya yang sama bila nilai tegangannya diperbesar, maka arus yang mengalir semakin kecil sehingga kerugian daya juga akan kecil pula. Selaras dengan konsep besarnya kerugian daya berbanding lurus dengan kuadrat arus yang mengalir. Kemudian tenaga listrik disalurkan melalui jaringan transmisi yang biasa disebut Saluran Udara Ekstra Tinggi (SUTET) atau Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) menuju ke gardu induk distribusi untuk diturunkan nominal tegangannya menggunakan transformator *step-down* menjadi 20 kV. Selanjutnya penyaluran tenaga listrik dilakukan oleh jaringan distribusi primer menuju titik-titik gardu distribusi untuk diturunkan nominal tegangannya menggunakan transformator *step-down* distribusi menjadi sistem tegangan rendah, yaitu 220/380 Volt. Tegangan tersebut kemudian siap digunakan untuk konsumen tegangan rendah yang disalurkan melalui jaringan distribusi sekunder sampai dengan Alat Penghitung dan Pembatas (APP) di instalasi konsumen. Dengan ini jelas bahwa sistem distribusi merupakan bagian yang penting dalam sistem tenaga listrik secara keseluruhan [9].

2.2.2 Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi tenaga listrik dapat diklasifikasikan menjadi sistem distribusi primer dan sistem distribusi sekunder [9].

1. Sistem Distribusi Primer

Sistem jaringan yang digunakan untuk menyalurkan tenaga listrik dari sisi sekunder transformator gardu induk sampai dengan sisi primer transformator distribusi. Jaringan distribus primer ini bertegangan menengah 20 kV dan dapat menggunakan beberapa pilihan jenis penghantar sesuai tingkat keandalan yang diinginkan serta kondisi lingkungan sekitar. Berdasarkan jenis atau tipe konduktornya, dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

- a. Saluran udara, dipasang pada udara terbuka dengan penopang (tiang) dan ukuran penghantar yang digunakan antara lain mulai dari 70 mm², 150 mm², dan 240 mm². Saluran udara dibedakan menjadi:

- Saluran Udara Tegangan Menengah (SUTM), apabila menggunakan konduktor penghantar tanpa isolasi pembungkus. Jenis konduktor yang digunakan pada umumnya adalah AAAC (*All- Aluminium Alloy Conductor*), AAAC-S (*All-Aluminium Alloy Conductor – Sheated*), dan ACSR (*Aluminium conductor steel- reinforced*).
 - Saluran Kabel Udara Tegangan Menengah (SKUTM), apabila menggunakan konduktor penghantar terbungkus isolasi. Jenis konduktor yang digunakan pada umumnya adalah MVTIC (*Medium Voltage Twisted Insulated Conductor*).
- b. Saluran Bawah Tanah, dipasang di dalam tanah dengan menggunakan kabel tanah (*ground cable*). Pada umumnya disebut Saluran Kabel Tegangan Menengah (SKTM). Jenis konduktor yang digunakan adalah kabel dengan beberapa lapisan XLPE dan pelindung berupa armor yang dinamakan NA2XFYGBY. Ukuran penghantar yang digunakan antara lain mulai dari 70 mm², 240 mm² dan 300 mm².
 - c. Saluran Bawah Laut, dipasang di dasar laut dengan menggunakan kabel laut (*submarine cable*).

Apabila ditinjau dari bentuk susunan rangkaiannya dapat diklasifikasikan sebagai berikut:

- a. Jaringan Distribusi Radial.
- b. Jaringan Distribusi Ring (*Loop*).
- c. Jaringan Distribusi Jaring-Jaring (*Net*).
- d. Jaringan Distribusi *Spindle*.
- e. Jaringan Radial Interkoneksi.

2. Sistem Distribusi Sekunder

Sistem distribusi sekunder digunakan untuk menyalurkan tenaga listrik dari sisi sekunder transformator pada gardu distribusi menuju ke titik-titik beban (*load point*) yang ada di konsumen. Pada sistem distribusi sekunder menggunakan pola radial dengan penghantar konduktor yang berisolasi atau biasa dikenal Saluran Udara Tegangan Rendah (SUTR) maupun konduktor tanpa isolasi yang biasa

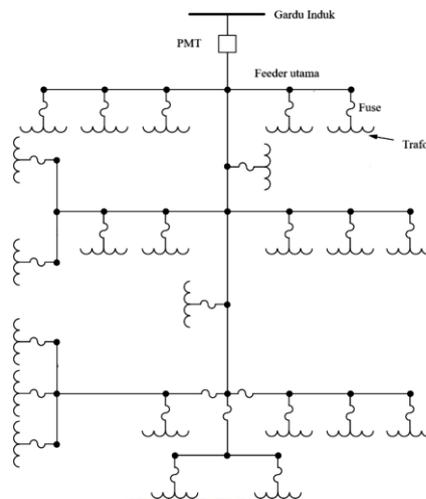
dikenal Saluran Kabel Udara Tegangan Rendah (SKUTR). Di Indonesia dalam hal ini PT. PLN (Persero), menggunakan sistem tegangan 220/380 Volt. Ruang lingkup sistem distribusi sekunder adalah sebagai berikut:

- a. Panel Hubung Bagi Tegangan Rendah (PHB-TR) pada transformator distribusi yang dilengkapi dengan alat pengaman berupa NH *fuse* dan sakelar utama.
- b. Penghantar jaringan tegangan rendah.
- c. Saluran Layanan Pelanggan (SLP).
- d. Alat Pembatas dan pengukur daya (kWh meter).

2.2.3 Sistem Jaringan Pola Radial

Sistem jaringan distribusi tenaga listrik dengan pola radial merupakan bentuk jaringan yang paling sederhana dan paling banyak digunakan karena biaya yang dibutuhkan untuk pembangunan cenderung lebih murah dibandingkan dengan bentuk sistem jaringan lain nya. Arti radial yang dimaksud yaitu proses penyaluran tenaga listrik ditarik secara radial dari titik sumber (gardu induk) kemudian terjadi percabangan menuju ke titik-titik beban (gardu distribusi) yang dilayani secara terpisah satu dengan yang lain.

Kualitas dan kontinuitas penyaluran tenaga listrik dengan pola radial kurang baik, sebab hanya terdapat satu saluran utama yang menyuplai antara titik sumber dan titik beban. Apabila saluran tersebut mengalami gangguan, maka akan cukup banyak konsumen yang ikut merasakan dampak pemadaman tergantung di mana titik gangguan tersebut terjadi. Untuk melokalisir gangguan, pola radial ini didukung dengan peralatan pengaman yang terpasang pada penyulang berupa *fuse*, *sectionalizer*, *recloser*, atau alat pemutus beban lainnya. Berfungsi untuk membatasi daerah yang mengalami pemadaman total, yaitu daerah saluran sesudah atau di belakang titik gangguan selama gangguan belum teratasi [9].



Gambar 2. 2 Jaringan Pola Radial

Luas penampang konduktor yang digunakan pada jaringan bentuk radial ini ukurannya tidak harus sama, karena arus beban yang mengalir sepanjang saluran menjadi tidak sama besar. Saluran utama (dekat sumber) akan menanggung arus beban lebih besar, maka ukuran penampangnya juga relatif besar sedangkan saluran percabangan-percabangan yang semakin ke ujung jaringan akan menanggung arus beban yang lebih kecil, maka ukuran penampangnya bisa lebih kecil.

2.2.4 Gangguan Pada Jaringan Distribusi

Sistem distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang berada paling dekat dengan pelanggan. Permasalahan yang harus dihadapi dalam pengoperasian sistem distribusi adalah kesiapan penanganan apabila terjadi gangguan. Gangguan utama dalam saluran distribusi tenaga listrik adalah gangguan hubung singkat yaitu suatu kondisi dimana ada arus yang mengalir dari fasa ke tanah atau antar fasa. Untuk keandalan pelayanan penyaluran tenaga listrik ke pelanggan maka jaringan distribusi dilengkapi dengan alat pengaman yang akan bekerja ke posisi membuka (*open*) untuk mengamankan berbagai komponen yang terpasang pada jaringan dari kerusakan akibat aliran arus gangguan tersebut. Hal ini akan memberikan dampak terhentinya penyaluran tenaga listrik. Gangguan pada jaringan distribusi lebih banyak terjadi pada saluran distribusi yang dibentangkan di udara bebas (SUTM) yang umumnya tidak memakai isolasi dibandingkan

dengan saluran distribusi yang ditanam dalam tanah (SKTM) dengan menggunakan isolasi pembungkus. Sumber gangguan pada sistem distribusi saluran udara sebagian besar karena pengaruh luar, diantaranya sebagai berikut [10]:

1. Angin atau pohon.
2. Petir.
3. Kegagalan atau kerusakan peralatan dan saluran.
4. Hujan dan cuaca.
5. Binatang dan benda-benda asing.

Ditinjau dari macam gangguannya, maka gangguan hubung singkat dapat dibedakan menjadi [10]:

1. Gangguan hubung singkat tiga fasa.
2. Gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah.
3. Gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah.
4. Gangguan hubung singkat antar fasa.

Ditinjau dari segi lamanya gangguan memiliki 2 sifat yaitu gangguan yang sifatnya temporer atau permanen [10]:

1. Gangguan Temporer

Gangguan temporer merupakan gangguan yang dapat hilang dengan sendirinya atau hanya memutuskan sesaat bagian yang terganggu dari sumber tegangannya. Ditandai dengan normalnya kembali kerja sistem setelah pengaman dimasukkan (menutup). Gangguan temporer bisa terjadi karena penghantar terkena sambaran petir, penghantar tertiup angin, atau penghantar menyentuh ranting pohon. Gangguan temporer yang terjadi berulang-ulang dapat menyebabkan timbulnya kerusakan pada peralatan sistem tenaga listrik dan hal ini dapat berubah menjadi gangguan yang bersifat permanen.

2. Gangguan Permanen

Gangguan yang terjadi dalam jangka waktu relatif lama, ditandai dengan jatuhnya pengaman setelah dimasukkan kembali. Untuk membebaskan penyebab gangguan tersebut diperlukan upaya perbaikan atau penggantian, kemudian sistem tenaga listrik baru bisa dioperasikan kembali secara normal. Gangguan yang

bersifat permanen disebabkan karena adanya kerusakan pada peralatan sistem tenaga listrik, seperti pohon menipa jaringan, transformator terbakar, atau tiang jaringan patah.

2.2.5 Keandalan Sistem Distribusi

Secara umum, keandalan (*reliability*) suatu sistem adalah kemampuan untuk beroperasi dengan normal selama periode waktu dan kondisi tertentu. Keandalan dalam sistem distribusi tidak dapat dinilai dari frekuensi, durasi, dan kecepatan waktu pemutusan beban (pemadaman) akibat adanya gangguan pada sistem. Konsep keandalan sistem distribusi adalah berbanding terbalik dengan tingkat pemutusan beban (pemadaman) pada sistem. Semakin tinggi tingkat pemutusan beban yang terjadi, maka tingkat pelayanan penyediaan tenaga listrik dari sistem ke pelanggan akan semakin berkurang. Sedangkan kondisi sebaliknya, apabila sistem tenaga listrik mampu memasok energi listrik ke pelanggan dengan cara yang memuaskan dan bertahan dari adanya gangguan, maka tingkat keandalan sistem semakin bertambah [11].

Aplikasi dari konsep keandalan sistem distribusi berbeda dengan aplikasi sistem pembangkitan dan sistem transmisi. Keandalan sistem pembangkitan dan transmisi lebih mempertimbangkan probabilitas hilangnya beban dengan sedikit memperhatikan komponen sistem, sedangkan keandalan distribusi melihat ke semua aspek dari teknik seperti desain, perencanaan, dan pengoperasian. Karena sistem distribusi tidak terlalu rumit dibandingkan sistem pembangkitan dan transmisi yang terintegrasi, perhitungan probabilitas matematisnya lebih sederhana dibandingkan yang dibutuhkan untuk penaksiran keandalan pembangkitan dan transmisi.

2.2.6 Indeks Keandalan Jaringan Distribusi

Indeks keandalan adalah suatu tolak ukur keandalan dinyatakan dalam suatu besaran probabilitas. PT PLN (Persero) dalam mengukur kinerja keandalan sistem distribusi listrik menggunakan indeks keandalan yang terdiri dari indeks titik beban dan indeks sistem. Ada beberapa indeks keandalan yang digunakan PT. PLN

(Persero) dalam menghitung evaluasi keandalan sistem distribusi listrik, antara lain sebagai berikut [12]:

1. Laju kegagalan atau *Failure rate* (λ)

Merupakan jumlah rata-rata kegagalan yang terjadi pada sebuah komponen dalam kurun waktu tertentu, umumnya dinyatakan dalam satuan kegagalan/tahun. Laju kegagalan pada setiap *load point* dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut [13]:

$$\lambda_{LP} = \sum_{i=k} \lambda_i \quad (1)$$

Keterangan:

λ_{LP} = Laju kegagalan *load point*.

λ_i = Laju kegagalan untuk peralatan K.

K = Semua peralatan terhadap *load point*.

Perkiraan nilai laju kegagalan dan waktu keluar dari masing-masing komponen peralatan jaringan distribusi 20 kV sudah diatur pada SPLN 68-2 tahun 1986. Dapat dilihat pada tabel 2.1 di bawah ini:

Tabel 2. 1 Data Laju Kegagalan (λ), dan Waktu Keluar Komponen (τ)

No	Komponen	λ (Kegagalan/Tahun)	R (Jam/Tahun)
1	SUTM	0,2	3
2	Transformator	0,005	10
3	FCO (Cut Out)	0,003	0,25
4	Recloser	0,005	10
5	PMT (Pemutus Tenaga)	0,004	10
6	LBS (Load Break Switch)	0,003	10

Sumber : SPLN 68-2:1986

Adapun waktu yang dibutuhkan sakelar untuk membuka atau menutup atau yang biasa disebut dengan istilah *Switching Time* yaitu selama 0,15 jam.

2. Waktu Keluar Komponen atau *Outage time* (r)

Merupakan waktu yang digunakan untuk memperbaiki atau mengganti bagian dari peralatan akibat terjadi kegagalan, atau periode dari saat permulaan peralatan mengalami kegagalan sampai saat peralatan dioperasikan kembali sebagaimana mestinya. *Outage time* umum dinyatakan dalam jam/tahun.

3. Ketidak tersediaan atau *Annual outage time* (U)

Merupakan durasi berapa lama gangguan terjadi atau saat sistem dalam kondisi tidak dapat menyuplai daya ke pelanggan rata-rata dalam kurun waktu tertentu. Umumnya *annual outage time* dinyatakan dalam jam/tahun. Persamaan dari ketidak tersediaan adalah sebagai berikut [13]:

$$U_{LP} = \sum_{i=k} U_i = \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \quad (2)$$

Keterangan:

U_{LP} = Ketidak tersediaan tahunan setiap *load point*

U_i = Ketidak tersediaan tahunan untuk peralatan K

λ_i = Laju kegagalan untuk peralatan K

r_j = Waktu perbaikan (*repairing time*)

Dari hasil nilai indeks titik beban (laju kegagalan rata-rata, waktu pemadaman rata-rata, dan ketidak tersediaan tahunan rata-rata) yang diperoleh digunakan untuk menghitung indeks kinerja keandalan sistem secara keseluruhan yang akan dievaluasi. PT. PLN (Persero) sering menggunakan dua indeks, yakni SAIDI dan SAIFI dalam mengukur kinerja keandalan sistem tenaga Listrik, lebih jelasnya sebagai berikut:

1. SAIDI (*Sistem Average Interruption Duration Index*)

Sistem Average Interruption Duration Index (SAIDI) dapat didefinisikan sebagai nilai rata-rata dari lamanya kegagalan untuk setiap konsumen selama satu tahun. Perhitungan dengan metode RNEA dimulai dengan menghitung SAIDI per titik beban menggunakan persamaan berikut [7]:

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N} \quad (3)$$

Keterangan:

$\sum U_i N_i$ = Jumlah perkalian antara durasi kegagalan dengan jumlah pelanggan komponen i.

