



TESIS

**PEMILIHAN LOKASI BESS MENGGUNAKAN AHP-
TOPSIS PADA SISTEM KETENAGALISTRIKAN DI
SULAWESI SELATAN - PENDEKATAN BISNIS**

AYATULLAH BELA MUHAMMAD P.A
6047222034

Dosen Pembimbing:
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D

PROGRAM STUDI MAGISTER INOVASI SISTEM DAN TEKNOLOGI
SEKOLAH INTERDISIPLIN MANAJEMEN DAN TEKNOLOGI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2025



TESIS

**PEMILIHAN LOKASI BESS MENGGUNAKAN AHP-
TOPSIS PADA SISTEM KETENAGALISTRIKAN DI
SULAWESI SELATAN - PENDEKATAN BISNIS**

**AYATULLAH BELA MUHAMMAD P.A
6047222034**

**Dosen Pembimbing:
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D**

**Program Studi Inovasi Sistem dan Teknologi
Sekolah Interdisiplin Manajemen Dan Teknologi
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
2025**

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar

Magister Inovasi Sistem dan Teknologi (M.IST)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Ayatullah Bela Muhammad P.A

NRP: 6047222034

Tanggal Ujian: 4 Juni 2025

Periode Wisuda: September 2025

Disetujui oleh:

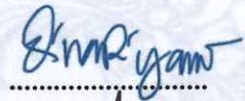
Pembimbing:

1. **Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D.**
NIP. 198208292006042001



Penguji:

1. **A.A. BGS. Dinariyana Dwi Putranta, S.T., MES., Ph.D.**
NIP. 197505102000031001



2. **Prof. Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.**
NIP. 197411292000121001



DEKAN SEKOLAH INTERDISIPLIN MANAJEMEN DAN TEKNOLOGI,



Prof. Dr. rer.pol. Heri Kuswanto, S.Si., M.Si.
NIP. 198203262003121004

Halaman ini sengaja dikosongkan

Pemilihan Lokasi BESS menggunakan AHP-TOPSIS pada Sistem Ketenagalistrikan di Sulawesi Selatan

Nama mahasiswa : Ayatullah Bela Muhammad P.A
NRP : 6047222034
Pembimbing : Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D

ABSTRAK

Provinsi Sulawesi Selatan memiliki potensi energi terbarukan yang besar. Namun, pemanfaatan potensi tersebut menghadapi tantangan besar terkait intermitensi pembangkit energi terbarukan yang dapat memengaruhi stabilitas jaringan listrik. *Battery Energy Storage System* (BESS) mendapatkan perhatian yang cukup tinggi pada sistem ketenagalistrikan modern karena mampu meningkatkan bauran energi terbarukan untuk mengatasi intermitensi yang timbul akibat penetrasi pembangkit energi terbarukan seperti energi surya dan energi angin. BESS juga mampu menyediakan beberapa layanan untuk mengatasi permasalahan pada jaringan transmisi tenaga listrik seperti *power frequency regulation*, *voltage support*, *energy management*, dan *black start* sehingga dapat menjaga fleksibilitas dan keandalan jaringan tenaga listrik. Pemilihan lokasi BESS yang tepat menjadi kunci untuk memaksimalkan keuntungan dari instalasi BESS tersebut. Tiga kriteria ini digunakan untuk mengevaluasi empat lokasi gardu induk (GI) yang menjadi alternatif. Diantaranya adalah GI Panakkukang, GI Jeneponto, GI Sidrap, dan GI Bantaeng. Tiga kriteria dan empat alternatif yang telah disebutkan diatas akan dioptimalisasi prioritas dan pembobotannya dengan menggunakan *Multi Criteria Decision Making* (MCDM). Metode MCDM yang dipilih adalah kombinasi *Analytical Hierarchy Process* dan *Technique for Order of Preference by Similiarity to Ideal Solution* (AHP-TOPSIS). AHP memungkinkan identifikasi bobot kriteria secara terstruktur dan mendalam, sementara TOPSIS menawarkan pendekatan sederhana dan sistematis untuk memilih alternatif terbaik berdasarkan keuntungan maksimal dan biaya minimal. Kombinasi kedua metode ini memberikan analisis yang akurat dan komprehensif dalam mendukung pengambilan keputusan. Identifikasi bobot kriteria dilakukan dengan melibatkan responden dari internal PT. PLN Sulawesi Selatan dan responden diluar PT. PLN Persero. GI Sidrap menjadi pilihan lokasi dengan prioritas terbaik. Sementara itu, GI Bantaeng menjadi pilihan lokasi dengan prioritas terendah. *Sensitivity Analysis* juga telah dilakukan pada penelitian ini. Hasil penelitian ini diharapkan bisa mendukung kestabilan jaringan tenaga listrik dan meningkatkan akselerasi pemanfaatan energi terbarukan.

Kata kunci: AHP-TOPSIS, Baterai, Penyimpanan Energi, Pemilihan Lokasi, Energi Terbarukan, Sulawesi Selatan

Halaman ini sengaja dikosongkan

Location Selection of BESS using AHP-TOPSIS for Electricity System in South Sulawesi

Student Name : Ayatullah Bela Muhammad P.A
Student ID Number : 6047222034
Supervisor : Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D

ABSTRACT

The province of South Sulawesi has significant renewable energy potential. However, harnessing this potential has substantial challenges, particularly regarding the intermittency of renewable energy generation, which can affect the stability of the power grid. The Battery Energy Storage System (BESS) has garnered considerable attention in modern power systems due to its ability to increase the share of renewable energy and mitigate intermittency issues arising from the integration of renewable energy sources such as solar and wind power. BESS can also provide various services to address problems in power transmission networks, including power frequency regulation, voltage support, energy management, and black start capability, thereby maintaining the flexibility and reliability of the power grid. The proper selection of BESS locations is crucial for maximizing the benefits of its installation. Three criteria are used to evaluate four substation locations as alternatives: Panakkukang Substation, Jeneponto Substation, Sidrap Substation, and Bantaeng Substation. These three criteria and the four alternatives will be prioritized and weighted using a Multi-Criteria Decision-Making (MCDM) approach. The selected MCDM method combines the Analytical Hierarchy Process (AHP) and the Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS). AHP enables the identification of criteria weights in a structured and detailed manner, while TOPSIS offers a straightforward and systematic approach to selecting the best alternative based on maximum benefit and minimum cost. The combination of these two methods provides an accurate and comprehensive analysis to support the decision-making process. The identification of criteria weights is conducted by involving respondents from within PT. PLN South Sulawesi as well as respondents from outside PT. PLN (Persero). Sidrap substation becomes the best location while Bantaeng substation becomes the worst. Sensitivity Analysis also conducted on this research. The result of this study might be valuable for consideration to maintain the grid stabilization and accelerate the utilization of renewable energy.

Keywords : AHP-TOPSIS, Battery, Energy Storage, Location Selection, Renewable Energy, South Sulawesi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan kami kemudahan sehingga kami dapat menyelesaikan Tesis ini dengan tepat waktu. Tanpa pertolongan-Nya tentunya kami tidak akan sanggup untuk menyelesaikan Tesis ini dengan baik. Shalawat serta salam semoga terlimpah curahkan kepada baginda tercinta kita yaitu Nabi Muhammad SAW yang kita nanti-nantikan syafa'atnya di akhirat nanti.

Penulis mengucapkan syukur kepada Allah SWT atas limpahan nikmat sehat-Nya, baik itu berupa sehat fisik maupun akal pikiran, sehingga penulis mampu untuk menyelesaikan pembuatan Proposal Tesis ini.

Penulis tentu menyadari bahwa Tesis ini masih jauh dari kata sempurna dan masih banyak terdapat kesalahan serta kekurangan di dalamnya. Untuk itu, penulis mengharapkan kritik serta saran dari dosen penguji untuk Tesis ini, supaya Tesis ini nantinya dapat menjadi Tesis yang lebih baik lagi. Demikian, dan apabila terdapat banyak kesalahan pada Tesis ini penulis mohon maaf yang sebesar-besarnya.

Surabaya, Juni 2025

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Batasan Masalah	4
1.5 Manfaat Penelitian	4
1.6 Struktur Penulisan.....	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1 Tinjauan Pustaka	7
2.1.1 Penelitian Terkait	7
2.1.2 Rencana Pengembangan Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan	9
2.2 Dasar Teori.....	16
2.2.1 Baterai Lithium-ion.....	16
2.2.2 Kesesuaian Teknologi BESS terhadap Area Implementasi	23
2.2.3 Kriteria Pemilihan Lokasi BESS	23
2.2.4 Evaluasi Ekonomi pada Pemilihan Lokasi BESS	26
2.2.5 Metode <i>Multi Criteria Decision Making</i> (MCDM)	33
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....	41
3.1 Diagram Alir Penelitian	41
3.2 Metode Pengumpulan Data.....	42
3.2.1 Studi Literatur	42
3.2.2 Data Empiris Sistem Kelistrikan Jawa Timur.....	42

3.2.3 Data dari Para Ahli	42
3.3 Metode Pengolahan Data.....	43
3.3.1 Analisis dengan Metode AHP	44
3.3.2 Analisis dengan Metode TOPSIS	45
3.4 Uji Sensitivitas	46
3.5 Penarikan Kesimpulan.....	47
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN	49
4.1 Hasil Penelitian.....	49
4.1.1 Hasil Evaluasi Data Empiris.....	49
4.1.2 Perhitungan Ekonomi	54
4.1.3 Hasil Survey	58
4.1.4 Hasil Evaluasi AHP.....	59
4.1.5 Hasil Evaluasi TOPSIS	68
4.1.6 Hasil Uji Sensitivitas	74
4.2 Pembahasan	75
4.2.1 BESS Terbaik di Sistem Sulbagsel	76
4.2.2 Dampak Potensial yang diharapkan	77
4.2.3 Peluang dan Tantangan	77
BAB 5 KESIMPULAN.....	81
5.1 Kesimpulan.....	81
5.2 Saran.....	83
DAFTAR PUSTAKA	85

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Perbandingan hasil proyeksi kebutuhan tenaga listrik (GWh) (RUPTL, 2021)	10
Gambar 2.2 Instalasi Baterai Skala Utilitas Berdasarkan Jenis di Amerika Serikat (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024).....	17
Gambar 2.3 Penggunaan Sistem Baterai yang Berbeda Bergantung pada Level Tegangan dan Kelompok Aplikasi (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)	19
Gambar 2.4 Paket Baterai Lithium Ion dan Biaya Sel (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)	22
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	41
Gambar 4.1 Perbandingan Total Beban Tahun 2024	50
Gambar 4.2 Data Beban Puncak pada Tahun 2024.....	51
Gambar 4.3 Data Jumlah Gangguan Tahun 2024	53

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>State of The Art</i> Penelitian Terkait.....	8
Tabel 2.2 Proyeksi penjualan tenaga listrik (GWh)	11
Tabel 2.3 Proyeksi jumlah pelanggan (ribu)	11
Tabel 2.4 Proyeksi kebutuhan tenaga listrik	12
Tabel 2.5 Potensi pembangkit listrik Provinsi Sulawesi Selatan	14
Tabel 2.6 Jenis LIB Utama digunakan untuk Penyimpanan Skala Utilitas	18
Tabel 2.7 Ringkasan Penerapan Umum Teknologi Baterai terhadap Area Implementasi	23
Tabel 2.8 Efisiensi bolak-balik baterai 0.8.....	31
Tabel 2.9 Tingkat Kepentingan.....	35
Tabel 2.10 Nilai dari Index Acak RI.....	36
Tabel 3.1 Responden Pemilihan Lokasi BESS Sulawesi Selatan	43
Tabel 4.1 Data Proyeksi Beban Tahun 2030 (GWh)	51
Tabel 4.2 <i>Sizing</i> Baterai untuk BESS pada Gardu Induk.....	52
Tabel 4.3 Jumlah Pembangkit Terhubung dengan GI Tahun 2024	54
Tabel 4.4 Perhitungan Net Present Value pada Setiap Gardu Induk	55
Tabel 4.5 Perhitungan <i>Cost of Storage</i> pada Setiap Gardu Induk.....	56
Tabel 4.6 Perhitungan <i>Cost of Capacity</i> pada Setiap Gardu Induk	57
Tabel 4.7 Perhitungan Internal Rate of Return pada Setiap Gardu Induk	57
Tabel 4.8 Kriteria dan Subkriteria.....	58
Tabel 4.9 Hasil Survey Kriteria 1 vs Kriteria 2	59
Tabel 4.10 Hasil Survey Kriteria 1 vs Kriteria 3	59
Tabel 4.11 Hasil Survey Kriteria 2 vs Kriteria 3	59
Tabel 4.12 <i>Pairwise Comparison</i> Kriteria untuk Responden 1	60
Tabel 4.13 Consistency Check Kriteria untuk Responden 1.....	60
Tabel 4.14 <i>Pairwise Comparison</i> Subkriteria Proyeksi Jaringan untuk Responden 1	61
Tabel 4.15 Consistency Check Subkriteria Proyeksi Jaringan untuk Responden 1	61

Tabel 4.16 Pairwise Comparison Subkriteria Kapasitas Pembangkit untuk Responden 1	62
Tabel 4.17 <i>Consistency Check</i> Subkriteria Kapasitas Pembangkit untuk Responden 1	63
Tabel 4.18 <i>Pairwise Comparison</i> Subkriteria <i>Business Viability</i> untuk Responden 1	63
Tabel 4.19 <i>Consistency Check</i> Subkriteria <i>Business Viability</i> untuk Responden 1	63
Tabel 4.20 <i>Pairwise Comparison</i> Kriteria menggunakan <i>Geometric Mean</i>	64
Tabel 4.21 <i>Consistency Check</i> Kriteria menggunakan <i>Geometric Mean</i>	64
Tabel 4.22 Pairwise Comparison Subkriteria Proyeksi Jaringan menggunakan Geometric Mean	65
Tabel 4.23 <i>Consistency Check</i> Subkriteria Proyeksi Jaringan menggunakan Geometric Mean	65
Tabel 4.24 <i>Pairwise Comparison</i> Subkriteria Kapasitas Pembangkit menggunakan Geometric Mean	66
Tabel 4.25 <i>Consistency Check</i> Subkriteria Kapasitas Pembangkit menggunakan Geometric Mean	66
Tabel 4.26 <i>Pairwise Comparison</i> Subkriteria <i>Business Viability</i> menggunakan <i>Geometric Mean</i>	66
Tabel 4.27 <i>Consistency Check</i> Subkriteria <i>Business Viability</i> menggunakan <i>Geometric Mean</i>	67
Tabel 4.28 Hasil Pembobotan Kriteria dengan Metode AHP	67
Tabel 4.29 Decision Matrix	69
Tabel 4.30 Nilai Alternatif pada Decision Matrix untuk Metode TOPSIS	71
Tabel 4.31 <i>Normalized Decision Matrix</i>	72
Tabel 4.32 Weighted Normalized Matrix	72
Tabel 4.33 Hasil Perhitungan Solusi Ideal Positif dan Solusi Ideal Negatif	73
Tabel 4.34 Hasil Perhitungan Nilai Preferensi dan Penentuan Peringkat Alternatif	74
Tabel 4.35 Hasil Uji Sensitivitas Alternatif terhadap Perubahan Bobot Kriteria..	75

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada *Conferences of Parties* ke-26 (COP 26), Indonesia melalui Perusahaan Listrik Negara (PLN) berkomitmen untuk mencapai *Net Zero Emission* (NZE) pada tahun 2060 (Syofiadi, 2023). Hal ini akan dilakukan dengan cara memperluas dan memperbanyak kapasitas listrik menggunakan sumber energi bersih. Energi surya dan energi angin merupakan contoh dari sekian banyak potensi energi bersih yang terdapat di Indonesia. Sayangnya, tingginya intermitensi pada pemanfaatan kedua sumber energi tersebut memunculkan masalah baru. Peningkatan penetrasi energi terbarukan yang bersifat intermiten menghasilkan tantangan pada manajemen energi dan kestabilan jaringan transmisi tenaga listrik. Permasalahan tersebut dapat diselesaikan dengan menggunakan *Battery Energy Storage System* (BESS) yang menjadi salah satu opsi menjanjikan (Wullner, 2021).

Sulawesi Selatan merupakan salah satu provinsi yang memiliki potensi energi terbarukan cukup besar. Menurut data yang tercatat pada RUPTL 2021 – 2030, Sulawesi Selatan memiliki potensi energi air sebesar 1409,9 MW yang tersebar di 34 lokasi dan potensi energi angin sebesar 400 MW yang tersebar di 7 lokasi. Namun, besarnya potensi energi terbarukan ini masih memiliki tantangan yang signifikan. Potensi energi air banyak terletak di Sulawesi Selatan bagian tengah dan utara. Sementara itu, mayoritas peningkatan beban yang signifikan terletak di wilayah bagian selatan seperti Makassar dan sekitarnya. Wilayah bagian selatan ini tumbuh menjadi pusat daerah industri sekaligus pusat perdagangan untuk Kawasan Indonesia Timur, Kebutuhan listrik semakin bertambah seiring meningkatnya permintaan sambungan listrik untuk kebutuhan industri *smelter* dengan kebutuhan lebih dari 200 MW. Pada tahun 2023 tercatat bahwa PT. Huadi Nickel Alloy Indonesia membutuhkan daya sebesar 390 MVA (Muhammad, 2023) dan PT. Unity Nickel Indonesia mengajukan tambahan daya sebesar 170 MVA (Jurnalis Tempo, 2023). Dua industri *smelter* yang terletak di wilayah bagian selatan ini akan menjadi tantangan baru dalam menjaga ketersediaan dan keandalan

jaringan tenaga listrik di Sulawesi Selatan. Potensi energi bayu yang banyak tersebar di wilayah bagian selatan masih belum mampu menjawab tantangan tersebut. Hal ini dikarenakan energi bayu bersifat *intermittent* sehingga dapat memperparah volatilitas kestabilan jaringan listrik. Tantangan ini mampu diselesaikan dengan penambahan *energy storage*. Selain dapat menyimpan kelebihan energi, kendala kestabilan jaringan tenaga listrik juga mampu ditanggulangi oleh *energy storage*.

BESS merupakan salah satu teknologi *energy storage* yang sedang berkembang pesat. Namun tidak seperti *Pump Hydro Storage* dan *Compressed Air Energy Storage*, Instalasi BESS tidak memerlukan persyaratan geografis tertentu. Fleksibilitas penentuan lokasi instalasi membuat BESS dapat diletakkan dekat dengan jaringan sistem tenaga listrik sehingga dapat menyediakan kebutuhan jaringan secara optimal. Namun, kesalahan dalam penentuan lokasi BESS ini dapat menyebabkan pemanfaatan teknologi BESS tidak optimal dan kurang efektif secara ekonomi. Oleh karena itu, diperlukan sebuah metode dalam menentukan lokasi instalasi BESS yang optimal (Hameed et al., 2021)

AHP TOPSIS merupakan metode yang sesuai untuk menyelesaikan masalah pada penelitian ini. AHP memiliki keunggulan pada struktur hirarki dengan menggunakan pengukuran skala. Hal ini membuat pengguna metode AHP dapat fokus pada penilaian bobot pada setiap kriteria dan sub kriteria. AHP bersifat fleksibel sehingga mampu menyelesaikan permasalahan kuantitatif dan kualitatif. Namun, metode AHP memiliki keterbatasan pada jumlah perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*) yang digunakan. Semakin banyak jumlah elemen (alternatif, kriteria, atau subkriteria) yang digunakan, maka semakin banyak pula jumlah perbandingan berpasangan yang digunakan. Akibatnya, timbul bias pada saat penilaian tingkat kepentingan dan berdampak pada nilai konsistensi yang semakin rendah. Selain itu, banyaknya jumlah elemen yang dibandingkan akan meningkatkan kompleksitas perhitungan untuk pengambilan keputusan. Hal ini dapat diselesaikan menggunakan metode TOPSIS yang memiliki pendekatan lebih sederhana dan sistematis dalam penentuan alternatif. Metode TOPSIS memiliki keunggulan dalam pemeringkatan alternatif secara lebih jelas dan objektif. Perhitungan pada metode TOPSIS akan menentukan alternatif terbaik dengan

keuntungan maksimal paling maksimal dan biaya paling minimal. Gabungan metode AHP- TOPSIS juga memiliki kompleksitas dalam evaluasi dan analisis pembobotan. Penentuan besarnya pembobotan dilakukan pada kriteria dan subkriteria dalam metode AHP sehingga didapatkan pembobotan global yang kemudian digunakan dalam perhitungan TOPSIS. Dengan menggabungkan metode AHP dan metode TOPSIS, proses pengambilan keputusan menjadi lebih solid dan komprehensif. Hal ini tentu cocok untuk digunakan dalam memilih lokasi instalasi BESS yang optimal (Ulkhay et al., 2018).

Pemilihan lokasi instalasi BESS yang optimal merupakan sebuah cara untuk meningkatkan pemanfaatan energi terbarukan sehingga dapat mencapai potensi maksimal dan meminimalisir ketidakstabilan yang terjadi pada jaringan sistem tenaga listrik (Oening et al., 2021a). Penelitian ini diharapkan bisa menjadi referensi untuk perencanaan pengembangan infrastruktur tenaga listrik di masa yang akan datang.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan, maka dapat dirumuskan masalah dalam penelitian sebagai berikut,

- a. Kriteria dan sub kriteria apa saja yang diperlukan untuk memilih lokasi instalasi BESS yang optimal.
- b. Wilayah mana saja yang menjadi alternatif untuk lokasi instalasi BESS di Provinsi Sulawesi Selatan.
- c. Mengukur tingkat kestabilan (*robustness*) terhadap pemeringkatan alternatif lokasi terbaik yang telah ditentukan.

1.3 Tujuan

Berdasarkan perumusan masalah yang telah disusun, maka diperoleh tujuan penelitian sebagai berikut,

- a. Menentukan kriteria dan sub kriteria yang diperlukan dalam memilih lokasi instalasi BESS yang optimal.
- b. Memberi opsi wilayah dan urutan lokasi terbaik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagai lokasi instalasi BESS.

- c. Mengetahui tingkat kestabilan (*robustness*) pada hasil pemeringkatan lokasi terbaik dengan mengubah pembobotan kriteria.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah,

- a. Wilayah Geografis: Penelitian ini berfokus pada instalasi BESS di Sulawesi Selatan.
- b. Waktu: Penelitian ini berfokus pada rencana pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan hingga tahun 2030.
- c. Tinjauan: Penelitian ini hanya akan melakukan peninjauan dalam bidang teknologi, kebijakan, dan ekonomi.
- d. Fokus Topik: Penelitian ini hanya berfokus pada BESS yang menggunakan baterai lithium-ion.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini dibagi menjadi tiga, yaitu bagi peneliti, stakeholder, dan masyarakat,

- a. Bagi Praktisi : Penelitian ini diharapkan menjadi acuan atau referensi bagi PT PLN (Persero) dalam menentukan dan membangun sistem penyimpanan energi khususnya BESS pada sistem kelistrikan Sulbagsel atau untuk diterapkan di daerah lain dengan kondisi serupa.
- b. Bagi Akademisi : Penelitian ini bagi kalangan akademisi dapat dijadikan referensi dalam melakukan penelitian lebih lanjut perihal pemilihan dan implementasi sistem penyimpanan energi khususnya BESS

1.6 Struktur Penulisan

Dalam penyusunan tesis ini, struktur penulisan yang digunakan adalah sebagai berikut,

- Bab 1 – Pendahuluan
Bab ini menjelaskan tentang latar belakang, rumusan masalah, tujuan, batasan masalah, manfaat penelitian, dan struktur penulisan.
- Bab 2 – Kajian Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini berisi teori – teori yang relevan, hasil penelitian sebelumnya, dan kerangka pemikiran yang digunakan sebagai dasar dalam penelitian.

- Bab 3 – Metode Penelitian

Bab ini menjelaskan tentang metode yang digunakan dalam penelitian, termasuk teknik pengumpulan data dan metode analisis data.

- Bab 4 – Hasil dan Pembahasan

Bab ini menyajikan dan menjelaskan hasil penelitian yang telah dilakukan beserta pembahasan yang dikorelasikan dengan teori dan data.

- Bab 5 – Kesimpulan dan Saran

Bab ini berisi tentang kesimpulan dari hasil penelitian dan saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Dalam bab ini akan membahas berbagai literatur yang terkait serta konsep-konsep dasar yang relevan dengan penelitian yang sedang dilakukan. Mempelajari dasar teori akan membantu untuk memahami pemanfaatan BESS untuk transisi energi beserta faktor apa saja yang mempengaruhi pemilihan lokasi untuk instalasi BESS di Indonesia. Tinjauan literatur akan mencakup ringkasan hasil penelitian sebelumnya yang berkaitan langsung dengan kajian tekno-ekonomi dan metode dalam memilih lokasi optimal untuk BESS di Indonesia. Penelitian ini juga akan menyelidiki kriteria apa saja yang memengaruhi pemilihan lokasi instalasi BES.

2.1 Tinjauan Pustaka

2.1.1 Penelitian Terkait

Dalam mendapatkan referensi dan data pendukung untuk penelitian, dibutuhkan kajian penelitian terdahulu terkait metode AHP-TOPSIS dan pemilihan lokasi BESS. Dari referensi tersebut dapat dilakukan identifikasi berdasarkan metode yang digunakan, hasil dan temuan, serta saran untuk dijadikan gap yang akan menjadi pembahasan dalam penelitian ini.

Pemilihan lokasi BESS menggunakan AHP-TOPSIS pada sistem ketenagalistrikan di Sulawesi Selatan dilakukan dengan kajian komprehensif. Beberapa perbandingan atau *State of the Art* penelitian sebelumnya dengan penelitian yang dilakukan dipaparkan pada Tabel 2.1 dimana selain metode yang digunakan, juga dibandingkan kriteria apa saja yang dipertimbangkan dalam penelitian dan alternatif apa yang dievaluasi serta bagaimana cara untuk implementasinya. Penelitian terkait penempatan BESS umumnya berfokus pada upaya mengurangi rugi-rugi sistem. Sementara aspek layanan BESS dan integrasi dengan sumber energi terbarukan (RES) jarang menjadi perhatian utama. Selain itu, banyak studi tentang penempatan BESS yang menggunakan model sistem bus standar IEEE untuk menentukan lokasi BESS yang optimal (Hameed et al., 2021).

Tabel 2.1 *State of The Art* Penelitian Terkait

No	Referensi	Metode	Alternatif	Kriteria	Implementasi
1	Placement of Battery Energy Storage fo Provision of Grid Services - A Bornholm Case Study (Hameed et al., 2021)	Weighted Investigation	Bornholm Substation	Grid Services, Renewable Integration, Service Stacking, Business Viability	Bornholm, Denmark
2	Analytic Hierarchy Process Algorithm Applied to Battery Energy Storage System Selection for Grid Applications (Oening et al., 2021b)	Analytic Hierarchy Process	Terdapat 4 Alternatif. Tidak dijelaskan secara spesifik.	Environmental, Technological, Regulatory, Financial	Brazil
3	Location Selection of Battery Swap Station using Fuzzy MCDM Method: A Case Study in Indonesia (Maghfiroh & Kavirathna, 2023)	Fuzzy MCDM	Gas Station, Convenience Store, Public Facilities, Highway, Government Building	Proximity to the city center, high traffic location, accessibility, low risk disaster)	Jakarta, Indonesia
4	Optimal Site Selection of Electric Vehicle Charging Station by using Fuzzy TOPSIS based on Sustainability Perspective (Guo & Zhao, 2015)	Fuzzy TOPSIS	Fengtai district, Changping district, Daxing district, Chaoyang district)	Environmental, Economic, Social	China
5	Planning and Establishment of Battery Swapping Station - A Support fot Faster Electric Vehicle Adoption (Koirala et al., 2022)	Triangular Fuzzy Number, COPRAS	Kolkata Municipal Corporation, Eastern Part of Howrah, North-western of South 24 Parganas, Western part of North 24 Parganas	Economic, Technical, Social	Kolkata Metropolitan Area, India

Bank Dunia telah merilis panduan yang menguraikan prinsip dan praktik analisis ekonomi BESS yang digunakan untuk menilai proyek investasi. Panduan

ini menyoroti bahwa tantangan utama adalah mengestimasi manfaat dari proyek yang melibatkan BESS, yaitu menentukan aplikasi yang akan diimplementasikan oleh BESS. Selain itu, keputusan penting lainnya mencakup pemilihan teknologi penyimpanan yang tepat dan penentuan kapasitas yang optimal (Oening et al., 2021b).

