

# Studi Kelayakan Pembangunan Sistem Interkoneksi Jaringan Listrik Port, Kamp Tuhup & Kamp Baru Tuhup

Oyong Dendy Yulianto<sup>1</sup>, Yuhardono Hardin<sup>2</sup> Wahyudi Budi Pramono<sup>3</sup>

<sup>1,3</sup> Teknologi Industri, Magister Rekayasa Elektro, Universitas Islam Indonesia, Sleman, Yogyakarta

<sup>2</sup> Head Dept. Maintenance dan Operasional Port Tutup PT. Maruwai Coal, Muara Tuhup, Kalimantan Tengah

## Article Info

### Article history:

Diterima 5 Oktober 2024

Revisi 7 Oktober 2024

Diterbitkan 8 Oktober 2024

### Keywords:

Sistem Interkoneksi

Jaringan Listrik

Jarinagn Tegangan Menengah

Area Tambang

NPV

## ABSTRAK

Sistem kelistrikan merupakan aspek krusial dalam mendukung aktivitas masyarakat dan industri. Salah satu perusahaan pertambangan kokas di Kalimantan Tengah saat ini mengoperasikan sistem kelistrikan tunggal, yang terbagi menjadi tiga kelompok pembangkit untuk tiga area terpisah, yakni Port, Kamp Tuhup, dan Kamp Baru Tuhup. Dalam upaya untuk meningkatkan keandalan sistem, maka studi kelayakan dilakukan untuk mengevaluasi dan menilai potensi pembangunan sistem interkoneksi jaringan listrik tegangan menengah 20 kV yang menghubungkan ketiga area tersebut. Metode riset yang digunakan adalah studi kelayakan komprehensif yang mencakup analisis perancangan, ekonomi dan lingkungan. Analisis teknis meliputi evaluasi kapasitas listrik yang dibutuhkan, pemetaan sumber daya, dan identifikasi infrastruktur yang diperlukan. Tujuan utama dari studi ini adalah untuk menentukan apakah pembangunan sistem interkoneksi ini memungkinkan dan akan memberikan manfaat jangka panjang bagi perusahaan dan masyarakat setempat, khususnya terkait pembangunan jaringan PLN 1,1 MW. Studi kelayakan ini akan mencakup analisis mendalam terkait kapasitas listrik yang dibutuhkan, pemetaan sumber daya listrik yang ada, infrastruktur yang diperlukan, serta potensi dampak positif sosial dan ekonomi yang diharapkan. Aspek-aspek lingkungan, keberlanjutan, dan efisiensi energi juga akan diperhitungkan agar proyek ini dapat dilaksanakan secara berkelanjutan dan ramah lingkungan. Hasil studi kelayakan menunjukkan bahwa pembangunan sistem interkoneksi tegangan menengah 20 kV layak secara teknis maupun finansial dengan nilai NPV positif dan nilai IRR sebesar 67,16% dan PP selama kurang dari 2 tahun.

*This is an open access article under the [CC BY-SA](#) license.*



## Corresponding Author:

Oyong Dendy Yulianto,

Fakultas Teknologi Industri, Jl. Kaliurang KM. 14,5 Sleman Yogyakarta 55584, Indonesia

Email: 22925006@students.uui.ac.id

## 1. PENDAHULUAN

Target produksi batubara PT AMI setiap tahunnya terus mengalami peningkatan. Tahun 2023, target produksi ditetapkan sebesar 4,6 juta ton, dan pada tahun 2024 ditargetkan sebesar 5,5 juta ton [1]. Peningkatan ini sangat erat kaitannya dengan permintaan energi listrik yang semakin tinggi. Peningkatan target produksi dan perluasan area tambang memberikan tekanan signifikan pada sistem kelistrikan saat ini [2]. Sistem tersebut menghadapi tantangan berupa peningkatan kapasitas, yang berpotensi mengakibatkan pemadaman listrik, penurunan keandalan, dan ketidakstabilan jaringan [3]. Saat ini, sistem kelistrikan di PT. AMI masih menggunakan sistem tunggal, yang terdiri dari tiga kelompok pembangkit yang mensuplai energi ke tiga area yang terpisah (Port, Kamp Tuhup, dan Kamp Baru Tuhup). Kelemahan utama dari sistem tunggal ini adalah pada aspek keandalan sistem. Selain itu, biaya operasional dan pemeliharaan pembangkit menjadi lebih mahal karena ketiga area tersebut beroperasi secara terpisah, yang pada akhirnya meningkatkan biaya produksi listrik [4], [5].

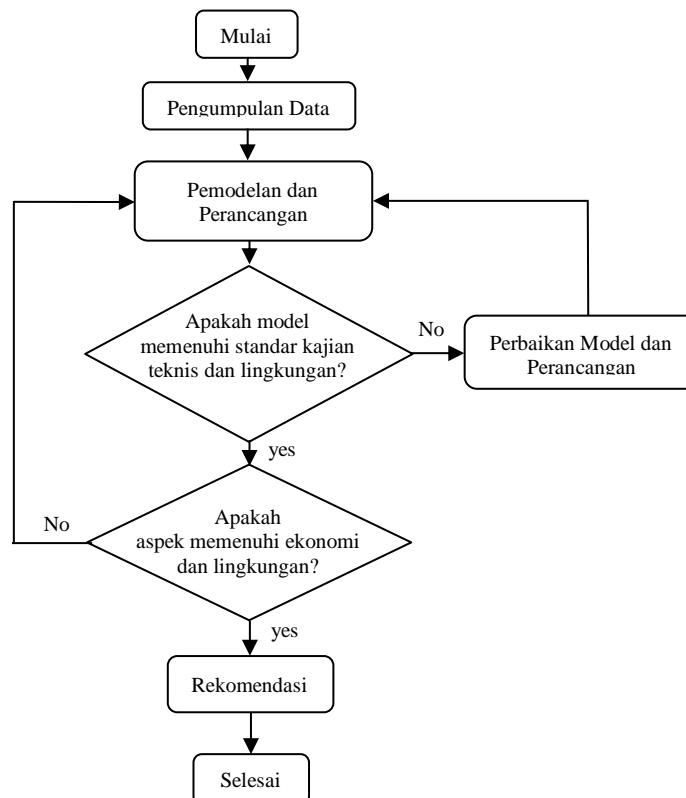
Penelitian mengenai interkoneksi dan rekonfigurasi jaringan listrik menunjukkan bahwa pengembangan sistem ini tidak membawa dampak negatif secara teknis maupun ekonomi, melainkan memberikan banyak manfaat. Mariya[9] menunjukkan bahwa interkoneksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) 1 MWp di Cileungsi dapat dilakukan tanpa masalah teknis, dengan tarif listrik lebih rendah dari biaya produksi lokal. Yusuf dan Mulyadi[12] juga menemukan bahwa Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM) di Sungai Kumbi dapat tersambung ke jaringan tanpa memerlukan perubahan peralatan proteksi, mendukung pengembangan energi terbarukan. Penelitian oleh Bawan dan Burami[4] menunjukkan peningkatan signifikan pada profil tegangan dan pengurangan rugi daya setelah interkoneksi dan rekonfigurasi jaringan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH). Selain itu, studi di Universitas Teknologi Sumbawa (UTS) oleh Aryanto, Jaya, dan Darmawan[15] mengungkapkan bahwa pengembangan PLTS berpotensi memenuhi kebutuhan listrik tanpa kendala teknis, menjadikannya solusi energi yang berkelanjutan. Keseluruhan penelitian ini menegaskan bahwa interkoneksi dan rekonfigurasi jaringan memberikan manfaat positif bagi keandalan, efisiensi, dan keberlanjutan sistem kelistrikan.