N_i = Jumlah pelanggan pada titik beban i.

U_i = Ketidak tersediaan pada titik beban i.

2. SAIFI (*Sistem Average Interruption Frequency Index*)

Sistem Average Interruption Frequency Index (SAIFI) merupakan parameter yang digunakan untuk menunjukkan besarnya kegagalan atau pemadaman yang mengakibatkan pelanggan tidak mendapatkan suplai layanan listrik. Nilai indeks SAIFI dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut [7]:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N} \quad (4)$$

Keterangan:

$\sum \lambda_i N_i$ = Jumlah perkalian antara laju kegagalan dengan jumlah pelanggan komponen i.

N_i = Jumlah pelanggan pada titik beban i.

λ_i = Laju kegagalan pada titik beban i.

2.2.7 Standar Indeks Keandalan SAIDI dan SAIFI

SPLN (Standar PLN) adalah standar Perusahaan PT. PLN (Persero) yang ditetapkan Direksi bersifat wajib. Dapat berupa peraturan, pedoman, instruksi, cara pengujian dan spesifikasi teknik. Standar ini dimaksudkan untuk menjelaskan dan menetapkan tingkat keandalan sistem distribusi tenaga listrik. Tujuannya ialah untuk memberikan pegangan yang terarah dalam menentukan tingkat keandalan dari sistem distribusi dan juga sebagai tolak ukur terhadap kemajuan atau menentukan proyeksi yang akan dicapai PT. PLN (Persero). Dalam keandalan sistem distribusi 20kV, terdapat indeks frekuensi kegagalan (SAIFI) dan juga indeks

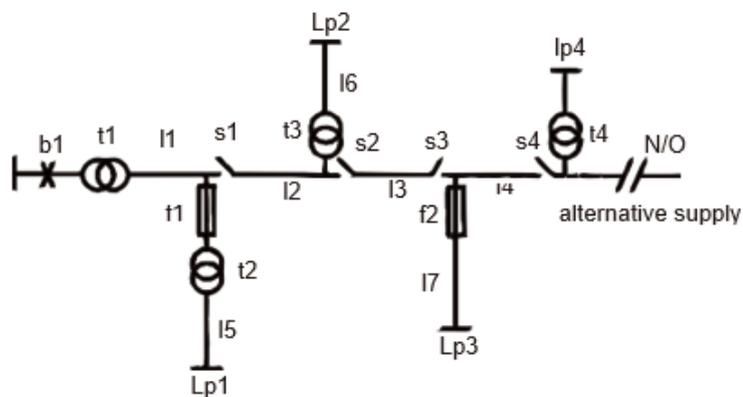
durasi kegagalan (SAIDI) dengan nilai SPLN 68-2:1986 adalah sebagai berikut [14]:

1. SAIFI = 2,4 kali/pelanggan/tahun.
2. SAIDI = 12,8 jam/pelanggan/tahun.

2.2.8 Reliability Network Equivalent Approach (RNEA)

Metode *Reliability Network Equivalent Approach* digunakan untuk menganalisis sistem distribusi radial yang kompleks secara sederhana. Prinsip utama metode ini adalah elemen ekuivalen dapat digunakan untuk mengganti bagian jaringan distribusi dan menyusun kembali sistem distribusi yang besar ke dalam bentuk seri dan sederhana. Metode ini merupakan metode pendekatan untuk mengevaluasi sistem distribusi yang menggunakan proses berulang dan berurutan untuk mengevaluasi indeks keandalan per *load point*. Metode *Reliability Network Equivalent Approach* merupakan penyederhanaan dari metode FMEA, dan merupakan solusi dari masalah yang dihadapi metode FMEA. Metode FMEA menggunakan perhitungan yang sangat banyak, sehingga membutuhkan waktu perhitungan yang lama [15].

Metode *Reliability Network Equivalent Approach* digunakan untuk menganalisis sistem distribusi radial yang kompleks secara sederhana. Sistem distribusi radial terdiri dari Transformator, Saluran, *Breaker*, *Fuse*, dan *Disconnecting Switch*. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.3.



Gambar 2. 3 Skema Komponen yang Terpasang di Jaringan Distribusi Tipe Radial

Keterangan gambar:

B = *Breaker*

T = *Transformator*

L = *Line*

S = *Disconnecting Switch*

F = *Fuse*

Lp = *Load point*

S₁, I₁ disebut sebagai *main section* yang menyalurkan energi ke lokasi beban. Beban (*load point*) pada kondisi normal terhubung langsung dengan transformator. *Fuse* f₁, t₂, dan l₅ disebut sebagai seksi cabang (*lateral section*). Berdasarkan data elemen dan konfigurasi pada penyulang, didapatkan formula untuk menghitung tiga indeks keandalan titik beban, dengan persamaan:

$$\lambda_j = \lambda_{sj} + \sum_{i=1}^n \lambda_{ij} + \sum_{k=1}^n P_{kj} \lambda_{kj} \quad (5)$$

$$U_j = \lambda_{sj} r_{sj} + \sum_{i=1}^n \lambda_{ij} r_{ij} + \sum_{k=1}^n P_{kj} \lambda_{kj} r_{kj} \quad (6)$$

$$r_j = \frac{U_j}{\lambda_j} \quad (7)$$

Dengan keterangan:

λ_j = Laju kegagalan pada *load point* j

U_j = Rata-rata ketidaksiediaan tahunan *load point* j

r_{sj} = Rata-rata lama padam pada *load point* j

λ_{sj} = Laju kegagalan komponen seri terhadap *load point* j

λ_{ij} = Laju kegagalan seksi utama i terhadap *load point* j

λ_{kj} = Laju kegagalan seksi cabang k terhadap titik beban

P_{kj} = Parameter kontrol seksi cabang k terhadap titik beban

r_{ij} = Waktu peralihan (*switching time*) atau waktu perbaikan (*Repair Time*) titik beban j pada seksi utama i.

r_{sj} = Waktu perbaikan (*Repair Time*) untuk elemen seri terhadap titik beban j.

r_{kj} = Waktu peralihan (*switching time*) atau waktu perbaikan (*Repair Time*) titik beban j pada lateral seksi k .

Proses yang digunakan untuk mengevaluasi indeks keandalan sistem distribusi yang menggunakan RNEA terdiri dari langkah-langkah sebagai berikut:

1. Proses *Bottom-up*

Digunakan untuk mencari semua penyulang cabang (*sub feeder*) kemudian diganti dengan jaringan *Section* cabang (*lateral section*) sehingga sistem dapat direduksi menjadi sistem distribusi umum.

2. Prosedur *Top-down*

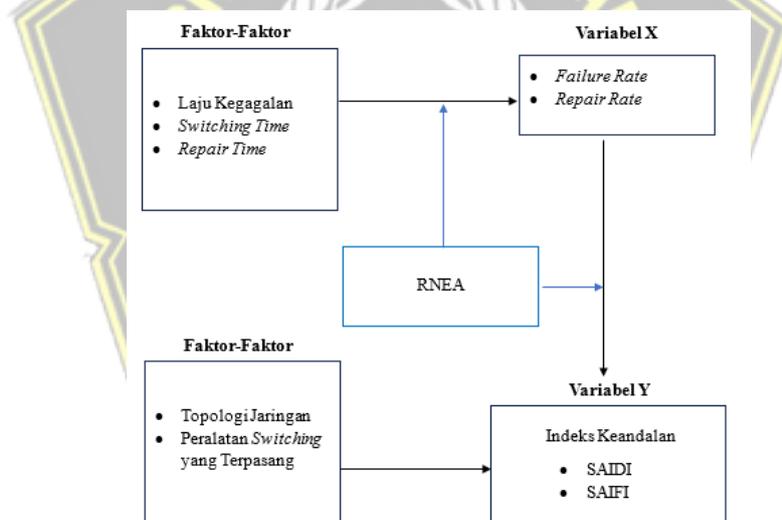
Digunakan untuk mengevaluasi indeks titik beban (*load point*) tiap penyulang (*feeder*) dan komponen seri untuk penyulang cabang (*sub feeder*) sampai semua indeks titik beban (*load point*).



BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Pendekatan Penelitian

Penelitian ini menggunakan model penelitian kuantitatif, yang merupakan sebuah metode ilmiah dengan lebih menitikberatkan pada pengumpulan data berupa angka. Data tersebut sebagai bahan, untuk menganalisis tentang apa yang ingin diketahui menggunakan rumus yang telah ditentukan, dengan hasil akhir berupa sebuah kesimpulan. Pada pembahasan penelitian ini, nilai SAIDI dan SAIFI yang menjadi patokan apakah suatu penyulang pada sistem jaringan distribusi sudah termasuk dalam kategori andal [16]. Dalam penelitian ini model hubungan antar variabel dapat dilihat seperti gambar 3.1. berikut:



Gambar 3. 1 Model Penelitian

3.2 Lokasi dan Waktu Penelitian

Pelaksanaan penelitian ini di PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo yang beralamat di Jl. Panglima Sudirman, Sadang, Tuban, tepatnya fokus pada sistem distribusi Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 20 kV Penyulang Bancar yang merupakan penyulang dari Gardu Induk 150 kV Mliwang, Transformator #1 30 MVA. Waktu penelitian dimulai pada bulan Juni tahun 2024.

3.3 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Satu buah laptop sebagai perangkat yang digunakan penulis untuk menyusun penelitian ini.
2. *Microsoft Office* sebagai aplikasi dalam membuat laporan penelitian, *file* presentasi, dan mengolah data penelitian.

3.4 Sumber Data

Sumber data yang dibutuhkan dalam penyusunan penelitian ini terbagi menjadi sumber data primer dan sumber data sekunder. Data primer diperoleh dengan cara melakukan pengamatan langsung di lapangan, sedangkan data sekunder adalah data yang diperoleh dari berbagai sumber literatur yang sudah ada, seperti jurnal dan *textbook*. Berikut ini data-data yang dibutuhkan pada penelitian ini:

1. Data Primer
 - a. *Single Line Diagram* JTM 20 kV Penyulang Bancar ULP Jatirogo beserta peralatan *switching* yang terpasang.
 - b. Panjang JTM 20 kV Penyulang Bancar.
 - c. Jumlah pelanggan yang tersambung pada setiap transformator yang terpasang di JTM 20 kV Penyulang Bancar.
 - d. Riwayat gangguan yang berasal dari *eksternal* sistem JTM 20 kV Penyulang Bancar.
2. Data Sekunder
 - a. Rumus yang berkaitan dengan perhitungan SAIDI dan SAIFI.
 - b. Data Laju Kegagalan (λ) dari masing-masing komponen yang terpasang pada JTM 20 kV Penyulang Bancar.
 - c. Data Waktu Keluar Komponen (r) dari masing-masing komponen yang terpasang pada JTM 20 kV Penyulang Bancar.

3.5 Teknik Pengambilan Data

Proses pengambilan data yang didapat dari serangkaian kegiatan sebagai berikut:

1. Studi Literatur

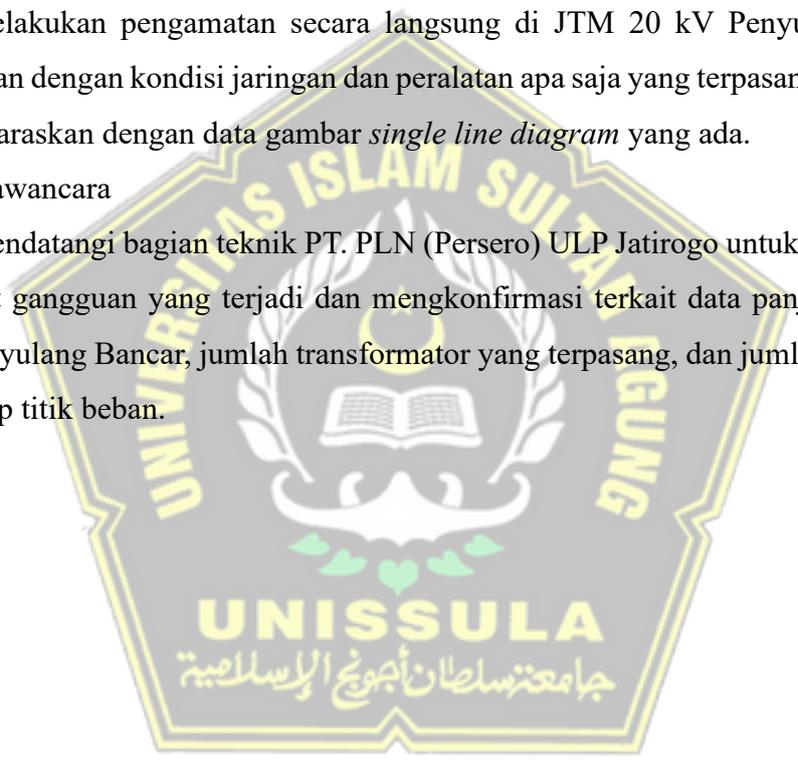
Studi literatur menjadi tahapan yang sangat penting dalam proses setiap penelitian karena digunakan sebagai landasan berpikir secara logis bagi penulis untuk mencapai tujuan penelitian berdasarkan teori-teori ilmiah yang relevan

2. Observasi

Melakukan pengamatan secara langsung di JTM 20 kV Penyulang Bancar berkaitan dengan kondisi jaringan dan peralatan apa saja yang terpasang. Kemudian menselaraskan dengan data gambar *single line diagram* yang ada.