Karena pemilihan lokasi untuk BESS skala utilitas merupakan proses yang menyeluruh dan setiap proyek memiliki karakteristik unik, penempatan BESS harus disesuaikan dengan tujuan dan sasaran spesifik dari proyek tersebut. Oleh sebab itu, studi yang membahas kasus integrasi BESS ke dalam jaringan listrik nyata menjadi sangat relevan. Meskipun persyaratan teknis dan regulasi untuk instalasi BESS dapat berbeda di setiap negara, proyek berbasis BESS sering kali memiliki beberapa tujuan yang sama. Misalnya, proyek semacam itu mungkin bertujuan untuk meningkatkan pendapatan, meningkatkan kepuasan pelanggan, atau memperkuat integrasi energi terbarukan. Oleh karena itu, mempelajari studi kasus dalam menyelesaikan masalah penempatan BESS sangatlah penting (Hameed et al., 2021).

Kurangnya data empiris yang dapat digunakan untuk mendukung evaluasi, dapat membatasi efektivitas analisis keputusan (Kumar et al., 2017). Faktor yang kurang pada kriteria teknis yaitu pertimbangan kinerja sistem kelistrikan secara operasional serta faktor keberlanjutan menjadi gap yang perlu dianalisis lebih jauh dalam pemilihan lokasi BESS pada sistem Sulbagsel. Dalam penelitian pemilihan lokasi BESS tidak ada satu solusi yang lebih baik secara mutlak, pilihan terbaik tergantung pada faktor-faktor seperti proyeksi jaringan tenaga listrik, potensi penetrasi pembangkit, dan keberlanjutan bisnis dari BESS tersebut.

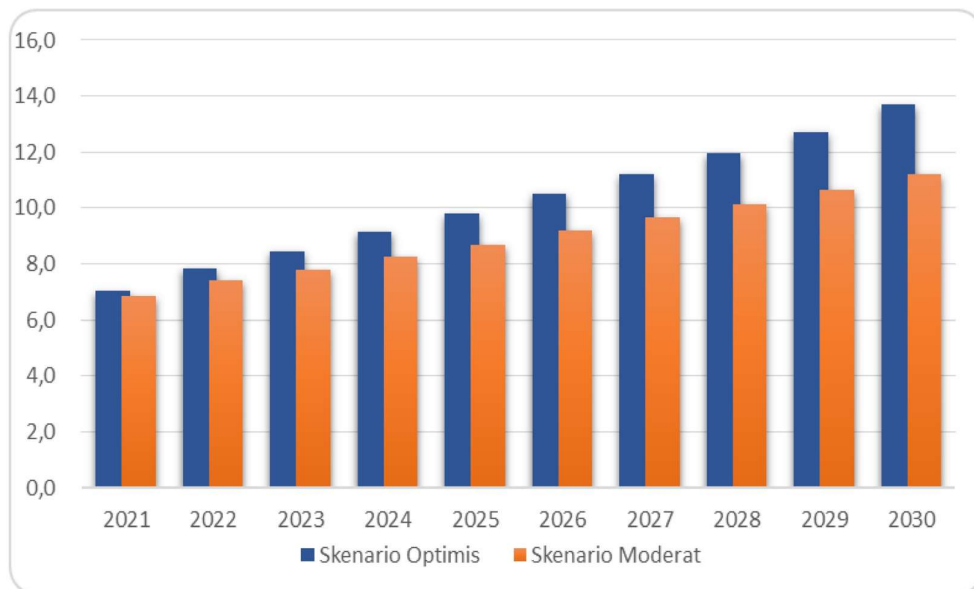
2.1.2 Rencana Pengembangan Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan

2.1.2.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Selatan

Berdasarkan data dari RUPTL 2021 – 2030, Makassar telah menjadi pusat industri dan perdagangan yang penting di kawasan timur Indonesia. Perkembangan ekonomi Kota Makassar memberikan kontribusi besar terhadap pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan, dengan rata-rata pertumbuhan ekonomi 6,76%

per tahun dalam 5 tahun terakhir (2015-2019). Pertumbuhan ekonomi yang tinggi ini telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang signifikan, sehingga diperlukan peningkatan kapasitas pasokan listrik untuk mendukung momentum pertumbuhan ekonomi yang berkelanjutan.

Sejak tahun 2009, telah ada beberapa investor yang membangun pembangkit listrik ke PLN untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (smelter) di beberapa daerah seperti Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu. Rencana kebutuhan daya dari industri ini diperkirakan mencapai 200 MW dan bisa lebih. Perlu diimbangi dengan penambahan kapasitas listrik yang memadai agar momentum pertumbuhan ekonomi dapat terus terjaga dengan baik. Komitmen PLN untuk melayani masyarakat dengan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 25 puskesmas di 21 kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sulawesi Selatan.



Gambar 2.1 Perbandingan hasil proyeksi kebutuhan tenaga listrik (GWh) (RUPTL, 2021)

Jika ditinjau pada Gambar 2.1, penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir (2015-2019) mencapai rata-rata 6,53% per tahun. PLN melakukan proyeksi kebutuhan listrik menggunakan dua skenario, yaitu skenario optimis dan skenario

moderat. Berdasarkan kondisi terkini, seperti pertumbuhan ekonomi regional yang dipengaruhi oleh permintaan besar dari industri pengolahan (*smelter*) serta target rasio elektrifikasi PLN. Proyeksi seperti yang terlihat pada Tabel 2.2 dan Tabel 2.3 ini memperhitungkan dampak pandemi COVID-19 terhadap pertumbuhan ekonomi dan kebutuhan listrik di wilayah tersebut.

Tabel 2.2 Proyeksi penjualan tenaga listrik (GWh)

No	Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025
1	Rumah Tangga	3470,7	3722,1	3987,3	4267,4	4562,1
2	Bisnis	1141,6	1203	1250,7	1299,9	1359,7
3	Publik	580,3	611,8	644,8	678,8	713,5
4	Industri	1661,1	1863,5	1925,3	1990,9	2060,5
Jumlah		6853,7	7400,4	7808,1	8237,1	8695,8
Pertumbuhan %		14,7	8	5,5	5,5	5,6
No	Pelanggan	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	4870,4	5192,8	5528,7	5878,3	6290,8
2	Bisnis	1424,7	1459,2	1492,4	1524,5	1554,6
3	Publik	748,6	784,1	819,8	855,6	898,8
4	Industri	2133,8	2210,9	2291,4	2375,5	2464,5
Jumlah		9177,6	9646,9	10132,3	10633,8	11208,7
Pertumbuhan %		5,5	5,1	5	4,9	5,4

Sumber: RUPTL, 2021

Tabel 2.3 Proyeksi jumlah pelanggan (ribu)

No	Pelanggan	2021	2022	2023	2024	2025
1	Rumah Tangga	2420	2581,5	2753,6	2937,3	3133,2
2	Bisnis	108,1	113,6	119,1	124,8	130,5
3	Publik	57,3	59,7	62	64,4	66,8
4	Industri	2,6	2,8	3,1	3,4	3,8
Jumlah		2588,1	2757,6	2937,9	3129,9	3334,3
Pertumbuhan %		8,2	6,5	6,5	6,5	6,5
No	Pelanggan	2026	2027	2028	2029	2030
1	Rumah Tangga	3342,2	3565,1	3802,9	4056,6	4327,2
2	Bisnis	136,2	142	147,9	153,7	160,9
3	Publik	69,3	71,7	74,2	76,6	79,6
4	Industri	4,1	4,5	4,9	5,3	5,8
Jumlah		3551,8	3783,4	4029,9	4292,2	4573,5
Pertumbuhan %		6,5	6,5	6,5	6,5	6,6

Sumber:RUPTL, 2021

Proyeksi kebutuhan listrik pada Tabel 2.4 mencakup kebutuhan Kawasan Industri (KI) dan potensi permintaan besar lainnya di Provinsi Sulawesi Selatan. Pelayanan kebutuhan KI Bantaeng dan potensi permintaan besar lainnya, PLN akan menyediakan infrastruktur tenaga listrik yang mencakup pembangkit, transmisi, dan distribusi. Khusus untuk kebutuhan industri pengolahan (smelter), PLN akan melaksanakan perjanjian jual beli tenaga listrik (SPJBTL) dengan para pelanggan besar tersebut.

Tabel 2.4 Proyeksi kebutuhan tenaga listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2021	5,6	6.854	7.769	1.293	2.588.092
2022	5,8	7.400	8.365	1.382	2.757.552
2023	5,7	7.808	8.798	1.443	2.937.918
2024	5,6	8.237	9.240	1.505	3.129.916
2025	5,5	8.696	9.730	1.573	3.334.294
2026	5,4	9.178	10.225	1.642	3.551.841
2027	5,2	9.647	10.715	1.708	3.783.396
2028	5,1	10.132	11.225	1.777	4.029.860
2029	5	10.634	11.756	1.848	4.292.209
2030	5	11.209	12.371	1.932	4.573.491
Pertumbuhan	5,4	6,3%	6,0%	5,3%	6,5%

Sumber: RUPTL, 2021

2.1.2.2 Pengembangan Sarana Tenaga Listrik

Menurut data RUPTL 2021 – 2030, rencana pengembangan sistem tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Selatan meliputi pembangkit, transmisi, dan jaringan distribusi, dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan sumber energi primer setempat. Sistem terisolasi yang tidak dapat dihubungkan ke grid, rencana pengembangannya akan menggunakan PLTS dan baterai agar dapat beroperasi selama 24 jam.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sulawesi Selatan memiliki berbagai sumber energi primer yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik, termasuk tenaga air yang dapat

dikembangkan menjadi PLTA dan PLTM, serta potensi gas alam di Kabupaten Wajo. Potensi energi air juga dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang dipasang di 34 lokasi dengan total kapasitas 1.409,9 MW. Beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, meskipun jumlahnya hanya 37,3 juta ton. Potensi energi bayu juga dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik berkapasitas 400 MW tersebar di 7 lokasi. Potensi energi hybrid yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik berkapasitas 18,84 MW berada di Pulau Selayar dan Pulau Kaledupa. Potensi energi sampah yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik berkapasitas 20 MW berada di Makassar. Potensi energi biomass yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik berkapasitas 29,6 MW berada di 3 lokasi, serta potensi energi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik berkapasitas 85 MW berada di 3 lokasi.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di area bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sementara potensi energi primer (hidro dan gas) terutama berada di bagian utara dan tengah Provinsi Sulawesi Selatan. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem, karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. Pemenuhan kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban, yaitu PLTU Batubara di Jenepono. Ditambah juga di beberapa pembangkit PLTA lainnya, meskipun potensi pengembangan pembangkit EBT lain seperti PLTB di Sulawesi Selatan cukup besar, namun masih terkendala belum adanya *feasibility study* (FS), masalah perijinan dan lainnya. Hal ini membuat kesiapan follower pembangkit sangat dibutuhkan. Salah satu solusinya adalah dengan menyediakan BESS untuk mengurangi dampak intermitensi pada sistem.

Rencana Pengembangan VSE dengan BESS di Sistem Sulbagsel

Rencana pengembangan VRE di Sistem Sulawesi Bagian Selatan mencakup penggunaan baterai untuk kebutuhan *smoothing* agar tegangan dan frekuensi sistem tetap stabil. Baterai juga digunakan untuk memperkuat pasokan listrik (*firmiting*) saat pembangkit VRE tidak dapat beroperasi maksimal. Berdasarkan kajian LAPI ITB, kuota VRE di Sistem Sulawesi Bagian Selatan diproyeksikan mencapai 190 MW hingga tahun 2030 yang sebagian besar terpenuhi oleh 130 MW PLTB eksisting dan 60 MW PLTB tambahan. Namun, terdapat kendala untuk menambah 70 MW PLTB lagi karena kuota VRE sudah penuh.

Potensi EBT di Provinsi Sulawesi Selatan

Wilayah Provinsi Sulawesi Selatan memiliki potensi pembangkit listrik yang dapat dikembangkan sesuai dengan kebutuhan sistem seperti yang tertera pada Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Potensi pembangkit listrik Provinsi Sulawesi Selatan

Tipe Pembangkit	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
PLTA	Bonto Batu	72
PLTA	Kalaena 1	2x37,5
PLTA	Pongkeru	92
PLTA	Seko 1	3x160
PLTA	Tumbuan 1	2x150
PLTA	Paleleng	4x33,5
PLTA	Pongbembe	18
PLTA	Salo Uro	89
PLTA	Baliase	10,9
PLTM	Bontotene (Takapala)	1,7
PLTM	Kahaya	4
PLTM	Rongkong	8,1
PLTM	Eremerasa	1,2
PLTM	Kondongan	3,5
PLTM	Pasui	1,9
PLTM	Baliase	9
PLTM	Mallawa	5
PLTM	Malua	4,6
PLTM	Pesui-2	6,4

Tipe Pembangkit	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
PLTM	Tomoni	10
PLTM	Miting Hulu 2	8
PLTM	Tangke BT. Salama	6,3
PLTM	Rongkong 2	7,6
PLTM	Rongkong 3	7,6
PLTM	Minrasak	6,6
PLTM	Bambalu	0,3
PLTM	Kahaya	3
PLTM	Baliase A	7
PLTM	Kindang	3,5
PLTM	Banua	4
PLTM	Benteng Malewang	5,2
PLTM	Datara	9,5
PLTM	Bungin II	10
PLTM	Bungin	5
PLTS	Marioriawa	0,05
PLTS	Liukang Tangaya	0,05
PLTBm	Sidrap	10
PLTBm	Pulau Muna	9,8
PLTB	Selayar	5
PLTB	Sidrap Expansion	63
PLTB	Jeneponto II	72
PLTB	Bulukumba	50
PLTB	Bantaeng	100
PLTB	Takalar	60
PLTH	Pulau Selayar	10,1
PLTH	Selayar	8
PLTH	Kaledupa	0,74
PLTSa	Makasar	20
PLTP	Bittuang	20
PLTP	Limbong	5
PLTP	Pincara	10

Sumber: RUPTL, 2021

Pengembangan EBT (Energi Baru Terbarukan), direncanakan dengan kuota kapasitas pembangkit yang dapat masuk ke sistem. Kuota ini nantinya dapat dipenuhi dengan pengembangan pembangkit PLN maupun rencana pembangkit IPP

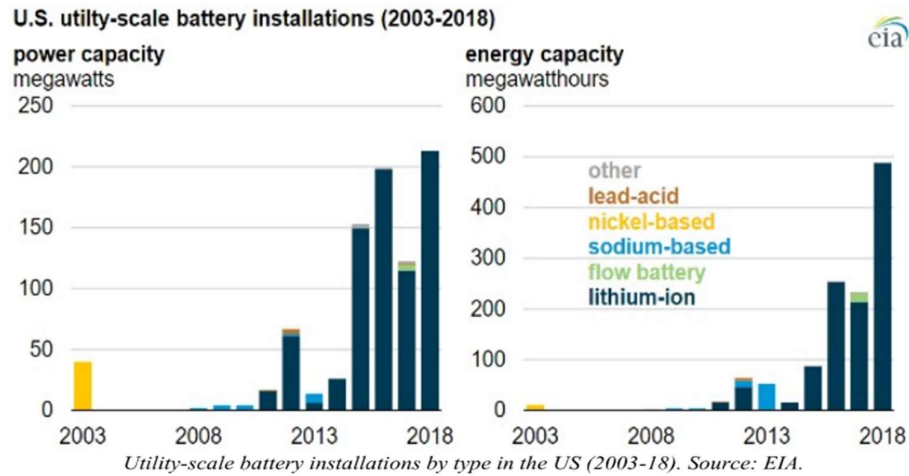
yang belum memasuki tahap PPA. Rencana pembangkit ini dinyatakan sebagai kuota kapasitas tersebar dalam suatu sistem. Kuota kapasitas tersebut dapat diisi oleh potensi baik yang sudah tercantum dalam daftar potensi maupun yang belum, apabila telah menyelesaikan studi kelayakan dan studi penyambungan yang diverifikasi PLN serta memiliki kemampuan pendanaan untuk pembangunan, dan harga listrik sesuai ketentuan yang berlaku. Penjaminan untuk kehandalan daya pasok pembangkit, PLN merencanakan pemeliharaan yang baik dan terjadwal untuk seluruh pembangkit eksisting, dalam tahap konstruksi serta yang masih dalam tahap rencana.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Baterai Lithium-ion

Seiring bertambahnya penggunaan energi terbarukan dalam sistem listrik, penyimpanan listrik menjadi semakin penting. Di antara berbagai teknologi yang ada, baterai (penyimpanan energi elektrokimia) telah menjadi lebih terjangkau dalam beberapa tahun terakhir. Salah satu jenis baterai yang paling banyak digunakan adalah baterai Lithium-Ion (Li-ion). Baterai jenis ini telah diaplikasikan diberbagai jaringan listrik di seluruh dunia. Penggunaan baterai ini sangat luas, mulai dari memperkuat jaringan listrik hingga menyediakan energi sendiri (*off grid*). Penyimpanan energi dengan teknologi baterai dapat digunakan untuk layanan energi dan manajemen energi pelanggan seperti menyimpan energi surya dari siang ke malam, menyediakan energi saat beban puncak, manajemen energi di sisi pelanggan, keandalan tenaga listrik, hingga menjaga kualitas daya listrik (Kim et al., 2018).

Ada juga teknologi baterai lain, seperti baterai asam timbal, natrium sulfur, dan baterai *vanadium redox flow*. Namun, Gambar 2.2 menunjukkan bahwa baterai *lithium-ion* menjadi yang paling populer dan banyak digunakan dalam penyimpanan energi skala besar, khususnya di Amerika Serikat (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024).



Gambar 2.2 Instalasi Baterai Skala Utilitas Berdasarkan Jenis di Amerika Serikat (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)

Saat ini, baterai lithium-ion yang umum digunakan memiliki anoda berbahan grafit, katoda dari lithium metal oxide, dan elektrolit yang bisa berupa cairan atau semi-padat. Elektrolit cair terbuat dari garam lithium yang dilarutkan dalam senyawa karbonat organik. Elektrolit padat terbuat dari garam lithium yang dimasukkan ke dalam matriks polimer. Terdapat tiga jenis utama baterai lithium-ion yang sering digunakan untuk penyimpanan energi skala besar, seperti dijelaskan dalam Tabel 2.6. Baterai ini biasanya tersedia dalam bentuk paket dengan sel silindris dan mampu mencapai kepadatan energi hingga 300 Wh/kg. Untuk penyimpanan energi sebesar 1 MWh, luas area yang dibutuhkan adalah sekitar 5 meter persegi. (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)

Sistem manajemen baterai elektronik berfungsi untuk mengoptimalkan kinerja sel baterai serta mengurangi degradasi selama proses pengisian dan pengosongan. Teknologi ini memungkinkan *lithium-ion battery* (LIB) memiliki waktu respon yang sangat singkat karena ion lithium bergerak cepat dan jarak difusi dalam struktur selnya relatif kecil. Selain itu, LIB memiliki tingkat pelepasan daya sendiri yang sangat rendah, yaitu sekitar 0,1–0,3% per hari, serta efisiensi siklus yang mencapai 97% (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024).

Tabel 2.6 Jenis LIB Utama digunakan untuk Penyimpanan Skala Utilitas

<i>Short Name</i>	<i>Nama</i>	<i>Anoda</i>	<i>Katoda</i>	<i>Energi density Wh/kg</i>	<i>Cycle</i>	<i>Lifetime</i>	<i>Manufaktur</i>
NMC	Lithium Nickel Cobalt Oxide	Graphite	Li $\text{Ni}_{0.6}\text{Co}_{0.2}\text{Mn}_{0.2}\text{O}_2$	120-300	3000-10000	10-20 years	Samsung SDI LG Innovation Leclanche Kokam
LFP	Lithium Iron Phosphate	Graphite	LiFePO_4	50-130	6000-8000	10-20 years	BYD/Fenecon Fronius/Sony*
LTO	Lithium Titanate	LiTO_2	LiFePO_4 or Li $\text{Ni}_{0.6}\text{Co}_{0.2}\text{Mn}_{0.2}\text{O}_2$	70-80	15000-20000	25 years	Leclanche Kokam Altairnano

Sumber : *Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024*

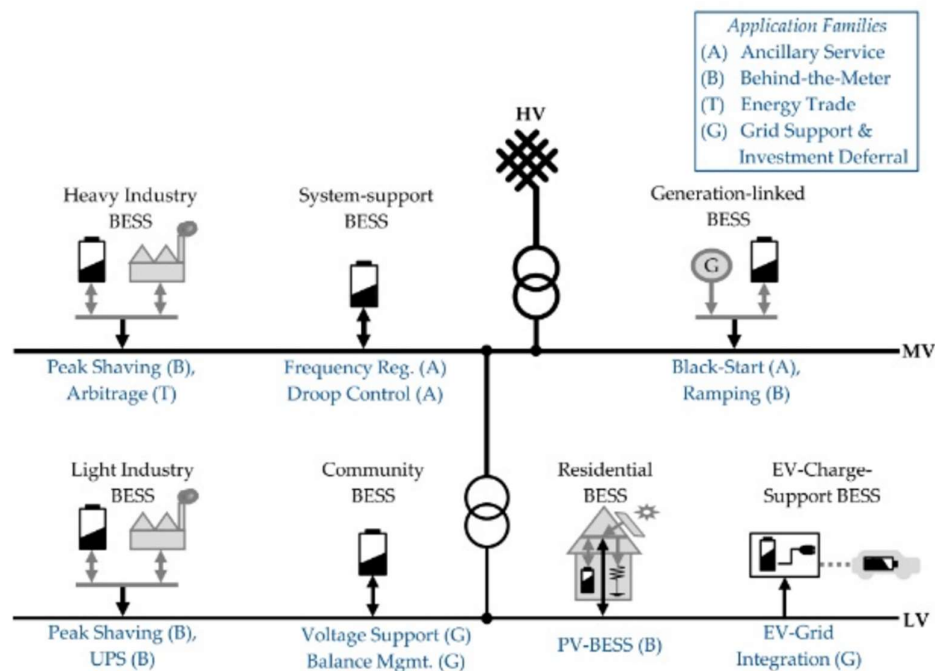
Sistem penyimpanan baterai biasanya dilengkapi dengan *Thermal Management System* (TMS) yang menjaga suhu baterai tetap stabil untuk menghindari risiko overheating atau *thermal runaway*. Selain itu, *Energy Management System* (EMS) bertanggung jawab mengatur aliran energi ke dan dari jaringan listrik. Sistem ini menggunakan perangkat elektronik daya untuk mengonversi arus DC menjadi AC sebelum disalurkan ke jaringan, dan pada beberapa kasus, transformator tambahan diperlukan untuk penyesuaian daya ke jaringan tegangan tinggi.

Tingkat pengisian (*charge*) dan pengosongan (*discharge*) baterai diukur menggunakan parameter *C-rate* dimana kecepatan baterai dalam mengisi atau mengosongkan daya dibandingkan kapasitas totalnya. Misalnya, baterai dengan *C-rate* 1C dapat diisi penuh dalam waktu 1 jam, sedangkan pada *C-rate* 3C hanya membutuhkan 20 menit. Namun, pengoperasian pada *C-rate* yang terlalu tinggi dapat mempercepat kerusakan material baterai, sehingga berpengaruh pada usia siklusnya.

LIB juga memiliki keunggulan karena tidak mengalami efek memori (*memory effect*), sehingga tetap mampu mempertahankan kapasitas

penyimpanannya meskipun sering diisi ulang secara tidak penuh. Selain itu, hubungan antara kapasitas energi (MWh) dan kemampuan pengisian/pengosongan (MW) dapat disesuaikan untuk memenuhi kebutuhan spesifik serta menghasilkan nilai ekonomi yang lebih baik. Secara umum, baterai lithium-ion memiliki daya tahan hingga 10.000 siklus pengisian dan pengosongan.

BESS memiliki berbagai aplikasi dan dapat diintegrasikan pada tingkat tegangan yang berbeda baik di sektor industri maupun rumah tangga seperti ilustrasi pada Gambar 2.3. Sistem ini membantu mengelola beban listrik, mengintegrasikan energi terdistribusi seperti panel surya, mengurangi biaya tarif, meningkatkan keandalan, dan kualitas pasokan listrik. Selain itu, BESS dapat mendukung jaringan dengan mencegah kelebihan beban, menunda kebutuhan investasi baru, dan menjaga stabilitas tegangan. Pada skema bisnis, BESS memberikan manfaat ekonomi tambahan melalui layanan sistem yang diberikan.



Gambar 2.3 Penggunaan Sistem Baterai yang Berbeda Bergantung pada Level Tegangan dan Kelompok Aplikasi (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)

2.2.1.1 Efisiensi Energi dan Kerugian

Menurut *Technology Data for the Indonesian Power Sector (2024)*, Efisiensi baterai Li-ion mendekati sempurna, tetapi ada beberapa kerugian, yaitu operasional dan siaga.

- a) **Kerugian operasional** terjadi akibat hambatan listrik dalam sirkuit baterai, yang meningkat secara eksponensial dengan besarnya arus listrik.
- b) **Kerugian siaga** terjadi karena reaksi kimia yang tidak diinginkan (misalnya, pelepasan energi secara perlahan). Kerugian ini meningkat pada suhu tinggi, dan diperkirakan sekitar 0,1% per hari.

Selain itu, energi pada baterai juga digunakan untuk komponen pendukung seperti sistem termal. Efisiensi *grid-to-grid* (AC-AC) juga menurun menjadi sekitar 90% karena proses konversi daya dan kebutuhan regulasi frekuensi. Penggunaan yang terlalu sering mempercepat penurunan efisiensi dan masa pakai baterai. Secara umum, efisiensi baterai menurun seiring dengan peningkatan *C-rate*.

2.2.1.2 Keunggulan dan Kekurangan *Lithium-Ion Batteries* (LIB)

Menurut *Technology Data for the Indonesian Power Sector (2024)*, *Lithium-Ion Batteries* (LIB) memiliki keunggulan dan kekurangan sebagai berikut:

1. Keunggulan LIB:

- a) Perawatan rendah. Modul LIB tidak memerlukan perawatan khusus sehingga biaya operasional menjadi rendah.
- b) Efisiensi tinggi. Efisiensi energi LIB sangat tinggi dibandingkan dengan baterai lain. LIB juga tidak terpengaruh oleh *memory effect*, yaitu hilangnya kapasitas saat baterai tidak terisi penuh, sehingga memiliki tingkat pengosongan daya yang rendah.
- c) Daya tahan lama. LIB memiliki umur pakai yang lebih panjang dibandingkan jenis baterai lainnya, sehingga menurunkan biaya penyimpanan energi.
- d) Kinerja tinggi. LIB menawarkan kombinasi antara kepadatan energi dan daya yang tinggi dengan waktu respons yang sangat singkat. Hal ini membuat LIB cocok untuk aplikasi intensif seperti pengaturan frekuensi dan pergeseran waktu distribusi energi.