Studi kelayakan berupa evaluasi dan penilaian aspek teknis, ekonomi, lingkungan, dan sosial dari pembangunan sistem interkoneksi jaringan listrik[6], [7]. perlu dilakukan untuk menentukan kelayakan serta efektivitas manfaat jangka panjang bagi perusahaan dan masyarakat setempat, khususnya terkait pembangunan jaringan PLN berkapasitas 1,1 Mega Watt[8]. Dalam penelitian ini, studi kelayakan mencakup analisis mendalam terkait kebutuhan kapasitas listrik dan infrastruktur yang di perlukan, pemetaan sumber daya listrik yang ada, serta potensi dampak sosial dan ekonomi yang diharapkan[9]. Selain itu, studi ini juga akan mempertimbangkan faktor lingkungan, keberlanjutan, dan efisiensi energi untuk memastikan bahwa proyek ini dapat dilaksanakan secara berkelanjutan dan ramah lingkungan[10], [11]. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk mengkaji kelayakan pembangunan sistem interkoneksi di ketiga area tersebut [12]. Hasil studi kelayakan ini, berupa rekomendasi dan strategi yang terukur untuk membantu para pemangku kepentingan dalam mengambil keputusan yang tepat terkait implementasi proyek ini [8], [13]. Hasil dari studi ini akan menjadi dasar bagi perencanaan dan pelaksanaan pembangunan sistem interkoneksi jaringan listrik yang efektif dan berkelanjutan, sehingga dapat meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem[14].

## 2. METODE

### 2.1 Alur Penelitian

Metode penelitian yang di gunakan untuk mencapai tujuan disajikan oleh pada Gambar 1



Gambar 1 Alur Penelitian

## 2.2 Pengumpulan Data

Data dalam penelitian ini berupa data sistem kelistrikan tunggal untuk untuk masing masing area dengan besar pembangkit meliputi *Data Sheet* Genset Port, *Data Sheet* Genset Kamp Tuhup, *Data Sheet* Genset Kamp Baru Tuhup dan *Single Line Diagram* untuk masing masing area. Selain itu, data biaya operasional pemeliharaan seluruh area tambang selama beberapa tahun terakhir.

## 2.3 Pemodelan dan Perancangan

Pemodelan dan perancangan di lakukan dengan menggunakan perangkat lunak ETAP 19. Pemodelan ini bertujuan untuk menganalisis berbagai aspek dari jaringan listrik, seperti aliran daya, profil tegangan, dan losses. Proses pemodelan mencakup pembuatan skema jaringan, pengaturan parameter, serta simulasi untuk mendapatkan data yang akurat dan komprehensif.

## 2.4 Analisis Ekonomi

Kajian ekonomi dinilai dari hasil *Break Even Point* (BEP) melalui analisis terhadap beberapa variabel utama yang berupa biaya tetap, biaya variabel per unit, dan harga jual per unit.

## 2.5 Aspek Lingkungan

- Menilai dampak lingkungan dari sistem interkoneksi jaringan listrik termasuk menghitung potensi emisi pelepasan karbon.
- Menilai dampak lingkungan dari sistem interkoneksi jaringan listrik termasuk reduksi emisi karbon, penggunaan lahan, dan aspek lingkungan lainnya.

## 2.6 Rekomendasi

Berdasarkan hasil kajian ekonomi dan aspek lingkungan, akan dikeluarkan rekomendasi mengenai status kelayakan pembangunan.

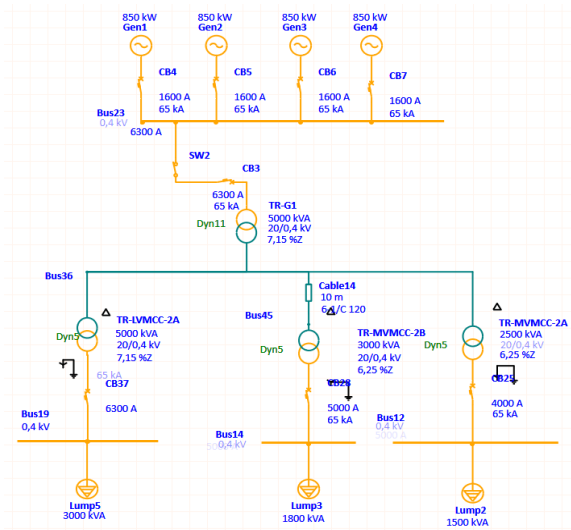
## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 3.1 Kondisi eksisting