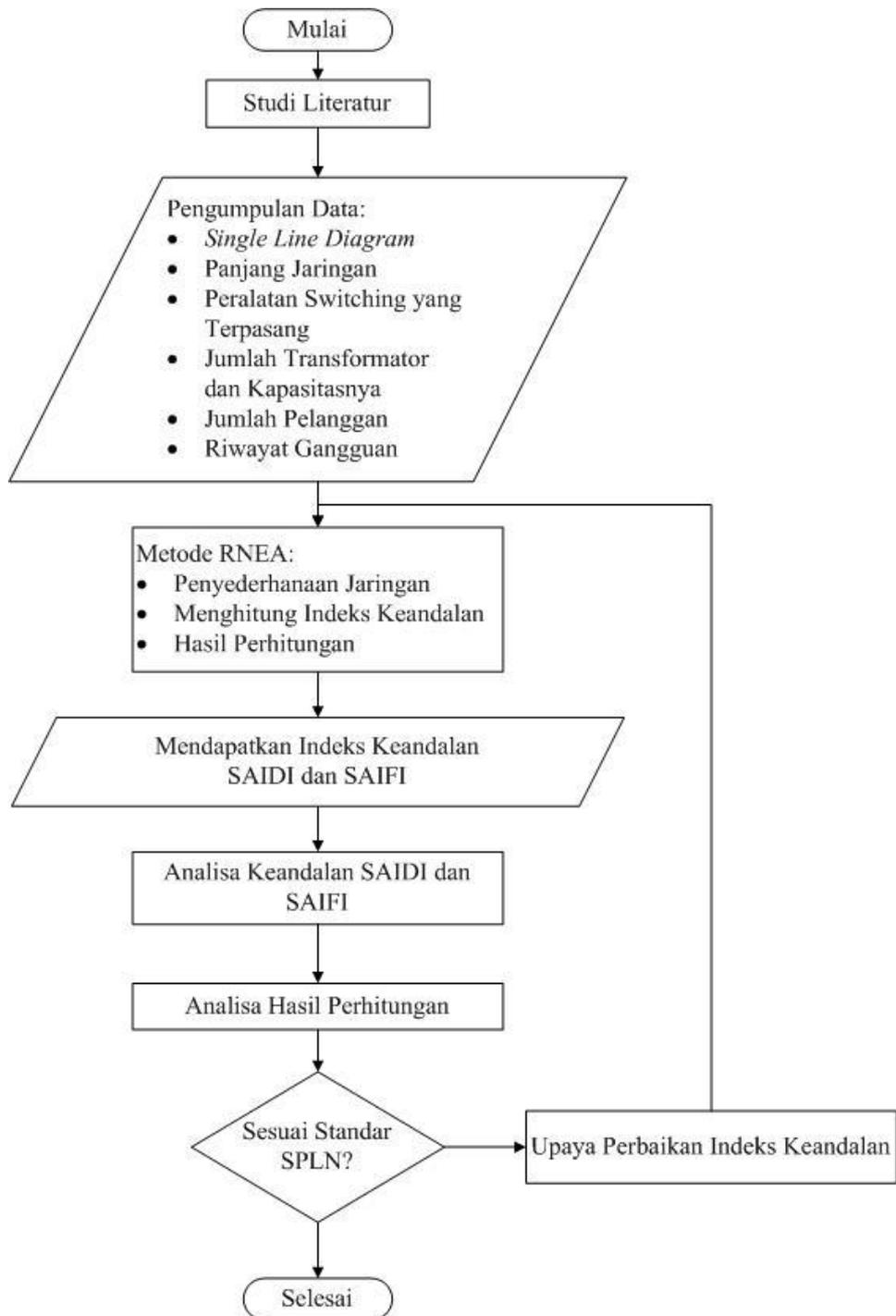
3. Wawancara

Mendatangi bagian teknik PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo untuk menanyakan riwayat gangguan yang terjadi dan mengkonfirmasi terkait data panjang JTM 20 kV Penyulang Bancar, jumlah transformator yang terpasang, dan jumlah pelanggan di setiap titik beban.



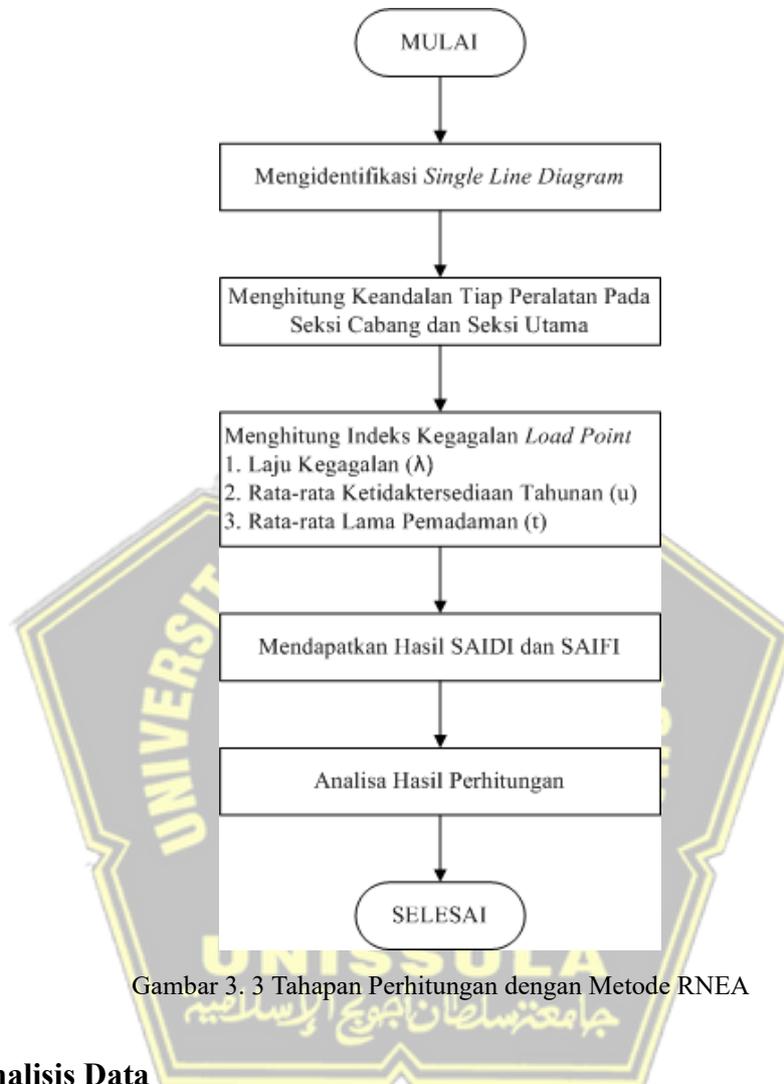
3.6 Tahapan Penelitian (*Flowchart*)

1. Tahapan Analisis Penelitian



Gambar 3. 2 Tahapan Penelitian

a. Tahapan Perhitungan Metode RNEA



Gambar 3. 3 Tahapan Perhitungan dengan Metode RNEA

3.7 Analisis Data

1. Mengidentifikasi *single line diagram*

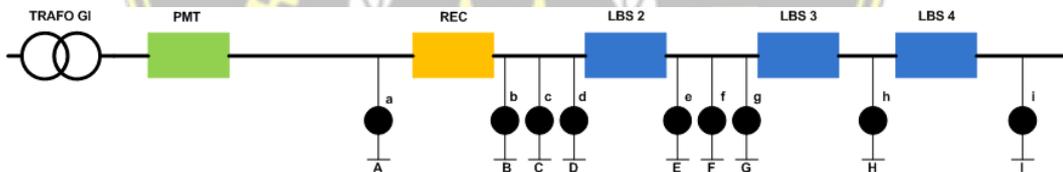
Pada tahapan pertama dalam menghitung nilai indeks titik beban dengan menggunakan metode RNEA adalah mengidentifikasi *single line diagram* Penyulang Bancar. Dalam tahapan ini membagi konfigurasi utuh Penyulang Bancar menjadi penyulang cabang (*sub feeder*) dan penyulang utama (*main feeder*), kemudian penyulang-penyulang cabang direduksi sehingga menghasilkan jaringan ekuivalen. Dengan menggunakan jaringan ekuivalen, sistem dapat direduksi kedalam bentuk sistem distribusi umum.

2. Menghitung indeks kegagalan *load point*

Langkah selanjutnya yaitu menghitung indeks kegagalan pada setiap *load point* setelah dilakukan identifikasi seksi cabang dan seksi utama pada *Single Line Diagram* serta mengetahui komponen penyusunnya. Pada tahap ini akan dievaluasi indeks kegagalan dari setiap peralatan yang ada pada penyulang. Sehingga dapat diketahui nilai dari λ_{LP} (Laju kegagalan tiap titik beban) dan dapat dihitung durasi gangguan U_{LP} (ketidak tersediaan tahunan tiap titik beban).

3. Menghitung indeks keandalan sistem

Pada tahapan menghitung indeks keandalan data yang dibutuhkan dalam menghitung indeks keandalan sistem yaitu nilai λ_{LP} (laju kegagalan *load point*), U_{LP} (rata-rata ketidak tersediaan tahunan *load point*), dan data jumlah pelanggan setiap *load point*.



Gambar 3. 4 *Single Line Diagram* Dasar Penyulang Bancar

Untuk menghitung indeks keandalan, maka terlebih dahulu dibuat mode kegagalan pada penyulang tersebut, dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3. 1 Mode kegagalan penyulang Bancar

Gangguan		Efek Gangguan
No.	Peralatan	Titik Beban Yang Terpengaruhi
1.	PMT	LP A sampai dengan LP I
2.	REC	LP B sampai dengan LP I
3.	LBS 2	LP E sampai dengan LP I
4.	LBS 3	LP H sampai dengan LP I
5.	LBS 4	LP I
6.	FCO A	LPA
7.	FCO B	LP B

Tabel 3. 2 (Lanjutan)

Gangguan		Efek Gangguan
No.	Peralatan	Titik Beban Yang Terpengaruhi
8.	FCO C	LP C
9.	FCO D	LP D
10.	FCO E	LP E
11.	FCO F	LP F
12.	FCO G	LP G
13.	FCO H	LP H
14.	FCO I	LPI

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Hasil tabel tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

- a. Kegagalan pada *section 1* menyebabkan PMT (*breaker*) utama bekerja (*open*), maka akan terjadi pemadaman pada *load point A* hingga *load point I*. Sehingga semua *load point* mendapatkan *Repair Time* dari perbaikan *section 1*.
- b. Kegagalan pada *section 2* menyebabkan PMT (*breaker*) utama bekerja (*open*), maka akan terjadi pemadaman pada *load point A* hingga *load point I*, namun terdapat *recloser* pada bagian depan *section 3* sehingga dapat melokalisir gangguan dengan membuka *recloser* dan *load point A* dapat tersuplai kembali setelah PMT (*breaker*) utama ditutup kembali. Untuk *load point A* mendapatkan *switching time* dan *load point B* sampai *load point I* mendapatkan *Repair Time*.
- c. Kegagalan pada *section 4* menyebabkan PMT (*breaker*) utama bekerja (*open*), maka akan terjadi pemadaman pada *load point A* hingga *load point I*, namun terdapat *load break switch* pada bagian depan *section 4* sehingga dapat melokalisir gangguan dengan membuka *load break switch* dan *load point A* hingga *load point D* dapat tersuplai kembali setelah PMT (*breaker*) utama ditutup kembali. Untuk *load point A* hingga *load point D* mendapatkan *switching time* dan *load point E* sampai *load point I* mendapatkan *Repair Time*.

- d. Kegagalan pada *section 5* menyebabkan PMT (*breaker*) utama bekerja (*open*), maka akan terjadi pemadaman pada *load point A* hingga *load point I*, namun terdapat *load break switch* pada bagian depan *section 5* sehingga dapat melokalisir gangguan dengan membuka *load break switch* dan *load point A* hingga *load point G* dapat tersuplai kembali setelah PMT (*breaker*) utama ditutup kembali. Untuk *load point A* hingga *load point G* mendapatkan *switching time* dan *load point H* sampai *load point I* mendapatkan *Repair Time*.
- e. Kegagalan pada *section 6* menyebabkan PMT (*breaker*) utama bekerja (*open*), maka akan terjadi pemadaman pada *load point A* hingga *load point I*, namun terdapat *load break switch* pada bagian depan *section 4* sehingga dapat melokalisir gangguan dengan membuka *load break switch* dan *load point A* hingga *load point H* dapat tersuplai kembali setelah PMT (*breaker*) utama ditutup kembali. Untuk *load point A* hingga *load point H* mendapatkan *switching time* dan *load point I* mendapatkan *Repair Time*.
- f. Kegagalan pada salah satu distributor a sampai distributor i akan menyebabkan *fuse* pada pangkalan distributor bekerja sehingga terjadi pemadaman pada salah satu *load point* tersebut. Namun kegagalan ini tidak berpengaruh pada *load point* yang lain nya karena *fuse* dapat melokalisir gangguan tanpa membuat PMT (*breaker*) utama bekerja. Maka hanya *load point* tertentu saja (a,b,c,d,e,f,g,h, atau i) yang mendapatkan *Repair Time*.

4. Mendapatkan Hasil SAIDI dan SAIFI

Hasil yang di peroleh dari perhitungan metode RNEA (*Reliability Network Equivalent Approach*) pada Penyulang Bacar adalah nilai indeks keandalan sistem yaitu SAIDI (*Sistem Average Interruption Duration Index*) nilai rata-rata dari lamanya kegagalan untuk setiap konsumen selama satu tahun dan SAIFI (*Sistem Average Interruption Frequency Index*) jumlah rata-rata kegagalan yang terjadi untuk setiap konsumen selama satu tahun.

5. Analisis Hasil Perhitungan

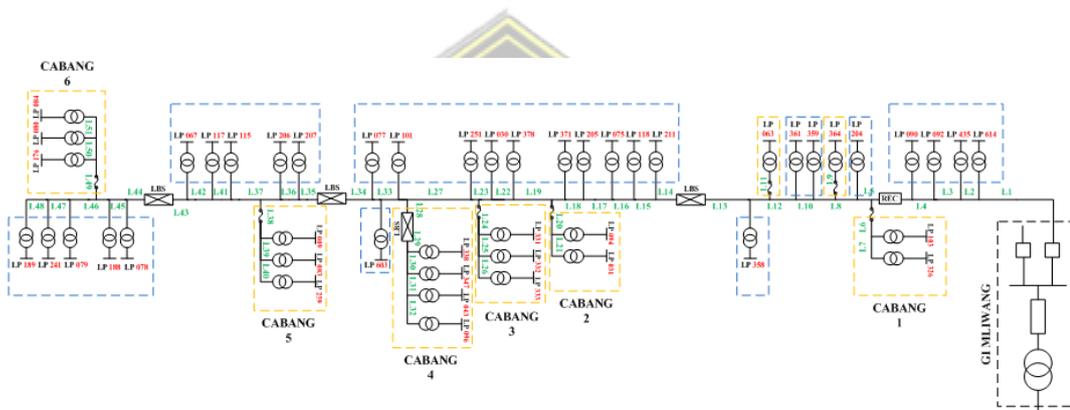
Membandingkan hasil perhitungan metode RNEA terhadap SPLN yang telah ditetapkan. Jika dilihat berdasarkan angka SAIDI dan SAIFI, maka semakin besar nilai dari SAIDI maupun SAIFI pada suatu titik beban maka semakin rendah nilai keandalan pada titik tersebut dan sebaliknya semakin kecil nilai dari SAIDI dan SAIFI pada suatu titik maka semakin tinggi keandalan sistem tersebut.



BAB IV DATA DAN ANALISA

4.1 Identifikasi *Single Line Diagram* (SLD) Penyulang Bancar

Konfigurasi dari jaringan distribusi ditunjukkan dalam *single line diagram* (SLD). Pada SLD Penyulang 20 kV Bancar ini menunjukkan hubungan antara sumber utama dengan berbagai beban yang terhubung melalui penyulang utama (*main feeder*) dan penyulang cabang (*sub feeder*).



Gambar 4. 1 *Single Line Diagram* Penyulang 20 kV Bancar PT PLN (Persero) ULP Jatirogo

1. Penyulang Utama (*Main Feeder*)

Berdasarkan SLD yang tersedia, penyulang utama pada Penyulang Bancar ini termasuk jalur yang langsung mengalirkan daya dari Gardu Induk Mliwang menuju titik-titik beban utama atau ke penyulang cabang.

2. Penyulang Cabang (*Sub Feeder*)

Dalam SLD Penyulang Bancar, terdapat beberapa penyulang cabang yang terhubung dari penyulang utama menuju ke berbagai titik beban kecil. Jalur-jalur ini biasanya ditandai dengan percabangan dari jalur utama ke berbagai wilayah beban tertentu.