2. Kekurangan LIB:

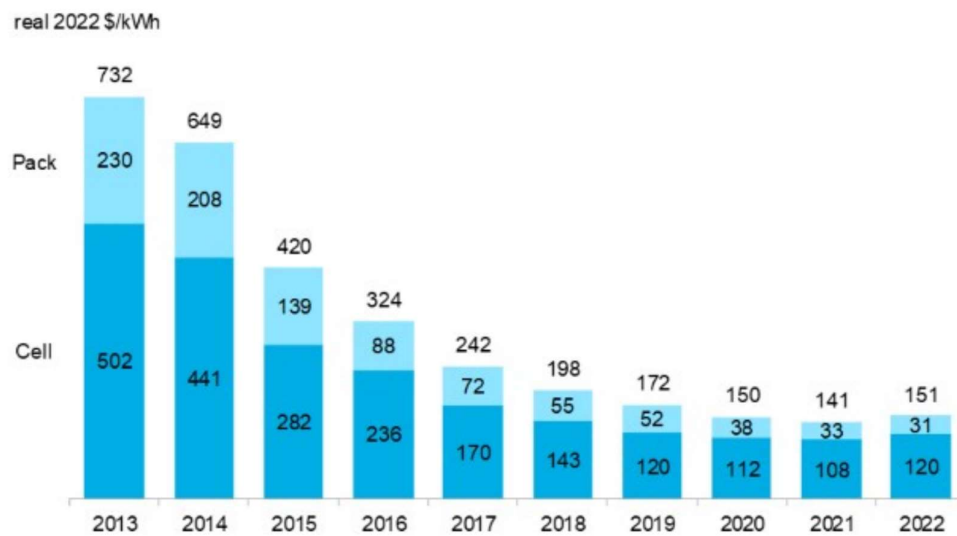
- a) Penurunan kinerja akibat pengisian berlebihan. Material elektroda dapat rusak jika baterai diisi atau dikosongkan secara berlebihan berulang kali.
- b) Kebutuhan pendinginan. Sistem LIB membutuhkan pendinginan untuk menghilangkan panas yang dihasilkan. Jika tidak dikelola dengan baik bisa memicu "thermal runaway" yaitu kondisi panas berlebih yang dapat menyebabkan kebakaran.
- c) Keterbatasan stabilitas elektrolit. Elektrolit LIB memiliki batas stabilitas kimia tertentu. Jika melebihi batas, reaksi kimia bisa memicu kerusakan sel baterai atau bahkan kebakaran.
- d) Ketergantungan pada material langka. Sumber daya lithium dan kobalt yang terbatas menjadi tantangan dalam produksi LIB secara global karena sumbernya terkonsentrasi di beberapa negara tertentu.
- e) Tidak ideal untuk penyimpanan jangka panjang. Baterai memiliki tingkat pengosongan sendiri yang tinggi dan kerugian parasit jika digunakan untuk penyimpanan lebih dari beberapa hari.

2.2.1.3 Estimasi Biaya Investasi

Menurut *Technology Data for the Indonesian Power Sector (2024)*, instalasi LIB oleh perusahaan seperti Samsung SDI dan Tesla bersifat modular dengan biaya yang meningkat seiring bertambahnya kapasitas penyimpanan. Dalam pengoperasiannya, baterai direkomendasikan untuk digunakan pada tingkat C/2 hingga 3C. Unit baterai komersial saat ini dapat bertahan hingga 10.000 siklus. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.4, setelah bertahun-tahun penurunan biaya yang dramatis, harga baterai kembali stagnan karena biaya material meningkat selama pandemi COVID-19 dan invasi Rusia ke Ukraina. Namun, ini tidak sepenuhnya mencerminkan situasi karena permintaan juga melonjak.

Pada tahun 2020 dunia membutuhkan sekitar 250 GWh baterai lithium-ion setiap tahun. Pada tahun 2022, angka ini melonjak menjadi 700 GWh per tahun dan diperkirakan terus meningkat. Bahkan sebelum 2025, produksi baterai bisa melebihi 1 TWh per tahun. Jika harga material kembali turun seperti satu dekade lalu, teknologi baterai dapat berkembang lebih cepat. Saat ini, harga baterai

memang sempat stagnan, tetapi ini tidak berarti teknologinya sudah maksimal. Biaya material yang naik dan permintaan yang terus melonjak kemungkinan akan menekan harga di masa depan. Terutama jika ada investasi lebih besar dalam ekstraksi bahan baku.



Gambar 2.4 Paket Baterai Lithium Ion dan Biaya Sel (Technology Data for the Indonesian Power Sector, 2024)

Biaya *Operational and Maintenance* (O&M) untuk penyimpanan baterai diperkirakan antara 1,3 hingga 7,7 USD/kWh. O&M ini mencakup biaya tetap dan variabel, yang bisa mencapai 25–33% dari total biaya penyimpanan selama masa pakai baterai. Walaupun harga modul baterai akan turun, biaya otomatisasi dan teknik canggih dapat menjaga biaya O&M tetap stabil atau sedikit meningkat.

Seperti industri semikonduktor lainnya, teknologi baterai lithium-ion mengalami kemajuan pesat dengan penurunan biaya sekitar 15% per tahun. Permintaan dari kendaraan listrik (EV) dan perangkat elektronik lain mempercepat pengembangan baterai. *Research and Development* (R&D) juga berperan besar dalam menciptakan material baterai yang lebih efisien. Diperkirakan pada 2030, densitas energi baterai akan meningkat hingga 30–50% sehingga menjadikannya lebih kuat dan efisien.

2.2.2 Kesesuaian Teknologi BESS terhadap Area Implementasi

Mengingat beragamnya potensi penggunaan penyimpanan energi, tidak ada teknologi yang secara universal unggul dalam semua situasi. Sebaliknya, kriteria pemilihan teknis harus mempertimbangkan persyaratan spesifik dari aplikasi dan seberapa cocok dengan keuntungan dari berbagai solusi teknologi. Tabel 2.7 memberikan ringkasan tentang keuntungan masing-masing dari lima teknologi penyimpanan energi menggunakan baterai yang selaras dengan area aplikasi. Penting untuk dipahami bahwa meskipun tabel ini menawarkan saran dasar tentang kesesuaian teknologi, evaluasi menyeluruh diperlukan sebelum mengejar aplikasi tertentu (Behrens dkk., 2015).

Tabel 2.7 Ringkasan Penerapan Umum Teknologi Baterai terhadap Area Implementasi

	Application	Advance lead-acid	Lithium iron phosphate	Lithium nickel manganese cobalt oxide	Zinc bromide flow	Sodium nickel chloride molten salt
Grid-side	Large-scale renewable integration	√√√	√	√	√	√√√
	Distribution network support	√√	√√	√√	X	X
Customer-side	Commercial and industrial energy management	√√√	√√	√√	√√	√
	Residential energy management	√√	√√√	√√√	√	√
	Electric vehicles	√	√	√√	X	X
Key : X = very low (if any) applicability; √ = low applicability; √√ = moderate applicability √√√ = high applicability						

Sumber : Behrens dkk., 2015

2.2.3 Kriteria Pemilihan Lokasi BESS

Bagian ini berfokus pada penetapan kriteria pemilihan lokasi untuk BESS dalam jaringan tenaga listrik. Tujuannya untuk memaksimalkan pemanfaatan

layanan jaringan yang disediakan oleh BESS dengan memilih lokasi penempatannya secara hati-hati. Penerapan yang spesifik akan lebih efektif ditangani ketika sistem BESS diimplementasikan pada tingkat tegangan tertentu dari jaringan listrik. Kontrol frekuensi adalah layanan yang biasanya terjadi di tingkat sistem transmisi, meskipun dapat juga terjadi di tingkat distribusi. Demikian pula, pemerataan beban dan *peak shaving* biasanya difokuskan pada tingkat sistem distribusi (Hameed et al., 2020). Oleh karena itu, kriteria pemilihan lokasi menempatkan BESS diuraikan dalam paragraf berikut,

- BESS pada Jaringan Transmisi
- BESS pada Jaringan Distribusi
- BESS bersama Pembangkit Energi Terbarukan

BESS pada Jaringan Transmisi

Pemasangan BESS di jaringan transmisi sangat menguntungkan untuk penyediaan layanan tambahan. Selain itu, BESS juga memiliki kemampuan untuk menyimpan kelebihan energi. Hal ini dapat menunda kebutuhan untuk peningkatan kapasitas sistem. Dengan berfungsi sebagai sistem penyimpanan energi, BESS dapat menyeimbangkan kesenjangan antara produksi dan distribusi energi. Berbagai metode analisis sensitivitas digunakan untuk meramalkan dan memverifikasi kepraktisan penempatan BESS di sisi transmisi jaringan listrik. Hal ini dilakukan untuk mengontrol frekuensi jaringan dan menangani kejadian yang tidak terduga (Marnell et al., 2019).

Power Frequency Regulation (PFR) di tingkat transmisi muncul sebagai penggunaan yang sangat berharga dari sistem BESS. Hingga saat ini, generator sinkron telah memenuhi kebutuhan PFR. Tanpa BESS, sebagian dari kapasitas generator harus disisihkan untuk melakukan layanan PFR. Selain itu, prosedur ini memiliki tingkat respons yang lambat. Hal ini dikarenakan kapasitas daya yang besar dan tingkat pelepasan yang semakin rendah. BESS mampu memberikan reaksi yang cepat, sehingga menghasilkan kemampuan yang lebih baik untuk menangani ketidakseimbangan frekuensi. Ketika menggunakan BESS untuk PFR, disarankan untuk menentukan penempatan BESS berdasarkan skenario paling kritis

yang melibatkan kegagalan pembangkit. Penting untuk mempertimbangkan berbagai tingkat integrasi sumber energi terbarukan ketika menggunakan BESS di tingkat jaringan transmisi (Hameed et al., 2020).

BESS pada Jaringan Distribusi

Pemasangan BESS di jaringan distribusi juga dapat menyediakan semua layanan yang disediakan di jaringan transmisi. Selain itu, layanan kualitas daya dapat lebih spesifik untuk tingkat jaringan distribusi. BESS dapat digunakan di dekat pusat-pusat beban untuk menyediakan kapasitas puncak sebagai hasil dari skalabilitasnya. Fleksibilitas ini biasanya tidak disediakan oleh generator konvensional, karena dapat menimbulkan kekhawatiran mengenai penggunaan lahan dan emisi berbahaya.

Penyebaran BESS di tingkat distribusi tergantung pada jumlah instalasi *Renewable Energy Sources* (RES) yang direncanakan, pemangku kepentingan yang terlibat, dan jumlah siklus *charge-discharge*. Setelah lokasi yang optimal diidentifikasi, hal yang perlu dilakukan selanjutnya adalah mengatur daya yang diserap dan disalurkan oleh BESS. Selain itu, penting untuk membuat algoritma lokasi yang dapat menentukan titik integrasi RES dengan dampak paling signifikan terhadap tegangan lebih dan memungkinkan untuk dijangkau oleh BESS. Jika terjadi kegagalan pada sistem tenaga listrik, level tegangan akan terganggu. Oleh karena itu, penting pula untuk memasukkan analisis gangguan dan kontingensi ke dalam studi penempatan BESS untuk sistem distribusi. Selain itu, profil tegangan dan waktu pemulihan harus dihitung untuk menjamin stabilitas tegangan. Selanjutnya, lokasi BESS juga harus dapat mencegah *tripping* bertingkat setelah terjadi gangguan (Hameed et al., 2020).

BESS pada Pembangkit Energi Terbarukan

Karena lokasi pembangkit listrik energi terbarukan bergantung pada ketersediaan pasokan sumber daya alam yang memadai seperti tenaga angin dan matahari, pembangkit listrik energi terbarukan tidak selalu berada di dekat pusat-pusat beban. Ketersediaan RES yang bervariasi membuat investasi transmisi diperlukan untuk menyalurkan daya ke tempat yang membutuhkan. Namun,

investasi ini mungkin tidak digunakan dalam jangka waktu yang lama. Dengan menyimpan daya selama masa ketersediaan RES yang tinggi dan melepaskan energi yang tersimpan ketika ketersediaan menurun, BESS dapat membantu menunda investasi.

Untuk mendapatkan pemahaman yang komprehensif tentang pola ketersediaan energi terbarukan, penting untuk mempertimbangkan kebutuhan setiap musim sepanjang tahun ketika menentukan lokasi terbaik untuk pembangkit terdistribusi dan BESS. Berbagai kondisi jaringan juga harus dinilai, termasuk lokasi dan pola operasi pembangkit terdistribusi dan BESS yang tetap atau berubah-ubah. Lokasi optimal untuk BESS dapat diantisipasi dengan mempertimbangkan parameter-parameter ini, meskipun lokasi ini mungkin tidak selalu sama untuk berbagai kondisi jaringan. Misalnya, jaringan yang mengalami beban lalu lintas tinggi mungkin menyarankan untuk memasang BESS di lokasi yang berbeda dari jaringan yang mengalami lalu lintas beban rendah. Oleh karena itu, menempatkan BESS jauh dari RES adalah salah satu pendekatan untuk memilih lokasi yang tepat. Namun, pembangkit PV yang digabungkan dengan baterai di jaringan terdistribusi juga dapat digunakan untuk menggunakan BESS yang ditempatkan bersama dengan pembangkit energi terbarukan. Menentukan lokasi semua sistem yang terhubung di bawah batasan tertentu, termasuk membatasi biaya dan kerugian, menjadi sangat penting dalam situasi ini.

Dapat ditarik kesimpulan bahwa ketika menentukan lokasi yang cocok untuk BESS, beberapa faktor teknis perlu dipertimbangkan. Faktor-faktor ini dapat berubah tergantung pada tingkat jaringan listrik BESS yang dipasang dan layanan jaringan yang ditargetkan pada tingkat tersebut. Oleh karena itu, penempatan BESS perlu dinilai secara individual (Hameed et al., 2020).

2.2.4 Evaluasi Ekonomi pada Pemilihan Lokasi BESS

Ketika mempertimbangkan layanan jaringan untuk BESS, penting untuk menentukan kelayakan teknologi untuk menargetkan layanan jaringan tertentu dan aliran pendapatan yang layak. Sangat penting untuk mengetahui bahwa meskipun layanan jaringan tertentu dapat menghasilkan pendapatan yang besar, terdapat

biaya yang signifikan terkait dengan BESS yang harus diperhitungkan dalam penilaian ekonomi (Thomassen, n.d.).

Faktor utama yang berkontribusi terhadap tingginya biaya BESS adalah jumlah kebutuhan investasi yang signifikan. Penurunan biaya suatu teknologi memiliki dampak yang signifikan terhadap peningkatan penggunaannya. Sebagai gambaran, proporsi baterai Li-ion telah mengalami pertumbuhan yang signifikan dalam beberapa tahun terakhir. Pertumbuhan ini sebagian besar dapat dikaitkan dengan penurunan biaya baterai. Meskipun telah terjadi peningkatan yang signifikan dalam penggunaan teknologi lithium ion, masih banyak hal yang harus dilakukan sebelum BESS dapat menawarkan layanan yang setara dengan peralatan konvensional pada jaringan transmisi dan distribusi. Solusi untuk harga yang mahal terkait dengan BESS ditemukan dalam keserbagunaan BESS. BESS memungkinkan untuk digunakan diberbagai aplikasi secara bersamaan. Meskipun biaya awal yang tinggi, memanfaatkan BESS untuk semua aplikasi yang ditargetkan dapat memberikan keuntungan. Ekstraksi berbagai penggunaan BESS yang sinergis akan menghasilkan efektivitas biaya. Hal ini tidak hanya akan membantu meningkatkan cakupan keuntungan yang diperoleh, tetapi juga akan menjustifikasi biaya investasi yang signifikan (*World Bank Document - Economic Analysis of BESS*, n.d.).

Memprioritaskan pembuatan strategi investasi yang efisien sangat penting untuk memastikan pelaksanaan prosedur dengan lancar. Untuk mengatasi situasi investasi yang beragam, terdapat beberapa hal yang perlu dipertimbangkan. Setelah rencana investasi selesai dan profil operasional dipilih, dapat dinilai kemungkinan untuk menggabungkan beberapa aliran pendapatan. Jika potensi rencana investasi yang disarankan untuk layanan bertingkat sebanding dengan modal dan biaya operasional selama masa pakainya, langkah selanjutnya adalah memilih lokasi yang paling sesuai untuk menempatkan BESS. Memilih lokasi untuk BESS multifungsi akan lebih sulit daripada memilih lokasi untuk skenario aplikasi tertentu. Hal ini dikarenakan melibatkan kompromi yang diperlukan. Oleh karena itu, proses pemilihan lokasi sangat penting. Menempatkan BESS di lokasi yang tidak optimal mungkin memerlukan kapasitas BESS yang lebih besar untuk dibangun sehingga

mengakibatkan pengeluaran awal yang lebih tinggi. Kerugian sistem juga dapat meningkat sehingga tidak menguntungkan dalam sistem tenaga listrik.

Pada akhirnya, pemilihan BESS skala utilitas adalah prosedur komprehensif yang mempertimbangkan berbagai faktor. Karena setiap proyek itu memiliki tantangan tersendiri, fokus awal dari proses pemilihan dapat bervariasi untuk instalasi yang berbeda. Meskipun ada kesamaan antara BESS skala utilitas dan jaringan pasokan listrik publik dalam hal tingkat tegangan, memilih lokasi untuk BESS memerlukan pertimbangan yang cermat terhadap aplikasi jaringan, peraturan, langkah-langkah keamanan, dan faktor-faktor lokal seperti rencana distrik dan masalah lingkungan (Hameed et al., 2020).

2.2.4.1 Net Present Value

Menurut Dufo López dan Bernal Agustín (2015), jumlah penggantian setiap komponen selama masa pakai sistem, $Nrep_j$ (j = bank baterai, inverter, penyearah, sistem kontrol), dihitung menggunakan formula 2.1.

$$Nrep_j = Integer \left(\frac{Life_{system}}{Life_j} \right) \quad (2.1)$$

dimana:

$Life_{system}$ = adalah durasi periode masa pakai sistem dalam tahun.

Selanjutnya, *Net Present Cost* (NPC) untuk penggantian komponen (NPC_{rep_j}) didefinisikan sebagai biaya penggantian komponen dalam sistem (€) selama masa pakai sistem yang dihitung sebagai penjumlahan dari biaya penggantian komponen selama masa pakai sistem dikurangi pendapatan pada akhir masa pakai sistem akibat sisa umur komponen. Formula untuk menghitung NPC_{rep_j} adalah formula 2.2.

$$NPC_{rep_j} = \sum_{k=1}^{Nrep_j} \left(Cost_j \cdot \frac{(1+g_j)^{k \cdot Life_j}}{(1+I)^{k \cdot Life_j}} \right) - Cost_j \cdot \frac{(Life_{system} - Nrep_j \cdot Life_j)(1+g_j)^{Life_{system}}}{(1+I)^{Life_{system}}} \quad (2.2)$$

Dimana:

g_j = inflasi tahunan untuk biaya komponen j

I = tingkat suku bunga tahunan

NPC komponen mencakup biaya akuisisi, penggantian, serta operasi dan pemeliharaan (O&M) selama masa pakai sistem sesuai dengan formula 2.3.

$$NPC_{components+O\&M} = \sum_j (Cost_j + NPC_{rep_j}) + \sum_{k=1}^{Life_{system}} Cost_{O\&M} \cdot \frac{(1+g_{O\&M})^k}{(1+I)^k} \quad (2.3)$$

Dimana:

$Cost_{O\&M}$ = biaya tahunan operasi dan pemeliharaan (€/tahun)

$g_{O\&M}$ = tingkat inflasi tahunan untuk biaya $O\&M$

NPC untuk beban yang ditutupi oleh baterai selama jam beban puncak ($NPC_{E,from-bat}$) dengan mempertimbangkan kerugian (yang sebelumnya dibeli dari jaringan AC dan disimpan dalam baterai selama jam non-puncak) formula yang dipakai adalah formula 2.4.

$$(NPC_{E,from-bat}) = \sum_{k=1}^{Life_{system}} (Pr_{elec-off-peak} \cdot \frac{E_{from-bat} \cdot 365}{\eta_{AC/DC} \cdot \eta_{batCh} \cdot \eta_{batD} \cdot \eta_{DC/AC}} \cdot \frac{(1+g_{pr-el})^k}{(1+I)^k}) \quad (2.4)$$

Dimana:

$g_{Pr-elec}$ = inflasi tahunan untuk harga Listrik.

Harga listrik di jam puncak yang dibutuhkan agar sistem penyimpanan menguntungkan dihitung dengan 2.5.

$$Pr_elec_{peak_needed} = \frac{NPC_{components+O\&M} + NPC_{E_from_bat}}{\sum_{k=1}^{Life_{system}} (E_{from_bat} \cdot 365 \cdot \frac{(1 + g_{Pr_elec})^2}{(1 + I)^2})} \quad (2.5)$$

jika harga yang dibutuhkan lebih rendah daripada harga listrik diperoleh saat beban puncak ($Pr_elec_{peak_needed} < Pr_elec_{peak}$) maka sistem akan menguntungkan.

Selanjutnya nilai bersih penghematan ($NPV_{savings}$) merupakan selisih antara NPC energi (E_{from_bat}) yang dibeli dari jaringan AC pada saat harga listrik puncak (tanpa penyimpanan) dan NPC sistem penyimpanan (termasuk komponen, O&M, dan energi baterai) dihitung dengan formula 2.6.

$$NPV_{savings} = \sum_{k=1}^{Life_{system}} (Pr_elec_{peak} \cdot E_{from_bat} \cdot 365 \cdot \frac{(1 + g_{Pr_elec})^k}{(1 + I)^k} - (NPC_{components+O\&M} + NPC_{E_from_bat})) \quad (2.6)$$

sistem penyimpanan akan menguntungkan jika $NPC_{with_storage} < NPC_{w/o_storage}$ artinya menghitung total NPC sistem tanpa penyimpanan $NPC_{w/o_storage}$ dan membandingkannya dengan NPC sistem dengan penyimpanan $NPC_{with_storage}$. Total biaya sistem tanpa penyimpanan dihitung dengan formula 2.7.

$$NPC_{w/o_storage} = \sum_{k=1}^{life_{system}} \left(((Pr_elec_{peak} \cdot E_{peak} + Pr_elec_{mid} \cdot E_{mid} + Pr_elec_{off_peak} \cdot E_{off_peak}) \cdot 365 + Cost_{fixed_year}) \cdot \frac{(1 + g_{Pr_elec})^k}{(1 + I)^k} \right) \quad (2.7)$$

sedangkan total biaya sistem dengan penyimpanan dihitung dengan formula 2.8.

$$\begin{aligned}
 NPC_{with_storage} = & NPC_{components+O\&M} + NPC_{E_from_bat} + \\
 & \sum_{k=1}^{life_{syste}} \left(((Pr_elec_{peak} \cdot E_{peak_direct} + Pr_elec_{mid} \cdot E_{mid} \right. \\
 & \quad \left. + Pr_elec_{off_peak} \cdot E_{off_peak}) \cdot 365 \right. \\
 & \quad \left. + Cost_{fixed_year}) \cdot \frac{(1 + g_{Pr_elec})^k}{(1 + I)^k} \right)
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

Levelized Cost of Energy (LCOE) (€/kWh) dapat dihitung dengan membagi NPC sistem dengan total energi yang dikonsumsi oleh beban selama masa pakai sistem seperti yang tertera pada Tabel 2.8.

Tabel 2.8 Efisiensi bolak-balik baterai 0.8

Cycles (conversion cost)	700 €/kW	500 €/kW	300 €/kW
600 cycles (0.15 €/kWh _{cycled})	0.3003	0.2887	0.2772
1200 cycles (0.075 €/kWh _{cycled})	0.2169	0.2053	0.1938
2000 cycles (0.045 €/kWh _{cycled})	0.1837	0.1721	0.1606
3000 cycles (0.03 €/kWh _{cycled})	0.1665	0.1549	0.1434

Sumber: Dufo López dan Bernal Agustín, 2015

Levelized Cost of Energy (LCOE) dihitung dengan formula 2.9.

$$LCOE = \frac{NPC}{\left(\sum_{t=0}^{8759} \frac{P_{load}(t)}{1000} \right) \cdot Life_{system}} \tag{2.9}$$

dimana NPC dapat berupa $NPC_{w/o_storage}$ atau $NPC_{with_storage}$ tergantung pada jenis sistem (dengan atau tanpa penyimpanan).

Cara alternatif untuk menghitung NPV_{saving} yang memberikan hasil yang sama seperti formula (2.6) tertera pada formula 2.10.

$$NPV_{saving} = NPC_{w/o_storage} - NPC_{with_storage} \quad (2.10)$$

Persentase penghematan NPV dengan penyimpanan (dibandingkan sistem tanpa penyimpanan) dihitung menggunakan formula 2.11.

$$\%NPV_{saving} = 100 \cdot \frac{NPV_{saving}}{NPC_{w/o_storage}} \quad (2.11)$$

2.2.4.2 Cost of Storage

Menurut Steckel dkk. (2021), Analisis ekonomi paada sistem penyimpanan energi dapat menggunakan metode *Levelized Cost of Storage* (LCOS). LCOS mirip dengan LCOE tetapi mempertimbangkan elemen tambahan seperti biaya pengisian listrik, batasan teknis sistem penyimpanan selama pengisian/pengosongan, dan perbedaan aplikasi daya dan energi. Menurut Persamaan LCOS yang disederhanakan, sebagaimana diadaptasi dari (Schmidt et al., 2019), mencakup elemen investasi, operasi, dan pembiayaan, yang dirumuskan pada formula 2.12.