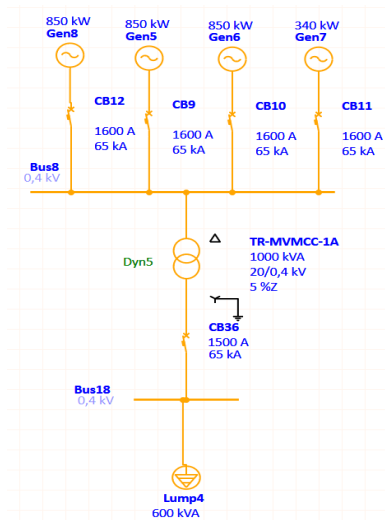


Gambar 2 Lokasi Area Tambang

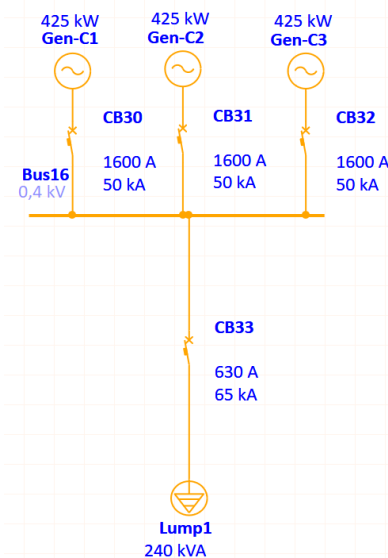
Berdasarkan Gambar 2 Infrastruktur di wilayah Tuhup masih dalam tahap pengembangan, dengan akses jalan utama yang menghubungkan berbagai area, namun kondisi jalannya bervariasi dari beraspal hingga jalan tanah. Penduduk setempat sebagian besar bekerja sebagai petani, pekerja tambang, dan nelayan. Kehadiran industri pertambangan memberikan lapangan pekerjaan tambahan, dan sebagian masyarakat juga terlibat dalam usaha kecil dan menengah seperti perdagangan dan jasa. Tingkat pendidikan masyarakat umumnya hingga sekolah menengah, dengan fasilitas pendidikan yang terbatas. *Single line diagram* untuk ketiga area tersebut ditunjukkan pada Gambar 3, Gambar 4, dan Gambar 5 berikut



Gambar 3 Single Line Diagram area Port.



Gambar 4 Single Line Diagram area Kamp Tuhup



Gambar 5 Single Line Diagram area Kamp Baru Tuhup

Kebutuhan listrik di area tambang tersebut disajikan pada Tabel 1 dengan total kebutuhan sebesar 7,14 MVA. Kebutuhan listrik tersebut dicatu oleh genset sebagaimana disajikan pada Tabel 2. Berdasarkan **Error! Reference source not found.** total cadangan listrik yang tersedia sebesar 11,815 MVA. Sementara itu, jaringan listrik di wilayah Tuhup belum sepenuhnya terhubung secara merata, sehingga sebagian besar wilayah masih bergantung pada generator diesel. Jaringan listrik dari PLN hanya tersedia di beberapa bagian tertentu dan sering kali mengalami gangguan.

Tabel 1 Kondisi Beban maksimum terpasang

Nama Lokasi	KVA	Keterangan
Beban 1	3.000	TR-LVMCC-2A
Beban 2	1.800	TR-LVMCC-2B
Beban 3	1.500	TR-MVMCC-2A
Beban 4	600	TR-MVMCC-1A
Beban 5	240	TR-MVMCC-2A (F)
Total	7.140	

Tabel 2 Kapasitas dan status masing masing Genset

Generator	Status	Kapasitas (kW)	Generator	Status	Kapasitas (kW)
Gen 1	On	850	Gen 9	On	850
Gen 2	On	850	Gen 10	On	850
Gen 3	On	850	Gen 11	On	850
Gen 4	Stanby	850	Gen 12	On	850
Gen 5	Stanby	850	Gen 13	Stanby	850
Gen 6	On	850	Gen C1	On	425
Gen 7	On	340	Gen C2	On	425
Gen 8	On	850	Gen C3	On	425

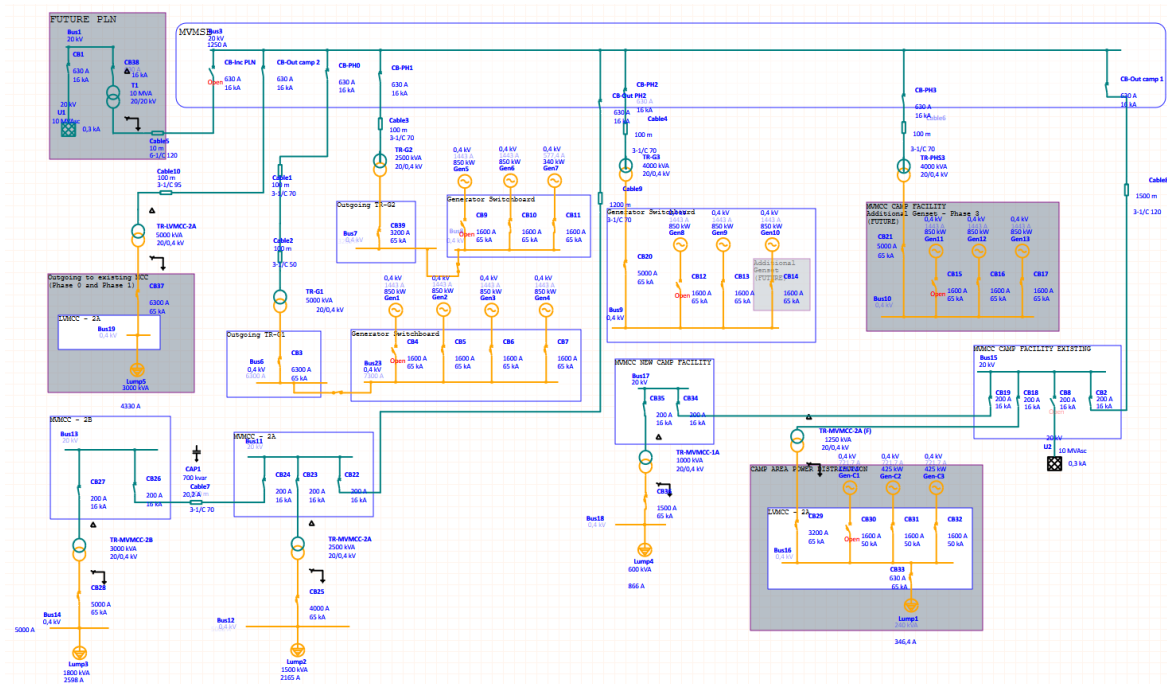
Perusahaan tambang yang beroperasi di wilayah Tuhup memiliki kebutuhan energi listrik yang besar untuk mendukung operasinya. Aktivitas pertambangan seperti pengeboran, penggalian, pengangkutan, dan pengolahan memerlukan pasokan listrik yang andal dan stabil. Selain itu, fasilitas pendukung seperti kantor, akomodasi karyawan, dan area logistik juga memerlukan suplai listrik yang memadai.