Berdasarkan SLD yang ditunjukkan pada gambar 4.1 di atas, Penyulang Bancar disuplai dari Trafo #1 Gardu Induk Mliwang dengan kapasitas daya 30 MVA. Kemudian terbagi menjadi 2 zona dengan jumlah *recloser* 1 buah dan *load break switch* 4 buah. Dalam analisis keandalan jaringan distribusi, penting untuk mengetahui jumlah pelanggan dan panjang setiap saluran yang ada pada Penyulang

20 kV Bancar. Informasi tersebut akan membantu dalam memahami struktur jaringan, perhitungan keandalan, dan evaluasi area yang mungkin memerlukan perhatian lebih lanjut dalam perencanaan pemeliharaan sistem distribusi tegangan menengah. Berikut data jumlah pelanggan pada Penyulang 20 kV Bancar ditunjukkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Jumlah Pelanggan JTM 20 kV Penyulang Bancar

<i>Load point</i>	Jumlah PLGN	<i>Load point</i>	Jumlah PLGN
LP614	1	LP333	29
LP435	260	LP338	480
LP092	204	LP347	1
LP090	1	LP043	131
LP103	1	LP096	67
LP326	669	LP101	20
LP204	508	LP077	452
LP364	1	LP603	25
LP359	269	LP207	159
LP361	132	LP206	134
LP063	1	LP009	659
LP358	455	LP083	17
LP211	108	LP259	135
LP118	40	LP115	9
LP075	692	LP117	23
LP205	506	LP067	947
LP371	97	LP078	853
LP094	5	LP118	500
LP031	480	LP079	556
LP378	96	LP241	244
LP030	100	LP189	89
LP251	325	LP176	101
LP331	188	LP080	458
LP332	202	LP084	8
Total Pelanggan LP614+...+L084			11.438

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Berdasarkan tabel 4.1 terdapat 48 *load point*, dengan kapasitas trafo distribusi yang berbeda beda. Jumlah pelanggan yang terdapat pada penyulang Bancar sebesar 11.418 pelanggan. Kelompok konsumennya bervariasi seperti rumah tangga maupun industri bisnis. Untuk trafo dengan jumlah satu pelanggan merupakan trafo pelanggan khusus, sedangkan trafo dengan jumlah pelanggan lebih dari satu merupakan trafo pelanggan umum.

Pada sistem jaringan distribusi terdapat saluran yang menghubungkan satu komponen dengan komponen yang lain nya atau biasa disebut dengan *line*. Berikut data panjang tiap saluran pada penyulang 20 kV Bancar ditunjukkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Panjang Saluran JTM 20 kV Penyulang Bancar

Saluran/Line	Panjang (Kms)	Saluran/Line	Panjang (Kms)
L1	4,16	L27	2,97
L2	1,20	L28	0,10
L3	1,68	L29	0,61
L4	0,48	L30	0,74
L5	0,88	L31	0,98
L6	0,72	L32	0,91
L7	0,50	L33	0,70
L8	0,15	L34	0,81
L9	0,27	L35	0,11
L10	1,25	L36	0,25
L11	0,22	L37	2,30
L12	0,24	L38	2,10
L13	0,50	L39	0,15
L14	0,44	L40	0,60
L15	0,36	L41	0,31
L16	0,19	L42	1,10
L17	0,32	L43	0,05
L18	1,08	L44	0,86
L19	0,55	L45	0,95
L20	0,10	L46	0,53
L21	1,30	L47	0,55
L22	1,02	L48	0,40
L23	0,16	L49	0,70
L24	1,40	L50	1,27
L25	0,20	L51	1,20
L26	0,40		
Total Panjang Saluran L1+...+L51			41,02

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Berdasarkan tabel 4.2 terdapat 51 *line*, dengan total saluran 41,02 kms. Saluran penghantar yang digunakan jenis AAAC dengan diameter 150 mm². Dilihat dari jumlah *load point* dan panjang saluran, penyulang ini tergolong penyulang yang cukup luas.

4.2 Menghitung Nilai Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U)

4.2.1 Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U) *Load point*

Indeks keandalan setiap beban merupakan hal penting dalam evaluasi keandalan sistem distribusi listrik. Dua parameter yang digunakan untuk menghitung nilai keandalan ini adalah laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U). Laju kegagalan menunjukkan frekuensi terjadinya gangguan pada suatu sistem jaringan listrik dalam periode satu tahun, sementara ketidak tersediaan tahunan mengindikasikan durasi total gangguan yang terjadi. Kedua parameter ini dihitung menggunakan rumus berdasarkan panjang saluran dan faktor-faktor standar yang telah ditentukan.

1. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section 1* Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L1, L2, L3, dan L4, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L1} &= \lambda_{SUTM} \times L1 \\ &= 0,2 \times 4,16 \\ &= 0,832 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 1* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{section 1}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{CB} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L1} + \lambda_{L2} + \lambda_{L3} + \lambda_{L4} \\ &= 0,004 + 0,005 + 0,832 + 0,012 + 0,24 + 0,336 \\ &= 1,429 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 3 Perhitungan λ section 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
CB	0,004	-	0,004
TRAFO	0,005	-	0,005
L1	0,2	4,16	0,832
L2	0,2	0,06	0,012
L3	0,2	1,2	0,24
L4	0,2	1,68	0,336
TOTAL			1,429

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen, diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{L1} &= \lambda_{L1} \times r_{L1} \\
 &= 0,832 \times 3 \\
 &= 2,496
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan section 1 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{Section\ 1} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{CB} + U_{Trafo} + U_{L1} + U_{L2} + U_{L3} + U_{L4} + U_{L5} \\
 &= 0,04 + 0,05 + 2,496 + 0,036 + 0,72 + 1,008 \\
 &= 4,35
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 4 Perhitungan U section 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
CB	0,004	10	0,04
TRAFO	0,005	10	0,05
L1	0,832	3	2,496
L2	0,012	3	0,036
L3	0,24	3	0,72
L4	0,336	3	1,008
TOTAL			4,35

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

2. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section 2* Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L5, L18, L10, L12 dan L13, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L5} &= \lambda_{SUTM} \times L5 \\ &= 0,2 \times 0,88 \\ &= 0,176 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 2* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{section 2}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{\text{Recloser}} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L5} + \lambda_{L8} + \lambda_{L10} + \lambda_{L12} + \lambda_{L13} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,176 + 0,03 + 0,25 + 0,048 + 0,1 \\ &= 0,612 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 5 Perhitungan λ *section 2* JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (fault/year/km)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (fault/year)
REC	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L5	0,2	0,88	0,176
L8	0,2	0,15	0,03
L10	0,2	1,25	0,25
L12	0,2	0,24	0,048
L13	0,2	0,5	0,1
TOTAL			0,612

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section 2* terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L5} &= \lambda_{L5} \times r_{L5} \\ &= 0,176 \times 3 \\ &= 0,528\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 2* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{Section\ 2} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{Recloser} + U_{Trafo} + U_{L5} + U_{L8} + U_{L10} + U_{L12} + U_{L13} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,528 + 0,09 + 0,75 + 0,144 + 0,3 \\
 &= 1,892
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 6 Perhitungan U *section 2* JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
REC	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L1	0,176	3	0,528
L2	0,03	3	0,09
L3	0,25	3	0,75
L4	0,048	3	0,144
L6	0,1	3	0,3
TOTAL			1,892

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 7 Perhitungan U *section 2* JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Switch Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Switch Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
REC	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L1	0,176	0,15	0,0264
L2	0,03	0,15	0,0045
L3	0,25	0,15	0,0375
L4	0,048	0,15	0,0072
L6	0,1	0,15	0,015
TOTAL			0,0918

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

3. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section 3* Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L14, L15, L16, L17, L18, L19, L22, L23, L27, L33, dan L34, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L14} &= \lambda_{SUTM} \times L14 \\ &= 0,2 \times 0,44 \\ &= 0,088 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 3* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{section\ 3} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{LBS} + \lambda_{Trafo} + \lambda_{L14} + \lambda_{L15} + \lambda_{L16} + \lambda_{L17} + \lambda_{L18} + \lambda_{L19} + \lambda_{L22} + \lambda_{L23} \\ &\quad + \lambda_{L27} + \lambda_{L33} + \lambda_{L34} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,088 + 0,072 + 0,038 + 0,064 + 0,216 + 0,11 + 0,204 \\ &\quad + 0,032 + 0,594 + 0,14 + 0,162 \\ &= 1,728 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 8 Perhitungan λ *section 3* JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L14	0,2	0,44	0,088
L15	0,2	0,36	0,072
L16	0,2	0,19	0,038
L17	0,2	0,32	0,064
L18	0,2	1,08	0,216
L19	0,2	0,55	0,11
L22	0,2	1,02	0,204
L23	0,2	0,16	0,032
L27	0,2	2,97	0,594
L33	0,2	0,7	0,14
L34	0,2	0,81	0,162
TOTAL			1,728

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section 3* terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned} U_{L14} &= \lambda_{L14} \times r_{L14} \\ &= 0,088 \times 3 \\ &= 0,264 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 3* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned} U_{Section\ 3} &= \sum_{i=k} U_i \\ &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\ &= U_{LBS} + U_{Trafo} + U_{L14} + U_{L15} + U_{L16} + U_{L17} + U_{L18} + U_{L19} + U_{L22} + \\ &\quad U_{L23} + U_{L27} + U_{L33} + U_{L34} \\ &= 0,03 + 0,05 + 0,264 + 0,216 + 0,114 + 0,192 + 0,648 + 0,33 + 0,612 \\ &\quad + 0,096 + 1,782 + 0,42 + 0,486 \\ &= 5,24 \end{aligned}$$

Tabel 4. 9 Perhitungan U *section 3* JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L14	0,088	3	0,264
L15	0,072	3	0,216
L16	0,038	3	0,114
L17	0,064	3	0,192
L18	0,216	3	0,648
L19	0,11	3	0,33
L22	0,204	3	0,612
L23	0,032	3	0,096
L27	0,594	3	1,782
L33	0,14	3	0,42
L34	0,162	3	0,486
TOTAL			5,24

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 10 Perhitungan U section 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi Switch Time)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	Switch Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L14	0,088	0,15	0,0132
L15	0,072	0,15	0,0108
L16	0,038	0,15	0,0057
L17	0,064	0,15	0,0096
L18	0,216	0,15	0,0324
L19	0,11	0,15	0,0165
L22	0,204	0,15	0,0306
L23	0,032	0,15	0,0048
L27	0,594	0,15	0,0891
L33	0,14	0,15	0,021
L34	0,162	0,15	0,0243
TOTAL			0,2592

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

4. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) section 4 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L35, L36, L37, L41, L42 dan L43, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned} \lambda_{L35} &= \lambda_{SUTM} \times L_{35} \\ &= 0,2 \times 0,11 \\ &= 0,022 \text{ fault/year} \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan section 4 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{section 4}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{LBS} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L35} + \lambda_{L36} + \lambda_{L37} + \lambda_{L41} + \lambda_{L42} + \lambda_{L43} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,022 + 0,05 + 0,46 + 0,062 + 0,22 + 0,01 \\ &= 0,832 \text{ fault/year} \end{aligned}$$

Tabel 4. 11 Perhitungan λ section 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L35	0,2	0,11	0,022
L36	0,2	0,25	0,05
L37	0,2	2,3	0,46
L41	0,2	0,31	0,062
L42	0,2	1,1	0,22
L43	0,2	0,05	0,01
TOTAL			0,832

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section 4* terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{L35} &= \lambda_{L35} \times T_{L35} \\
 &= 0,022 \times 3 \\
 &= 0,066
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 4* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{Section\ 4} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times T_i \\
 &= U_{LBS} + U_{Trafo} + U_{L35} + U_{L36} + U_{L37} + U_{L41} + U_{L42} + U_{L43} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,066 + 0,15 + 1,38 + 0,186 + 0,66 + 0,03 \\
 &= 2,552
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 12 Perhitungan U section 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L35	0,022	3	0,066
L36	0,05	3	0,15
L37	0,46	3	1,38
L41	0,062	3	0,186
L42	0,22	3	0,66
L43	0,01	3	0,03
TOTAL			2,552

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 13 Perhitungan U section 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Switch Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Switch Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L35	0,022	0,15	0,0033
L36	0,05	0,15	0,0075
L37	0,46	0,15	0,069
L41	0,062	0,15	0,0093
L42	0,22	0,15	0,033
L43	0,01	0,15	0,0015
TOTAL			0,1248

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

5. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) section 5 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L44, L45, L46, L47 dan L48, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{L44} &= \lambda_{SUTM} \times L44 \\
 &= 0,2 \times 0,86 \\
 &= 0,172 \text{ fault/year}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 5* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{section\ 5} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{LBS} + \lambda_{Trafo} + \lambda_{L44} + \lambda_{L45} + \lambda_{L46} + \lambda_{L47} + \lambda_{L48} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,172 + 0,19 + 0,106 + 0,11 + 0,08 \\ &= 0,666\ fault/year\end{aligned}$$

Tabel 4. 14 Perhitungan $\lambda_{section\ 5}$ JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L44	0,2	0,86	0,172
L45	0,2	0,95	0,19
L46	0,2	0,53	0,106
L47	0,2	0,55	0,11
L48	0,2	0,4	0,08
TOTAL			0,666

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (*U*) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section 5* terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L44} &= \lambda_{L44} \times r_{L44} \\ &= 0,172 \times 3 \\ &= 0,516\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 5* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{Section\ 5} &= \sum_{i=k} U_i \\ &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_i \\ &= U_{LBS} + U_{Trafo} + U_{L44} + U_{L45} + U_{L46} + U_{L47} + U_{L48} \\ &= 0,03 + 0,05 + 0,516 + 0,57 + 0,318 + 0,33 + 0,24 \\ &= 2,054\end{aligned}$$

Tabel 4. 15 Perhitungan U section 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L44	0,172	3	0,516
L45	0,19	3	0,57
L46	0,106	3	0,318
L47	0,11	3	0,33
L48	0,08	3	0,24
TOTAL			2,054

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 16 Perhitungan U section 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Switch Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Switch Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L44	0,172	0,15	0,0258
L45	0,19	0,15	0,0285
L46	0,106	0,15	0,0159
L47	0,11	0,15	0,0165
L48	0,08	0,15	0,012
TOTAL			0,0999

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

6. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 1 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L6, dan L7, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L6} &= \lambda_{SUTM} \times L6 \\ &= 0,2 \times 0,72 \\ &= 0,144 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 1 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
\lambda_{\text{cabang 1}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\
&= \lambda_{\text{FCO}} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{\text{L8}} + \lambda_{\text{L9}} \\
&= 0,003 + 0,005 + 0,144 + 0,1 \\
&= 0,252 \text{ fault/year}
\end{aligned}$$

Tabel 4. 17 Perhitungan λ cabang 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
FCO	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L6	0,2	0,72	0,144
L7	0,2	0,5	0,1
TOTAL			0,252

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{L6} &= \lambda_{L6} \times r_{L6} \\
&= 0,144 \times 3 \\
&= 0,432
\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 1 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{\text{cabang 1}} &= \sum_{i=k} U_i \\
&= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
&= U_{\text{FCO}} + U_{\text{Trafo}} + U_{L8} + U_{L9} \\
&= 0,03 + 0,05 + 0,432 + 0,3 \\
&= 0,812
\end{aligned}$$

Tabel 4. 18 Perhitungan U cabang 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (<i>Jam</i>)	Ketidak tersediaan U
FCO	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L6	0,144	3	0,432
L7	0,1	3	0,3
TOTAL			0,812