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{TCC + \sum_n^N \frac{O\&M}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{Charging}{(1+r)^n} + \frac{EOL}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Elec_D}{(1+r)^n}} \quad (2.12)$$

Dimana:

- n = tahun proyek
- N = masa pakai proyek
- $O\&M$ = biaya operasi dan pemeliharaan tahunan pada tahun tertentu n
- $charging$ = biaya pengisian tahunan pada tahun tertentu n
- EOL = biaya akhir masa pakai
- $Elec_D$ = listrik yang dikeluarkan setiap tahun
- r = tingkat diskonto

2.2.4.3 Internal Rate of Return (IRR)

Menurut Jurčević dkk. (2022), IRR berperan penting dalam pengambilan keputusan investasi modal besar, di mana suatu proyek dianggap menguntungkan secara finansial apabila nilai IRR-nya melampaui biaya modal yang ditentukan investor. Dalam konteks ini, IRR dapat dipahami sebagai tingkat keuntungan tahunan yang diperoleh dari serangkaian arus kas, mencakup perbandingan antara modal yang dikeluarkan dengan pendapatan operasional yang diterima selama proyek berlangsung. Mengingat sistem penyimpanan baterai membutuhkan investasi yang substansial, nilai IRR menjadi faktor krusial dalam menentukan kapasitas baterai yang ideal serta strategi pengoperasiannya. Formula IRR yang digunakan tertera pada formula 2.13.

$$\frac{(1+i)^T - 1}{(1+i)^T \cdot i} = \frac{1}{CF} \quad (2.13)$$

dimana:

i = tingkat pengembalian internal BSS

T = masa pakai baterai

I = investasi awal dalam baterai

CF = arus kas bersih tahunan yang diasumsikan konstan untuk seluruh periode T

2.2.5 Metode Multi Criteria Decision Making (MCDM)

Multi Criteria Decision Making (MCDM) adalah suatu metode pengambilan keputusan untuk menetapkan alternatif terbaik dari sejumlah alternatif berdasarkan beberapa kriteria tertentu. MCDM memiliki dua kategori yaitu,

- a. *Multiple Objective Decision Making* (MODM) adalah suatu metode dengan mengambil banyak kriteria sebagai dasar dari pengambilan keputusan yang didalamnya mencakup masalah perancangan, dimana teknik matematik untuk optimasi digunakan dan untuk jumlah alternatif yang sangat besar (sampai dengan tak terhingga).
- b. *Multiple Attribute Decision Making* (MADM) adalah suatu metode dengan mengambil banyak kriteria sebagai dasar pengambilan keputusan, dengan

penilaian yang subjektif menyangkut masalah pemilihan, dimana analisis matematis tidak terlalu banyak dan digunakan untuk pemilihan alternatif dalam jumlah sedikit.

Beberapa karekteristik MCDM antara lain:

- a. Terdiri dari beberapa kriteria atau atribut
- b. Beberapa kriteria biasanya mempunyai konflik antara satu dengan yang lainnya
- c. Terdapat ketidakpastian, misalnya penilaian yang subyektif, ketidakpastian data serta informasi yang tidak lengkap.
- d. Kadangkala terjadi hasil akhir tidak memberikan kesimpulan.
- e. Alternatif, merupakan obyek-obyek yang berbeda dan memiliki kesempatan yang sama untuk dipilih oleh pengambil keputusan.
- f. Alternatif dan kriteria dalam MCDM dapat digambarkan pada matriks keputusan 2.14, dimana matriks keputusan M yang berukuran $m \times n$, berisi elemen-elemen z_{ij} terdapat m alternatif dan n kriteria

$$\begin{matrix} W_1 & W_2 & \dots & W_n \\ C_1 & C_2 & \dots & C_n \end{matrix}$$

$$M = \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ \dots \\ A_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ Z_{m1} & Z_{m2} & \dots & Z_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Dimana:

$A_1 \ A_2 \ \dots \ A_m$ = alternatif

$C_1 \ C_2 \ \dots \ C_n$ = kriteria evaluasi

Z_{ij} = nilai alternatif A_i dari kriteria C_j

W_j = bobot kriteria C_j

2.2.5.1 Analytic Hierarchy Process (AHP)

Menurut (Selimi et al., 2018), pengambilan keputusan adalah proses yang terus berlangsung dalam kehidupan. Pemrograman linear menjadi dasar pengambilan keputusan multi-kriteria, yang mempertimbangkan beberapa kriteria untuk menentukan prioritas dan memilih alternatif terbaik. *The main characteristic of multi-criteria methods* (MCDM) membantu menciptakan solusi kompromi antar

kelompok dengan kepentingan berbeda. Sistem pendukung keputusan adalah alat interaktif berbasis komputer yang membantu menyelesaikan masalah semi-terstruktur atau tidak terstruktur. Metode *Analytic Hierarchy Process* (AHP), yang dikembangkan oleh Thomas L. Saaty pada 1970-an, menggunakan kriteria dan atribut untuk menilai alternatif yang tersedia.

Tabel 2.9 Tingkat Kepentingan

Tingkat Kepentingan	Definisi	Keterangan
1	Sama penting	Dua aktivitas berkontribusi sama terhadap tujuan
3	Penting secara moderat	Pengalaman dan penilaian sedikit lebih mendukung satu aktivitas dibandingkan lainnya
5	Penting secara kuat	Pengalaman dan penilaian sangat mendukung satu aktivitas dibandingkan lainnya
7	Penting secara sangat kuat atau terbukti dalam praktik	Satu aktivitas sangat didukung dibandingkan aktivitas lainnya, dan dominasinya terlihat dalam praktik
9	Penting secara ekstrem	Bukti yang mendukung satu aktivitas dibandingkan lainnya berada pada tingkat keyakinan tertinggi
2, 4, 6, 8	Nilai intermediate	Diperlukan kompromi atau pembagian lebih lanjut
Reciprocal (Kebalikan)	Jika faktor i diberi salah satu nilai di atas saat dibandingkan dengan faktor j, maka faktor j memiliki nilai kebalikan dibandingkan faktor i.	Asumsi yang masuk akal

Sumber: Selimi dkk., 2018

Tabel 2.10 Nilai dari Index Acak RI

n	1	2	3	4	5	6	7	8
RI	0.00	0.00	0.58	1.90	1.12	1.24	1.32	1.41
n	9	10	11	12	13	14	15	9
RI	1.45	1.49	1.51	1.48	1.56	1.57	1.59	1.45

Sumber: Selimi dkk., 2018

Metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP) termasuk dalam metode optimasi "soft" dan memiliki langkah-langkah berikut:

a) Pembuatan Interaktif dan Presentasi Hierarki Kriteria (tujuan)

Ciri utama metode AHP adalah pengambilan keputusan dilihat sebagai serangkaian elemen yang saling berhubungan secara hierarkis. Pada tingkat paling atas, terdapat tujuan utama yang ingin dicapai oleh pengambil keputusan. Tujuan tersebut dijabarkan lebih lanjut menjadi kriteria yang dianggap penting dalam proses pengambilan keputusan. Di tingkat paling bawah dalam hierarki, terdapat berbagai alternatif yang akan dievaluasi untuk mencapai tujuan tersebut.

b) Perbandingan Kriteria dan Alternatif Berpasangan dalam Matriks

Kriteria dan alternatif dibandingkan secara berpasangan dengan setiap elemen. Selanjutnya dibandingkan langsung terhadap elemen yang berada di tingkat lebih tinggi. Perbandingan ini ditampilkan dalam bentuk matriks persegi. Setiap perbandingan dalam matriks menunjukkan hubungan hierarkis antara elemen di kolom pertama dengan elemen-elemen di baris di atasnya.

c) Dalam matriks $n \times n$, terdapat total $n(n - 1)/2$ perbandingan, dimana setiap elemen dibandingkan langsung dengan elemen lain pada level lebih tinggi.

d) Proses membandingkan elemen dilakukan dari atas (tujuan) ke bawah (kriteria dan alternatif).

e) Konsistensi perbandingan dinilai menggunakan *eigenvector maksimum* (λ_{max}) untuk menghitung *consistency index* (CI) dengan rumus formula 2.15.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2.15)$$

Hasil konsistensi dievaluasi menggunakan *consistency ratio* (CR). Jika $CR < 0.10$, hasil dianggap konsisten dan dapat diterima. Jika tidak, perlu diperbaiki karena inkonsistensi dianggap terlalu tinggi.

- f) Semua hasil evaluasi digabungkan dan alternatif diurutkan berdasarkan model matematis yang telah ditentukan secara jelas.

2.2.5.2 *Technique for Others Reference by Similarity to Ideal Solution*

Menurut (Selimi dkk., 2018), metode *Technique for Other Reference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS) dikembangkan oleh Hwang dan Yoon pada tahun 1981 sebagai metode analisis multi-kriteria. Alternatif dievaluasi berdasarkan jaraknya dengan solusi ideal positif dan solusi ideal negatif. Alternatif terbaik adalah yang memiliki jarak terdekat ke solusi ideal positif dan jarak terjauh dari solusi ideal negatif. Proses penerapannya dilakukan melalui beberapa langkah berikut:

- a) Buat matriks keputusan D , di mana baris merepresentasikan alternatif, dan kolom merepresentasikan kriteria seperti pada formula 2.16.

$$D = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{m1} & x_{m2} & \cdots & x_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

- b) Normalisasi matriks keputusan menggunakan metode normalisasi vektor agar skala data seragam, tanpa mengubah arah kriteria seperti pada formula 2.17.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}} \quad (2.17)$$

- c) Hitung matriks keputusan yang telah dinormalisasi dan berbobot. Dari pengambil keputusan, bobot untuk setiap kriteria harus ditentukan. Matriks normalisasi berbobot $V = (v_{ij})_{m \times n}$ diperoleh dengan mengalikan matriks normalisasi dengan matriks bobot kriteria seperti pada formula 2.18.

$$V = \begin{bmatrix} w_1 r_{11} & w_2 r_{12} & \cdots & w_n r_{1n} \\ w_1 r_{21} & w_2 r_{22} & \cdots & w_n r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_1 r_{m1} & w_2 r_{m2} & \cdots & w_n r_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Dimana $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)$ adalah $\sum_{i=1}^n w_i = 1$

- d) Menentukan solusi ideal positif dan solusi ideal negatif. Jika kriteria tersebut memiliki dampak positif, maka solusi ideal positif terdiri dari nilai tertinggi pada setiap kriteria, sedangkan solusi ideal negatif memiliki nilai terkecil pada setiap kriteria. Solusi ideal positif dan solusi ideal negatif didefinisikan dengan formula 2.19 dan 2.20.

$$\begin{aligned} A^* &= \left\{ \left(\max_i v_{ij} \mid j \in J_+ \right), \left(\min_i v_{ij} \mid j \in J_- \right), i = 1, 2, \dots, m \right\} \\ &= \{v_1^*, v_2^*, \dots, v_n^*\} \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} A^- &= \left\{ \left(\min_i v_{ij} \mid j \in J_+ \right), \left(\max_i v_{ij} \mid j \in J_- \right), i = 1, 2, \dots, m \right\} \\ &= \{v_{1-}, v_{2-}, \dots, v_{3-}\} \end{aligned} \quad (2.20)$$

dimana:

$J_+ = \{j = 1, 2, \dots, n\}$, $-j$ terkait dengan kriteria berdampak positif

$J_- = \{j = 1, 2, \dots, n\}$, $-j$ terkait dengan kriteria berdampak negatif

- e) Hitung ukuran pemisahan (jarak Euclidean) untuk setiap alternatif. Jarak antara alternatif target i dan solusi ideal negatif tertera pada formula 2.21.

$$S_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_{j-})^2}, i = 1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

dan jarak antara alternatif i dan solusi ideal positif tertera pada formula 2.22.

$$S_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^*)^2}, i = 1, 2, \dots, n \quad (2.22)$$

f) Hitung kedekatan relatif dengan solusi ideal positif seperti pada formula 2.23.

$$C_i = \frac{S_i^-}{S_i^- + S_i^+}, 1 \geq C_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, m \quad (2.23)$$

g) Beri peringkat urutan preferensi

$$\begin{aligned} C_i = 1 &\Rightarrow A_i = A^* \\ C_i = 0 &\Rightarrow A_i = A^- \end{aligned}$$

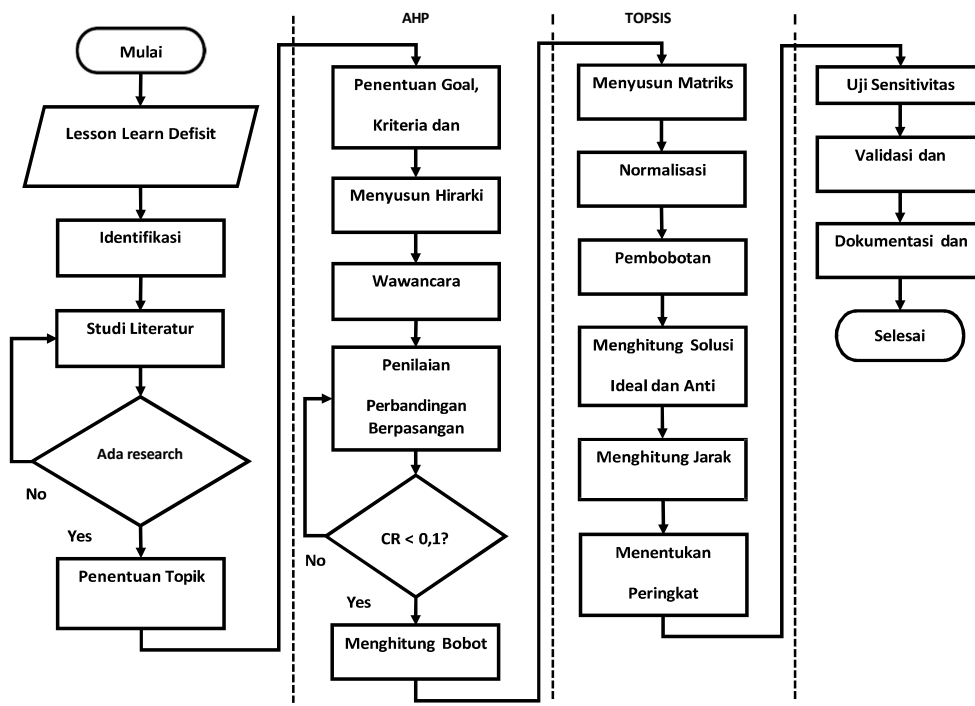
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Diagram Alir Penelitian merupakan diagram yang menunjukkan urutan setiap proses berupa tahapan atau langkah instruksi pada penelitian untuk mencapai tujuan. Dalam penelitian ini, diagram alir ditunjukkan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Secara garis besar, penelitian ini terdiri dari empat tahap yaitu pemilihan topik penelitian berdasarkan identifikasi permasalahan yang didukung oleh studi literatur yang dilakukan, analisis dengan metode AHP, analisis dengan metode TOPSIS dan validasi hasil dengan melakukan uji sensitivitas terhadap analisis yang dilakukan.

3.2 Metode Pengumpulan Data

Metode pengumpulan data pada penelitian ini meliputi studi dokumen literatur penelitian sebelumnya yang relevan dengan topik penelitian, data empiris sistem kelistrikan Sulbagsel dan penyebaran kuisioner yang disertai diskusi dengan para ahli di lingkungan PT PLN (Persero) Sulbagsel, praktisi dari swasta dan akademisi.

3.2.1 Studi Literatur

Penelitian diawali dengan proses mencari rujukan atau referensi dokumen penelitian sebelumnya, jurnal, artikel konferensi, buku dan situs-situs yang memiliki relevansi dengan topik penelitian yaitu teknologi sistem penyimpanan energi, perencanaan sistem penyimpanan energi dan pengambilan keputusan dengan metode AHP – TOPSIS (*Analytical Hierarchy Process - Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*).

3.2.2 Data Empiris Sistem Kelistrikan Jawa Timur

Penelitian sistem penyimpanan energi pada sistem kelistrikan Sulbagsel membutuhkan data empiris berupa profil beban dan profil pembangkit pada sistem serta potensi wilayah yang dapat dikembangkan untuk mendukung analisis dan evaluasi pemilihan sistem penyimpanan energi. Selain itu, faktor legal dan regulasi daerah maupun nasional terkait sistem kelistrikan Sulbagsel juga harus dipertimbangkan sebagai salah satu faktor dalam melakukan penelitian.

Data empiris pada sistem Sulbagsel yang digunakan dalam penelitian berdasarkan data PT PLN (Persero) Unit Induk Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sulawesi. Data empiris yang diambil dari PT PLN (Persero) berupa data pembangkit, beban sistem, history gangguan pada sistem, dan data terkait operasi sistem Sulbagsel.

3.2.3 Data dari Para Ahli

Data dari para ahli dalam konteks penelitian ini berupa penilaian dan preferensi yang diberikan oleh para ahli terutama praktisi dari PT PLN (Persero)

terhadap kriteria dan alternatif yang dievaluasi dalam pemilihan teknologi energi terbarukan dan tentang kondisi sistem kelistrikan Sulbagsel secara menyeluruh. Para ahli diminta untuk memberikan bobot atau tingkat penilaian terhadap setiap kriteria yang dipertimbangkan dalam proses pengambilan keputusan. Penilaian kunci yang menjadi bahan evaluasi antara lain:

- a) Penilaian tingkat kepentingan atau relevansi kriteria yang dipilih dalam konteks pemilihan teknologi energi terbarukan pada sistem kelistrikan Jawa Timur.
- b) Preferensi terhadap alternatif teknologi energi terbarukan yang dievaluasi berdasarkan aspek-aspek tertentu yang dianggap penting.
- c) Penilaian subjektif terhadap kemungkinan dampak atau manfaat dari masing-masing alternatif terhadap tujuan keseluruhan pemilihan teknologi energi terbarukan dibandingkan dengan kondisi kelistrikan di Sulawesi Selatan.

3.3 Metode Pengolahan Data

Metode pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian adalah dengan menggunakan kombinasi metode AHP-TOPSIS untuk memilih lokasi BESS terbaik untuk diimplementasikan pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan sesuai kriteria yang ditentukan. Pembobotan dan penilaian kriteria berdasarkan data dari berbagai referensi, data empiris dari sistem kelistrikan Sulawesi Selatan yang didapatkan dari PT PLN (Persero) serta pendapat dari para ahli. Pada penelitian ini dipilih lima responden dengan detail yang tercantum pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Responden Pemilihan Lokasi BESS Sulawesi Selatan

Nama Responden	Latar Belakang	Peran
B. Jonet P. Ashari	Manajer Unit Pelayanan Pelanggan PLN Sulawesi Selatan	Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS
Kautsar R. S. Odja	Team Leader Transaksi Energi PLN Sulawesi Selatan	Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS

Nama Responden	Latar Belakang	Peran
Mahendra Mangetan	Team Leader Pelayanan Pelanggan dan Administrasi PLN Sulawesi Selatan	Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D	Akademisi (Elektro ITS)	Memberikan sudut pandang dari akademisi ahli (non-PLN) terkait pemilihan lokasi BESS di Sulawesi Selatan
Alexander Pradana	Senior Sales Technical Grid Edge Solution - Hitachi Energy	Memberikan sudut pandang dari praktisi ahli (non-PLN) terkait pemilihan lokasi BESS di Sulawesi Selatan

3.3.1 Analisis dengan Metode AHP

Pada tahap ini akan dilakukan analisis data yang diperlukan dalam memilih lokasi BESS pada sistem ketenagalistrikan Sulawesi Selatan. Pemilihan alternatif dan kriteria evaluasi dipilih berdasarkan tujuan yang akan dicapai dan literatur mengenai beberapa studi kasus penentuan potensi sistem penyimpanan energi menggunakan metode yang diusulkan.

Kriteria penting yang perlu dipertimbangkan dalam memilih lokasi BESS dapat ditinjau dari aspek teknis dan aspek ekonomi. Aspek teknis menjadi tolok ukur kebermanfaatan BESS pada sistem ketenagalistrikan. Sedangkan aspek ekonomi akan digunakan untuk mengetahui keberlanjutan kegunaan BESS pada sistem ketenagalistrikan tersebut.

Dalam melakukan analisis dan evaluasi dengan metode AHP, dilakukan beberapa langkah sebagai berikut:

a) Menyusun Hierarki AHP

Pada penelitian ini akan diusulkan empat gardu induk (GI) yang menjadi alternatif pemilihan lokasi BESS. Keempat gardu induk tersebut adalah GI Panakkukang, GI Sidrap, GI Jeneponto, dan GI Bantaeng. Pemilihan kriteria yang dilakukan dalam penelitian ini akan fokus pada tiga kriteria yaitu kriteria proyeksi jaringan sistem tenaga listrik, potensi penetrasi pembangkit, dan keberlanjutan bisnis. Kriteria diambil berdasarkan literatur yang relevan, pendapat para ahli, dan

ketersediaan data. Pada kriteria proyeksi sistem jaringan tenaga listrik, sub kriteria yang digunakan adalah peningkatan kebutuhan tenaga listrik, jumlah gangguan, dan kapasitas gardu induk. Pada kriteria kapasitas pembangkit, subkriteria yang digunakan adalah rencana pembangunan pembangkit *intermittent*, jumlah pembangkit terhubung dengan GI, dan potensi pengembangan pembangkit di masa depan. Untuk kriteria keberlanjutan bisnis, subkriteria yang digunakan adalah proyeksi pertumbuhan penjualan, *net present value*, *cost of storage*, *cost of capacity*, dan *internal rate of return*.

b) Matriks Perbandingan Berpasangan (*pairwise comparison*)

Penyusunan matriks perbandingan berpasangan antar kriteria pada metode AHP dilakukan berdasarkan data referensi yang ada dan dari penilaian para ahli, kemudian dilanjutkan dengan membandingkan kriteria yang satu dengan yang lainnya dengan memberikan skala tingkat kepentingan. Pada AHP multilayer, penyusunan matriks perbandingan berpasangan dilakukan antar kriteria dan antar sub kriteria pada masing-masing kriteria.

c) Perhitungan Bobot Kriteria

Setelah matriks perbandingan berpasangan selesai dilakukan, selanjutnya dilakukan pembobotan kriteria dengan normalisasi matriks perbandingan berpasangan, kemudian dihitung rata-rata dari setiap baris untuk mendapatkan bobot kriteria.

d) Pengujian *Consistency Index (CI)* dan *Consistency Ratio (CR)*

Pengujian indeks konsistensi (CI) dan rasio konsistensi (CR) pada metode AHP dilakukan untuk memastikan penilaian yang dilakukan sudah konsisten.

3.3.2 Analisis dengan Metode TOPSIS

Evaluasi menggunakan metode TOPSIS dilakukan untuk menentukan alternatif terbaik dengan memberikan peringkat berdasarkan jarak terhadap solusi ideal positif dan solusi ideal negatif, pada metode ini dilakukan beberapa langkah sebagai berikut:

a) *Menyusun Matriks Keputusan*

Matriks keputusan dibuat dengan mengumpulkan data pendukung terkait masing-masing kriteria pada setiap alternatif yang dipilih. Data pendukung setiap

alternatif yang bersifat kuantitatif berasal dari penelitian terdahulu, laporan, dan referensi lainnya, sedangkan data yang bersifat kualitatif dapat diperoleh dengan melakukan penilaian kriteria setiap alternatif.

b) Normalisasi Matriks

Normalisasi diperlukan dalam analisis TOPSIS dengan tujuan menghilangkan skala satuan yang berbeda pada setiap kriteria sehingga nilai pada matriks dapat dibandingkan secara langsung.

c) Menghitung Pembobotan Matriks Ternormalisasi

Pada pembobotan matriks ternormalisasi, setiap elemen dalam matrix yang sudah ternormalisasi dikalikan dengan bobot yang didapatkan dengan metode AHP yang merupakan tingkat kepentingan relatif dari masing-masing kriteria dalam keputusan akhir.

d) Menentukan Matriks Solusi Ideal Positif dan Negatif

TOPSIS menghitung solusi ideal positif dan solusi ideal negatif berdasarkan nilai terbaik dan nilai terburuk untuk setiap kriteria. Solusi ideal positif mencakup nilai yang terbaik pada kriteria berdasarkan angka, misalkan pada kriteria efisiensi maka akan bernilai positif saat bernilai tinggi, sedangkan untuk kriteria biaya investasi akan dianggap terbaik jika nominalnya kecil. Demikian pula dengan solusi ideal negatif, kriteria efisiensi akan dinilai terburuk saat bernilai rendah dan kriteria biaya investasi akan dinilai buruk jika nominalnya tinggi.

e) Menghitung Jarak ke Solusi Ideal

Jarak setiap alternatif ke solusi ideal positif dan solusi ideal negatif dihitung untuk mengukur seberapa dekat atau jauh alternatif tersebut terhadap solusi ideal yang diinginkan dan solusi terburuk yang dihindari.

f) Menentukan Nilai Preferensi

Nilai preferensi dihitung untuk mengetahui peringkat alternatif yang dianalisis. Nilai preferensi berkisar antara 0 dan 1 dan alternatif yang mendekati 1 dianggap sebagai pilihan terbaik.

3.4 Uji Sensitivitas

Uji sensitivitas bertujuan untuk memahami pengaruh perubahan bobot terhadap peringkat alternatif, membantu dalam memastikan keputusan yang

diambil tetap konsisten meski terdapat perubahan kecil pada preferensi kriteria.. Uji sensitivitas penting dilakukan untuk memahami bahwa penilaian yang diberikan sudah akurat, sehingga keputusan dapat memiliki konsistensi terhadap hasil analisis dan implikasi potensial terkait dengan keputusan yang diambil (Baumann et al., 2019).

Uji sensitivitas dilakukan dengan mengubah bobot kriteria dengan menaikkan atau menurunkan nilai bobotnya secara bertahap dengan beberapa scenario dan melihat apakah peringkat alternatif masih stabil dan tidak berubah. Pada uji sensitivitas, dilakukan perubahan bobot pada masing-masing kriteria yang diuji dengan penurunan dan peningkatan sebesar 5%. Jika salah satu kriteriamenjadi variabel yang diuji, maka dilakukan penyesuaian pada kriteria lainnya karena total dari semua bobot harus bernilai 1. Jika peringkat alternatif berubah secara signifikan ketika bobot dimodifikasi, maka keputusan awal dianggap sensitif terhadap bobot tersebut, akan tetapi jika peringkat alternatif tidak berubah, keputusan dianggap stabil atau robust. Peringkat alternatif yang stabil meskipun pembobotan kriteria diubah menunjukkan bahwa keputusan tersebut *reliable*.

3.5 Penarikan Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa tentang pemilihan sistem penyimpanan energi dengan metode AHP-TOPSIS dan didapatkan hasil, maka selanjutnya dilakukan penarikan kesimpulan. Kesimpulan yang dipilih berdasarkan pada hasil analisa dan evaluasi kemudian dikorelasikan dengan permasalahan dan tujuan dilakukannya penelitian ini.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Penelitian

Dalam penelitian tentang pemilihan lokasi BESS di Sulawesi Selatan menggunakan metode AHP-TOPSIS, dilakukan evaluasi untuk memastikan metode yang dilakukan sudah sesuai dan mendapatkan hasil yang tepat. Evaluasi dan analisis penelitian dilakukan dengan membandingkan data yang sudah dikumpulkan, kemudian dilakukan kalkulasi serta dilakukan pembahasan terhadap hasil untuk divalidasi dan dijadikan kesimpulan.

4.1.1 Hasil Evaluasi Data Empiris

Berdasarkan data empiris yang didapatkan dari PLN Sulawesi Selatan selama tahun 2024 untuk empat lokasi gardu induk (GI) yaitu GI Panakkukang, GI Sidrap, GI Jeneponto, dan GI Bantaeng. Keempat lokasi ini dipilih karena faktor teknis yang tertera pada kriteria. GI Panakkukang termasuk salah satu GI yang memiliki kemampuan menopang beban yang cukup tinggi. Hal ini dikarenakan GI Panakkukang melayani kota Makassar yang merupakan pusat ekonomi dan industri di Sulawesi Selatan. Stabilitas jaringan menjadi aspek penting dalam instalasi BESS di GI Panakkukang untuk mendukung pertumbuhan ekonomi dan pembangunan di wilayah Sulawesi Selatan khususnya di kota Makassar. GI Sidrap juga merupakan salah satu GI penting di Provinsi Sulawesi Selatan. GI Sidrap memiliki peran strategis karena lokasinya yang berdekatan dengan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) Sidrap. PLTB pertama di Indonesia ini merupakan jenis pembangkit intermittent yang produksi energi listriknya fluktuatif karena mengandalkan angin sebagai sumber energi. Instalasi BESS di GI Sidrap dapat dimanfaatkan untuk menjaga stabilitas jaringan tenaga listrik. GI Jeneponto juga merupakan salah satu GI yang terhubung dengan PLTB. Lokasi GI Jeneponto yang berada di wilayah pesisir membuat wilayah tersebut memiliki potensi energi angin yang cukup tinggi. Hal ini membuat GI Jeneponto bisa menjadi opsi instalasi BESS dalam mendukung upaya peningkatan integrasi energi terbarukan dan menjaga stabilitas sistem tenaga

listrik. GI Bantaeng merupakan salah satu GI potensial untuk instalasi BESS. Walaupun saat ini GI Bantaeng memiliki beban puncak yang lebih kecil dibandingkan dengan ketiga GI yang telah disebutkan sebelumnya. Namun, GI Bantaeng memiliki proyeksi peningkatan beban yang cukup signifikan. Hal ini dikarenakan wilayah Kabupaten Bantaeng menjadi salah satu lokasi strategis untuk pembangunan industri smelter. Stabilitas jaringan tenaga listrik menjadi tantangan yang akan muncul karena disebabkan oleh peningkatan kebutuhan energi listrik yang signifikan.