Saat menggunakan genset secara penuh untuk mencukupi beban sebesar 7.140 kVA, berdasarkan simulasi perangkat lunak ETAP, sistem berpotensi mengalami kelebihan beban (*overload*) yang menunjukkan bahwa bus mendekati batas maksimal kapasitasnya. Total kapasitas genset di area New Camp Tuhup adalah 11.815 kW. Dengan Genset 4, Genset 5, dan Genset 13 dalam posisi siaga, kapasitas genset yang beroperasi menjadi 9.265 kW. Dengan faktor daya 0,8, total kVA genset yang beroperasi adalah 11.581,25 kVA. Beban yang beroperasi sebesar 7.140 kVA, atau 60% dari kapasitas maksimum di area tambang, sebagaimana tercantum pada Tabel 1. Dengan demikian, daya yang dibutuhkan untuk memenuhi beban maksimum area tambang tersebut sudah tercukupi.

### 3.2 Analisis Kebutuhan JTM pada Perusahaan Tambang

#### 3.2.1 Desain Sistem Interkoneksi

Sistem interkoneksi akan dimodelkan menggunakan perangkat lunak simulasi ETAP untuk menganalisis perilaku jaringan listrik dalam berbagai skenario, seperti perubahan kombinasi pembangkitnya. Perangkat lunak ini memungkinkan pemodelan yang akurat terhadap sistem kelistrikan sehingga berbagai kondisi operasi dapat dipelajari dan dioptimalkan. Desain sistem interkoneksi yang diusulkan dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 6 One-Line Diagram Software ETAP

3.2.2 Analisis aliran daya

a. Analisis aliran daya dengan sumber dari Genset

Tabel 3 Brand SLD tanpa PLN

Generator	Status	Generator	Status
Gen 1	Off	Gen 9	On
Gen 2	On	Gen 10	On
Gen 3	On	Gen 11	Off
Gen 4	On	Gen 12	On
Gen 5	Off	Gen 13	On
Gen 6	On	Gen C1	Off
Gen 7	On	Gen C2	On
Gen 8	Off	Gen C3	On

Dari Tabel 3 ini, genset yang sedang beroperasi bisa dilihat melalui jalur yang diaktifkan dan terhubung ke sistem distribusi utama. Gambar 6 tersebut menunjukkan semua genset terhubung dalam sistem kelistrikan kecuali pada genset 1, 5, 8, 11 dan Genset C1 yang dimana genset tersebut di gunakan sebagai sistem stanby. Hasil perbandingan Simulasi rugi tegangan dapat dilihat pada Tabel 4 berikut

Tabel 4 Brand Losses Summary Report tanpa sumber PLN

Branch ID	3 Sistem Stanby			4 Sistem Stanby			5 Sistem Stanby		
	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag
Cable1	1,2	-2,3	0,03	0,2	-2,5	0,02	0,2	-2,5	0,01
Cable2	1,7	-2,1	0,05	0,1	-2,6	0,01	0,2	-2,3	0,02
Cable3	0,2	-2,5	0,02	0,1	-2,6	0,01	0,1	-2,6	0,01
Cable4	0,4	-2,5	0,02	0,0	-0,6	0,00	0,1	-2,6	0,01
Cable5	0,0	-0,6	0,00	0,1	-2,6	0,01	0,0	-0,6	0,00
Cable6	0,8	-2,4	0,03	1,3	-20,2	0,11	0,1	-2,6	0,01
Cable7	1,3	-20,2	0,11	0,0	-46,1	0,01	1,3	-20,2	0,11
Cable8	0,7	-45,7	0,08	6,5	-29,4	0,31	0,2	-46,0	0,04
Cable9	6,5	-29,4	0,31	0,3	-2,7	0,02	6,5	-29,4	0,31
Cable10	0,3	-2,7	0,02	0,3	-2,3	0,02	0,3	-2,7	0,02
T1	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,00
TR-G1	14,3	121,9	1,28	2,3	19,6	1,06	2,1	17,6	1,09

Branch ID	3 Sistem Stanby			4 Sistem Stanby			5 Sistem Stanby		
	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag	kW	kvar	Vd % Drop in Vmag
TR-G2	5,5	33,3	1,18	1,9	11,2	1,09	1,7	10,1	1,11
TR-G3	5,9	49,8	1,18	1,9	15,8	1,09	1,7	14,2	1,11
TR-LVMCC-2A	5,6	47,7	1,65	5,6	47,6	1,65	5,6	47,6	1,65
TR-MVMCC-1A	1,8	6,4	1,36	1,8	6,4	1,36	1,8	6,4	1,36
TR-MVMCC-2A	3,5	20,7	1,53	3,5	20,7	1,53	3,5	20,7	1,53
TR-MVMCC-2A (F)	12,8	44,7	1,17	1,9	6,8	1,09	5,1	18,0	1,08

Tabel 4 di atas adalah ringkasan kehilangan daya untuk beberapa *brand* dengan sumber Genset, yang mencakup tiga skenario sistem (3 Sistem, 4 Sistem, dan 5 Sistem) dalam mode siaga (*Stanby*). Berdasarkan Tabel 4, hasil analisis untuk skenario 3, diperoleh rugi-rugi daya terbesar terjadi pada elemen TR-G1 sebesar 14,3 kW dan 121,9 kVAR dan penurunan tegangan terbesar terjadi pada elemen TR-MVMCC-2A sebesar 1,65 %. Sedangkan untuk skenario 4 diperoleh rugi-rugi daya terbesar terjadi pada elemen TR-MVMCC-2A sebesar 5,6 kW dan 47,6 kVAR dan penurunan tegangan terbesar terjadi pada elemen TR-MVMCC-2A sebesar 1,65 %. Sedangkan untuk skenario 5 diperoleh rugi-rugi daya terbesar terjadi pada elemen Cable 9 sebesar 6,5 kW dan -29,4 kVAR dan penurunan tegangan terbesar terjadi pada elemen TR-MVMCC-2A sebesar 1,65 %. Meskipun demikian, drop tegangan masih berada dalam level yang diizinkan, yaitu tidak melebihi 5% sesuai dengan standar yang berlaku. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun terjadi rugi-rugi daya yang cukup besar, tegangan tetap berada dalam batas toleransi yang aman menurut standar yang ditetapkan, sehingga sistem masih dapat beroperasi secara optimal tanpa risiko gangguan pada performa jaringan listrik.

b. Analisis aliran daya dengan sumber dari PLN.