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

7. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 2 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L20, dan L21, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L20} &= \lambda_{SUTM} \times L_{20} \\ &= 0,2 \times 0,1 \\ &= 0,02 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 2 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{cabang 2}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{FCO} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L20} + \lambda_{L21} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,02 + 0,26 \\ &= 0,288 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 19 Perhitungan λ cabang 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (fault/year/km)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (fault/year)
FCO	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L20	0,2	0,1	0,02
L21	0,2	1,3	0,26
TOTAL			0,288

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L20} &= \lambda_{L20} \times r_{L20} \\ &= 0,02 \times 3 \\ &= 0,06\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 2 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{cabang 2}} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{\text{FCO}} + U_{\text{Trafo}} + U_{\text{L20}} + U_{\text{L21}} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,06 + 0,78 \\
 &= 0,92
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 20 Perhitungan U cabang 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
FCO	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L20	0,02	3	0,06
L21	0,26	3	0,78
TOTAL			0,92

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

8. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 3 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L24, L25, dan L26, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{\text{L24}} &= \lambda_{\text{SUTM}} \times L_{24} \\
 &= 0,2 \times 1,4 \\
 &= 0,28 \text{ fault/year}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 3 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{\text{cabang 3}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\
 &= \lambda_{\text{FCO}} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{\text{L24}} + \lambda_{\text{L25}} + \lambda_{\text{L26}} \\
 &= 0,003 + 0,005 + 0,28 + 0,04 + 0,08 \\
 &= 0,408 \text{ fault/year}
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 21 Perhitungan λ cabang 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
FCO	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L24	0,2	1,4	0,28
L25	0,2	0,2	0,04
L26	0,2	0,4	0,08
TOTAL			0,408

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{L24} &= \lambda_{L24} \times r_{L24} \\
 &= 0,28 \times 3 \\
 &= 0,84
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 3 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{cabang 3}} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_i \\
 &= U_{\text{FCO}} + U_{\text{Trafo}} + U_{L24} + U_{L25} + U_{L26} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,84 + 0,12 + 0,24 \\
 &= 1,28
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 22 Perhitungan U cabang 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
FCO	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L24	0,28	3	0,84
L25	0,04	3	0,12
L26	0,08	3	0,24
TOTAL			1,28

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

9. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 4 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L28, L29, L30, L31, dan L32, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L28} &= \lambda_{SUTM} \times L28 \\ &= 0,2 \times 0,1 \\ &= 0,02 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 4 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{cabang 4}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{LBS} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L28} + \lambda_{L29} + \lambda_{L30} + \lambda_{L31} + \lambda_{L32} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,02 + 0,122 + 0,148 + 0,196 + 0,182 \\ &= 0,676 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 23 Perhitungan λ cabang 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L28	0,2	0,1	0,02
L29	0,2	0,61	0,122
L30	0,2	0,74	0,148
L31	0,2	0,98	0,196
L32	0,2	0,91	0,182
TOTAL			0,676

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L28} &= \lambda_{L28} \times r_{L28} \\ &= 0,02 \times 3 \\ &= 0,06\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 4 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{cabang 4}} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{\text{LBS}} + U_{\text{Trafo}} + U_{\text{L28}} + U_{\text{L29}} + U_{\text{L30}} + U_{\text{L31}} + U_{\text{L32}} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,06 + 0,366 + 0,444 + 0,588 + 0,546 \\
 &= 2,084
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 24 Perhitungan U cabang 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L28	0,02	3	0,06
L29	0,122	3	0,366
L30	0,148	3	0,444
L31	0,196	3	0,588
L32	0,182	3	0,546
TOTAL			2,084

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

10. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 5 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L38, L39, dan L40, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{\text{L38}} &= \lambda_{\text{SUTM}} \times L_{38} \\
 &= 0,2 \times 2,1 \\
 &= 0,42 \text{ fault/year}
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 5 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
\lambda_{\text{cabang 5}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\
&= \lambda_{\text{FCO}} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{\text{L38}} + \lambda_{\text{L39}} + \lambda_{\text{L40}} \\
&= 0,003 + 0,005 + 0,42 + 0,03 + 0,12 \\
&= 0,578 \text{ fault/year}
\end{aligned}$$

Tabel 4. 25 Perhitungan λ cabang 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
FCO	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L38	0,2	2,1	0,42
L39	0,2	0,15	0,03
L40	0,2	0,6	0,12
TOTAL			0,578

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{\text{L38}} &= \lambda_{\text{L38}} \times r_{\text{L38}} \\
&= 0,42 \times 3 \\
&= 1,26
\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 5 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{\text{cabang 5}} &= \sum_{i=k} U_i \\
&= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
&= U_{\text{FCO}} + U_{\text{Trafo}} + U_{\text{38}} + U_{\text{L39}} + U_{\text{40}} \\
&= 0,03 + 0,05 + 1,26 + 0,09 + 0,36 \\
&= 1,79
\end{aligned}$$

Tabel 4. 26 Perhitungan U cabang 5 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (<i>Jam</i>)	Ketidak tersediaan U
FCO	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L38	0,42	3	1,26
L39	0,03	3	0,09
L40	0,12	3	0,36
TOTAL			1,79

11. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) cabang 6 Penyulang Bancar.

Untuk komponen yang memiliki nilai panjang saluran seperti komponen L49, L50, dan L51, maka nilai laju kegagalan didapat dari nilai kegagalan peralatan dikali dengan panjang saluran komponen tersebut. Sebagai contoh bisa dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{L49} &= \lambda_{SUTM} \times L_{49} \\ &= 0,2 \times 0,7 \\ &= 0,14 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan cabang 6 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{cabang 6}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{FCO} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L49} + \lambda_{L50} + \lambda_{L51} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,14 + 0,254 + 0,24 \\ &= 0,642 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 27 Perhitungan λ cabang 6 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (fault/year/km)	Panjang Saluran (km)	Laju Kegagalan λ (fault/year)
FCO	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L49	0,2	0,7	0,14
L50	0,2	1,27	0,254
L51	0,2	1,2	0,24
TOTAL			0,642

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L49} &= \lambda_{L49} \times r_{L49} \\ &= 0,14 \times 3 \\ &= 0,42\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan cabang 6 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{cabang 6}} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{\text{FCO}} + U_{\text{Trafo}} + U_{49} + U_{L50} + U_{51} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,42 + 0,762 + 0,72 \\
 &= 1,982
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 28 Perhitungan U cabang 6 JTM 20 kV Penyulang Bancar (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (Jam)	Ketidak tersediaan U
FCO	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L49	0,14	3	0,42
L50	0,254	3	0,762
L51	0,24	3	0,72
TOTAL			1,982

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Dari perhitungan di atas dapat diinterpretasikan bahwa keandalan setiap saluran pada Penyulang Bancar bervariasi sesuai dengan panjang salurannya. Saluran-saluran yang lebih panjang, seperti L1 (4,16 km), L27 (2,97 km), dan L37 (2,30 km), menunjukkan laju kegagalan dan ketidak tersediaan tahunan yang lebih tinggi. Hal ini mengindikasikan bahwa saluran-saluran tersebut memiliki risiko gangguan yang lebih besar dan berpotensi menyebabkan dampak yang lebih signifikan terhadap keandalan sistem secara keseluruhan. Sebaliknya, saluran-saluran pendek seperti L8 (0,15 km) dan L43 (0,05 km) memiliki laju kegagalan yang jauh lebih baik, menunjukkan probabilitas gangguan yang lebih rendah. Pola ini konsisten di seluruh jaringan, di mana panjang saluran berbanding lurus dengan laju kegagalan dan ketidak tersediaan tahunan. Informasi ini sangat diperlukan bagi pengelola jaringan dalam merencanakan strategi pemeliharaan peningkatan keandalan sistem, dengan fokus khusus pada saluran-saluran yang memiliki indeks keandalan yang kurang baik.

Setelah diketahui nilai laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan (U) dari setiap *section* pada saluran utama maupun pada setiap saluran cabang, dapat dilanjutkan dengan menghitung nilai laju kegagalan *load point* (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan *load point* (U_{LP}) yang merupakan parameter kunci dalam analisis keandalan sistem distribusi listrik. Analisis laju kegagalan *load point* akan membantu dalam mengidentifikasi area-area yang rentan terhadap gangguan dan memerlukan perhatian khusus dalam perencanaan pemeliharaan dan peningkatan keandalan sistem. Hasil nilai laju kegagalan *load point* (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan *load point* (U_{LP}) dapat dilihat pada gambar 4.2 di bawah ini sebagai berikut:

KEGAGALAN		SECTION 1	SECTION 2	SECTION 3	SECTION 4	SECTION 5	CABANG 1	CABANG LP 364	CABANG LP 063	CABANG 2	CABANG 3	CABANG 4	CABANG 5	CABANG 6	TOTAL
LP SECTION 1	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666									5,267
	U	4,35	0,0918	0,2592	0,1248	0,0999									4,9257
LP SECTION 2	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666									5,267
	U	4,35	1,892	0,2592	0,1248	0,0999									6,7259
LP SECTION 3	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666									5,267
	U	4,35	1,892	5,24	0,1248	0,0999									11,7067
LP SECTION 4	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666									5,267
	U	4,35	1,892	5,24	2,552	0,0999									14,1339
LP SECTION 5	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666									5,267
	U	4,35	1,892	5,24	2,552	2,054									16,088
CABANG 1	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666	0,252								5,519
	U	4,35	1,892	0,2592	0,1248	0,0999	0,812								7,5379
CABANG LP 364	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666		0,062							5,329
	U	4,35	1,892	0,2592	0,1248	0,0999		0,242							6,9679
CABANG LP 063	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666			0,052						5,319
	U	4,35	1,892	0,2592	0,1248	0,0999			0,212						6,9379
CABANG 2	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666				0,288					5,555
	U	4,35	1,892	5,24	0,1248	0,0999				0,92					12,6267
CABANG 3	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666					0,408				5,675
	U	4,35	1,892	5,24	0,1248	0,0999					1,28				12,9867
CABANG 4	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666						0,676			5,943
	U	4,35	1,892	5,24	0,1248	0,0999						2,084			13,7907
CABANG 5	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666							0,578		5,845
	U	4,35	1,892	5,24	2,552	0,0999							1,79		15,9239
CABANG 6	λ	1,429	0,612	1,728	0,832	0,666								0,642	5,909
	U	4,35	1,892	5,24	2,552	2,054								1,982	18,07

Gambar 4. 2 Jumlah nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan (U_{LP}) pada setiap bagian Penyulang 20 kV Bancar

Berdasarkan gambar 4.2 dapat dijabarkan bahwa nilai laju kegagalan *load point* (λ_{LP}) diperoleh dari penjumlahan nilai laju kegagalan (λ) di semua *section* saluran utama dan laju kegagalan (λ) saluran cabang. Sementara nilai ketidak tersediaan *load point* (U_{LP}) dipengaruhi oleh kondisi di mana gangguan tersebut terjadi. Berdasarkan konfigurasi single line diagram Penyulang Bancar secara lebih rinci dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Apabila terjadi gangguan pada *section 1*, maka semua *section* di saluran utama dan saluran cabang akan padam. Sehingga pada *section 1* sampai dengan *section 5* dan cabang 1 sampai dengan cabang 6 memperoleh nilai ketidak tersediaan (U) *section 1* dalam kondisi *Repair Time*.
2. Apabila terjadi gangguan pada *section 2*, maka untuk *section 1* hanya memperoleh ketidak tersediaan (U) *section 2* dalam kondisi *switch time*. Sementara untuk *section 2* sampai dengan *section 5* dan cabang 1 sampai dengan cabang 6 memperoleh nilai ketidak tersediaan (U) *section 2* dalam kondisi *Repair Time*.
3. Apabila terjadi gangguan pada *section 3*, maka untuk *section 1*, *section 2*, dan saluran cabang di *section 2* hanya memperoleh ketidak tersediaan (U) *section 3* dalam kondisi *switch time*. Sementara untuk *section 3* sampai dengan *section 5* dan cabang 2 sampai dengan cabang 6 memperoleh nilai ketidak tersediaan (U) *section 3* dalam kondisi *Repair Time*.
4. Apabila terjadi gangguan pada *section 4*, maka untuk *section 1* sampai dengan *section 3*, dan saluran cabang di *section 1* sampai dengan *section 3* hanya memperoleh ketidak tersediaan (U) *section 4* dalam kondisi *switch time*. Sementara untuk *section 4* sampai dengan *section 5* dan cabang 5 sampai dengan cabang 6 memperoleh nilai ketidak tersediaan (U) *section 4* dalam kondisi *Repair Time*.
5. Apabila terjadi gangguan pada *section 5*, maka untuk *section 1* sampai dengan *section 4*, dan saluran cabang di *section 1* sampai dengan *section 4* hanya memperoleh ketidak tersediaan (U) *section 5* dalam kondisi *switch time*. Sementara untuk *section 5* dan cabang 6 memperoleh nilai ketidak tersediaan (U) *section 4* dalam kondisi *Repair Time*.

4.2.2 Menghitung Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar

Untuk menilai keandalan sistem distribusi listrik secara komprehensif, penting untuk mengukur dua indeks utama, yaitu *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) dan *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI). Kedua indeks ini memberikan gambaran rata-rata mengenai kinerja sistem distribusi dalam hal durasi dan frekuensi gangguan yang dialami oleh konsumen dalam periode satu tahun. Dengan menggunakan nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidaktersediaan (U_{LP}) akan diperoleh data nilai SAIDI dan SAIFI pada tabel 4.29 di bawah ini:

Tabel 4. 29 Nilai SAIDI dan SAIFI setiap titik beban pada Penyulang 20 kV Bancar

Load Point		λ	U	Jmlh Plgn	U*Jml Plgn	$\lambda * Jml Plgn$
LP614	Section 1	5,267	4,9257	1	4,9257	5,267
LP435		5,267	4,9257	260	1280,682	1369,42
LP092		5,267	4,9257	204	1004,8428	1074,468
LP090		5,267	4,9257	1	4,9257	5,267
Jumlah				466	2295,3762	2454,422
LP103	Cabang 1	5,519	7,5379	1	7,5379	5,519
LP326		5,519	7,5379	669	5042,8551	3692,211
Jumlah				670	5050,393	3697,73
LP204	Section 2	5,267	6,7259	508	3416,7572	2675,636
LP359		5,267	6,7259	269	1809,2671	1416,823
LP361		5,267	6,7259	132	887,8188	695,244
LP358		5,267	6,7259	455	3060,2845	2396,485
Jumlah				1364	9174,1276	7184,188
LP364	Cabang 364	5,329	6,9679	1	6,9679	5,329
Jumlah				1	6,9679	5,329
LP063	Cabang 063	5,319	6,9379	1	6,9379	5,319
Jumlah				1	6,9379	5,319
LP211	Section 3	5,267	11,7067	108	1264,3236	568,836
LP118		5,267	11,7067	40	468,268	210,68
LP075		5,267	11,7067	692	8101,0364	3644,764
LP205		5,267	11,7067	506	5923,5902	2665,102

Tabel 4. 30 (Lanjutan)