Berdasarkan data dari PLN Sulawesi Selatan, diketahui bahwa terdapat perbedaan kapasitas total beban dan beban puncak yang berbeda. Pada tahun 2024 GI Panakkukang melayani total beban sekitar 875 GWh, GI Sidrap sekitar 393 GWh, GI Jeneponto sekitar 208 GWh, dan GI Bantaeng sekitar 128 GWh. Perbandingan total beban pada keempat GI ini dapat dilihat pada Gambar 4.1. Dengan mengacu pertumbuhan beban di Sulawesi Selatan sesuai dengan data tertera pada RUPTL 2021 – 2030, maka dapat dilakukan estimasi proyeksi beban pada keempat GI hingga tahun 2030 yang dapat ditinjau pada Tabel 4.1. Pada tahun 2030 GI Panakkukang diproyeksikan memiliki total beban sebesar 1190 GWh, GI Sidrap sebesar 535 GWh, GI Jeneponto sebesar 283 GWh, dan GI Bantaeng sebesar 175 GWh.

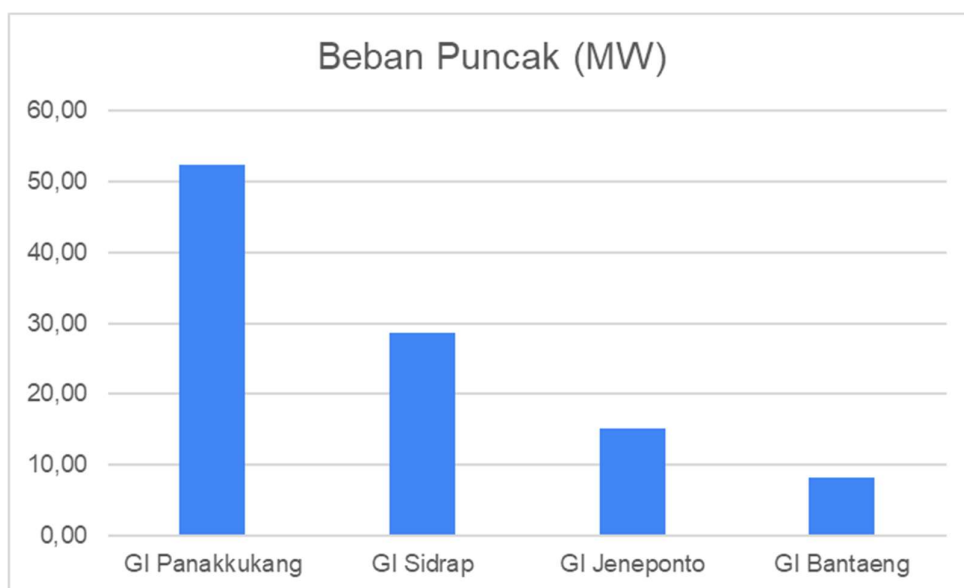


Gambar 4.1 Perbandingan Total Beban Tahun 2024

Tabel 4.1 Data Proyeksi Beban Tahun 2030 (GWh)

Tahun	Pertumbuhan	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
2024	-	875	393	208	129
2025	5,60%	925	416	220	136
2026	5,50%	975	438	232	143
2027	5,10%	1025	461	244	151
2028	5,00%	1076	484	256	158
2029	4,90%	1129	507	269	166
2030	5,40%	1190	535	283	175

Selain data total beban pada setiap GI, beban puncak pada masing – masing GI juga merupakan aspek penting dalam menentukan lokasi instalasi BESS. Besarnya beban puncak nantinya akan memengaruhi besar kapasitas BESS yang akan digunakan. Beban puncak tertinggi selama tahun 2024 pada keempat GI didapatkan dari data empiris PLN Sulawesi Selatan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.2. Berdasarkan data tersebut diketahui bahwa selama tahun 2024 GI Panakkukang memiliki beban puncak tertinggi sebesar 52,28 MW, GI Sidrap sebesar 28,74 MW, GI Jeneponto sebesar 15,14 MW, dan GI Bantaeng sebesar 8,2 MW.



Gambar 4.2 Data Beban Puncak pada Tahun 2024

Berdasarkan data total beban tahunan dan data beban puncak, dapat dilakukan estimasi sizing ukuran baterai yang akan digunakan pada BESS.

Kapasitas baterai yang akan digunakan diharapkan mampu menanggung sebanyak 40% beban puncak pada GI dengan durasi empat jam. Hal ini mengacu pada (Augustine & Blair, n.d.) dimana penggunaan skenario 40% beban dengan durasi selama empat jam merupakan studi kasus yang banyak digunakan secara global dalam melakukan studi kelayakan. Data beban puncak yang digunakan adalah data beban puncak pada periode tahun 2024. Hal ini bertujuan agar data yang digunakan linier dengan data keekonomian tahun 2024 sebab ukuran baterai yang digunakan mempengaruhi perhitungan *business viability* di pembahasan berikutnya. (Appel, Malfatti, Cunha, Cardoso, & de Paula, 2020)

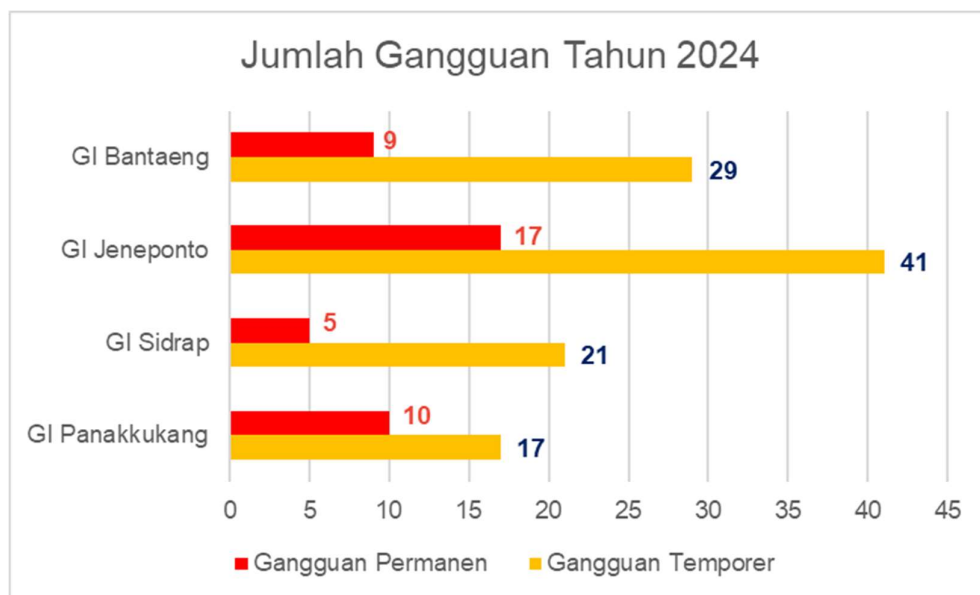
Tabel 4.2 *Sizing* Baterai untuk BESS pada Gardu Induk

	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Peak Load	kWh	52280	28740	15140	8200
SOC min Li-ion		20%			
Available Capacity	MWh	83.648	45.984	24.224	13.12
Installed Energy Capacity	MWh	104.560	57.480	30.28	16.4
Installed Power Capacity (40% peak load)	MW	20.910	11.500	6.06	3.28

Dengan menggunakan skenario yang telah disebutkan, maka didapatkan ukuran baterai seperti Tabel 4.2 (dengan pembulatan ke atas) dimana GI Panakkukang menggunakan baterai sebesar 21 MW / 105 MWh, GI Sidrap menggunakan baterai sebesar 12 MW / 58 MWh, GI Jeneponto menggunakan baterai sebesar 7 MW / 31 MWh, dan GI Bantaeng menggunakan baterai sebesar 4 MW / 17 MWh.

Selain total beban dan beban puncak, jumlah gangguan yang terjadi di setiap GI juga digunakan dalam menentukan lokasi instalasi BESS. Jumlah gangguan ini menggambarkan tingkat stabilitas jaringan pada GI tersebut. Banyaknya jumlah gangguan ini berfungsi untuk menentukan seberapa banyak potensi masalah yang menjadi cakupan BESS di lokasi tersebut. Gangguan yang terjadi diklasifikasikan menjadi dua macam yaitu gangguan temporer dan gangguan permanen. Gangguan temporer merupakan gangguan sementara yang mampu dideteksi oleh sistem proteksi. Sedangkan gangguan permanen merupakan gangguan yang memerlukan investigasi langsung di titik lokasi gangguan.

Umumnya gangguan permanen terjadi karena sistem proteksi gagal memitigasi gangguan. Pada Gambar 4.3 dapat terlihat total jumlah gangguan yang terjadi selama tahun 2024 di setiap GI. Selama tahun 2024 gangguan yang terjadi di GI Panakkukang ada 17 gangguan temporer dan 10 gangguan permanen. Sementara itu di GI Sidrap terdapat 21 gangguan temporer dan 5 gangguan temporer. GI Jeneponto menjadi GI dengan gangguan terbanyak yaitu 41 gangguan temporer dan 17 gangguan permanen. Terakhir, GI Bantaeng terdapat 29 gangguan temporer dan 9 gangguan permanen.



Gambar 4.3 Data Jumlah Gangguan Tahun 2024

Jumlah input atau suplai pembangkit yang terkoneksi dengan gardu induk juga berpengaruh pada GI dalam menjaga stabilitas jaringan sistem tenaga listrik. Selain itu, jumlah suplai pembangkit juga menguntungkan sistem BESS pada saat proses charging. Keempat GI mendapatkan suplai energi dari pembangkit yang berbeda. GI Panakkukang mendapatkan suplai dari PLTG Tello dengan kapasitas 123 MW. GI Sidrap mendapatkan suplai dari PLTB Sidrap dengan kapasitas 70 MW, PLTG Sengkang dengan kapasitas 60 MW, dan PLTGU Sengkang dengan kapasitas 60 MW. GI Jeneponto mendapatkan suplai dari PLTB Jeneponto dengan kapasitas 60 MW, PLTU Jeneponto 1 dengan kapasitas 2x100 MW, dan PLTU Jeneponto 2 dengan kapasitas 2x125 MW. GI Bantaeng mendapatkan suplai dari

PLTB Jeneponto dengan kapasitas 60 MW, PLTU Jeneponto 1 dengan kapasitas 2x100 MW, dan PLTU Jeneponto 2 dengan kapasitas 2x125 MW. Tabel 4.2 merangkum suplai energi pada gardu induk yang didapatkan dari pembangkit tenaga listrik sesuai dengan data RUPTL 2021 – 2030.

Tabel 4.3 Jumlah Pembangkit Terhubung dengan GI Tahun 2024

GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
PLTG Tello (123 MW)	PLTB Sidrap (70 MW), PLTG Sengkang (60 MW), PLTGU Sengkang (60 MW)	PLTB Jeneponto (60 MW), PLTU Jeneponto 1 (2x100 MW), PLTU Jeneponto 2 (2x125 MW)	PLTB Jeneponto (60 MW), PLTU Jeneponto 1 (2x100 MW), PLTU Jeneponto 2 (2x125 MW)

4.1.2 Perhitungan Ekonomi

Pada kriteria Business Viability terdapat empat subkriteria yang memerlukan perhitungan lebih lanjut. Subkriteria tersebut diantaranya *Net Present Value* (NPV), *Cost of Storage*, *Cost of Capacity* dan *Internal Rate of Return* (IRR). Pada sub bab ini akan dibahas metode perhitungan yang digunakan beserta referensi terkait. Pada proses perhitungan ekonomi, referensi data dalam skala internasional juga diadopsi untuk menanggulangi keterbatasan data nasional. Data yang diadopsi meliputi total capital cost, operational cost, tingkat diskonto, dan lain – lain.

NPV merupakan salah satu metode untuk menganalisis kelayakan finansial suatu proyek. NPV menghitung selisih antara nilai sekarang (*present value*) dari seluruh biaya yang masuk dan seluruh biaya yang keluar selama umur proyek. Nilai NPV dipengaruhi oleh besarnya kapasitas baterai yang digunakan pada lokasi GI terkait. Besarnya kapasitas mempengaruhi harga komponen dan infrastruktur yang merupakan biaya yang dikeluarkan untuk investasi awal. Mengacu ke (Augustine & Blair, n.d.), total biaya investasi awal atau total capital cost (TCC) merupakan penjumlahan dari penjumlahan antara *capital energy cost* yang dikali dengan durasi pemakaian (4 jam) dan *capital power cost*. Besarnya biaya *capital energy cost* adalah \$320/kWh. Sementara itu besarnya biaya *capital power cost* adalah \$246/kW. Dengan asumsi akan terjadi reduksi TCC selama tahun 2022 hingga 2035, maka nilai TCC yang didapatkan akan dikurangi sebesar 37% (skenario moderat).

Selain TCC, biaya yang harus dikeluarkan adalah biaya operasional dan perawatan atau O&M *cost* yang merupakan penjumlahan *fixed cost* dan *variable cost*. *Fixed cost* merupakan biaya operasional yang dikeluarkan tanpa memengaruhi intensitas penggunaan BESS. Sementara itu, *variable cost* adalah biaya yang dikeluarkan akibat intensitas penggunaan dari BESS. Menurut (Augustine & Blair, n.d.) besarnya *fixed cost* adalah \$10/kW dan besarnya *variable cost* adalah \$0,5125/MWh. Proyek ini menggunakan tingkat diskonto sebesar 10% dimana nilai ini merupakan nilai pendekatan pada sebuah proyek energi. Dengan asumsi penggunaan BESS selama 20 tahun, maka total O&M cost akan dikalkulasi selama masa penggunaan BESS tersebut.

Tabel 4.4 Perhitungan Net Present Value pada Setiap Gardu Induk

	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Kapasitas Baterai	MW	105	58	31	17
	MWh	21	12	7	4
Capital Energy Cost (320 \$/kWh)	\$/kWh	33,459,200.00	18,393,600.00	9,689,600.00	5,248,000.00
Capital Power Cost (246 \$/kW)	\$/kW	5,144,352.00	2,828,016.00	1,489,776.00	806,880.00
Durasi	hours	4			
Capital Cost	\$	138,981,152.00	76,402,416.00	40,248,176.00	21,798,880.00
Capital Cost after reduction	\$	87,558,125.76	48,133,522.08	25,356,350.88	13,733,294.40
Fixed Cost (10 \$/kW))	\$/kW	209,120.00	114,960.00	60,560.00	32,800.00
Variable Cost (0,5125 \$/MWh)	\$/MWh	53.59	29.46	15.52	8.41
Total O&M Cost (20 years)	\$	1,989,986.25	1,093,959.54	576,289.06	312,124.85
Annual Income	\$	5,347,563.05	2,939,727.66	1,548,624.80	838,753.20
Net Present Value	\$	-43,005,363.68	-23,641,433.67	-12,454,116.42	-6,745,294.23

Untuk biaya yang masuk pada proyek didapatkan dari pendapatan tahunan. Besarnya nilai pendapatan dihitung dari layanan peak shaving dimana BESS melakukan *discharge* saat periode waktu beban puncak (WBP) dan melakukan

charge pada saat periode waktu luar beban puncak (LWBP). Nilai pendapatan tahunan didapatkan dari pengurangan biaya *discharge* dan biaya *charge*. Menurut data penyesuaian tarif tenaga listrik Provinsi Sulawesi Selatan, biaya saat WBP adalah \$0.1105/kWh dan biaya saat LWBP adalah \$0.0650/kWh. Setelah mengetahui biaya yang masuk dan biaya yang keluar pada proyek BESS, maka dapat diketahui nilai NPV pada masing- masing GI seperti tertera pada Tabel 4.4.

Selain NPV, *cost of storage* merupakan salah satu metode yang dapat digunakan dalam melakukan analisis kelayakan finansial pada suatu proyek. Pada studi kasus BESS, *cost of storage* digunakan untuk menghitung total biaya yang dikeluarkan dalam penyimpanan energi. Biaya ini terdiri dari penjumlahan *total capital cost* (TCC), *operational and maintenance (O&M) cost*, dan *charging cost* yang kemudian dibagi dengan kebutuhan listrik selama masa pakai BESS. Untuk nilai TCC dan O&M *cost* sama seperti yang dijelaskan pada NPV. Untuk *charging cost*, biaya yang dihitung menggunakan biaya pada saat LWBP. Untuk kebutuhan listrik selama masa pakai menggunakan nilai total pemakaian listrik selama 2024 yang diproyeksikan sebesar 6,3% seperti yang tertera pada RUPTL 2021 – 2030. Pada Tabel 4.5 dapat ditinjau nilai *cost of storage* pada setiap GI.

Tabel 4.5 Perhitungan *Cost of Storage* pada Setiap Gardu Induk

	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Kapasitas Baterai	MW	105	58	31	17
	MWh	21	12	7	4
Total Beban Tahun 2024	MWh	21886.86	9837.48	5207.82	3214.92
Total Capital Cost	\$	87,558,125.76	48,133,522.08	25,356,350.88	13,733,294.40
Durasi	hours	4			
Total O&M Cost (20 years)	\$	1,989,986.25	1,093,959.54	576,289.06	312,124.85
Charging Cost (20 years)	\$	15,901,724.86	8,741,690.37	4,605,051.92	2,494,149.65
Electricity Demand (20 years)	MWh	883963.49	397314.79	210332.72	129843.75
Cost of Storage	\$/MWh	119.29	145.90	145.19	127.13

Serupa dengan *cost of storage*, perhitungan *cost of capacity* juga diperlukan dalam melakukan analisis kelayakan finansial sebuah proyek BESS. Jika *cost of storage* mengukur biaya yang dikeluarkan BESS pada saat menyimpan dan

melepaskan energi selama periode tertentu, maka *cost of capacity* digunakan untuk mengukur biaya yang dikeluarkan BESS menyediakan daya pada suatu waktu tertentu. Selain itu, *cost of capacity* dapat digunakan memonitor kinerja finansial proyek BESS selama masa pakai yang telah ditentukan. Hasil dari perhitungan *cost of capacity* merefleksikan harga rata – rata dari kapasitas daya yang dapat disediakan tiap tahunnya. Pada Tabel 4.6 dapat ditinjau nilai *cost of capacity* pada setiap GI.

Tabel 4.6 Perhitungan *Cost of Capacity* pada Setiap Gardu Induk

	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Kapasitas Baterai	MW	105	58	31	17
	MWh	21	12	7	4
Total Capital Cost	\$	87,558,125.76	48,133,522.08	25,356,350.88	13,733,294.40
Durasi	hours	4			
Total O&M Cost (20 years)	\$	1,989,986.25	1,093,959.54	576,289.06	312,124.85
Charging Cost (20 years)	\$	15,901,724.86	8,741,690.37	4,605,051.92	2,494,149.65
Total Power Capacity (20 years)	MWh	844590.98	464298.87	244588.90	132472.19
Cost of Capacity	\$/kW year	124.85	124.85	124.85	124.85

Tabel 4.7 Perhitungan Internal Rate of Return pada Setiap Gardu Induk

	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Kapasitas Baterai	MW	105	58	31	17
	MWh	21	12	7	4
Capital Cost after reduction	\$	87,558,125.76	48,133,522.08	25,356,350.88	13,733,294.40
Total O&M Cost (20 years)	\$	1,989,986.25	1,093,959.54	576,289.06	312,124.85
Annual Income	\$	5,347,563.05	2,939,727.66	1,548,624.80	838,753.20
Internal Rate of Return	%	1.803%	1.803%	1.803%	1.803%

Internal Rate of Return (IRR) juga merupakan salah satu metode untuk mengukur kelayakan finansial pada sebuah proyek. IRR merupakan parameter yang

membuat nilai NPV dari semua arus kas proyek sama dengan nol. Dengan mengetahui IRR, maka dapat ditentukan apakah proyek BESS pada setiap GI akan menghasilkan pengembalian yang memadai jika dibandingkan dengan biaya modal yang dikeluarkan. Pada Tabel 4.7 dapat ditinjau IRR dari setiap GI.

4.1.3 Hasil Survey

Survey berupa diskusi dan kuisioner telah dilakukan untuk mengidentifikasi bobot pada kriteria dan subkriteria seperti yang terlihat pada Tabel 4.8. Terdapat tiga kriteria yaitu kriteria proyeksi jaringan, kriteria kapasitas pembangkit, dan kriteria *business viability*. Untuk kriteria proyeksi jaringan, terdapat tiga subkriteria yaitu peningkatan kebutuhan tenaga listrik (beban puncak), jumlah gangguan, dan kapasitas gardu induk. Untuk kriteria kapasitas pembangkit terdapat tiga subkriteria yaitu, rencana pembangunan pembangkit intermittent, jumlah pembangkit terhubung dengan gardu induk, dan potensi pengembangan pembangkit di masa depan. Untuk kriteria *business viability* terdapat lima subkriteria yaitu, proyeksi pertumbuhan penjualan, *net present value*, *cost of storage*, *cost of capacity*, dan *internal rate of return*.

Tabel 4.8 Kriteria dan Subkriteria

Kriteria	Subkriteria
Proyeksi Jaringan (C1)	Peningkatan Kebutuhan Tenaga Listrik (Beban Puncak) (C11)
	Jumlah Gangguan (C12)
	Kapasitas Gardu Induk (C13)
Kapasitas Pembangkit (C2)	Rencana Pembangunan Pembangkit Intermittent (C21)
	Jumlah Pembangkit Terhubung dengan GI (C22)
	Potensi Pengembangan Pembangkit di Masa Depan (C23)
Business Viability (C3)	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan (C31)
	Net Present Value (C32)
	Cost of Storage (C33)
	Cost of Capacity (C34)
	Internal Rate of Return (C35)

Responden yang terlibat terdiri dari internal PT. PLN Sulawesi Selatan, akademisi, dan praktisi ahli dibidang *Battery Energy Storage*. Hasil survey identifikasi bobot pada kriteria dapat dilihat pada Tabel 4.9, Tabel 4.10, dan Tabel 4.11. Sementara itu untuk hasil survey identifikasi bobot pada subkriteria dapat dilihat pada Lampiran 1. Hasil survey ini kemudian akan digunakan untuk menghitung bobot kriteria dan subkriteria pada AHP.

Tabel 4.9 Hasil Survey Kriteria 1 vs Kriteria 2

	C1									C2								
	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
R1																		
R2																		
R3																		
R4																		
R5																		

Tabel 4.10 Hasil Survey Kriteria 1 vs Kriteria 3

	C1									C3								
	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
R1																		
R2																		
R3																		
R4																		
R5																		

Tabel 4.11 Hasil Survey Kriteria 2 vs Kriteria 3

	C2									C3								
	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
R1																		
R2																		
R3																		
R4																		
R5																		

4.1.4 Hasil Evaluasi AHP

Penilaian dan pembobotan kriteria dengan menggunakan metode AHP dilakukan dengan memasukkan penilaian perbandingan berpasangan dari referensi para ahli yang telah dievaluasi sesuai dengan kondisi sistem Sulawesi Selatan.

Perbedaan pendapat yang terjadi dari pendapat para ahli dan pada kuisisioner dikaji ulang kesesuaian dengan data pendukung lainnya sehingga didapatkan penilaian yang komprehensif. Tabel 4.12 memperlihatkan contoh pembobotan kriteria berdasarkan hasil survey pada responden 1 yang digunakan pada *pairwise comparison* metode AHP. Menurut responden 1, kriteria proyeksi jaringan memiliki bobot tertinggi jika dibandingkan dengan kriteria kapasitas pembangkit dan kriteria *business viability*.

Tabel 4.12 *Pairwise Comparison* Kriteria untuk Responden 1

Kriteria	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	7,00	3,00
Kapasitas Pembangkit	0,14	1,00	5,00
Business Viability	0,33	0,20	1,00

Pairwise comparison pada pembobotan kriteria ini kemudian diuji konsistensinya seperti contoh yang tertera pada Tabel 4.13.

Berdasarkan Tabel 4.13 dapat diketahui bahwa kriteria proyeksi jaringan memiliki bobot terbesar yaitu 0,6215 disusul dengan kriteria kapasitas pembangkit dengan bobot 0,2518 dan kriteria *business viability* dengan bobot 0,1204. Dari Tabel 4.13 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan consistency ratio bernilai 0,0479. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Tabel 4.13 Consistency Check Kriteria untuk Responden 1

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability	Weighted Sum Value	Weighted Criteria	
Proyeksi Jaringan	0,7114	1,6588	0,1549	2,5251	0,6215	4,063080
Kapasitas Pembangkit	0,1016	0,2370	0,2582	0,5968	0,2581	2,312424
Business Viability	0,2371	0,0474	0,0516	0,3362	0,1204	2,791265
				λ max		3,055589
				Consistency Index		0,0278
				Consistency Ratio		0,0479
CONSISTENT						

Setelah melakukan *pairwise comparison* pada kriteria, langkah selanjutnya adalah melakukan *pairwise comparison* pada subkriteria. Pada Tabel 4.14 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria proyeksi jaringan. Menurut responden 1, peningkatan kebutuhan tenaga listrik (C11) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan jumlah gangguan (C12) dan kapasitas gardu induk (C13).

Tabel 4.14 Pairwise Comparison Subkriteria Proyeksi Jaringan untuk Responden 1

Subkriteria	C11	C12	C13
C11	1,00	7,00	9,00
C12	0,14	1,00	3,00
C13	0,11	0,33	1,00

Uji konsistensi juga dilakukan pada setiap *pairwise comparison* untuk subkriteria. Tabel 4.15 menunjukkan salah satu uji konsistensi *pairwise comparison* subkriteria pada kriteria proyeksi jaringan.

Berdasarkan Tabel 4.15 dapat diketahui bahwa subkriteria peningkatan kebutuhan tenaga listrik (C11) memiliki bobot terbesar yaitu 0,7766 disusul dengan subkriteria jumlah gangguan (C12) dengan bobot 0,1549 dan subkriteria kapasitas gardu induk (C13) dengan bobot 0,1204. Dari Tabel 4.15 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0708. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Tabel 4.15 Consistency Check Subkriteria Proyeksi Jaringan untuk Responden 1

	C11	C12	C13	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C11	0,7766	1,0843	0,6166	2,4775	0,7766	3,190180
C12	0,1109	0,1549	0,2055	0,4714	0,1549	3,043105
C13	0,0863	0,0516	0,0685	0,2064	0,0685	3,013139
				λ max		3,082141
				Consistency Index		0,0411
				Consistency Ratio		0,0708

CONSISTENT

Pada Tabel 4.16 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria kapasitas pembangkit. Menurut responden 1, rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan jumlah pembangkit terhubung dengan GI (C22) dan potensi pengembangan pembangkit di masa depan (C23).