Analisis aliran daya dilakukan dengan menggunakan sumber dari jaringan listrik PLN dengan status semua genset adalah *OFF* yang dapat dilihat pada Tabel 5. Aliran daya dari PLN dianalisis untuk melihat kinerja sistem kelistrikan ketika hanya menggunakan pasokan daya dari PLN. Hasil analisis ini akan menunjukkan distribusi daya, tegangan, dan arus di seluruh jaringan, serta rugi-rugi (*losses*) yang terjadi dalam sistem. Data hasil analisis dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 5 *Brand SLD* dengan sumber PLN

Generator	Status	Generator	Status
Gen 1	Off	Gen 9	Off
Gen 2	Off	Gen 10	Off
Gen 3	Off	Gen 11	Off
Gen 4	Off	Gen 12	Off
Gen 5	Off	Gen 13	Off
Gen 6	Off	Gen C1	Off
Gen 7	Off	Gen C2	Off
Gen 8	Off	Gen C3	Off

Tabel 6 *Brand Losses Summary Report* dengan sumber PLN

Branch ID	Losses		Vd %
	kW	kvar	Drop in Vmag
Cable1	0,0	-2,5	0,00
Cable2	0,0	-2,3	0,00
Cable3	0,0	-2,5	0,00
Cable4	0,0	-2,5	0,00
Cable5	0,1	-0,6	0,00
Cable6	0,0	-2,5	0,00
Cable7	1,3	-19,8	0,12
Cable8	0,3	-44,9	0,06
Cable9	6,6	-28,7	0,32
Cable 10	0,3	-2,7	0,02
T1	12,0	156,0	2,16
TR-G1	97,8	97,8	

Branch ID	Losses		Vd % Drop in Vmag
	kW	kvar	
TR-G2	97,8	97,8	
TR-G3	97,8	97,8	
TR-MVMCC-1A	1,9	6,5	1,37
TR-MVMCC-2A	3,5	21,0	1,54
TR-MVMCC-2A(F)	0,2	0,8	0,43
TR-MVMCC-2B	4,2	25,2	1,54

Berdasarkan Tabel 6 hasil analisis, diperoleh rugi-rugi daya tertinggi pada TR-MVMCC-2A, sebesar 284,4 kW dan 2.141,4 kVAR, dan penurunan tegangan tertinggi pada elemen TR-MVMCC-2B sebesar 3,49%. Meskipun demikian, drop tegangan masih berada dalam level yang diizinkan, yaitu tidak melebihi 5% sesuai dengan standar yang berlaku. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun terjadi rugi-rugi daya yang cukup besar, tegangan tetap berada dalam batas toleransi yang aman menurut standar yang ditetapkan, sehingga sistem masih dapat beroperasi secara optimal tanpa risiko gangguan pada performa jaringan listrik.

c. Analisis aliran daya dengan sumber hybrid

Analisis aliran daya dengan sumber daya hybrid, yaitu kombinasi antara genset dan jaringan listrik PLN. Tahap awal, daya yang disuplai dari PLN sebesar 1,1 MW dan sisanya akan disuplai dari genset. Genset yang beroperasi bersamaan dengan listrik PLN dengan status ON dapat dilihat pada Tabel 7. Adapun rugi-rugi (*losses*) yang dihasilkan dari sumber tegangan genset dan PLN dapat dilihat pada Tabel 8

Tabel 7 Brand SLD With Source PLN/Genset (Hybrid)

Generator	Status	Generator	Status
Gen 1	ON	Gen 9	Off
Gen 2	ON	Gen 10	Off
Gen 3	ON	Gen 11	Off
Gen 4	ON	Gen 12	Off
Gen 5	ON	Gen 13	Off
Gen 6	OFF	Gen C1	Off
Gen 7	OFF	Gen C2	Off
Gen 8	OFF	Gen C3	Off

Tabel 8 Brand Losses Summary Report dengan sumber PLN dan Genset (Hybrid)

Branch ID	Losses		Vd % Drop in Vmag
	kW	kvar	
Cable1	0,0	-2,6	0,00
Cable2	0,0	-2,4	0,00
Cable3	0,1	-2,6	0,01
Cable4	0,0	-2,6	0,00
Cable5	0,0	-0,6	0,00
Cable6	0,0	-2,6	0,00
Cable7	1,3	-20,5	0,11
Cable8	9,0	-43,6	0,34
Cable9	6,4	-29,9	0,31
Cable 10	0,3	-2,8	0,02
T1	0,1	1,4	0,34
TR-G1	0,1	0,8	0,34
TR-G2	2,6	15,8	0,33
TR-G3	99,7	99,7	
TR-MVMCC-2A	5,5	47,2	1,64
TR-MVMCC-1A	1,8	6,3	1,35
TR-MVMCC-2A	3,4	20,5	1,52
TR-MVMCC-2A(F)	0,2	0,8	0,43
TR-MVMCC-2B	4,1	24,7	1,52
TR-PH53	0,0	0,0	0,00

Berdasarkan tabel hasil analisis, diperoleh rugi-rugi daya terbesar terjadi pada elemen Cable8 sebesar 9,0 kW dan -43,6 kVAR. Sedangkan penurunan tegangan tertinggi pada TR-MVMCC-2A, sebesar 1,64 %. Meskipun demikian, drop tegangan masih berada dalam level yang diizinkan, yaitu tidak melebihi 5% sesuai



dengan standar yang berlaku. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun terjadi rugi-rugi daya yang cukup besar, tegangan tetap berada dalam batas toleransi yang aman menurut standar yang ditetapkan, sehingga sistem masih dapat beroperasi secara optimal tanpa risiko gangguan pada performa jaringan listrik. Secara teknis, berdasarkan studi aliran daya dengan berbagai skenario maka penyediaan daya dengan sumber PLN yang terinterkoneksi dengan sumber dari genset layak untuk dilakukan.