Load Point		λ	U	Jmlh Plgn	U*Jml Plgn	λ *Jml Plgn
LP371		5,267	11,7067	97	1135,5499	510,899
LP378		5,267	11,7067	96	1123,8432	505,632
LP030		5,267	11,7067	100	1170,67	526,7
LP251		5,267	11,7067	325	3804,6775	1711,775
LP101		5,267	11,7067	20	234,134	105,34
LP077		5,267	11,7067	452	5291,4284	2380,684
LP603		5,267	11,7067	25	292,6675	131,675
Jumlah				2461	28810,1887	12962,087
LP094	Cabang 2	5,555	12,6267	5	63,1335	27,775
LP031		5,555	12,6267	480	6060,816	2666,4
Jumlah				485	6123,9495	2694,175
LP331	Cabang 3	5,675	12,9867	188	2441,4996	1066,9
LP332		5,675	12,9867	202	2623,3134	1146,35
LP333		5,675	12,9867	29	376,6143	164,575
Jumlah				419	5441,4273	2377,825
LP338	Cabang 4	5,943	13,7907	480	6619,536	2852,64
LP347		5,943	13,7907	1	13,7907	5,943
LP043		5,943	13,7907	131	1806,5817	778,533
LP096		5,943	13,7907	67	923,9769	398,181
Jumlah				679	9363,8853	4035,297
LP207	Section 4	5,267	14,1339	159	2247,2901	837,453
LP206		5,267	14,1339	134	1893,9426	705,778
LP115		5,267	14,1339	9	127,2051	47,403
LP117		5,267	14,1339	23	325,0797	121,141
LP067		5,267	14,1339	947	13384,8033	4987,849
Jumlah				1272	17978,3208	6699,624
LP083	Cabang 5	5,845	15,9239	17	270,7063	99,365
LP009		5,845	15,9239	659	10493,8501	3851,855
LP259		5,845	15,9239	135	2149,7265	789,075
Jumlah				811	12914,2829	4740,295
LP078	Section 5	5,267	16,088	853	13723,064	4492,751
LP118		5,267	16,088	500	8044	2633,5
LP079		5,267	16,088	556	8944,928	2928,452
LP241		5,267	16,088	244	3925,472	1285,148
LP189		5,267	16,088	89	1431,832	468,763
Jumlah				2242	36069,296	11808,614

Tabel 4. 31 (Lanjutan)

Load Point		λ	U	Jmlh Plgn	U*Jml Plgn	$\lambda *Jml Plgn$
LP176	Cabang 6	5,909	18,07	101	1825,07	596,809
LP080		5,909	18,07	458	8276,06	2706,322
LP084		5,909	18,07	8	144,56	47,272
Jumlah				567	10245,69	3350,403
TOTAL PENYULANG				11438	143480,8431	62015,308

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Dengan data di atas, perhitungan SAIDI dan SAIFI jaringan distribusi Penyulang Bancar dilakukan sebagai berikut:

1. Menghitung SAIDI

$$SAIDI = \frac{\text{Total Durasi Gangguan}}{\text{Total Jumlah Konsumen}}$$

$$SAIDI = \frac{143480,8431}{11.438}$$

$$SAIDI = 12,5 \text{ jam/konsumen}$$

Nilai SAIDI yang diperoleh menunjukkan bahwa rata-rata durasi gangguan yang dialami oleh setiap konsumen adalah sekitar 12,5 jam/tahun.

2. Menghitung SAIFI

$$SAIFI = \frac{\text{Total Jumlah Kegagalan}}{\text{Total Jumlah Konsumen}}$$

$$SAIFI = \frac{62015,308}{11.438}$$

$$SAIFI = 5,4 \text{ kegagalan/konsumen}$$

SAIFI yang diperoleh menunjukkan bahwa rata-rata frekuensi gangguan yang dialami oleh setiap konsumen adalah sekitar 5,4 kegagalan/tahun.

Tabel 4. 32 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar

Indeks	Hasil Analisis	Standar PLN
SAIDI	$\pm 12,5$ jam/konsumen	12,8 jam/konsumen
SAIFI	$\pm 5,4$ kegagalan/konsumen	2,4 kegagalan/konsumen

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Indeks kegagalan *load point* pada Penyulang Bancar menunjukkan pola yang menarik dalam distribusi keandalan sistem. Terdapat 41 *load point* yang dianalisis, dengan jumlah pelanggan bervariasi dari 1 hingga 947. Setiap *load point* memiliki laju kegagalan (λ_{LP}) dan rata-rata ketidaktersediaan tahunan (U_{LP}) yang berbeda.

Laju kegagalan (λ_{LP}) menunjukkan frekuensi di mana kegagalan terjadi di setiap *load point*. *Load point* dibagi menjadi dua kategori utama berdasarkan posisinya yaitu penyulang utama dan cabang. *Load point* pada penyulang utama (LP614, LP435, LP092, LP204, LP359, LP361, LP358, LP211, LP118, LP075, LP205, LP371, LP378, LP030, LP251, LP101, LP077, LP603, LP207, LP206, LP115, LP117, LP067, LP078, LP118, LP079, LP241, dan LP189) memiliki laju kegagalan total (λ_{LP}) yang konsisten sebesar 5,267 kegagalan/pelanggan/tahun. Nilai ini berasal dari laju kegagalan penyulang utama, tanpa kontribusi dari cabang.

Sedangkan *Load point* yang terletak pada cabang (LP103, LP326, LP364, LP063, LP094, LP031, LP331, LP332, LP333, LP338, LP347, LP043, LP096, LP083, LP009, LP259, LP176, LP080, dan LP084) menunjukkan nilai laju kegagalan (λ_{LP}) yang lebih tinggi dan beragam, berkisar antara 5,319 hingga 5,909 kegagalan/pelanggan/tahun. Dikarenakan *load point* cabang memiliki λ_{LP} yang terdiri dari kegagalan dari penyulang utama dan kegagalan dari cabang itu sendiri.

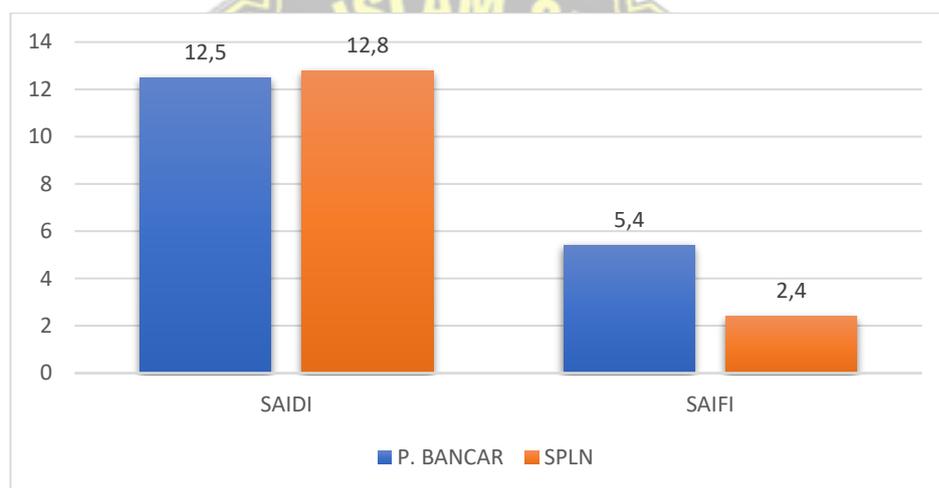
Perlu diperhatikan pula bahwa jumlah pelanggan yang terhubung ke setiap *load point* menjadi faktor penting. Dikarenakan *load point* dengan jumlah pelanggan yang tinggi, seperti LP067 dan LP078, memberikan pengaruh signifikan terhadap nilai SAIDI maupun SAIFI keandalan Penyulang Bancar.

Ketidaktersediaan tahunan setiap *load point* (U_{LP}) mencerminkan jumlah waktu dalam setahun di mana pendistribusian listrik tidak tersedia. *Load point* dengan nilai U_{LP} yang lebih rendah menunjukkan ketersediaan pendistribusian

listrik yang lebih andal. Pola ini menegaskan bahwa *load point* pada penyulang utama cenderung memiliki keandalan yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang berada pada cabang.

4.2.3 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar Terhadap SPLN

Membandingkan hasil perhitungan nilai SAIDI dan SAIFI jaringan distribusi 20 kV Penyulang Bancar dengan standar keandalan yang telah ditetapkan yaitu SPLN 68-2:1986 bertujuan untuk menilai sejauh mana tingkat keandalan kinerja sistem distribusi tersebut. Dapat dilihat pada gambar diagram dibawah ini:



Gambar 4. 3 Perbandingan Hasil SAIDI dan SAIFI antara Perhitungan dengan RNEA dan SPLN 68-2:1986

Nilai SAIDI sistem distribusi yang dianalisis adalah 12,5 jam/pelanggan/tahun, berada di bawah nilai standar PLN yang menetapkan 12,8 jam/pelanggan/tahun. Hal ini menunjukkan bahwa dari segi durasi gangguan, sistem distribusi ini terdapat gap di bawah yang diatur oleh standar sebesar 0,3. Kondisi tersebut membuat sistem ini belum dapat dikatakan dalam kondisi aman. Karena seiring seiring berjalan nya waktu di masa yang akan datang, sanga memungkinkan adanya perluasan jaringan dan perkembangan jumlah pelanggan.

Sehingga Penyulang Bancar tetap perlu diperhatikan dalam upaya perbaikan, dengan harapan dapat menjaga nilai SAIDI tetap berada di bawah standar PLN.

Sementara itu untuk indeks SAIFI, hasil perhitungan menunjukkan 5,4 kegagalan/pelanggan/tahun. Jika dibandingkan dengan standar SPLN yang menetapkan 2,4 kegagalan/pelanggan/tahun, nilai ini menunjukkan performa sistem yang sangat memprihatinkan karena nilai SAIFI yang diperoleh jauh di atas batas standar PLN. Sehingga sistem ini membutuhkan perbaikan lebih lanjut, supaya nilai SAIFI dapat memenuhi standar PLN.

Secara keseluruhan, analisis ini menegaskan bahwa jaringan distribusi 20 kV Penyulang Bancar belum menunjukkan kualitas sistem yang termasuk kategori andal menurut standar PLN dan dibutuhkan upaya perbaikan yang difokuskan pada pengurangan frekuensi dan durasi gangguan.

4.3 Upaya Meningkatkan Keandalan Sistem Distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar yang Tepat dan Berkelanjutan

Berdasarkan Riwayat gangguan yang terjadi di system JTM 20 kV Penyulang Bancar sepanjang tahun 2023, menunjukkan bahwa gangguan lebih sering terjadi pada wilayah di belakang *recloser*. Atau bisa disebut dengan zona 2 dari konfigurasi Penyulang Bancar. Penyebab gangguan berasal dari beberapa faktor eksternal seperti pohon yang menyentuh jaringan, hewan, atau sambaran petir. Dampak yang dirasakan yaitu terjadinya pemadaman pada Sebagian besar wilayah yang tersuplai energi listrik melalui Penyulang Bancar.

Tabel 4. 33 Riwayat Gangguan JTM 20 kV Penyulang Bancar Tahun 2023

No	Ulp	Penyulang	Nama Proteksi	Tgl Trip	Cuaca	Kondisi Padam
1	JRG	Bancar	REC Sobontoro	5-Mar	Cerah	Tidak Terencana
2	JRG	Bancar	REC Sobontoro	6-Mar	Hujan	Tidak Terencana
3	JRG	Bancar	REC Sobontoro	24-Mar	Cerah	Tidak Terencana
4	JRG	Bancar	REC Sobontoro	31-Mar	Cerah	Tidak Terencana
5	JRG	Bancar	REC Sobontoro	13-Apr	Cerah	Tidak Terencana

Tabel 4. 34 (Lanjutan)

No	Ulp	Penyulang	Nama Proteksi	Tgl Trip	Cuaca	Kondisi Padam
6	JRG	Bancar	REC Sobontoro	14-Apr	Cerah	Tidak Terencana
7	JRG	Bancar	REC Sobontoro	30-Apr	Cerah	Tidak Terencana
8	JRG	Bancar	REC Sobontoro	11-May	Cerah	Tidak Terencana
9	JRG	Bancar	REC Sobontoro	14-Jun	Cerah	Tidak Terencana
10	JRG	Bancar	REC Sobontoro	16-Jun	Cerah	Tidak Terencana
11	JRG	Bancar	REC Sobontoro	5-Jul	Cerah	Tidak Terencana
12	JRG	Bancar	REC Sobontoro	6-Jul	Cerah	Tidak Terencana
13	JRG	Bancar	REC Sobontoro	24-Jul	Cerah	Tidak Terencana
14	JRG	Bancar	REC Sobontoro	15-Aug	Cerah	Tidak Terencana
15	JRG	Bancar	REC Sobontoro	16-Sep	Cerah	Tidak Terencana
16	JRG	Bancar	REC Sobontoro	1-Oct	Cerah	Tidak Terencana
17	JRG	Bancar	REC Sobontoro	16-Oct	Cerah	Tidak Terencana
18	JRG	Bancar	REC Sobontoro	18-Oct	Cerah	Tidak Terencana
19	JRG	Bancar	REC Sobontoro	19-Oct	Cerah	Tidak Terencana
20	JRG	Bancar	REC Sobontoro	25-Oct	Cerah	Tidak Terencana
21	JRG	Bancar	REC Sobontoro	4-Nov	Hujan	Tidak Terencana
22	JRG	Bancar	REC Sobontoro	16-Nov	Cerah	Tidak Terencana
23	JRG	Bancar	REC Sobontoro	22-Nov	Cerah	Tidak Terencana
24	JRG	Bancar	REC Sobontoro	27-Nov	Cerah	Tidak Terencana
25	JRG	Bancar	REC Sobontoro	30-Nov	Cerah	Tidak Terencana
26	JRG	Bancar	REC Sobontoro	2-Dec	Hujan	Tidak Terencana

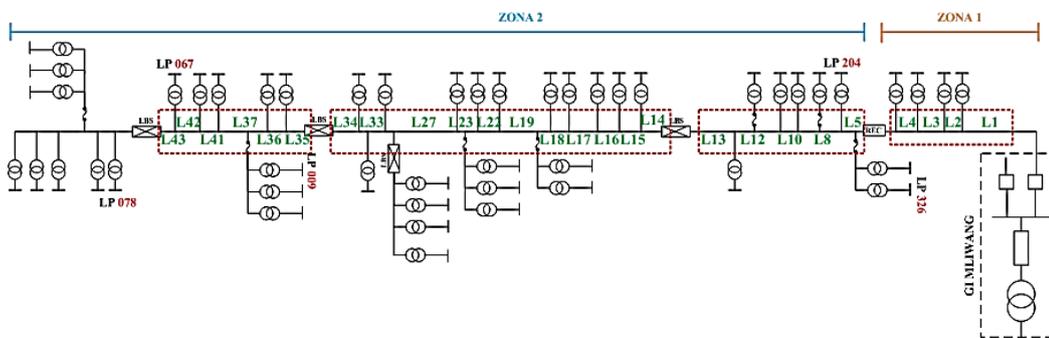
Tabel 4. 35 (Lanjutan)

No	Ulp	Penyulang	Nama Proteksi	Tgl Trip	Cuaca	Kondisi Padam
27	JRG	Bancar	REC Sobontoro	18-Dec	Cerah	Tidak Terencana
28	JRG	Bancar	REC Sobontoro	22-Dec	Cerah	Tidak Terencana
29	JRG	Bancar	REC Sobontoro	27-Dec	Cerah	Tidak Terencana

Sumber : Jurnal gangguan ULP Jatirogo tahun 2023

Dari hasil analisis perhitungan dan referensi riwayat gangguan yang terjadi pada JTM 20 kV Penyulang Bancar, untuk meningkatkan keandalan sistem secara berkelanjutan pentingnya mempertimbangkan posisi *load point* dalam jaringan maupun jumlah pelanggan yang dilayani.