Tabel 4.16 Pairwise Comparison Subkriteria Kapasitas Pembangkit untuk Responden 1

Subkriteria	C21	C22	C23
C21	1,00	5,00	9,00
C22	0,20	1,00	3,00
C23	0,11	0,33	1,00

Berdasarkan Tabel 4.17 dapat diketahui bahwa subkriteria rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) memiliki bobot terbesar yaitu 0,7482 disusul dengan jumlah pembangkit terhubung dengan GI (C22) dengan bobot 0,1804 dan subkriteria potensi pengembangan pembangkit di masa depan (C23) dengan bobot 0,0714. Dari Tabel 4.17 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0252. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Pada Tabel 4.18 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria business viability. Menurut responden 1, proyeksi pertumbuhan penjualan (C31) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan *net present value* (C32), *cost of storage* (C33), *cost of capacity* (C34), dan *internal rate of return* (C35).

Berdasarkan Tabel 4.19 dapat diketahui bahwa subkriteria proyeksi pertumbuhan penjualan (C31) memiliki bobot terbesar yaitu 0,4502 disusul dengan *cost of storage* (C33) dengan bobot 0,2502. *Net present value* (C32) memiliki bobot terbesar ketiga yaitu 0,1697 disusul dengan *cost of capacity* (C34) dengan bobot 0,0872. *Internal rate of return* (C35) menjadi subkriteria dengan bobot terkecil yaitu 0,0427. Dari Tabel 4.19 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0252. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Tabel 4.17 *Consistency Check* Subkriteria Kapasitas Pembangkit untuk Responden 1

	C21	C22	C23	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C21	0,7482	0,9020	0,6429	2,2931	0,7482	3,064936
C22	0,1496	0,1804	0,2143	0,5443	0,1804	3,017345
C23	0,0831	0,0601	0,0714	0,2147	0,0714	3,005550
					λ max	3,029277
					Consistency Index	0,0146
					Consistency Ratio	0,0252

CONSISTENT

Tabel 4.18 *Pairwise Comparison* Subkriteria *Business Viability* untuk Responden 1

	C31	C32	C33	C34	C35
C31	1,00	3,00	3,00	5,00	7,00
C32	0,33	1,00	0,33	3,00	5,00
C33	0,33	3,00	1,00	3,00	5,00
C34	0,20	0,33	0,33	1,00	3,00
C35	0,14	0,20	0,20	0,33	1,00

Tabel 4.19 *Consistency Check* Subkriteria *Business Viability* untuk Responden 1

	C31	C32	C33	C34	C35	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C31	0,4502	0,5091	0,7506	0,4362	0,2987	2,4448	0,4502	5,430322
C32	0,1501	0,1697	0,0834	0,2617	0,2134	0,8783	0,1697	5,175653
C33	0,1501	0,5091	0,2502	0,2617	0,2134	1,3844	0,2502	5,533622
C34	0,0900	0,0566	0,0834	0,0872	0,1280	0,4453	0,0872	5,103898
C35	0,0643	0,0339	0,0500	0,0291	0,0427	0,2200	0,0427	5,156205
						λ max		5,379866
						Consistency Index		0,0950
						Consistency Ratio		0,0848

CONSISTENT

Setiap responden memiliki nilai pembobotan kriteria dan subkriteria yang bervariasi. Hal ini menyebabkan perlunya dilakukan pengambilan kesimpulan. *Geometric Mean* merupakan sebuah metode dalam *Group Decision Making* yang digunakan untuk menghitung bobot relatif dari beberapa elemen berdasarkan *pairwise comparison* oleh tiap responden. *Geometric Mean* merupakan metode

perhitungan deterministik dimana setiap responden memiliki tingkat kepentingan yang sama. (Basak & Katz, 1993). Tidak seperti metode *arithmetic mean*, metode *geometric mean* dapat meminimalisir dampak dari penilaian bobot yang terlalu tinggi atau terlalu rendah (Sindhu et al., 2017). Tabel 4.20 menunjukkan hasil *geometric mean* pada kriteria dan Tabel 4.21 menunjukkan hasil *geometric mean* pada subkriteria.

Berdasarkan hasil perhitungan *geometric mean* pada Tabel 4.20, kriteria proyeksi jaringan memiliki bobot tertinggi jika dibandingkan dengan kriteria kapasitas pembangkit dan kriteria *business viability*.

Tabel 4.20 *Pairwise Comparison* Kriteria menggunakan *Geometric Mean*

Kriteria	C1	C2	C3
C1	1	1,8384	3,3227
C2	0,5439	1	2,8094
C3	0,3010	0,3560	1

Tabel 4.21 *Consistency Check* Kriteria menggunakan *Geometric Mean*

	C1	C2	C3	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C1	0,5278	0,6139	0,4594	1,6011	0,5278	3,033482
C2	0,2871	0,3339	0,3884	1,0094	0,3339	3,022923
C3	0,1589	0,1189	0,1383	0,4160	0,1383	3,008666
					λ max	3,021690
					Consistency Index	0,0108
					Consistency Ratio	0,0187
CONSISTENT						

Berdasarkan Tabel 4.21 dapat diketahui bahwa kriteria proyeksi jaringan memiliki bobot terbesar yaitu 0,5278 disusul dengan kriteria kapasitas pembangkit dengan bobot 0,3339 dan kriteria *business viability* dengan bobot 0,1383. Dari Tabel 4.21 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0187. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Setelah menghitung pembobotan pada kriteria menggunakan *geometric mean*, langkah selanjutnya adalah menghitung pembobotan pada subkriteria menggunakan cara yang sama. Pada Tabel 4.22 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria proyeksi jaringan. Berdasarkan hasil perhitungan *geometric mean*, peningkatan kebutuhan tenaga listrik (C11) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan jumlah gangguan (C12) dan kapasitas gardu induk (C13).

Tabel 4.22 Pairwise Comparison Subkriteria Proyeksi Jaringan menggunakan Geometric Mean

	C11	C12	C13
C11	1	2,0678	3,4997
C12	0,4836	1	3,3227
C13	0,2857	0,3010	1

Berdasarkan Tabel 4.23 dapat diketahui bahwa subkriteria peningkatan kebutuhan tenaga listrik (C11) memiliki bobot terbesar yaitu 0,5421 disusul dengan subkriteria jumlah gangguan (C12) dengan bobot 0,3316 dan subkriteria kapasitas gardu induk (C13) dengan bobot 0,1262. Dari Tabel 4.23 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0439. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Pada Tabel 4.24 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria kapasitas pembangkit. Berdasarkan hasil perhitungan *geometric mean*, rencana pembangunan pembangkit intermitten (C21) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan jumlah pembangkit terhubung dengan GI (C22) dan potensi pengembangan pembangkit di masa depan (C23).

Tabel 4.23 Consistency Check Subkriteria Proyeksi Jaringan menggunakan Geometric Mean

	C11	C12	C13	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C11	0,5421	0,6858	0,4417	1,6696	0,5421	3,079790
C12	0,2622	0,3316	0,4194	1,0132	0,3316	3,055142
C13	0,1549	0,0998	0,1262	0,3809	0,1262	3,018005
λ max						3,050979
Consistency Index						0,0255
Consistency Ratio						0,0439

CONSISTENT

Berdasarkan Tabel 4.25 dapat diketahui bahwa subkriteria rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) memiliki bobot terbesar yaitu 0,6768 disusul dengan jumlah pembangkit terhubung dengan GI (C22) dengan bobot 0,2230 dan subkriteria potensi pengembangan pembangkit di masa depan (C23) dengan bobot 0,1002. Dari Tabel 4.25 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0276. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Tabel 4.24 *Pairwise Comparison* Subkriteria Kapasitas Pembangkit menggunakan Geometric Mean

	C21	C22	C23
C21	1	3,6801	5,7527
C22	0,2717	1	2,6673
C23	0,1738	0,3749	1

Tabel 4.25 *Consistency Check* Subkriteria Kapasitas Pembangkit menggunakan Geometric Mean

	C21	C22	C23	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C21	0,6768	0,8206	0,5764	2,0738	0,6768	3,064018
C22	0,1839	0,2230	0,2672	0,6741	0,2230	3,023263
C23	0,1177	0,0836	0,1002	0,3014	0,1002	3,008675
λ max						3,031985
Consistency Index						0,0160
Consistency Ratio						0,0276
CONSISTENT						

Tabel 4.26 *Pairwise Comparison* Subkriteria *Business Viability* menggunakan Geometric Mean

	C31	C32	C33	C34	C35
C31	1	2,4082	1,4011	1,9037	1,8700
C32	0,4152	1	0,4217	1,0155	1,3797
C33	0,7137	2,3714	1	1,9332	2,3714
C34	0,5253	0,9847	0,5173	1	2,1411
C35	0,5348	0,7248	0,4217	0,4670	1

Pada Tabel 4.26 ditunjukkan salah satu contoh *pairwise comparison* pada subkriteria untuk kriteria *business viability*. Berdasarkan hasil perhitungan *geometric mean*, proyeksi pertumbuhan penjualan (C31) memiliki urgensi yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan *net present value* (C32), *cost of storage* (C33), *cost of*

capacity (C34), dan *internal rate of return* (C35).

Berdasarkan Tabel 4.27 dapat diketahui bahwa subkriteria proyeksi pertumbuhan penjualan (C31) memiliki bobot terbesar yaitu 0,3045 disusul dengan *cost of storage* (C33) dengan bobot 0,2766. *Cost of capacity* (C34) memiliki bobot terbesar ketiga yaitu 0,1673 disusul dengan *net present value* (C32) dengan bobot 0,1388. *Internal rate of return* (C35) menjadi subkriteria dengan bobot terkecil yaitu 0,1129. Dari Tabel 4.27 juga diketahui bahwa pembobotan kriteria dinyatakan konsisten. Hal ini ditunjukkan dengan *consistency ratio* bernilai 0,0239. Nilai ini memenuhi syarat *consistency ratio* kurang dari 0,1.

Tabel 4.27 *Consistency Check* Subkriteria *Business Viability* menggunakan *Geometric Mean*

	C31	C32	C33	C34	C35	Weighted Sum Value	Bobot Criteria	
C31	0,3045	0,3343	0,3875	0,3184	0,2112	1,5558	0,3045	5,110137
C32	0,1264	0,1388	0,1166	0,1699	0,1558	0,7075	0,1388	5,097311
C33	0,2173	0,3292	0,2766	0,3234	0,2678	1,4141	0,2766	5,113190
C34	0,1599	0,1367	0,1431	0,1673	0,2418	0,8487	0,1673	5,074072
C35	0,1628	0,1006	0,1166	0,0781	0,1129	0,5711	0,1129	5,057347
λ max							5,106879	
Consistency Index							0,0267	
Consistency Ratio							0,0239	

CONSISTENT

Tabel 4.28 Hasil Pembobotan Kriteria dengan Metode AHP

Criteria	Weight of Criteria	Sub-Criteria	Local Weight of Sub-Criteria	Global Weight of Sub-Criteria
Proyeksi Jaringan (C1)	0,527811	Peningkatan Kebutuhan Tenaga Listrik (Beban Puncak) (C11)	0,542128	0,286141
		Jumlah Gangguan (C12)	0,331649	0,175048
		Kapasitas Gardu Induk (C13)	0,126223	0,066622
Kapasitas Pembangkit (C2)	0,333931	Rencana Pembangunan Pembangkit Intermittent (C21)	0,676824	0,226013
		Jumlah Pembangkit Terhubung dengan GI (C22)	0,222984	0,074461
		Potensi Pengembangan Pembangkit di Masa Depan (C23)	0,100193	0,033457
Business Viability (C3)	0,138258	Proyeksi Pertumbuhan Penjualan (C31)	0,304451	0,042093
		Net Present Value (C32)	0,138799	0,019190
		Cost of Storage (C33)	0,276567	0,038238
		Cost of Capacity (C34)	0,167264	0,023126
		Internal Rate of Return (C35)	0,112919	0,015612

Setelah didapatkan kesimpulan dari pembobotan kriteria dan sub kriteria, langkah selanjutnya adalah menghitung pembobotan global pada metode AHP. Tabel 4.28 menunjukkan hasil pembobotan global yang kemudian akan digunakan pada metode TOPSIS. Pada pembobotan global, diketahui bahwa subkriteria peningkatan kebutuhan tenaga listrik memiliki bobot tertinggi yaitu 0,286141. Sementara itu, internal rate of return memiliki bobot terendah yaitu 0,015612.

4.1.5 Hasil Evaluasi TOPSIS

Setelah mendapatkan hasil pembobotan global dalam analisis pembobotan dengan metode AHP, langkah selanjutnya adalah menggunakan pembobotan global pada metode TOPSIS sebagai bobot yang dipertimbangkan pada setiap nilai kriteria alternatif. Dalam metode TOPSIS, dibuat matriks keputusan dengan memasukkan nilai kriteria alternatif yang didapatkan dari berbagai referensi dan sumber lainnya. Matriks keputusan juga dapat digunakan sebagai perbandingan terhadap nilai kriteria antar alternatif. Tabel 4.29 menunjukkan matriks keputusan nilai kriteria alternatif yang digunakan dalam metode TOPSIS.

Pada kriteria proyeksi jaringan (C1), terdapat tiga nilai kriteria alternatif sesuai dengan jumlah subkriterianya. Nilai kriteria alternatif untuk peningkatan kebutuhan tenaga listrik (C11) didapatkan dari data beban puncak pada tahun 2024 yang diproyeksikan hingga tahun 2030. Dengan rata - rata pertumbuhan sekitar 4,25% tiap tahun sesuai dengan RUPTL 2021 – 2030, didapatkan estimasi beban puncak pada tahun 2030 untuk GI Panakkukang sebesar 67113 kW, GI Sidrap sebesar 36894 kW, GI Jeneponto sebesar 19436 kW, dan GI Bantaeng sebesar 10527 kW.

Nilai kriteria alternatif untuk peningkatan potensi gangguan (C12) didapatkan dari data empiris setiap GI. Untuk memudahkan proses kalkulasi dalam TOPSIS, jumlah gangguan temporer dikalikan dengan skala satu. Sementara itu untuk gangguan permanen, jumlah gangguan dikalikan dengan skala tiga. Sehingga untuk GI Panakkukang memiliki C12 dengan jumlah 47, GI Sidrap dengan jumlah 38, GI Jeneponto dengan jumlah 92, dan GI Bantaeng dengan jumlah 56.

Nilai kriteria alternatif untuk kapasitas gardu induk (C13) didapatkan dari data aktual pada setiap GI pada tahun 2024. Total kapasitas pada GI Panakkukang sebesar 120 MVA, GI Sidrap sebesar 80 MVA, GI Jeneponto sebesar 50 MVA, dan GI Bantaeng sebesar 30 MVA.

Tabel 4.29 Decision Matrix

Criteria	Sub-Criteria	Alternatives			
		GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
C1	C11	67113 kW	36894 kW	19436 kW	10527 kW
	C12	17 Temporer, 10 Permanen	23 Temporer, 5 Permanen	41 Temporer, 17 Permanen	29 Temporer, 9 Permanen
	C13	120 MVA	80 MVA	50 MVA	30 MVA
C2	C21	0 MW	70 MW	72 MW	0 MW
	C22	PLTG Tello (123 MW)	PLTB Sidrap (70 MW), PLTG Sengkang (60 MW), PLTGU Sengkang (60 MW)	PLTB Jeneponto (60 MW), PLTU Jeneponto 1 (2x100 MW), PLTU Jeneponto 2 (2x125 MW)	PLTB Jeneponto (60 MW), PLTU Jeneponto 1 (2x100 MW), PLTU Jeneponto 2 (2x125 MW)
	C23	0 MW	63 MW	73 MW	100 MW
C3	C31	1190 GWh	535 GWh	283 GWh	175 GWh
	C32	-\$42.077.885,80	-\$23.152.542,16	-\$12.218.613,80	-\$6.639.094,47
	C33	\$119,06	\$145,61	\$144,90	\$127,13
	C34	\$124.605,48	\$124.605,48	\$124.605,48	\$124.605,48
	C35	1,803%	1,803%	1,803%	1,803%

Untuk kriteria kapasitas pembangkit (C2) juga terdapat tiga nilai kriteria alternatif sesuai dengan jumlah subkriterianya. Nilai kriteria alternatif untuk subkriteria rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) didapatkan dari data RUPTL 2021 – 2030. Pada GI Panakkukang dan GI Bantaeng, tidak terdapat rencana pembangunan pembangkit intermittent hingga 2030. Sementara itu, GI Sidrap memiliki rencana penambahan pembangkit intermittent dengan kapasitas 70

MW dan GI Jeneponto memiliki rencana penambahan dengan kapasitas 72 MW.

Nilai kriteria alternatif untuk subkriteria jumlah pembangkit terhubung dengan gardu induk (C22) didapatkan dari data RUPTL 2021 – 2030. Untuk GI Panakkukang terdapat PLTG Tello dengan kapasitas 123 MW. Sementara itu, GI Sidrap memiliki PLTB Sidrap dengan kapasitas 70 MW, PLTG Sengkang dengan kapasitas 60 MW, dan PLTGU Sengkang dengan kapasitas 60 MW. GI Jeneponto memiliki pembangkit yang terhubung antara lain PLTB Jeneponto dengan kapasitas 60 MW, PLTU Jeneponto 1 dengan kapasitas 2 x 100 MW, dan PLTU Jeneponto 2 dengan kapasitas 2 x 125 MW. Pembangkit yang terhubung dengan GI Bantaeng antara lain PLTB Jeneponto dengan kapasitas 60 MW, PLTU Jeneponto 1 dengan kapasitas 2 x 100 MW, dan PLTU Jeneponto 2 dengan kapasitas 2 x 125 MW. Dalam perhitungan TOPSIS, tiap pembangkit dihitung jumlahnya. Sehingga nilai kriteria alternatif pada GI Panakkukang bernilai 1, GI Sidrap bernilai 3, GI Jeneponto bernilai 3, dan GI Bantaeng bernilai 3.

Nilai kriteria alternatif untuk subkriteria potensi pengembangan pembangkit di masa depan (C23) didapatkan dari data RUPTL tahun 2021 – 2030. Pada GI Panakkukang, tidak terdapat potensi pengembangan pembangkit. Sementara itu, GI Sidrap memiliki potensi pengembangan pembangkit dengan total kapasitas 63 MW. GI Jeneponto memiliki potensi pengembangan pembangkit dengan total kapasitas 73 MW. GI Bantaeng memiliki potensi pengembangan pembangkit dengan total kapasitas 100 MW.

Pada kriteria business viability (C3), terdapat lima kriteria alternatif yang sesuai dengan jumlah subkriterianya. Nilai kriteria alternatif untuk proyeksi pertumbuhan penjualan (C31) didapatkan dari data proyeksi total penjualan listrik pada tahun 2030 sesuai dengan RUPTL 2021-2030. Dengan rata – rata pertumbuhan penjualan tenaga listrik pertahun sekitar 6,3%, maka didapatkan proyeksi penjualan untuk GI Panakkukang sebesar 1190 GWh. Proyeksi penjualan tenaga listrik untuk GI Sidrap 535 GWh. GI Jeneponto memiliki proyeksi penjualan tenaga listrik sebesar 283 GWh. Sedangkan GI Bantaeng memiliki proyeksi penjualan tenaga listrik sekitar 175 GWh.

Untuk nilai kriteria pada subkriteria NPV, cost of storage, cost of capacity, dan IRR didapatkan dari hasil perhitungan berdasarkan data empiris. Beberapa data

pendukung yang tidak tersedia dalam data nasional, didapatkan dari data proyek BESS dalam skala global. Untuk perhitungan detail terlampir pada Lampiran.

Perbedaan nilai pada setiap elemen matriks keputusan memerlukan normalisasi agar setiap variabel dapat disetarakan dan perbandingan antar sub kriteria menjadi seimbang. Normalisasi dilakukan dengan membagi setiap elemen dengan akar dari jumlah kuadrat semua elemen dalam kolom yang sama. Tabel 4.31 menunjukkan normalisasi matriks keputusan untuk setiap sub kriteria terhadap alternatif pada metode TOPSIS.

Tabel 4.30 Nilai Alternatif pada Decision Matrix untuk Metode TOPSIS

Sub-Criteria	Weighted Criteria	Unit	GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jenepono	GI Bantaeng	Attribute
			A1	A2	A3	A4	
C11	0,286141	kW	67.113	36.894	19.436	10.527	Benefit
C12	0,175048	Scale	47	38	92	56	Benefit
C13	0,066622	MVA	120	80	50	30	Benefit
C21	0,226013	MW	0	70	72	0	Benefit
C22	0,074461	Scale	1	3	3	3	Benefit
C23	0,033457	MW	0	63	73	100	Benefit
C31	0,042093	GWh	1.190	535	283	175	Benefit
C32	0,019190	\$	-43.005.363	-23.641.433	-12.454.116	-6.745.294	Benefit
C33	0,038238	\$/MWh	119,29	145,90	145,19	127,13	Cost
C34	0,023126	\$/kW	124,85	124,85	124,85	124,85	Cost
C35	0,015612	%	1,803%	1,803%	1,803%	1,803%	Benefit

Setelah didapatkan nilai kinerja alternatif yang ternormalisasi, selanjutnya dibuat pembobotan dengan mengalikan nilai kinerja alternatif dengan bobot yang didapatkan dari analisis metode AHP sesuai dengan sub kriterianya. Pembobotan matriks keputusan ternormalisasi sangat penting untuk mendapatkan hasil dan keputusan yang lebih tepat dan sesuai dengan tujuan utama dari evaluasi. Dengan dilakukan pembobotan pada matriks keputusan ternormalisasi, setiap kriteria dapat dinilai berdasarkan tingkat prioritas atau tingkat kepentingannya sehingga alternatif dapat diambil berdasarkan prioritas yang sudah ditetapkan. Tanpa adanya pembobotan, setiap kriteria akan dianggap sama pentingnya sehingga menyebabkan penilaian yang tidak tepat, terutama jika terdapat kriteria yang sebenarnya lebih

kritis terhadap proporsional hasil atau Keputusan. Tabel 4.32 menunjukkan hasil pembobotan matriks keputusan ternormalisasi. Angka bobot yang didapatkan, selanjutnya akan dievaluasi untuk menghitung Solusi ideal positif dan Solusi ideal negatif atau anti ideal.

Tabel 4.31 *Normalized Decision Matrix*

Criteria	Sub-Criteria	Alternatives			
		A1	A2	A3	A4
C1	C11	0,841951	0,462848	0,243824	0,132058
	C12	0,308194	0,316524	0,766321	0,466456
	C13	0,771389	0,514259	0,321412	0,192847
C2	C21	0,000000	0,697078	0,716995	0,000000
	C22	0,188982	0,566947	0,566947	0,566947
	C23	0,000000	0,453507	0,525493	0,719853
C3	C31	0,883809	0,397245	0,210296	0,129821
	C32	-0,841564	-0,463054	-0,244374	-0,132783
	C33	0,442055	0,540664	0,538015	0,472028
	C34	0,500000	0,500000	0,500000	0,500000
	C35	0,500749	0,500471	0,512130	0,486315

Tabel 4.32 *Weighted Normalized Matrix*

Criteria	Sub-Criteria	Wiegthed Criteria	Alternatives			
			A1	A2	A3	A4
C1	C11	0,286141	0,240917	0,132440	0,069768	0,037787
	C12	0,175048	0,053949	0,055407	0,134143	0,081652
	C13	0,066622	0,051392	0,034261	0,021413	0,012848
C2	C21	0,226013	0,000000	0,157549	0,162050	0,000000
	C22	0,074461	0,014072	0,042216	0,042216	0,042216
	C23	0,033457	0,000000	0,015173	0,017582	0,024084
C3	C31	0,042093	0,037202	0,016721	0,008852	0,005465
	C32	0,019190	-0,016150	-0,008886	-0,004690	-0,002548
	C33	0,038238	0,016903	0,020674	0,020572	0,018049
	C34	0,023126	0,011563	0,011563	0,011563	0,011563
	C35	0,015612	0,007818	0,007813	0,007995	0,007592

Solusi ideal positif adalah sebuah nilai terbaik dari setiap kriteria atau nilai maksimum untuk kriteria yang diinginkan dan nilai minimum untuk kriteria yang tidak diinginkan. Solusi ideal negatif adalah kebalikan dari solusi ideal positif, yaitu nilai terburuk dari setiap kriteria atau nilai minimum untuk kriteria yang diinginkan

dan nilai maksimum untuk kriteria yang tidak diinginkan. Solusi ideal positif mencerminkan kondisi optimal yang diharapkan sedangkan Solusi ideal negatif mencerminkan kondisi yang paling tidak diinginkan.

Alternatif terbaik merupakan alternatif yang memiliki jarak terdekat dengan Solusi ideal positif, dan memiliki jarak terjauh dengan Solusi ideal negatif. Alternatif yang dihasilkan memiliki nilai preferensi yang mencerminkan posisi relatifnya, sehingga pemilihan alternatif menjadi pilihan yang paling sesuai dengan harapan. Secara keseluruhan, Solusi ideal positif dan Solusi ideal negatif dapat merepresentasikan struktur yang jelas dalam membandingkan alternatif berdasarkan berbagai kriteria. Tabel 4.33 merupakan hasil perhitungan solusi ideal positif dan solusi ideal negatif.

Tabel 4.33 Hasil Perhitungan Solusi Ideal Positif dan Solusi Ideal Negatif

Criteria	Sub-Criteria	Attribute	Ideal Positif (A+)	Ideal Negatif (A-)	Attribute
C1	C11	Max	0,240917	0,037787	Min
	C12	Max	0,134143	0,053949	Min
	C13	Max	0,051392	0,012848	Min
C2	C21	Max	0,162050	0,000000	Min
	C22	Max	0,042216	0,014072	Min
	C23	Max	0,024084	0,000000	Min
C3	C31	Max	0,037202	0,005465	Min
	C32	Max	-0,002548	-0,016150	Min
	C33	Min	0,016903	0,020674	Max
	C34	Min	0,011563	0,011563	Max
	C35	Max	0,007995	0,007592	Min

Setelah solusi ideal positif dan negatif dihitung, langkah berikutnya adalah menghitung nilai preferensi atau jarak dari setiap alternatif ke solusi ideal positif dan negatif ini, untuk menentukan seberapa dekat alternatif tersebut dengan kondisi optimal. Nilai preferensi merupakan hasil akhir dari evaluasi perbandingan yang objektif antar alternatif, karena dalam perhitungan nilai preferensi mempertimbangkan berbagai kriteria secara proporsional. Nilai preferensi yang tertinggi atau yang paling mendekati angka 1 merupakan alternatif terbaik dari evaluasi yang dilakukan. Tabel 4.34 merupakan hasil perhitungan nilai preferensi

dan hasil penentuan peringkat alternatif dengan menggunakan metode AHP dan TOPSIS yang telah dilakukan. GI Sidrap menjadi alternatif menempati peringkat satu terbaik dengan nilai preferensi tertinggi yaitu 0,5784. Nilai preferendi tertinggi kedua ditempati oleh GI Panakkukang dengan nilai preferensi 0,5306. GI Jeneponto menempati peringkat ketiga dengan nilai preferensi 0,5151. Sementara itu, peringkat keempat ditempati oleh GI Bantaeng dengan nilai preferensi terkecil yaitu 0,1518. Perhitungan lengkap dengan metode TOPSIS dapat dilihat pada Lampiran.