### 3.3 Analisis Ekonomi

#### 3.3.1 Biaya Investasi

Tabel 9 Biaya Investasi Sistem Interkoneksi Jaringan

No	Description	Unit	Volume	Unit Price (IDR)	Total (IDR)
A.	GENERAL REQUIREMENT				
1	Mobilization/Demobilization	LOT	1	1.190.000.000	1.190.000.000
2	Transportation and Meal	LOT	1	637.500.000	637.500.000
3	Preparation, survey, safety & drawing	LOT	1	75.000.000	75.000.000
4	Messing and Accommodation	LOT	75	1.300.000	97.500.000
B.	TRANSMISSION LINES				
	Cable SKTM 3x240mm <sup>2</sup> from Pole to Gardu Pelanggan to synchrone	m'	350	2.322.800	812.980.000
1	Cable SKTM 3x240mm <sup>2</sup> from synchrone to Trafo Port	m'	150	1.391.280	208.692.000
2	Cable SKTM 3x240mm <sup>2</sup> from Trafo to LVMDB	m'	150	2.122.800	318.420.000
3	Cable SKTM 3x240mm <sup>2</sup> from Cubicle to Trafo Camp	m'	4500	120.000	540.000.000
4	Pole SUTM A3C 240mm <sup>2</sup>	gw	30	25.000.000	750.000.000
5	Cable SKTM 3x240mm <sup>2</sup> from Trafo to LVMDB	m'	150	1.691.280	253.692.000
6	Termination cable 20kV	set	20	7.520.000	150.400.000
7	Jointing 20kV	set	2	6.600.000	13.200.000
8	Tools for installation	lot	1	200.000.000	200.000.000
9	Accessories/Others	lot	1	175.000.000	175.000.000
10					
C.	POWER DISTRIBUTION SYSTEM				
1	Cubicle port LVMDB	sel	1	550.000.000	550.000.000
2	Cubicle Camp LVMDB	sel	1	550.000.000	550.000.000
3	Transformator 4000 kVA 20kV/400V	unit	2	600.000.000	1.200.000.000
4	Incoming Cubicle MCSet 10kV	set	4	650.000.000	2.600.000.000
D.	SWITCH GEAR ROOM				
1	Civil work Gardu PLN 4x4	m <sup>3</sup>	32	12.000.000	384.000.000
2	Civil work Gardu Pelanggan 4x12	m <sup>3</sup>	48	12.000.000	576.000.000
3	Grounding system / lightning arrester	LOT	1	150.000.000	150.000.000
	TOTAL				10.762.338.000
	Project Contingency (11%)				1.183.857.180
	Total				11.946.195.180
	Tax 11%				1.314.081.470
	Contingency		20%		2.389.239.036
	Grand Total				15.649.515.686

Biaya investasi Pada Tabel 9 adalah biaya yang dikeluarkan untuk membangun atau menginstalasi proyek interkoneksi jaringan listrik. Dalam tabel RAB di atas, biaya investasi mencakup semua komponen material, peralatan, tenaga kerja, transportasi, dan biaya kontingensi dengan total biaya investasi: Rp 15.649.515.686.

#### 3.3.2 Biaya cadangan Operasional dan Perawatan

Biaya cadangan operasional dan perawatan adalah biaya yang dikeluarkan untuk menjalankan dan memelihara sistem apabila pasokan listrik dari PLN mengalami gangguan. Biaya cadangan ini berdasarkan pengalaman di lapangan, diasumsikan sebesar 12,5 M per tahun, dengan distribusi sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel 10. Biaya ini termasuk biaya bahan bakar untuk genset, biaya perawatan rutin, biaya tenaga kerja operasional, dan biaya listrik dari PLN. Sedangkan biaya *spare part* diasumsikan sebesar 1,8 M pertahun.

Tabel 10 Estimasi Biaya Operasional Tahunan

Month	Consumable Spare Part
January	153.961.223,42
February	153.961.223,42
March	153.961.223,42
April	153.961.223,42
May	153.961.223,42
June	153.961.223,42
July	153.961.223,42
August	153.961.223,42
September	153.961.223,42
October	153.961.223,42
November	153.961.223,42
December	153.961.223,42
Total	1.847.534.681,09

### 3.3.3 Proyeksi Penghematan

Tabel 11 Proyeksi Pendapatan

Tahun	biaya penyambungan ke PLN	investasi awal	biaya operasional dengan genset sepenuhnya	biaya energi ke PLN	biaya tambahan Operasional Genset 20%	penghematan biaya
2024	950.170.000	15.650.000.000	29.870.542.609	5.978.522.160	12.532.136.266	11.359.884.182
2025			34.421.874.273	5.978.522.160	13.442.402.599	15.000.949.514
2026			32.904.763.719	5.978.522.160	13.138.890.488	13.787.261.070
2027			32.688.033.639	5.978.522.160	13.095.634.472	13.613.877.006
2028			32.254.573.481	5.978.522.160	13.008.942.441	13.267.108.880

Proyeksi Pendapatan pada Tabel 11 memberikan gambaran tentang perencanaan finansial terkait biaya penyambungan ke PLN, investasi awal sebesar 15.650.000.000, biaya operasional dengan genset bervariasi dari Rp. 29.870.542.609 rupiah pada tahun 2024 hingga 32.254.573.481 rupiah pada tahun 2028, biaya energi ke PLN, biaya tambahan operasional genset 20% mengalami peningkatan dari 12.532.136.266 rupiah pada tahun 2024 menjadi 13.008.942.441 rupiah pada tahun 2028, serta penghematan biaya dimulai dari 11.359.884.182 rupiah pada tahun 2024 dan meningkat hingga 13.267.108.880 rupiah pada tahun 2028.

### 3.3.4 Analisis Kelayakan Finansial

Untuk menilai kelayakan finansial, dapat menggunakan beberapa indikator finansial seperti *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Payback Period* (PP).

#### 1. *Net Present Value*

NPV adalah perbedaan antara nilai sekarang dari arus kas masuk dan nilai sekarang dari arus kas keluar selama periode waktu tertentu. Persamaan (1) merupakan persamaan untuk mencari nilai NPV

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (1)$$

Investasi dilakukan untuk periode 10 tahun dan tingkat diskonto yang digunakan adalah 10% (0,10).

#### Arus Kas Bersih Tahunan:

$$\begin{aligned} \text{Arus Kas Bersih Tahunan} &= \text{Pendapatan Tahunan} - \text{Biaya Perawatan Tahunan} \\ &= \text{Rp}11.359.884.182,40 - \text{Rp}1.847.534.681 \\ &= \text{Rp} 9.512.349.501,40 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= \sum_{t=1}^{10} \frac{9.512.349.501,40}{(1+0,10)^t} - 15.649.515.686 \\ &= \text{Rp} 42.799.754.158,27 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan NPV menunjukkan nilai sebesar Rp 42.799.754.158,27. Hal ini menunjukkan bahwa investasi ini layak secara finansial karena nilai sekarang dari arus kas masuk (setelah dikurangi biaya

perawatan tahunan) lebih besar daripada investasi awal yang dilakukan. Dengan demikian, investasi ini diharapkan memberikan keuntungan bersih yang signifikan setelah mempertimbangkan biaya modal.