Beberapa saluran utama Penyulang Bancar menunjukkan kontribusi nilai laju kegagalan (λ) yang lebih besar, seperti L1, L18, L27, L37, dan L42. Hal tersebut dipengaruhi oleh penghantar yang menghubungkan pada saluran tersebut sangat panjang. Kemudian ketiga saluran tersebut juga mempengaruhi penyaluran energi listrik ke beberapa *load point* dengan jumlah pelanggan yang besar di belakang nya. Seperti LP326 (669 Plgn), LP204 (508 Plgn), LP009 (659 Plgn), LP067 (947 Plgn), dan LP078 (853 Plgn). Oleh sebab itu, kegagalan yang terjadi akibat gangguan pada bagian saluran utama Penyulang Bancar perlu dihindari karena bagian ini memiliki peran penting untuk menjaga keberlanjutan penyaluran energi listrik ke berbagai pelanggan yang ada di bagian belakang nya.



Gambar 4. 4 Skema Upaya Meningkatkan Keandalan Penyulang Bancar

Upaya yang dapat diterapkan yaitu perbaikan kualitas material penghantar yang digunakan pada area krusial (saluran utama) dengan penghantar udara berisolasi untuk mengurangi potensi kerentanan terhadap gangguan, diantaranya yaitu:

1. Semua saluran utama yang berada di bagian *section* satu pada zona satu.
2. Semua saluran utama yang berada di bagian *section* dua pada zona dua.
3. Semua saluran utama yang berada di bagian *section* tiga pada zona dua.
4. Semua saluran utama yang berada di bagian *section* empat pada zona dua.

4.3.1 Menghitung Laju Kegagalan (λ) dan Ketidak Tersediaan (U) Setelah Perbaikan

Perubahan penggunaan material penghantar udara yang sebelumnya menggunakan penghantar udara terbuka menjadi penghantar udara berisolasi (AAACS) membuat nilai kegagalan saluran yang sebelumnya 0,2 per km menjadi 0,07 per km. Hal ini akan merubah pula nilai laju kegagalan dan ketidakterersediaan pada *section 1*, *section 2*, *section 3*, maupun *section 4*.

1. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section 1* Penyulang Bancar setelah perbaikan.

$$\begin{aligned}\lambda_{L1} &= \lambda_{SUTM} \times L1 \\ &= 0,07 \times 4,16 \\ &= 0,291 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 1* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{section 1} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{CB} + \lambda_{Trafo} + \lambda_{L1} + \lambda_{L2} + \lambda_{L3} + \lambda_{L4} \\ &= 0,004 + 0,005 + 0,291 + 0,084 + 0,117 + 0,033 \\ &= 5,35 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 36 Perhitungan λ section 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
CB	0,004	-	0,004
TRAFO	0,005	-	0,005
L1	0,07	4,16	0,2912
L2	0,07	1,2	0,084
L3	0,07	1,68	0,1176
L4	0,07	0,48	0,0336
TOTAL			0,5354

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen, diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{L1} &= \lambda_{L1} \times r_{L1} \\
 &= 0,291 \times 3 \\
 &= 0,873
 \end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan section 1 dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{Section\ 1} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{CB} + U_{Trafo} + U_{L1} + U_{L2} + U_{L3} + U_{L4} + U_{L5} \\
 &= 0,04 + 0,05 + 0,873 + 0,252 + 0,3528 + 1,1008 \\
 &= 1,6692
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 37 Perhitungan U section 1 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)	<i>Repair Time</i> (<i>Jam</i>)	Ketidak tersediaan U
CB	0,004	10	0,04
TRAFO	0,005	10	0,05
L1	0,2912	3	0,8736
L2	0,084	3	0,252
L3	0,1176	3	0,3528
L4	0,0336	3	0,1008
TOTAL			1,6692

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

2. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section 2* Penyulang Bancar setelah perbaikan.

$$\begin{aligned}\lambda_{L1} &= \lambda_{SUTM} \times L5 \\ &= 0,07 \times 0,88 \\ &= 0,0616 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section 2* dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{section 2}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{\text{REC}} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L5} + \lambda_{L8} + \lambda_{L10} + \lambda_{L13} \\ &= 0,004 + 0,005 + 0,0616 + 0,0105 + 0,0875 + 0,0168 \\ &= 0,2194 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 38 Perhitungan λ *section 2* JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
REC	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L5	0,07	0,88	0,0616
L8	0,07	0,15	0,0105
L10	0,07	1,25	0,0875
L12	0,07	0,24	0,0168
TOTAL			0,2194

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen, diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L5} &= \lambda_{L5} \times r_{L5} \\ &= 0,0616 \times 3 \\ &= 0,1848\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 2* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{Section\ 2} &= \sum_{i=k} U_i \\
&= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_{ij} \\
&= U_{REC} + U_{Trafo} + U_{L5} + U_{L8} + U_{L10} + U_{L12} \\
&= 0,04 + 0,05 + 0,1848 + 0,0315 + 0,2625 + 0,0504 \\
&= 0,7142
\end{aligned}$$

Tabel 4. 39 Perhitungan U section 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi Repair Time)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
REC	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L5	0,0616	3	0,1848
L8	0,0105	3	0,0315
L10	0,0875	3	0,2625
L12	0,0168	3	0,0504
TOTAL			0,7142

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 40 Perhitungan U section 2 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi Switch Time)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
REC	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L5	0,0616	0,15	0,00924
L8	0,0105	0,15	0,001575
L10	0,0875	0,15	0,013125
L12	0,0168	0,15	0,00252
TOTAL			0,03291

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

3. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) section 3 Penyulang Bancar setelah perbaikan.

$$\begin{aligned}
\lambda_{L14} &= \lambda_{SUTM} \times L14 \\
&= 0,07 \times 0,44 \\
&= 0,0308 \text{ fault/year}
\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan section 3 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
\lambda_{section\ 3} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\
&= \lambda_{LBS} + \lambda_{Trafo} + \lambda_{L14} + \lambda_{L15} + \lambda_{L16} + \lambda_{L17} + \lambda_{L18} + \lambda_{L19} + \lambda_{L22} + \lambda_{L23} \\
&\quad + \lambda_{L27} + \lambda_{L33} + \lambda_{L34} \\
&= 0,003 + 0,005 + 0,0308 + 0,0252 + 0,0133 + 0,0224 + 0,0756 + 0,0385 \\
&\quad + 0,0714 + 0,0112 + 0,2079 + 0,049 + 0,0567 \\
&= 0,61\ \text{fault/year}
\end{aligned}$$

Tabel 4. 41 Perhitungan λ section 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L14	0,07	0,44	0,0308
L15	0,07	0,36	0,0252
L16	0,07	0,19	0,0133
L17	0,07	0,32	0,0224
L18	0,07	1,08	0,0756
L19	0,07	0,55	0,0385
L22	0,07	1,02	0,0714
L23	0,07	0,16	0,0112
L27	0,07	2,97	0,2079
L33	0,07	0,7	0,049
L34	0,07	0,81	0,0567
TOTAL			0,61

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section 3* terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{L14} &= \lambda_{L14} \times r_{L14} \\
&= 0,0308 \times 3 \\
&= 0,0924
\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 3* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
U_{Section\ 3} &= \sum_{i=k} U_i \\
&= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= U_{LBS} + U_{Trafo} + U_{L14} + U_{L15} + U_{L16} + U_{L17} + U_{L18} + U_{L19} + U_{L22} + \\
&\quad U_{L23} + U_{L27} + U_{L33} + U_{L34} \\
&= 0,03 + 0,05 + 0,0924 + 0,0756 + 0,0399 + 0,0672 + 0,2268 + 0,1155 \\
&\quad + 0,2142 + 0,0336 + 0,6237 + 0,147 + 0,1701 \\
&= 1,886
\end{aligned}$$

Tabel 4. 42 Perhitungan U section 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi Repair Time)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L14	0,0308	3	0,0924
L15	0,0252	3	0,0756
L16	0,0133	3	0,0399
L17	0,0224	3	0,0672
L18	0,0756	3	0,2268
L19	0,0385	3	0,1155
L22	0,0714	3	0,2142
L23	0,0112	3	0,0336
L27	0,2079	3	0,6237
L33	0,049	3	0,147
L34	0,0567	3	0,1701
TOTAL			1,886

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 43 Perhitungan U section 3 JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi Switch Time)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Switch Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L14	0,0308	0,15	0,00462
L15	0,0252	0,15	0,00378
L16	0,0133	0,15	0,001995
L17	0,0224	0,15	0,00336
L18	0,0756	0,15	0,01134
L19	0,0385	0,15	0,005775
L22	0,0714	0,15	0,01071
L23	0,0112	0,15	0,00168
L27	0,2079	0,15	0,031185
L33	0,049	0,15	0,00735
L34	0,0567	0,15	0,008505
TOTAL			0,0915

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

4. Perhitungan laju kegagalan (λ) dan ketidak tersediaan tahunan (U) *section* 4 penyulang Bancar.

$$\begin{aligned}\lambda_{L35} &= \lambda_{SUTM} \times L_{35} \\ &= 0,07 \times 0,11 \\ &= 0,0077 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai laju kegagalan *section* 4 dengan menjumlahkan seluruh nilai laju kegagalan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{section 4}} &= \sum_{i=k} \lambda_i \\ &= \lambda_{LBS} + \lambda_{\text{Trafo}} + \lambda_{L35} + \lambda_{L36} + \lambda_{L37} + \lambda_{L41} + \lambda_{L42} + \lambda_{L43} \\ &= 0,003 + 0,005 + 0,0077 + 0,0175 + 0,161 + 0,0217 + 0,077 + 0,0035 \\ &= 0,2964 \text{ fault/year}\end{aligned}$$

Tabel 4. 44 Perhitungan λ *section* 4 JTM 20 kV Penyulang Bancar

Peralatan	Kegagalan Peralatan (<i>fault/year/km</i>)	Panjang Saluran (<i>km</i>)	Laju Kegagalan λ (<i>fault/year</i>)
LBS	0,003	-	0,003
TRAFO	0,005	-	0,005
L35	0,07	0,11	0,0077
L36	0,07	0,25	0,0175
L37	0,07	2,3	0,161
L41	0,07	0,31	0,0217
L42	0,07	1,1	0,077
L43	0,07	0,05	0,0035
TOTAL			0,2964

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Untuk nilai ketidak tersediaan tahunan (U) setiap komponen diperoleh dari perkalian laju kegagalan setiap komponen dengan durasi padam. Pada *section* 4 terdapat dua kondisi, yaitu kondisi *Repair Time* dan *switching time*. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}U_{L35} &= \lambda_{L35} \times r_{L35} \\ &= 0,0077 \times 3 \\ &= 0,0231\end{aligned}$$

Selanjutnya, kita dapat mengetahui nilai ketidak tersediaan tahunan *section 4* dengan menjumlahkan seluruh nilai ketidak tersediaan komponen. Dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$\begin{aligned}
 U_{Section\ 4} &= \sum_{i=k} U_i \\
 &= \sum_{i=k} \lambda_i \times r_j \\
 &= U_{LBS} + U_{Trafo} + U_{L35} + U_{L36} + U_{L37} + U_{L41} + U_{L42} + U_{L43} \\
 &= 0,03 + 0,05 + 0,0231 + 0,0525 + 0,483 + 0,0651 + 0,231 + 0,0105 \\
 &= 0,9452
 \end{aligned}$$

Tabel 4. 45 Perhitungan U *section 4* JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi *Repair Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Repair Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	10	0,03
TRAFO	0,005	10	0,05
L35	0,0077	3	0,0231
L36	0,0175	3	0,0525
L37	0,161	3	0,483
L41	0,0217	3	0,0651
L42	0,077	3	0,231
L43	0,0035	3	0,0105
TOTAL			0,9452

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Tabel 4. 46 Perhitungan U *section 4* JTM 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan (Kondisi *Switch Time*)

Peralatan	Laju Kegagalan λ (fault/year)	Switch Time (Jam)	Ketidak tersediaan U
LBS	0,003	0,15	0,00045
TRAFO	0,005	0,15	0,00075
L35	0,0077	0,15	0,001155
L36	0,0175	0,15	0,002625
L37	0,161	0,15	0,02415
L41	0,0217	0,15	0,003255
L42	0,077	0,15	0,01155
L43	0,0035	0,15	0,000525
TOTAL			0,04446

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Sementara untuk bagian lain nya seperti *section* 5 dan cabang 1 sampai dengan cabang 6 tidak mengalami perubahan nilai laju kegagalan. Hasil nilai laju kegagalan *load point* (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan *load point* (U_{LP}) dapat dilihat pada gambar 4.5 di bawah ini sebagai berikut:

KEGAGALAN		SECTION 1	SECTION 2	SECTION 3	SECTION 4	SECTION 5	CABANG 1	CABANG LP 364	CABANG LP 063	CABANG 2	CABANG 3	CABANG 4	CABANG 5	CABANG 6	TOTAL
LP SECTION 1	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666									2,3272
	U	1,6692	0,03291	0,0915	0,04446	0,0999									1,93797
LP SECTION 2	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666									2,3272
	U	1,6692	0,7142	0,0915	0,04446	0,0999									2,61926
LP SECTION 3	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666									2,3272
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,04446	0,0999									4,41376
LP SECTION 4	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666									2,3272
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,9452	0,0999									5,3145
LP SECTION 5	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666									2,3272
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,9452	2,054									7,2686
CABANG 1	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666	0,252								2,5792
	U	1,6692	0,7142	0,0915	0,04446	0,0999	0,812								3,43126
CABANG LP 364	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666		0,062							2,3892
	U	1,6692	0,7142	0,0915	0,04446	0,0999		0,242							2,86126
CABANG LP 063	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666			0,052						2,3792
	U	1,6692	0,7142	0,0915	0,04446	0,0999			0,212						2,83126
CABANG 2	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666				0,288					2,6152
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,04446	0,0999				0,92					5,33376
CABANG 3	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666					0,408				2,7352
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,04446	0,0999					1,28				5,69376
CABANG 4	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666						0,676			3,0032
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,04446	0,0999						2,084			6,49776
CABANG 5	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666							0,158		2,4852
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,9452	0,0999							0,53		5,8445
CABANG 6	λ	0,5354	0,2194	0,61	0,2964	0,666								0,642	2,9692
	U	1,6692	0,7142	1,886	0,9452	2,054								1,982	9,2506

Gambar 4. 5 Jumlah nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan (U_{LP}) pada setiap bagian Penyulang 20 kV Bancar Setelah Perbaikan

4.3.2 Menghitung Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan

Dengan menggunakan nilai laju kegagalan (λ_{LP}) dan ketidak tersediaan (U_{LP}) akan diperoleh data nilai SAIDI dan SAIFI pada tabel 4.41 di bawah ini:

Tabel 4. 47 Nilai SAIDI dan SAIFI setiap titik beban pada Penyulang 20 kV Bancar

Load Point		λ	U	Jmlh Plgn	U*Jml Plgn	λ *Jml Plgn
LP614	Section 1	2,3272	1,93797	1	1,93797	2,3272
LP435		2,3272	2,09007	260	543,4182	605,072
LP092		2,3272	2,09007	204	426,37428	474,7488
LP090		2,3272	2,09007	1	2,09007	2,3272
Jumlah				466	903,09402	1084,4752
LP103	Cabang 1	2,5792	3,708355	1	3,708355	2,5792
LP326		2,5792	3,708355	669	2480,889495	1725,4848
Jumlah				670	2484,59785	1728,064
LP204	Section 2	2,3272	3,427145	508	1740,98966	1182,2176
LP359		2,3272	3,427145	269	921,902005	626,0168
LP361		2,3272	3,427145	132	452,38314	307,1904
LP358		2,3272	3,427145	455	1559,350975	1058,876
Jumlah				1364	4674,62578	3174,3008
LP364	Cabang 364	2,3892	3,508855	1	3,508855	2,3892
Jumlah				1	3,508855	2,3892
LP063	Cabang 063	2,3792	3,498355	1	3,498355	2,3792
Jumlah				1	3,498355	2,3792
LP211	Section 3	2,3272	7,189	108	776,412	251,3376
LP118		2,3272	7,189	40	287,56	93,088
LP075		2,3272	7,189	692	4974,788	1610,4224
LP205		2,3272	7,189	506	3637,634	1177,5632
LP371		2,3272	7,189	97	697,333	225,7384
LP378		2,3272	7,189	96	690,144	223,4112
LP030		2,3272	7,189	100	718,9	232,72
LP251		2,3272	7,189	325	2336,425	756,34
LP101		2,3272	7,189	20	143,78	46,544
LP077		2,3272	7,189	452	3249,428	1051,8944
LP603		2,3272	7,189	25	179,725	58,18
Jumlah				2461	17692,129	5727,2392
LP094	Cabang 2	2,6152	4,5337	5	22,6685	13,076
LP031		2,6152	4,5337	480	2176,176	1255,296
Jumlah				485	2198,8445	1268,372

Tabel 4.43 (Lanjutan)

Load Point		λ	U	Jmlh Plgn	U*Jml Plgn	λ *Jml Plgn
LP331	Cabang 3	2,7352	4,8937	188	920,0156	514,2176
LP332		2,7352	4,8937	202	988,5274	552,5104
LP333		2,7352	4,8937	29	141,9173	79,3208
Jumlah				419	2050,4603	1146,0488
LP338	Cabang 4	3,0032	5,6977	480	2734,896	1441,536
LP347		3,0032	5,6977	1	5,6977	3,0032
LP043		3,0032	5,6977	131	746,3987	393,4192
LP096		3,0032	5,6977	67	381,7459	201,2144
Jumlah				679	3868,7383	2039,1728
LP207	Section 4	2,3272	8,3565	159	1328,6835	370,0248
LP206		2,3272	8,3565	134	1119,771	311,8448
LP115		2,3272	8,3565	9	75,2085	20,9448
LP117		2,3272	8,3565	23	192,1995	53,5256
LP067		2,3272	8,3565	947	7913,6055	2203,8584
Jumlah				1272	10629,468	2960,1984
LP083	Cabang 5	2,4852	5,2599	17	89,4183	42,2484
LP009		2,4852	5,2599	659	3466,2741	1637,7468
LP259		2,4852	5,2599	135	710,0865	335,502
Jumlah				811	4265,7789	2015,4972
LP078	Section 5	2,3272	10,3106	853	8794,9418	1985,1016
LP118		2,3272	10,3106	500	5155,3	1163,6
LP079		2,3272	10,3106	556	5732,6936	1293,9232
LP241		2,3272	10,3106	244	2515,7864	567,8368
LP189		2,3272	10,3106	89	917,6434	207,1208
Jumlah				2242	23116,3652	5217,5824
LP176	Cabang 6	2,9692	8,666	101	875,266	299,8892
LP080		2,9692	8,666	458	3969,028	1359,8936
LP084		2,9692	8,666	8	69,328	23,7536
Jumlah				567	4913,622	1683,5364
TOTAL PENYULANG				11438	76804,73106	28049,2556

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

Dengan data di atas, perhitungan SAIDI dan SAIFI jaringan distribusi Penyulang Bancar setelah dilakukan perbaikan sebagai berikut:

1. Menghitung SAIDI

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Total Durasi Gangguan}}{\text{Total Jumlah Konsumen}}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{76804,73106}{11.438}$$

$$\text{SAIDI} = 6,7 \text{ jam/konsumen}$$

Nilai SAIDI yang diperoleh menunjukkan bahwa rata-rata durasi gangguan yang dialami oleh setiap konsumen adalah sekitar 6,7 jam/tahun.

2. Menghitung SAIFI

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Total Jumlah Kegagalan}}{\text{Total Jumlah Konsumen}}$$

$$\text{SAIFI} = \frac{28049,2556}{11.438}$$

$$\text{SAIFI} = 2,4 \text{ kegagalan/konsumen}$$

SAIFI yang diperoleh menunjukkan bahwa rata-rata frekuensi gangguan yang dialami oleh setiap konsumen adalah sekitar 2,4 kegagalan/tahun.

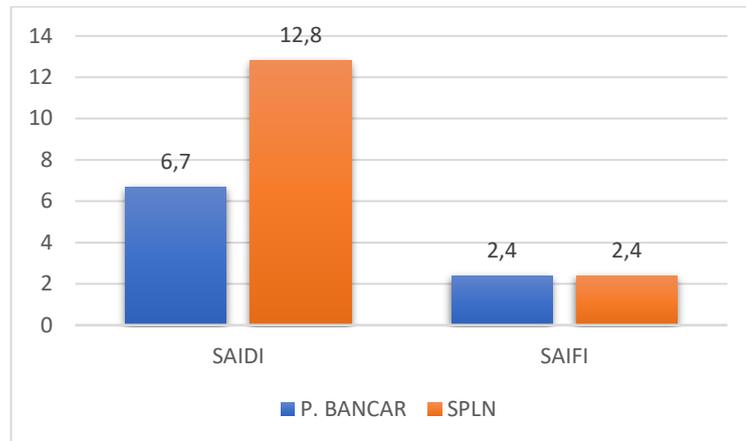
Tabel 4. 48 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar

Indeks	Hasil Analisis	Standar PLN
SAIDI	± 6,7 jam/konsumen	12,8 jam/konsumen
SAIFI	± 2,4 kegagalan/konsumen	2,4 kegagalan/konsumen

Sumber : Hasil Penelitian (2024)

4.3.1 Nilai SAIDI dan SAIFI Jaringan Distribusi 20 kV Penyulang Bancar Setelah Perbaikan Terhadap SPLN

Perbandingan hasil perhitungan nilai SAIDI dan SAIFI jaringan distribusi 20 kV Penyulang Bancar dengan standar keandalan yang telah ditetapkan yaitu SPLN 68-2:1986 dapat dilihat pada gambar diagram dibawah ini:



Gambar 4. 6 Perbandingan Hasil SAIDI dan SAIFI antara Perhitungan dengan RNEA dan SPLN 68-2:1986

Apabila pada *section 1*, *section 2*, *section 3*, dan *section 4* menggunakan material penghantar udara berisolasi maka didapatkan nilai SAIDI sistem distribusi yang dianalisis adalah 6,7 jam/pelanggan/tahun, berada jauh di bawah nilai standar PLN yang menetapkan 12,8 jam/pelanggan/tahun. Hal ini menunjukkan bahwa dari segi durasi gangguan, sistem distribusi ini sudah sangat baik. Namun tetap perlu pemantauan kembali di setiap periode satu tahun kedepan nya agar nilai SAIDI tetap berada di bawah standar PLN.

Sementara itu untuk indeks SAIFI, hasil perhitungan menunjukkan 2,4 kegagalan/pelanggan/tahun. Dimana nilai tersebut sudah sesuai dengan standar SPLN yang menetapkan 2,4 kegagalan/pelanggan/tahun. Perlu pemantauan kembali di setiap periode satu tahun kedepan nya agar nilai SAIDI tetap berada di bawah standar PLN.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Hasil analisa keandalan sistem distribusi 20 kV di PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo pada Penyulang Bancar menggunakan metode RNEA didapatkan nilai indeks SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) 5,4 kali/perlanggan/tahun dan SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) 12,5 jam/pelanggan/tahun. Dimana dari hasil tersebut dapat di ketahui bahwa untuk indeks keandalan SAIDI pada Penyulang Bancar sudah sesuai SPLN 68-2 : 1986 yaitu 12,8 jam/pelanggan/tahun. Sedangkan untuk indeks keandalan SAIFI pada Penyulang Bancar belum sesuai SPLN 68-2 : 1986 yaitu 2,4 kali/pelanggan/tahun.
2. Untuk meningkatkan indeks keandalan sistem distribusi JTM 20 kV Penyulang Bancar secara berkelanjutan, dilakukan upaya perbaikan kualitas material penghantar yang digunakan pada area krusial (saluran utama) dengan penghantar udara berisolasi (AAACS) untuk mengurangi potensi kerentanan terhadap gangguan.
3. Setelah adanya perbaikan, hasil analisa keandalan sistem distribusi 20 kV di PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo pada Penyulang Bancar menggunakan metode RNEA didapatkan nilai indeks SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) 2,4 kali/perlanggan/tahun dan SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) 6,7 jam/pelanggan/tahun. Dimana dari hasil tersebut dapat di ketahui bahwa untuk indeks keandalan SAIDI dan SAIFI pada Penyulang Bancar sudah sesuai SPLN 68-2 : 1986.

5.2 Saran

1. Pada JTM 20 kV Penyulang Bancar perlu dilakukan evaluasi indeks keandalan secara berkala setiap tahun nya untuk mempertahankan indeks keandalan sistem sesuai standar dari PT. PLN (Persero).

2. PT. PLN (Persero) ULP Jatirogo dapat meningkatkan strategi pemeliharaan yang lebih proaktif dan berbasis teknologi modern. Hal ini meliputi pemeliharaan preventif yang terjadwal dan penggunaan teknologi monitoring untuk mendeteksi potensi gangguan lebih awal.
3. Perlu dilakukan pengkajian lebih lanjut terhadap SPLN No 68-2 : 1986 tentang Keandalan Pada Sistem Distribusi 6 KV dan 20 KV, mempertimbangkan pertumbuhan beban yang semakin tinggi setiap tahunnya dan terus bertambahnya kerapatan pelanggan. Pembaruan standar akan membantu dalam menetapkan target keandalan yang lebih efektif jika digunakan untuk penelitian selanjutnya.



DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Berlianti, R. Fauzi, and M. Monice, “Analisis Penerapan Tindakan Pemeliharaan Sistem Distribusi 20 kV Dalam Pengoptimalan ENS dan FGTM,” *SainETIn*, vol. 5, no. 2, pp. 44–50, 2021.
- [2] R. F. Ariyanti, “Identifikasi Penyebab Susut Energi Listrik PT PLN (Persero) Area Semarang Menggunakan Metode Failure Mode & Effect Analysis (FMEA),” *Industrial Engineering Online Journal*, vol. 8, no. 1, pp. 1–8, 2019.
- [3] S. Nanzain and T. Wrahatnolo, “Evaluasi Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan Metode Reliability Network Equivalent Approach (RNEA) di PT. PLN Rayon Mojokerto,” *Jurnal Teknik Elektro*, vol. 6, no. 2, pp. 111–119, 2017.
- [4] A. Senen, T. Ratnasari, and D. Anggani, “Studi Perhitungan Indeks Keandalan Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Graphical User Interface Matlab pada PT PLN (Persero) Rayon Kota Pinang,” *Energi & Kelistrikan*, vol. 11, no. 2, pp. 138–148, 2019, doi: 10.33322/energi.v11i2.497.
- [5] ULP, “Laporan Detil Kode Gangguan TAHUN 2023,” JATIROGO, 2023.
- [6] M. F. Adiguna, “Analisis Keandalan Sistem Distribusi 20 kv Pada Penyulang Kayutangi Menggunakan Metode Reliability Network Equivalent Approach (RNEA),” *Seminar Hasil Elektro S1 ITN Malang*, vol. 1, no. 1, pp. 2–9, 2019.
- [7] R. N. Annisa, H. Hamma, and N. R. Najib, “Analisis Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 KV di PT. PLN (Persero) ULP Kalebajeng Dengan Metode Reliability Network Equivalent Approach (RNEA),” *Seminar Nasional Teknik ...*, pp. 338–343, 2023.
- [8] R. Sulistyowati, T. Suheta, N. P. U. Putra, and ..., “Keandalan Sistem Distribusi 20KV Pada Penyulang Sistem Distribusi PT. PLN UP3 Surabaya

- Utara Dengan Metode Reliability Network Equivalent Approach (RNEA),” ... *Nasional Sains dan ...*, pp. 1–8, 2022.
- [9] Suhadi, *Teknik distribusi tenaga listrik untuk sekolah menengah kejuruan jilid 1*. 2008.
- [10] Departemen Pertambangan dan Energi Perusahaan Umum Listrik Negara, “Spln 52-3 : 1983,” pp. 1–51, 1985.
- [11] R. Thayib, “Perhitungan Indeks Keandalan Sistem Tenaga Listrik Interkoneksi Sumatera Bagian Selatan,” *Seminar Nasional AVoER*, pp. 26–27, 2011.
- [12] D. L. Rura, L. S. Patras, and S. Silimang, “Evaluasi Keandalan Sistem Distribusi Menggunakan Indeks SAIFI dan SAIDI Pada PT. PLN (PERSERO) Area Bitung,” pp. 1–10, 2019.
- [13] D. Marsudi, “Operasi Sistem Tenaga Listrik,” *Graha Ilmu*, no. April, pp. 2–5, 2006.
- [14] Departemen Pertambangan dan Energi Perusahaan Umum Listrik Negara, “Spln 68-2 : 1986,” pp. 1–10, 1986.
- [15] R. Billinton and P. Whang, “Reliability Network Equivalent Approach to Distribution System Reliability Evaluation,” *IEEE Proceedings: Generation*, vol. 145, no. Transmission and Distribution, pp. 149–153, 1998.
- [16] M. Kasiram, “Metodologi penelitian kuantitatif dan kualitatif,” malang, 2008.
- [17] S. Nanzain and T. Wrahatnolo, “Evaluasi Keandalan Sistem Jaringan Distribusi 20 kV Menggunakan Metode Reliability Network Equivalent Approach (RNEA) di PT. PLN Rayon Mojokerto,” *Jurnal Teknik Elektro.*, vol. 6, no. 2, pp. 111–119, 2017.
- [18] M. Fajar Adiguna, T. Elektro S-, and I. Teknologi Nasional Malang, “Seminar Hasil Elektro S1 ITN Malang ANALISA KEANDALAN SISTEM

DISTRIBUSI 20 kV PADA PENYULANG KAYUTANGI MENGGUNAKAN METODE RELIABILITY NETWORK EQUIVALENT APPROACH (RNEA),” 2018.

- [19] R. Berlianti and R. Fauzi, “Analisis Penerapan Tindakan Pemeliharaan Sistem Distribusi 20 kV Dalam Pengoptimalan ENS dan FGTM,” *Jurnal Sain, Energi, Teknologi & Industri*, vol. 5, no. 2, pp. 44–50, 2021.
- [20] R. Billinton and P. Wang, “Reliability-network-equivalent approach to distribution-system-reliability evaluation,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 2, p. 149, 1998, doi: 10.1049/ip-gtd:19981828.
- [21] A. Senen, T. Ratnasari, and D. Anggaini, “Studi Perhitungan Indeks Keandalan Sistem Tenaga Listrik Menggunakan Graphical User Interface Matlab pada PT PLN (Persero) Rayon Kota Pinang,” *Energi & Kelistrikan*, vol. 11, no. 2, pp. 138–148, Dec. 2019, doi: 10.33322/energi.v11i2.497.
- [22] R. Fauzie Ariyanti, “Identifikasi Penyebab Susut Energi Listrik PT PLN (Persero) Area Semarang Menggunakan Metode Failure Mode & Effect Analysis (FMEA),” *Industrial Engineering Online Journal*, vol. 8, no. 1, pp. 1–8, 2019.