Tabel 4.34 Hasil Perhitungan Nilai Preferensi dan Penentuan Peringkat Alternatif

Alternatives	V_i	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,530622	-	-	2
GI Sidrap	0,578384	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,515058	-	-	3
GI Bantaeng	0,151819	-	GI Bantaeng	4

4.1.6 Hasil Uji Sensitivitas

Uji sensitivitas dilakukan untuk menguji perubahan pada bobot kriteria dalam analisis AHP-TOPSIS dapat mempengaruhi peringkat atau hasil akhir dari alternatif yang dinilai. Uji sensitivitas berfungsi untuk memastikan bahwa hasil keputusan yang diambil robust dan tetap optimal. Jika hasil peringkat berubah setelah dilakukan sedikit perubahan bobot atau sangat sensitif terhadap perubahan bobot, berarti hasil atau keputusan kurang stabil.

Dengan mengubah bobot kriteria, dapat dihitung seberapa besar pengaruh masing-masing kriteria terhadap hasil akhir. Pada uji sensitivitas, dilakukan perubahan bobot pada masing-masing kriteria dengan nilai uji -15%, -10%, -5%, +5%, +10% dan +15%. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, terdapat perubahan ranking alternatif pada saat dilakukan perubahan bobot dengan skenario tertentu. Tabel 4.35 menunjukkan hasil uji sensitivitas alternatif terhadap perubahan bobot kriteria. GI Panakkukang menjadi alternatif dengan nilai preferensi tertinggi pada saat bobot proyeksi jaringan (C1) diubah menjadi +10% dan +15%. Hal serupa juga terjadi pada saat kapasitas pembangkit (C2) diubah menjadi -10% dan -15%. Sementara itu, GI Bantaeng tetap menjadi alternatif dengan nilai preferensi terendah walaupun terdapat perubahan bobot disemua kriteria. Perhitungan uji

sensitivitas dapat dilihat pada Lampiran.

Tabel 4.35 Hasil Uji Sensitivitas Alternatif terhadap Perubahan Bobot Kriteria

Criteria	Test Value	Ranking of Alternatives			
		GI Panakkukang	GI Sidrap	GI Jeneponto	GI Bantaeng
Proyeksi Jaringan (C1)	-15%	3	1	2	4
	-10%	3	1	2	4
	-5%	2	1	3	4
	+5%	2	1	3	4
	+10%	1	2	3	4
	+15%	1	2	3	4
Kapasitas Pembangkit (C2)	-15%	1	2	3	4
	-10%	1	2	3	4
	-5%	2	1	3	4
	+5%	2	1	3	4
	+10%	2	1	3	4
	+15%	2	1	3	4
Business Viability (C3)	-15%	2	1	3	4
	-10%	2	1	3	4
	-5%	2	1	3	4
	+5%	2	1	3	4
	+10%	2	1	3	4
	+15%	2	1	3	4

4.2 Pembahasan

Berdasarkan penilaian kriteria yang telah dilakukan, data diketahui bahwa kriteria proyeksi jaringan memiliki bobot kriteria 52,78%. Hal ini membuat kriteria proyeksi jaringan menjadi kriteria dengan prioritas tertinggi dibandingkan dengan kriteria kapasitas pembangkit dan kriteria business viability. Pada hasil pembobotan AHP, didapatkan tiga subkriteria yang memiliki bobot tertinggi, Subkriteria dengan berbobot tertinggi adalah proyeksi kebutuhan tenaga listrik (beban puncak) (C11) dengan bobot 0,2861. Subkriteria dengan bobot tertinggi kedua adalah rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) dengan bobot 0,2260. Subkriteria dengan bobot tertinggi ketiga adalah jumlah gangguan (C12) dengan bobot 0,1751. Hal ini menunjukkan bahwa perubahan nilai kriteria alternatif pada ketiga subkriteria dengan bobot tertinggi akan memberikan pengaruh yang cukup signifikan hasil ranking alternatif pada metode TOPSIS.

Sementara itu, kriteria business viability menjadi kriteria dengan prioritas terendah dengan bobot 0,1383. Selain mengetahui tiga subkriteria dengan bobot tertinggi, hasil pembobotan AHP juga dapat menunjukkan tiga subkriteria dengan bobot terendah. Subkriteria dengan bobot terendah adalah internal rate of return (C35) dengan bobot sebesar 0,0156. Subkriteria dengan bobot terendah kedua adalah net present value (C32) dengan bobot sebesar 0,0192. Subkriteria dengan bobot terendah ketiga adalah cost of capacity (C34) dengan bobot sebesar 0,0231. Hal ini menunjukkan bahwa perubahan nilai kriteria alternatif pada ketiga subkriteria dengan bobot terendah tidak akan memberikan pengaruh yang signifikan hasil ranking alternatif pada metode TOPSIS.

4.2.1 BESS Terbaik di Sistem Sulbagsel

Pemilihan lokasi instalasi BESS pada sistem kelistrikan di Sulawesi Selatan menggunakan metode AHP TOPSIS menghasilkan kesimpulan bahwa GI Sidrap merupakan alternatif lokasi terbaik dalam melaksanakan pemasangan BESS di sistem kelistrikan Sulawesi Selatan. GI Sidrap sendiri memiliki proyeksi peningkatan kebutuhan tenaga listrik pada saat beban puncak (C11) sebesar 36894 kW. Selain itu, riwayat gangguan yang terjadi pada sistem kelistrikan GI Sidrap (C12) sebesar 23 gangguan temporer dan 5 gangguan permanen. Hal ini juga diperkuat dengan rencana pembangunan pembangkit intermittent (C21) di GI Sidrap hingga tahun 2030 mencapai kapasitas sebesar 70 MW. Besarnya potensi pembangkit intermittent khususnya energi angin menjadi tolok ukur dalam besarnya penentuan kapasitas pembangkit yang akan dibangun pada masa yang akan datang. Tiga kriteria yang disebutkan merupakan tiga kriteria dengan bobot terbesar dalam penelitian ini.

Sementara itu, GI Bantaeng menjadi alternatif pemilihan lokasi terburuk pada penelitian ini. Proyeksi peningkatan kebutuhan tenaga listrik pada saat beban puncak (C11) di GI Bantaeng sebesar 10527 kW. Untuk riwayat gangguan yang terjadi pada GI Bantaeng gangguan yang terjadi pada sistem kelistrikan (C12) GI Bantaeng sebesar 29 gangguan temporer dan 9 gangguan permanen. Jika ditinjau dari riwayat gangguan, GI Bantaeng memiliki jumlah gangguan yang lebih banyak dibandingkan dengan GI Sidrap. Namun, GI Bantaeng tidak memiliki rencana

pembangkitan intermittent hingga tahun 2030. Hal ini menjadi salah satu faktor yang menyebabkan GI Bantaeng tidak menjadi alternatif lokasi terbaik untuk instalasi BESS.

4.2.2 Dampak Potensial yang diharapkan

Dengan mengimplementasikan BESS pada sistem ketenagalistrikan di Sulawesi Selatan, diharapkan dapat meningkatkan kestabilan dan keandalan sistem ketenagalistrikan. Kendala intermitensi pembangkit energi terbarukan tidak lagi menjadi hambatan sehingga akselerasi peningkatan bauran energi terbarukan bisa tercapai. Selain itu, peningkatan beban dimasa yang akan datang bukan lagi menjadi hal yang perlu dikhawatirkan karena meningkatnya kestabilan dan keandalan sistem sebagai dampak dari instalasi BESS. Dengan kestabilan dan keandalan yang terjaga, kualitas layanan penyediaan listrik kepada pelanggan akan tersalurkan dengan baik.

4.2.3 Peluang dan Tantangan

Selain memiliki peluang dalam meningkatkan kestabilan dan keandalan sistem tenaga listrik, instalasi BESS juga memiliki manfaat non teknis yang cukup banyak. Dalam aspek manfaat terhadap lingkungan, instalasi BESS dapat berkontribusi dalam menurunkan tingkat emisi karbon. Dengan memaksimalkan penggunaan pembangkit energi terbarukan dan dikombinasikan dengan pemanfaatan BESS, ketergantungan terhadap pembangkit berbahan bakar fosil dapat dikurangi. Hal ini tentu dapat menurunkan emisi gas rumah kaca secara signifikan. BESS juga dapat menggantikan daerah yang sebelumnya mengandalkan genset diesel. Dengan menggunakan BESS, listrik dapat dihasilkan dari sumber energi yang lebih bersih dan lebih senyap sehingga dapat mengurangi polusi suara yang ditimbulkan oleh genset diesel. Selain manfaat terhadap lingkungan, instalasi BESS juga memberikan dampak positif dalam aspek ekonomi. Dengan mengimplementasikan BESS pada jaringan sistem tenaga listrik, banyak lapangan kerja baru yang tercipta. Mulai dari manufaktur baterai, proyek instalasi BESS, pemeliharaan BESS, serta layanan pendukung lainnya. Penggunaan BESS juga dapat meringankan beban subsidi energi fosil dan mengurangi biaya operasional

sistem tenaga listrik jangka panjang. Pemanfaatan BESS juga mendukung ketahanan energi karena dapat meningkatkan kestabilan dan keandalan sistem tenaga listrik. Akses listrik yang andal ini memungkinkan pelaku usaha kecil (UMKM) menjadi lebih produktif tanpa terganggu oleh suplai tenaga listrik yang kurang memadai. Selain itu, berkembangnya teknologi BESS dapat menjadi katalis untuk meningkatkan pendidikan dan inovasi di bidang teknologi energi baru dan terbarukan.

Disamping peluang yang muncul sebagai dampak dari instalasi BESS, tantangan yang sepadan juga perlu diantisipasi untuk meminimalisir resiko di masa depan. Penentuan kapasitas yang optimal untuk sebuah BESS tidak mudah. Pengkajian profil beban dan produksi energi yang terkoneksi dengan BESS perlu ditinjau sedemikian rupa sehingga dapat dimanfaatkan secara maksimal. Khususnya saat BESS dikombinasikan dengan pembangkit listrik intermittent seperti PLTS dan PLTB. Performa baterai yang cenderung menurun seiring waktu dan siklus penggunaan juga menjadi tantangan lain dalam pemanfaatan teknologi baterai. Resiko thermal runaway dan kebakaran juga perlu diantisipasi khususnya pada baterai dengan teknologi lithium ion. Untuk mengatasi permasalahan ini, diperlukan *battery management system* yang canggih sehingga dapat dilakukan monitoring dan proteksi pada instalasi BESS. Penggunaan BESS yang terintegrasi dengan sistem tenaga listrik juga perlu disesuaikan dengan spesifikasi jaringan. Dalam hal ini diperlukan sinkronisasi tegangan dan frekuensi dalam operasional BESS.

Selain tantangan teknis, instalasi BESS juga memiliki tantangan non teknis yang perlu dihadapi. Return on investment pada proyek instalasi BESS bergantung pada tarif listrik, kebijakan insentif, dan pola penggunaan. Hal ini yang membuat profitabilitas BESS pada setiap negara dapat berbeda. Indonesia sendiri belum memiliki dukungan kebijakan yang cukup mendukung untuk akselerasi penggunaan BESS. Tarif listrik yang cenderung flat juga mempengaruhi daya tarik investasi untuk proyek BESS di Indonesia. Skenario jangka pendek jarang yang menunjukkan profitabilitas, khususnya pada saat pola penggunaan BESS hanya dimanfaatkan sebagai back up. Isu sosial dan lingkungan juga perlu ditinjau dalam

pelaksanaan proyek BESS. Edukasi pada masyarakat khususnya mereka yang terdampak oleh proyek BESS perlu dilakukan untuk meningkatkan keamanan dan kenyamanan disekitar lokasi proyek BESS. Pengelolaan limbah berbahaya yang ditimbulkan oleh proyek BESS perlu ditangani secara sistematis dan terpadu supaya tidak mencemari lingkungan sekitar.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Penelitian ini mengevaluasi lokasi optimal untuk penempatan BESS pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan dengan menggunakan metode AHP-TOPSIS. Empat gardu induk (GI Panakkukang, GI Sidrap, GI Jeneponto, dan GI Bantaeng) dinilai berdasarkan tiga kriteria utama yaitu proyeksi jaringan (C1), kapasitas pembangkit (C2), dan business viability (C3). Terdapat 11 sub-kriteria yang digunakan untuk menentukan prioritas penilaian. Pada kriteria proyeksi sistem jaringan tenaga listrik, sub kriteria yang digunakan adalah peningkatan kebutuhan tenaga listrik, jumlah gangguan, dan kapasitas gardu induk. Pada kriteria kapasitas pembangkit, subkriteria yang digunakan adalah rencana pembangunan pembangkit *intermittent*, jumlah pembangkit terhubung dengan GI, dan potensi pengembangan pembangkit di masa depan. Untuk kriteria keberlanjutan bisnis, subkriteria yang digunakan adalah proyeksi pertumbuhan penjualan, *net present value*, *cost of storage*, *cost of capacity*, dan *internal rate of return*. Hasil penelitian ini meliputi tiga hal sebagai berikut,

1. Lokasi Optimal

- Gardu Induk Sidrap muncul sebagai lokasi peringkat tertinggi karena kedekatannya dengan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Sidrap dan peran pentingnya dalam menstabilkan pasokan energi terbarukan yang bersifat intermiten. Hal ini sejalan dengan skor tinggi pada kriteria stabilitas jaringan dan kapasitas pembangkitan.
- Gardu Induk Bantaeng berada di peringkat terendah karena kapasitas beban saat ini yang lebih kecil, sensitivitas yang lebih tinggi terhadap perubahan bobot, dan tantangan finansial yang diproyeksikan (NPV negatif dan IRR lebih rendah), meskipun ada pertumbuhan permintaan di masa depan.

2. Sensitivitas Kriteria

- Proyeksi Jaringan (C1) mendominasi pengambilan keputusan dengan bobot global sebesar 52,78%, khususnya sub-kriteria "Peningkatan Beban Puncak (C11)" (28,61%). Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa peningkatan bobot C1 sebesar +10–15% menggeser GI Panakkukang ke peringkat pertama, yang menyoroti pentingnya beban industri.
 - Business Viability (C3) memiliki dampak minimal terhadap peringkat lokasi gardu induk, sehingga pemeringkatan lokasi menekankan prioritas pada faktor teknis dan stabilitas jaringan dibandingkan pengembalian finansial.
3. Kelayakan Finansial:
- Semua gardu induk menunjukkan NPV negatif dan IRR rendah (1,8%), yang menunjukkan biaya awal yang tinggi dan periode return yang cukup panjang. Namun, nilai strategis GI Sidrap dalam integrasi energi terbarukan menjadi opsi terbaik walaupun memiliki profitabilitas yang kecil.
4. Validasi Metodologi
- Integrasi AHP-TOPSIS secara efektif dapat menyeimbangkan kriteria kuantitatif dan kualitatif. Namun hasil pengujian sensitivitas menekankan perlunya kalibrasi bobot yang cermat. Hasil pemeringkatan tetap stabil saat penyesuaian bobot sedang (± 5 –10%). Hal ini memvalidasi keandalan metodologi AHP TOPSIS yang digunakan.
5. Implikasi Kebijakan dan Praktis
- Pemilihan GI Sidrap mendukung target energi terbarukan Sulawesi Selatan dengan mengurangi intermittensi angin dan meningkatkan stabilitas jaringan.
 - GI Bantaeng yang menempati peringkat terendah menunjukkan bahwa investasi di GI Bantaeng sebaiknya ditunda hingga pertumbuhan beban terwujud, sejalan dengan perannya sebagai pusat industri masa depan.

5.2 Saran

Dalam penelitian ini masih memiliki keterbatasan dan kekurangan. Untuk meningkatkan inovasi di masa depan, berikut merupakan saran dan rekomendasi yang dapat digunakan. Diantaranya sebagai berikut,

- Mengeksplorasi metode MCDM hybrid lain seperti VIKOR atau ELECTRE. Hal ini dilakukan untuk memvalidasi hasil penelitian yang telah dilakukan.
- Memasukkan penyesuaian bobot secara dinamis untuk kriteria seperti tarif listrik dan perubahan kebijakan.
- Memperluas kriteria hingga cakupan dampak lingkungan dan penerimaan sosial untuk mendukung pengambilan keputusan yang lebih holistik.

Pada penelitian ini menyediakan kerangka kerja terstruktur untuk pemilihan lokasi BESS di wilayah dengan penetrasi energi terbarukan yang tinggi dengan menekankan keterkaitan antara faktor teknis, ekonomi, dan strategis.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Augustine, C., & Blair, N. (n.d.). *Storage Technology Modeling Input Data Report*. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>.
- Basak, I., & Katz, J. M. (1993). GROUP DECISION MAKING USING THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS. In *Mathl. Compat. Modelling* (Vol. 17, Issue 415).
- Baumann, M., Weil, M., Peters, J. F., Chibeles-Martins, N., & Moniz, A. B. (2019). A review of multi-criteria decision making approaches for evaluating energy storage systems for grid applications. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 107, pp. 516–534). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.016>
- Behrens, S., K, W. J., I, B. A., & L, R. E. (2015). Electrical energy storage: technology overview and applications. CSIRO, Australia. In | *Technology Overview and Applications*.
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. *Energy Conversion and Management*, 91, 394–404. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.038>
- Guo, S., & Zhao, H. (2015). Optimal site selection of electric vehicle charging station by using fuzzy TOPSIS based on sustainability perspective. *Applied Energy*, 158, 390–402. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.082>
- Hameed, Z., Hashemi, S., & Chresten, T. (2020). *2020 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. IEEE.
- Hameed, Z., Hashemi, S., Ipsen, H. H., & Traholt, C. (2021). Placement of Battery Energy Storage for Provision of Grid Services - A Bornholm Case Study. *2021 9th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering, SEGE 2021*, 36–41. <https://doi.org/10.1109/SEGE52446.2021.9535006>
- Jurčević, J., Pavić, I., Čović, N., Dolinar, D., & Zoričić, D. (2022). Estimation of Internal Rate of Return for Battery Storage Systems with Parallel Revenue Streams: Cycle-Cost vs. Multi-Objective Optimisation Approach. *Energies*, 15(16). <https://doi.org/10.3390/en15165859>
- Jurnal Tempo. (2023). PLN Tambah Layanan Smelter di Sulsel 170 MVA. *Tempo*.
- Kim, D. K., Yoneoka, S., Banatwala, A. Z., Kim, Y.-T., & Nam, K.-Y. (2018). Handbook on Battery Energy Storage System. In *Asian Development Bank*

- (Issue December). <https://www.adb.org/publications/battery-energy-storage-system-handbook>
- Koirala, K., Tamang, M., & Shabbiruddin. (2022). Planning and establishment of battery swapping station - A support for faster electric vehicle adoption. *Journal of Energy Storage*, 51. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104351>
- Maghfiroh, M., & Kavirathna, C. (2023). Location Selection of Battery Swap Station using Fuzzy MCDM Method: A Case Study in Indonesia. *Jurnal Teknik Industri*, 24(2), 81–94. <https://doi.org/10.22219/jtiumm.vol24.no2.81-94>
- Marnell, K., Obi, M., & Bass, R. (2019). Transmission-scale battery energy storage systems: A systematic literature review. In *Energies* (Vol. 12, Issue 23). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en12234603>
- Muhammad, G. (2023). Dukung Hilirisasi Mineral, PLN Siap Tambah Pasokan Listrik 110 MVA ke PT Huadi Nickel Alloy Indonesia. *Siaran Pers PLN*, 1–1.
- Oening, A. P., Marcilio, D. C., Andrade, J. de, & Impinnisi, P. R. (2021a). Analytic Hierarchy Process Algorithm Applied to Battery Energy Storage System Selection for Grid Applications. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, 64(spe). <https://doi.org/10.1590/1678-4324-75years-2021210148>
- Oening, A. P., Marcilio, D. C., Andrade, J. de, & Impinnisi, P. R. (2021b). Analytic Hierarchy Process Algorithm Applied to Battery Energy Storage System Selection for Grid Applications. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, 64(spe). <https://doi.org/10.1590/1678-4324-75years-2021210148>
- RUPTL. (2021). *RUPTL 2021-2030*.
- Selimi, A., Milosevic, M., & Saracevic, M. (2018). AHP – TOPSIS Model as a Mathematical Support in the Selection of Project from Aspect of Mobility – Case Study. *Journal of Applied Mathematics and Computation*, 2(6). <https://doi.org/10.26855/jamc.2018.06.004>
- Sindhu, S., Nehra, V., & Luthra, S. (2017). Investigation of feasibility study of solar farms deployment using hybrid AHP-TOPSIS analysis: Case study of India. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 73, pp. 496–511). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.135>
- Steckel, T., Kendall, A., & Ambrose, H. (2021). Applying levelized cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems. *Applied Energy*, 300. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117309>

Syofiadi, R. (2023, May 27). *PLN Telah Finalkan Sederet Proyek Transisi Energi Menuju NZE 2060*. PLN.

Technology Data for the Indonesian Power Sector. (2024).

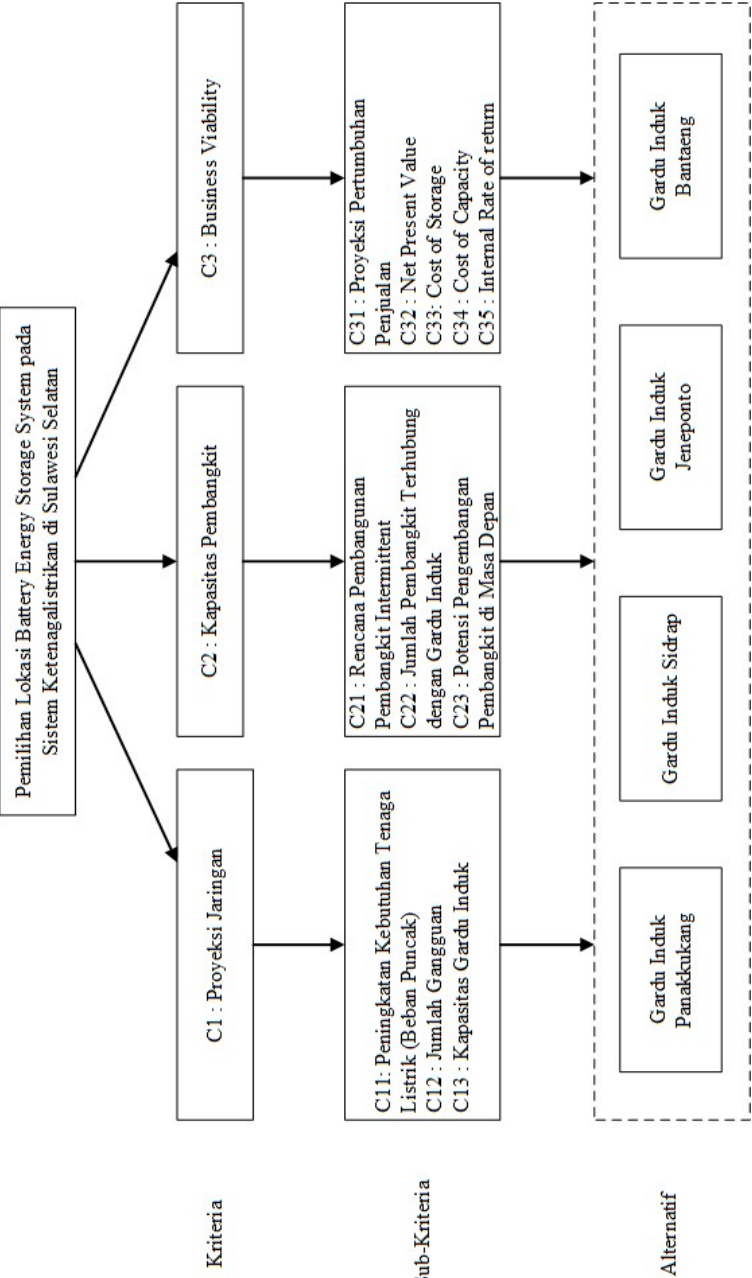
Thomassen, L. (n.d.). *Analysis of the profitability of HESS and BESS participating in the Norwegian reserve and day-ahead markets*.

Ulkhag, M. M., Wijayanti, W. R., Zain, M. S., Baskara, E., & Leonita, W. (2018). Combining the AHP and TOPSIS to evaluate car selection. *ACM International Conference Proceeding Series*, 112–117.
<https://doi.org/10.1145/3195612.3195628>

World Bank Document - Economic Analysis of BESS. (n.d.).