## 2. *Internal Rate of Return*

IRR adalah tingkat diskonto yang menjadikan NPV dari semua arus kas bernilai nol. IRR merupakan tingkat pengembalian yang diharapkan dari suatu investasi. Untuk menghitung IRR, perlu ditentukan dua tingkat diskonto yang berbeda ( $r_1$  dan  $r_2$ ), kemudian dihitung NPV pada masing-masing tingkat diskonto tersebut. Salah satu tingkat diskonto harus menghasilkan NPV positif, sedangkan yang lainnya menghasilkan NPV negatif. Setelah itu, gunakan rumus interpolasi linier untuk menghitung IRR

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1 \times (r_2 - r_1)}{NPV_1 - NPV_2} \quad (2)$$

Dimana:

$$\begin{aligned} NPV_1 &= \text{NPV pada tingkat diskonto } r_1 \\ NPV_2 &= \text{NPV pada tingkat diskonto } r_2 \\ r_1 &= \text{tingkat diskonto pertama} \\ r_2 &= \text{tingkat diskonto kedua} \end{aligned}$$

Berdasarkan persamaan (2), dengan tingkat diskonto 10% (0.10) dan 70% (0.70) maka diperoleh nilai IRR sebagai berikut

$$\begin{aligned} NPV_1 &= \sum_{t=1}^{10} \frac{9.512.349.501,40}{(1+0,10)^t} - 15.649.515.686 \\ &= \text{Rp } 42.799.754.158,27 \text{ (positif)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} NPV_2 &= \sum_{t=1}^{10} \frac{9.512.349.501,40}{(1+0,70)^t} - 15.649.515.686 \\ &= \text{Rp } -2.127.851.278,40 \text{ (negatif)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} IRR &= r_1 + \frac{42.799.754.158,27 \times (0,70 - 0,10)}{42.799.754.158,27 - (-2.127.851.278,40)} \\ &= 67,16\% \end{aligned}$$

IRR sebesar 67.16% menunjukkan bahwa tingkat pengembalian investasi ini diharapkan sebesar 67.16% per tahun. Ini menunjukkan investasi yang sangat menguntungkan karena tingkat pengembalian jauh lebih tinggi daripada tingkat diskonto yang umum digunakan adalah 10%.

## 3. *Payback Period*

*Payback Period* adalah waktu yang diperlukan untuk memulihkan investasi awal dari arus kas bersih tahunan. Proses ini melibatkan penjumlahan arus kas tahunan sampai jumlah kumulatifnya mencapai atau melebihi investasi awal. Langkah-langkah Menghitung *Payback Period* adalah sebagai berikut

- 1) Tentukan investasi awal dan arus kas bersih tahunan.
- 2) Jumlahkan arus kas tahunan secara kumulatif hingga jumlah kumulatifnya mencapai investasi awal.
- 3) Catat tahun saat jumlah kumulatif tersebut tercapai.
  - **Investasi Awal:** Rp 15.649.515.686
  - **Arus Kas Bersih Tahunan:** Rp 9.512.349.501,40

Langkah-langkah Perhitungan

### Tahun 1:

- Arus kas: Rp 9.512.349.501,40
- Kumulatif: Rp 9.512.349.501,40

### Tahun 2:

- Arus kas: Rp 9.512.349.501,40
- Kumulatif: Rp 9.512.349.501,40 + Rp 9.512.349.501,40 = Rp 19.024.699.002,80

Pada tahun ke-2, jumlah kumulatif arus kas sudah melebihi investasi awal sebesar Rp 15.649.515.686, sehingga *Payback Period* adalah kurang dari 2 tahun.

## 3.4 Analisis Lingkungan

Penilaian dampak lingkungan dari sistem interkoneksi jaringan listrik sangat penting dalam memastikan bahwa operasional jaringan tidak merusak lingkungan sekitarnya. Salah satu aspek utama yang harus dipertimbangkan adalah emisi gas rumah kaca (GHG) yang dihasilkan dari penggunaan energi. Data terkait

konsumsi energi, biaya bahan bakar dan faktor emisi untuk periode 15 tahun kedepan seiring dengan potensi emisi pelepasan karbon dapat dilihat pada Tabel 12.

Tabel 12 Faktor Emisi Carbon 15 Tahun ke Depan

Year	Daya	KWh	Fuel	Cost Fuel	Cost Fuel / Kwh	Faktor Emisi (Ton Co2 / Liter)
2023	750kVA	1.558.665	574.089	8.955.788.400	5.802	3.667.74
2024	1100kVA	3.771.969	1.389.295	21.673.007.928	5.802	3.667.74
2025	1100kVA	4.564.083	1.681.047	26.224.339.593	6.614	4.437.97
2026	1100kVA	4.300.045	1.583.797	24.707.229.038	6.614	4.181.22
2027	1100kVA	4.262.325	1.569.904	24.490.498.959	6.556	4.144.18
2028	1100kVA	4.186.846	1.542.118	24.057.038.800	6.44	4.071.19
2029	1100kVA	4.186.846	1.542.118	24.057.038.800	6.44	4.071.19
2030	1100kVA	4.186.846	1.542.118	24.057.038.800	6.44	4.071.19
2031	1100kVA	4.086.546	1.505.648	23.190.188.483	5.902	3.974.48
2032	1100kVA	4.036.007	1.482.536	22.810.914.563	6.208	3.924.48
2033	1100kVA	3.960.568	1.458.760	22.756.658.342	6.092	3.851.48
2034	1100kVA	3.842.712	1.415.394	21.792.437.214	5.28	3.737.00
2035	1100kVA	3.432.492	1.263.045	19.527.397.417	5.28	3.411.00
2036	1100kVA	2.376.341	875.256	13.653.994.995	5.655	3.310.00
2037	1100kVA	1.131.591	416.789	6.501.902.378	1.741	1.100.32
	TOTAL	57.459.250	21.163.447	330.149.765.893	5.737	54.356

Sistem interkoneksi jaringan listrik memiliki beberapa dampak lingkungan yang perlu diperhatikan, termasuk reduksi emisi karbon, penggunaan lahan, dan aspek lingkungan lainnya. Berdasarkan data yang tersedia, total emisi CO<sub>2</sub> yang dihasilkan selama 15 tahun mencapai 54.356 ton. Upaya untuk mengurangi emisi ini dapat dilakukan dengan meningkatkan efisiensi penggunaan bahan bakar dan beralih ke sumber energi yang lebih bersih. Selain itu, pengembangan infrastruktur jaringan listrik memerlukan penggunaan lahan yang signifikan, sehingga penting untuk melakukan perencanaan yang matang guna meminimalkan dampak pada ekosistem lokal. Aspek lingkungan lainnya, seperti kebisingan, dampak visual, dan interaksi dengan satwa liar, juga harus diperhatikan dalam perencanaan dan operasional sistem jaringan listrik. Tabel 12 faktor emisi yang ditampilkan memberikan gambaran mengenai jumlah emisi yang dihasilkan per liter bahan bakar yang digunakan, sehingga penggunaan data ini sangat penting dalam merencanakan langkah-langkah untuk mengurangi dampak lingkungan dari operasional jaringan listrik.

#### 4. KESIMPULAN

Berdasarkan analisis study kelayakan yang di lakukan pembangunan sistem interkoneksi jaringan 20 kV di area tambang maka terdapat beberapa poin penting yang dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Berdasarkan studi kelayakan dari analisis teknis, ekonomi dan lingkungan, maka pembangunan sistem interkoneksi jaringan tegangan menengah 20 kV di area tambang PT AMI layak untuk dilakukan untuk sistem hybrid dengan daya dari PLN sebesar 1,1 MW dan sisa kebutuhan daya dicukupi dari sumber genset.
- Total biaya investasi untuk proyek interkoneksi jaringan listrik tegangan menengah 20 kV adalah Rp 15.649.515.686. Biaya operasional tahunan diperkirakan sebesar Rp 1.847.534.681.09. Analisis finansial menunjukkan NPV sebesar Rp 42.799.754.158.27 dan IRR sebesar 67.16%. yang mengindikasikan bahwa proyek ini layak secara finansial. *Payback period* untuk investasi ini kurang lebih 2 tahun.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Dengan penuh rasa syukur, ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya disampaikan kepada Direktorat Riset, Teknologi dan Pengabdian kepada Masyarakat, Kementerian Pendidikan, Kebudayaan, Riset dan Teknologi atas dukungan dan pendanaan yang telah diberikan melalui Program Penelitian Skema Penelitian Tesis Magister Tahun Anggaran 2024, dengan Nomor: 056/DirDPPM/70/DPPM/PTM-KEMDIKBUDRISTEK/VI/2024.

**REFERENSI**

- [1] Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, "Laporan Kinerja Ditjen Minerba Tahun 2023," Jakarta, 2023. Accessed: Aug. 22, 2024. [Online]. Available: [https://www.minerba.esdm.go.id/upload/file\\_menu/20240418163406.pdf](https://www.minerba.esdm.go.id/upload/file_menu/20240418163406.pdf)
- [2] R. A. Pratama and M. Ikhsan, "Penerapan Forecasting Konsumsi Listrik Terhadap Kenaikan Pelanggan Dengan Double Exponential Smoothing Holt's," *SIMETRIS*, vol. 13, no. 1, 2022, doi: <https://doi.org/10.24176/simet.v13i1.7609>.
- [3] Z. Zhang *et al.*, "Increasing the Wind Power Utilization of Hybrid AC/DC Systems Based on Optimal Active Power Control of HVDC," in *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, Nov. 2020, pp. 192–196. doi: 10.1109/SGES51519.2020.00041.
- [4] E. K. Bawan and C. J. R. D. Burami, "Interkoneksi PLTMH dan Rekonfigurasi Jaringan Terhadap Profil Tegangan dan Rugi Daya Sistem Manokwari," *Jurnal Teknik: Media Pengembangan Ilmu dan Aplikasi*, Jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.26874/jt.vol18no1.91>.
- [5] Maida Safitri, Khairur Rizki, and Zulkarnain Zulkarnain, "Kebijakan Keamanan Energi Indonesia dalam Pemenuhan Energi Listrik melalui Kerjasama ASEAN Power Grid," *IJGD*, vol. 3, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.29303/ijgd.v3i2.35>.
- [6] S. Galantino, I. Colucci, R. Vignoli, and A. S. Nyirenda, "Voltage Collapse Assessment in Developing Countries EHV Cross-Boundary Interconnection: A Case Study," in *2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*, 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/EFEA.2018.8617088.
- [7] Ichsan Nur Khoirudin, Sjamsjul Anam, and Margo Pujiantara, "Studi Kelayakan Pemasangan Kabel Laut 150 kV Pakning-Bengkalis untuk Menurunkan Biaya Pokok Produksi (BPP) di Pulau Bengkalis," *Jurnal Teknik ITS*, May 2023, doi: DOI: 10.12962/j23373539.v12i1.111872.
- [8] Muhammad Fauzan Suryawijaya, Mochammad Facta, and Enda Wista Sinuraya, "Rancangan Jaringan Saluran Penyaluran Power House Pltmh Ke Titik Interkoneksi Dengan Jala-Jala Di Sistem Kelistrikan Distribusi 20 Kv Jawa Tengah," *Transient: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, vol. 10, no. 4, pp. 679–685, 2022, doi: <https://doi.org/10.14710/transient.v10i4.679-685>.
- [9] J. P. Mariya, "Perancangan Perancangan Interkoneksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya 1 MWp On-Grid pada Jaringan Distribusi Cileungsi," *Sutet*, vol. 9, no. 2, 2019, doi: 10.33322/sutet.v9i2.901.
- [10] A. R. Saputro and Y. H. Azizi, "Analisis Finansial Proyek Pembangunan Interkoneksi Sumatera - Bangka," *Cakrawala Repositori IMWI*, 2023, [Online]. Available: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:268982775>
- [11] P. Gunoto and H. D. Hutapea, "Analisa Daya Pada Panel Surya Di Pembangkit Listrik Tenaga Surya Rooftop On Grid Kapasitas 30 Kva Gedung Kantor Pt. Energi Listrik Batam," *Sigma Teknika*, vol. 5, 2022, doi: <https://doi.org/10.33373/sigmateknika.v5i1.4180>.
- [12] E. Yusuf and A. D. Mulyadi, "Kajian interkoneksi PLTM Sungai Kumbi 1.300 kW pada sistem Lombok," *Jurnal Teknik Energi*, Nov. 2019, doi: <https://doi.org/10.35313/v9i1.1651>.
- [13] T. Kristiyadi and T. Arfianto, "Optimasi Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Terpusat Wilayah Pulau Terluar," *Infotekmesin*, vol. 12, pp. 167–174, Aug. 2021, doi: 10.35970/infotekmesin.v12i2.672.
- [14] Ari Maghfur Dimiyati, "Studi Kelayakan Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro di Desa Setren Kecamatan Slogoimo Kabupaten Wonogiri," *Emitor: Jurnal Teknik Elektro*, Sep. 2015, doi: <https://dx.doi.org/10.23917/emitor.v15i2.2054>.
- [15] Nova Aryanto, Ahmad Jaya, and Indra Darmawan, "Feasibility Study dan Detail Engineering Design Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) komunal di Universitas Teknologi Sumbawa," *Dielektrika*, vol. 9, Aug. 2022, doi: <https://doi.org/10.29303/dielektrika.v9i2.312>.