LAMPIRAN

Lampiran 1. Hirarki AHP



Lampiran 2. Uji Konsistensi Hasil Kuisioner

Responden 1

Nama : B. Jonet P. Ashari
 Latar Belakang : Manajer Unit Pelayanan Pelanggan PLN Sulawesi Selatan
 Peran : Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS

Pairwise Comparison for Criteria

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	5,00	9,00
Kapasitas Pembangkit	0,20	1,00	5,00
Business Viability	0,11	0,20	1,00

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,76271	0,80645	0,60000
Kapasitas Pembangkit	0,15254	0,16129	0,33333
Business Viability	0,08475	0,03226	0,06667
Sum	1,00000	1,00000	1,00000
λ max		3,120044	
Consistency Index		0,0600	
Consistency Ratio		0,10	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Proyeksi Jaringan

	PKTL	JG	KGI
PKTL	1,00	3,00	5,00
JG	0,33	1,00	3,00
KGI	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix	PKTL	JG	KGI
PKTL	0,6522	0,6923	0,5556
JG	0,2174	0,2308	0,3333
KGI	0,1304	0,0769	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,038715	
Consistency Index		0,0194	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Kapasitas Pembangkit

	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	1,00	3,00	7,00

JPTG	0,33	1,00	5,00
PPPM	0,14	0,20	1,00

Normalized Matrix			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	0,6774	0,7143	0,5385
JPTG	0,2258	0,2381	0,3846
PPPM	0,0968	0,0476	0,0769
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,065512	
Consistency Index		0,0328	
Consistency Ratio		0,06	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Business Viability					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	1,00	3,00	3,00	5,00	7,00
NPV	0,33	1,00	3,00	3,00	5,00
CoS	0,33	0,33	1,00	3,00	3,00
CoC	0,20	0,33	0,33	1,00	5,00
IRR	0,14	0,20	0,33	0,20	1,00

Normalized Matrix					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	0,4976	0,6164	0,3913	0,4098	0,3043
NPV	0,1659	0,2055	0,3913	0,2459	0,2174
CoS	0,1659	0,0685	0,1304	0,2459	0,2174
CoC	0,0995	0,0685	0,0435	0,0820	0,2174
IRR	0,0711	0,0411	0,0435	0,0164	0,0435
Sum	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		5,413318			
Consistency Index		0,1033			
Consistency Ratio		0,09			
CONSISTENT					

Responden 2

Nama : Kautzar R. S. Odja
 Latar Belakang : Team Leader Transaksi Energi PLN Sulawesi Selatan
 Peran : Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS

Pairwise Comparison for Criteria

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	7,00	3,00

Kapasitas Pembangkit	0,14	1,00	5,00
Business Viability	0,33	0,20	1,00

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,6774	0,8537	0,3333
Kapasitas Pembangkit	0,0968	0,1220	0,5556
Business Viability	0,2258	0,0244	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,055589	
Consistency Index		0,0278	
Consistency Ratio		0,05	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Proyeksi Jaringan

	PKTL	JG	KGIB
PKTL	1,00	7,00	9,00
JG	0,14	1,00	3,00
KGI	0,11	0,33	1,00

Normalized Matrix

	PKTL	JG	KGIB
PKTL	0,7975	0,8400	0,6923
JG	0,1139	0,1200	0,2308
KGI	0,0886	0,0400	0,0769
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,082141	
Consistency Index		0,0411	
Consistency Ratio		0,07	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Kapasitas Pembangkit

	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	1,00	5,00	9,00
JPTG	0,20	1,00	3,00
PPPM	0,11	0,33	1,00

Normalized Matrix			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	0,7627	0,7895	0,6923
JPTG	0,1525	0,1579	0,2308
PPPM	0,0847	0,0526	0,0769
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,029277	
Consistency Index		0,0146	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Business Viability					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	1,00	3,00	3,00	5,00	7,00
NPV	0,33	1,00	0,33	3,00	5,00
CoS	0,33	3,00	1,00	3,00	5,00
CoC	0,20	0,33	0,33	1,00	3,00
IRR	0,14	0,20	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	0,4976	0,3982	0,6164	0,4054	0,3333
NPV	0,1659	0,1327	0,0685	0,2432	0,2381
CoS	0,1659	0,3982	0,2055	0,2432	0,2381
CoC	0,0995	0,0442	0,0685	0,0811	0,1429
IRR	0,0711	0,0265	0,0411	0,0270	0,0476
Sum	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		5,27993988			
Consistency Index		0,0700			
Consistency Ratio		0,06			
CONSISTENT					

Responden 3

Nama : Mahendra Mangetan
 Latar Belakang : Team Leader Pelayanan Pelanggan dan Administrasi PLN Sulawesi Selatan
 Peran : Memberikan sudut pandang dari internal PLN terkait korelasi pertumbuhan kebutuhan pelanggan dan pemilihan lokasi BESS

Pairwise Comparison for Criteria

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	3,00	5,00
Kapasitas Pembangkit	0,33	1,00	3,00
Business Viability	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,65217	0,69231	0,55556
Kapasitas Pembangkit	0,21739	0,23077	0,33333
Business Viability	0,13043	0,07692	0,11111
Sum	1,00000	1,00000	1,00000
λ max		3,038715	
Consistency Index		0,0194	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Proyeksi Jaringan			
	PKTL	JG	KGI
PKTL	1,00	3,00	5,00
JG	0,33	1,00	3,00
KGI	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix			
	PKTL	JG	KGI
PKTL	0,6522	0,6923	0,5556
JG	0,2174	0,2308	0,3333
KGI	0,1304	0,0769	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,038715	
Consistency Index		0,0194	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Kapasitas Pembangkit			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	1,00	3,00	5,00
JPTG	0,33	1,00	3,00
PPPM	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	0,6522	0,6923	0,5556
JPTG	0,2174	0,2308	0,3333
PPPM	0,1304	0,0769	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,038715	
Consistency Index		0,0194	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Business Viability					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	1,00	3,00	3,00	5,00	7,00
NPV	0,33	1,00	0,33	3,00	5,00
CoS	0,33	3,00	1,00	3,00	5,00
CoC	0,20	0,33	0,33	1,00	3,00
IRR	0,14	0,20	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	0,4976	0,3982	0,6164	0,4054	0,3333
NPV	0,1659	0,1327	0,0685	0,2432	0,2381
CoS	0,1659	0,3982	0,2055	0,2432	0,2381
CoC	0,0995	0,0442	0,0685	0,0811	0,1429
IRR	0,0711	0,0265	0,0411	0,0270	0,0476

Sum	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		5,279940			
Consistency Index		0,0700			
Consistency Ratio		0,06			
CONSISTENT					

Responden 4

Nama : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
 Latar Belakang : Akademisi (Dosen Elektro ITS)
 Peran : Memberikan sudut pandang dari akademisi ahli terkait pemilihan lokasi BESS di Sulawesi Selatan

Pairwise Comparison for Criteria

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	0,20	3,00
Kapasitas Pembangkit	5,00	1,00	7,00
Business Viability	0,33	0,14	1,00

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,15789	0,14894	0,27273
Kapasitas Pembangkit	0,78947	0,74468	0,63636
Business Viability	0,05263	0,10638	0,09091
Sum	1,00000	1,00000	1,00000
λ max		3,065819	
Consistency Index		0,0329	
Consistency Ratio		0,06	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Proyeksi Jaringan

	PKTL	JG	KGI
PKTL	1,00	3,00	7,00
JG	0,33	1,00	5,00
KGI	0,14	0,20	1,00

Normalized Matrix			
	PKTL	JG	KGI
PKTL	0,6774	0,7143	0,5385
JG	0,2258	0,2381	0,3846
KGI	0,0968	0,0476	0,0769
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,065512	
Consistency Index		0,0328	
Consistency Ratio		0,06	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Kapasitas Pembangkit			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	1,00	3,00	5,00
JPTG	0,33	1,00	3,00
PPPM	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	0,6522	0,8400	0,5556
JPTG	0,2174	0,1200	0,3333
PPPM	0,1304	0,0400	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
$\lambda_{\max}$		3,065262	
Consistency Index		0,0326	
Consistency Ratio		0,06	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Business Viability					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	1,00	3,00	0,20	0,20	0,33
NPV	0,33	1,00	0,20	0,20	0,20
CoS	5,00	5,00	1,00	3,00	5,00
CoC	5,00	5,00	0,33	1,00	3,00
IRR	3,00	5,00	0,20	0,33	1,00

Normalized Matrix					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	0,0698	0,1579	0,1034	0,0423	0,0350
NPV	0,0233	0,0526	0,1034	0,0423	0,0210
CoS	0,3488	0,2632	0,5172	0,6338	0,5245
CoC	0,3488	0,2632	0,1724	0,2113	0,3147
IRR	0,2093	0,2632	0,1034	0,0704	0,1049
Sum	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
$\lambda_{\max}$		5,461779			
Consistency Index		0,1154			
Consistency Ratio		0,10			
CONSISTENT					

Responden 5

Nama : Alexander Pradana
 Latar Belakang : Senior Sales Technical Grid Edge Solution - Hitachi Energy
 Peran : Memberikan sudut pandang dari praktisi ahli terkait pemilihan lokasi BESS di Sulawesi Selatan

Pairwise Comparison for Criteria

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1,00	1,00	1,00

Kapasitas Pembangkit	1,00	1,00	0,33
Business Viability	1,00	3,00	1,00

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,3333	0,2000	0,4286
Kapasitas Pembangkit	0,3333	0,2000	0,1429
Business Viability	0,3333	0,6000	0,4286
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,136171	
Consistency Index		0,0681	
Consistency Ratio		0,12	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Proyeksi Jaringan

	PKTL	JG	KGI
PKTL	1,00	0,20	0,33
JG	5,00	1,00	3,00
KGI	3,00	0,33	1,00

Normalized Matrix			
	PKTL	JG	KGI
PKTL	0,1111	0,1304	0,0769
JG	0,5556	0,6522	0,6923
KGI	0,3333	0,2174	0,2308
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,038715	
Consistency Index		0,0194	
Consistency Ratio		0,03	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Kapasitas Pembangkit

	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	1,00	5,00	4,00
JPTG	0,20	1,00	1,00
PPPM	0,25	1,00	1,00

Normalized Matrix			
	RPPI	JPTG	PPPM
RPPI	0,6897	0,7778	0,5556
JPTG	0,1379	0,1111	0,3333
PPPM	0,1724	0,1111	0,1111
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		3,116449	
Consistency Index		0,0582	
Consistency Ratio		0,10	
CONSISTENT			

Pairwise Comparison for Sub Criteria Business Viability					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	1,00	1,00	1,00	1,00	0,20
NPV	1,00	1,00	0,33	0,20	0,20
CoS	1,00	3,00	1,00	0,33	0,20
CoC	1,00	5,00	3,00	1,00	0,33
IRR	5,00	5,00	5,00	3,00	1,00

Normalized Matrix					
	PPP	NPV	CoS	CoC	IRR
PPP	0,1111	0,0667	0,0968	0,1807	0,1034
NPV	0,1111	0,0667	0,0323	0,0361	0,1034
CoS	0,1111	0,2000	0,0968	0,0602	0,1034
CoC	0,1111	0,3333	0,2903	0,1807	0,1724
IRR	0,5556	0,3333	0,4839	0,5422	0,5172
Sum	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
λ max		5,349467			
Consistency Index		0,0874			
Consistency Ratio		0,08			
CONSISTENT					

Lampiran 3. Uji Konsistensi Hasil Kuisisioner

Pairwise Comparison for Criteria (Geometric Mean)

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	1	1,8384	3,3227
Kapasitas Pembangkit	0,5439	1	2,8094
Business Viability	0,3010	0,3560	1

Normalized Matrix

	Proyeksi Jaringan	Kapasitas Pembangkit	Business Viability
Proyeksi Jaringan	0,5420	0,5755	0,4659
Kapasitas Pembangkit	0,2948	0,3131	0,3939
Business Viability	0,1631	0,1114	0,1402
Sum	1,0000	1,0000	1,0000
λ max	3,021690		
Consistency Index	0,0108		
Consistency Ratio	0,0187		
CONSISTENT			

Decision Matriks												
		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	47	120	0	1	0	1190	-43.005.363,68	119,29	\$124.605,48	1,803%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	535	-23.641.433,67	145,90	\$124.605,48	180,300%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	283	-12.454.116,42	145,19	\$124.605,48	1,803%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	175	-6.745.294,23	127,13	\$124.605,48	1,803%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,286141	0,175048	0,066622	0,226013	0,074461	0,033457	0,042252	0,019600	0,037551	0,023196	0,015660

Matriks Ternormalisasi												
Pembagi	79.711,169	123,503	155,563	100,419	5,292	138,917	1.346,510	51.078.201,824	269,739	249.210,960	1,803	
	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35	
A1	0,842	0,381	0,771	0,000	0,189	0,000	0,884	-0,842	0,442	0,500	0,010	
A2	0,463	0,308	0,514	0,697	0,567	0,454	0,397	-0,463	0,541	0,500	1,000	
A3	0,244	0,745	0,321	0,717	0,567	0,525	0,210	-0,244	0,538	0,500	0,010	
A4	0,132	0,453	0,193	0,000	0,567	0,720	0,130	-0,132	0,471	0,500	0,010	

Pembobotan												
	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35	
A1	0,241	0,067	0,051	0,000	0,014	0,000	0,037	-0,017	0,017	0,012	0,000	
A2	0,132	0,054	0,034	0,158	0,042	0,015	0,017	-0,009	0,020	0,012	0,016	
A3	0,070	0,130	0,021	0,162	0,042	0,018	0,009	-0,005	0,020	0,012	0,000	
A4	0,038	0,079	0,013	0,000	0,042	0,024	0,005	-0,003	0,018	0,012	0,000	

Matriks Solusi Ideal												
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max	
Ideal Positif (A ⁺)	0,241	0,130	0,051	0,162	0,042	0,024	0,037	-0,003	0,017	0,012	0,016	
Ideal Negatif (A ⁻)	0,038	0,054	0,013	0,000	0,014	0,000	0,005	-0,017	0,020	0,012	0,000	
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min	

Jarak Alternatif dengan Solusi		
Ideal Positif (D ⁺)		0,179
		0,136
		0,177
		0,270
Ideal Negatif (D ⁻)		0,210
		0,189
		0,186
		0,047

Nilai Preferensi untuk Alternatif				
Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5390	-	-	2
GI Sidrap	0,5814	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5120	-	-	3
GI Bantaeng	0,1487	-	GI Bantaeng	4

Lampiran 5 : Hasil Uji Sensitivitas

Bobot Awal

Criteria	Weight of Criteria	Sub-Criteria	Local of Sub-Criteria	Global Weight of Sub-Criteria
C1 = Proyeksi Jaringan	0,527811	C11 = Peningkatan Kebutuhan Tenaga Listrik Beban Puncak (MW)	0,542128	0,28614
		C12 = Potensi Peningkatan Gangguan	0,331649	0,17505
		C13 = Kapasitas Gardu Induk	0,126223	0,06662
C2 = Kapasitas Pembangkit	0,333931	C21 = Rencana Pembangunan Pembangkit Intermittent	0,676824	0,22601
		C22 = Jumlah Pembangkit Terhubung dengan GI	0,222984	0,07446
		C23 = Potensi Pengembangan Pembangkit di Masa Depan	0,100193	0,03346
C3 = Business Viability	0,138258	C31 = Proyeksi Pertumbuhan Penjualan 2030 (GWh)	0,304451	0,04209
		C32 = Net Present Value	0,138799	0,01919
		C33 = Cost of Value	0,276567	0,03824
		C34 = Cost of Capacity	0,167264	0,02313
		C35 = Internal Rate of Return	0,112919	0,01561
				1,00000

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,24322	0,14879	0,05663	0,26391	0,08695	0,03907	0,04934	0,02289	0,04385	0,02708	0,01829

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,205	0,114	0,044	0,189	0,049	0,028	0,044	-0,003	0,019	0,014	0,009
Ideal Negatif (A ⁻)	0,032	0,046	0,011	0,000	0,016	0,000	0,006	-0,020	0,024	0,014	0,009
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,206
	0,118
	0,152
	0,265
Ideal Negatif (D ⁻)	0,180
	0,206
	0,207
	0,052

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,4654	-	-	3
GI Sidrap	0,6352	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5776	-	-	2
GI Bantaeng	0,1646	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,25753	0,15754	0,05996	0,25128	0,08278	0,03720	0,04698	0,02179	0,04175	0,02579	0,01741

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,217	0,121	0,046	0,180	0,047	0,027	0,042	-0,003	0,018	0,013	0,009
Ideal Negatif (A ⁻)	0,034	0,049	0,012	0,000	0,016	0,000	0,006	-0,019	0,023	0,013	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,199
	0,124
	0,160
	0,266
Ideal Negatif (D ⁻)	0,189
	0,200
	0,200
	0,051

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,4877	-	-	3
GI Sidrap	0,6160	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5563	-	-	2
GI Bantaeng	0,1607	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,27183	0,16630	0,06329	0,23864	0,07862	0,03533	0,04461	0,02070	0,03965	0,02449	0,01654

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,229	0,127	0,049	0,171	0,045	0,025	0,039	-0,003	0,018	0,012	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,036	0,051	0,012	0,000	0,015	0,000	0,006	-0,018	0,021	0,012	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,192
	0,131
	0,168
	0,267
Ideal Negatif (D ⁻)	0,199
	0,194
	0,194
	0,050

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5094	-	-	2
GI Sidrap	0,5970	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5355	-	-	3
GI Bantaeng	0,1566	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,30045	0,18380	0,06995	0,21338	0,07030	0,03159	0,03989	0,01850	0,03545	0,02190	0,01478

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,253	0,141	0,054	0,153	0,040	0,023	0,035	-0,003	0,016	0,011	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,040	0,057	0,013	0,000	0,013	0,000	0,005	-0,016	0,019	0,011	0,007
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,179
	0,144
	0,185
	0,273
Ideal Negatif (D ⁻)	0,219
	0,183
	0,181
	0,048

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5510	-	-	2
GI Sidrap	0,5607	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,4955	-	-	3
GI Bantaeng	0,1484	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,31476	0,19255	0,07328	0,20075	0,06614	0,02972	0,03753	0,01741	0,03335	0,02060	0,01391

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,265	0,148	0,057	0,144	0,037	0,021	0,033	-0,002	0,015	0,010	0,007
Ideal Negatif (A ⁻)	0,042	0,059	0,014	0,000	0,012	0,000	0,005	-0,015	0,018	0,010	0,007
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,172
	0,150
	0,193
	0,277
Ideal Negatif (D ⁻)	0,229
	0,179
	0,176
	0,047

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5706	GI Panakkukang	-	1
GI Sidrap	0,5435	-	-	2
GI Jeneponto	0,4765	-	-	3
GI Bantaeng	0,1444	-	GI Bantaeng	4

Uji Sensitivitas C1 : + 10%

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,32906	0,20130	0,07662	0,18812	0,06198	0,02785	0,03517	0,01631	0,03125	0,01931	0,01303

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,277	0,154	0,059	0,135	0,035	0,020	0,031	-0,002	0,014	0,010	0,007
Ideal Negatif (A ⁻)	0,043	0,062	0,015	0,000	0,012	0,000	0,005	-0,014	0,017	0,010	0,006
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,167
	0,157
	0,201
	0,281
Ideal Negatif (D ⁻)	0,239
	0,175
	0,170
	0,046

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5893	GI Panakkukang	-	1
GI Sidrap	0,5272	-	-	2
GI Jeneponto	0,4584	-	-	3
GI Bantaeng	0,1406	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,30766	0,18821	0,07163	0,19211	0,06329	0,02844	0,04543	0,02107	0,04037	0,02494	0,01684

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,259	0,144	0,055	0,138	0,036	0,020	0,040	-0,003	0,018	0,012	0,009
Ideal Negatif (A ⁻)	0,041	0,058	0,014	0,000	0,012	0,000	0,006	-0,019	0,022	0,012	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,166
	0,147
	0,189
	0,270
Ideal Negatif (D ⁻)	0,225
	0,173
	0,169
	0,046

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5750	GI Panakkukang	-	1
GI Sidrap	0,5395	-	-	2
GI Jeneponto	0,4720	-	-	3
GI Bantaeng	0,1461	-	GI Bantaeng	4

Uji Sensitivitas C2 : - 15%

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,30049	0,18382	0,06996	0,20341	0,06702	0,03011	0,04437	0,02058	0,03943	0,02436	0,01644

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,253	0,141	0,054	0,146	0,038	0,022	0,039	-0,003	0,017	0,012	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,040	0,057	0,013	0,000	0,013	0,000	0,006	-0,018	0,021	0,012	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,172
	0,144
	0,185
	0,269
Ideal Negatif (D ⁻)	0,220
	0,178
	0,175
	0,047

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5604	GI Panakkukang	-	1
GI Sidrap	0,5524	-	-	2
GI Jeneponto	0,4862	-	-	3
GI Bantaeng	0,1482	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,29331	0,17944	0,06829	0,21471	0,07074	0,03178	0,04331	0,02009	0,03849	0,02378	0,01605

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,247	0,138	0,053	0,154	0,040	0,023	0,038	-0,003	0,017	0,012	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,039	0,055	0,013	0,000	0,013	0,000	0,006	-0,018	0,021	0,012	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,179
	0,141
	0,181
	0,269
Ideal Negatif (D ⁻)	0,214
	0,183
	0,181
	0,048

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5456	-	-	2
GI Sidrap	0,5654	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5006	-	-	3
GI Bantaeng	0,1504	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks												
		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,27897	0,17066	0,06495	0,23731	0,07818	0,03513	0,04119	0,01911	0,03661	0,02261	0,01527

Matriks Solusi Ideal												
	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35	
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max	
Ideal Positif (A ⁺)	0,235	0,131	0,050	0,170	0,044	0,025	0,036	-0,003	0,016	0,011	0,008	
Ideal Negatif (A ⁻)	0,037	0,053	0,013	0,000	0,015	0,000	0,005	-0,017	0,020	0,011	0,007	
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min	

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,192
	0,134
	0,172
	0,270
Ideal Negatif (D ⁻)	0,204
	0,194
	0,194
	0,049

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5154	-	-	2
GI Sidrap	0,5918	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5298	-	-	3
GI Bantaeng	0,1546	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,27180	0,16627	0,06328	0,24861	0,08191	0,03680	0,04013	0,01862	0,03567	0,02203	0,01487

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,229	0,127	0,049	0,178	0,046	0,026	0,035	-0,003	0,016	0,011	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,036	0,051	0,012	0,000	0,015	0,000	0,005	-0,016	0,019	0,011	0,007
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,199
	0,130
	0,167
	0,272
Ideal Negatif (D ⁻)	0,199
	0,200
	0,200
	0,050

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5002	-	-	3
GI Sidrap	0,6052	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5445	-	-	2
GI Bantaeng	0,1568	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,26462	0,16188	0,06161	0,25991	0,08563	0,03848	0,03907	0,01813	0,03473	0,02145	0,01448

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,223	0,124	0,048	0,186	0,049	0,028	0,035	-0,003	0,015	0,011	0,007
Ideal Negatif (A ⁻)	0,035	0,050	0,012	0,000	0,016	0,000	0,005	-0,016	0,019	0,011	0,007
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,205
	0,127
	0,163
	0,273
Ideal Negatif (D ⁻)	0,193
	0,206
	0,207
	0,052

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,4850	-	-	3
GI Sidrap	0,6185	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5592	-	-	2
GI Bantaeng	0,1588	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,29303	0,17926	0,06823	0,23145	0,07625	0,03426	0,03591	0,01666	0,03192	0,01972	0,01331

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,247	0,137	0,053	0,166	0,043	0,025	0,032	-0,002	0,014	0,010	0,007
Ideal Negatif (A ⁻)	0,039	0,055	0,013	0,000	0,014	0,000	0,005	-0,015	0,017	0,010	0,006
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,189
	0,140
	0,180
	0,276
Ideal Negatif (D ⁻)	0,213
	0,193
	0,192
	0,049

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5299	-	-	2
GI Sidrap	0,5793	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5160	-	-	3
GI Bantaeng	0,1509	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks												
		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,29073	0,17786	0,06769	0,22964	0,07566	0,03399	0,03803	0,01764	0,03380	0,02088	0,01409

Matriks Solusi Ideal												
	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35	
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max	
Ideal Positif (A ⁺)	0,245	0,136	0,052	0,165	0,043	0,024	0,034	-0,002	0,015	0,010	0,007	
Ideal Negatif (A ⁻)	0,038	0,055	0,013	0,000	0,014	0,000	0,005	-0,016	0,018	0,010	0,007	
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min	

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,188
	0,139
	0,179
	0,274
Ideal Negatif (D ⁻)	0,212
	0,191
	0,190
	0,049

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5301	-	-	2
GI Sidrap	0,5791	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5158	-	-	3
GI Bantaeng	0,1514	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,28844	0,17645	0,06716	0,22783	0,07506	0,03373	0,04014	0,01862	0,03567	0,02204	0,01488

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,243	0,135	0,052	0,163	0,043	0,024	0,035	-0,003	0,016	0,011	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,038	0,054	0,013	0,000	0,014	0,000	0,005	-0,016	0,019	0,011	0,007
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,187
	0,138
	0,177
	0,272
Ideal Negatif (D ⁻)	0,211
	0,190
	0,189
	0,049

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5303	-	-	2
GI Sidrap	0,5788	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5155	-	-	3
GI Bantaeng	0,1519	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,28385	0,17364	0,06609	0,22420	0,07386	0,03319	0,04436	0,02058	0,03943	0,02436	0,01644

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,239	0,133	0,051	0,161	0,042	0,024	0,039	-0,003	0,017	0,012	0,008
Ideal Negatif (A ⁻)	0,037	0,054	0,013	0,000	0,014	0,000	0,006	-0,018	0,021	0,012	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,184
	0,136
	0,175
	0,268
Ideal Negatif (D ⁻)	0,208
	0,187
	0,186
	0,048

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5308	-	-	2
GI Sidrap	0,5783	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5149	-	-	3
GI Bantaeng	0,1531	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,28155	0,17224	0,06555	0,22239	0,07327	0,03292	0,04648	0,02156	0,04131	0,02552	0,01723

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,237	0,132	0,051	0,159	0,042	0,024	0,041	-0,003	0,018	0,013	0,009
Ideal Negatif (A ⁻)	0,037	0,053	0,013	0,000	0,014	0,000	0,006	-0,019	0,022	0,013	0,008
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,182
	0,135
	0,174
	0,266
Ideal Negatif (D ⁻)	0,206
	0,185
	0,184
	0,048

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5311	-	-	2
GI Sidrap	0,5780	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5145	-	-	3
GI Bantaeng	0,1538	-	GI Bantaeng	4

Decision Matriks

		C1			C2			C3				
		C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
GI Panakkukang	A1	67113	37	120	0	1	0	2.479,29	-\$3.630.356,46	\$119,06	\$124.605,48	1,804%
GI Sidrap	A2	36894	38	80	70	3	63	1.114,36	-\$1.657.378,23	\$145,61	\$124.605,48	1,803%
GI Jeneponto	A3	19436	92	50	72	3	73	589,93	-\$899.312,80	\$144,90	\$124.605,48	1,845%
GI Bantaeng	A4	10527	56	30	0	3	100	364,18	-\$572.993,24	\$127,13	\$124.605,48	1,752%
Attribute		Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Benefit	Cost	Cost	Benefit
Weighted Criteria		0,27925	0,17084	0,06502	0,22057	0,07267	0,03265	0,04859	0,02254	0,04318	0,02667	0,01801

Matriks Solusi Ideal

	C11	C12	C13	C21	C22	C23	C31	C32	C33	C34	C35
Attribute	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Min	Min	Max
Ideal Positif (A ⁺)	0,235	0,131	0,050	0,158	0,041	0,024	0,043	-0,003	0,019	0,013	0,009
Ideal Negatif (A ⁻)	0,037	0,053	0,013	0,000	0,014	0,000	0,006	-0,020	0,023	0,013	0,009
Attribute	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Min	Max	Max	Min

Jarak Alternatif dengan Solusi

Ideal Positif (D ⁺)	0,181
	0,135
	0,173
	0,264
Ideal Negatif (D ⁻)	0,205
	0,184
	0,183
	0,048

Nilai Preferensi untuk Alternatif

Alternatives	Distance Value	Best	Worst	Ranking
GI Panakkukang	0,5314	-	-	2
GI Sidrap	0,5777	GI Sidrap	-	1
GI Jeneponto	0,5141	-	-	3
GI Bantaeng	0,1544	-	GI Bantaeng	4

BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan di Probolinggo, Juli 1998. Riwayat pendidikan terakhir penulis berasal dari D4 Teknik Elektro Industri di Politeknik Elektronika Negeri Surabaya dan lulus pada tahun 2019. Saat tesis ini ditulis, penulis sedang berkarir di PT Bambang Djaja sebagai Quality Control Engineer. Berkuliah di SIMT ITS merupakan keputusan pribadi penulis untuk terus tumbuh dan belajar.

Mengenyam pendidikan di Sekolah Interdisiplin Manajemen dan Teknologi ITS merupakan pengalaman hidup yang sangat menarik bagi penulis. Kesempatan bertemu dengan orang – orang berpengalaman dengan latar belakang yang sangat beragam memberi sudut pandang baru bagi penulis dalam melihat perkembangan teknologi dan inovasi kekinian khususnya dalam bidang energi terbarukan.

Penulis ucapkan terima kasih untuk Bu Vita selaku dosen pembimbing yang sudah membimbing saya dengan sangat baik. Terima kasih juga untuk semua teman kelas penulis, Pak Peri, Pak Febri, Pak Arie, Mas Beni, Pak Danny, Bu Ira, Mas Mujammal, Mas Wahyu, Pak Syaiful, Bu Retna, Mas Rizqi, Pak Pulung, Pak Rudy, Mas Arya, Pak Lendris, dan Bu Nur.

Dengan berkuliah di SIMT ITS program studi Manajemen Energi Terbarukan, penulis berharap dapat meningkatkan karir penulis dalam dunia kelistrikan khususnya di bidang energi terbarukan. Semoga apa yang dilakukan oleh penulis mendapat ridho Allah SWT dan dapat memberi manfaat untuk lingkungan serta Indonesia.

Vivat!

