



Asesmen Potensi Energi Angin Menggunakan Metode Weibull dalam Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu di Kabupaten Gorontalo, Provinsi Gorontalo

Aswin^{1,*}, Sarinah Pakpahan¹, Siti Fauziah¹

¹Program Studi Teknologi Rekayasa Energi Terbarukan, Program Vokasi, Universitas Negeri Gorontalo
Jl. Drs. Achmad Nadjamuddin No. 35, Kota Gorontalo 96138, Provinsi Gorontalo, Indonesia

*E-mail korespondensi: aswin@ung.ac.id

Article Info:

Received: 02-05-2025

Revised: 05-06-2025

Accepted: 16-06-2025

Keywords:

Capacity Factor, Energy Output, Gorontalo Regency, Weibull Distribution, Wind Speed.



Abstract

This study presents a rigorous assessment of wind energy potential in Gorontalo Regency, Indonesia, through statistical modeling utilizing the two-parameter Weibull distribution applied to hourly wind speed data from 2022 to 2024 across three geographic zones and three elevation levels (50 m, 80 m, 100 m). The model exhibited strong statistical agreement with observed data, evidenced by high variation ($R^2 > 0.9869$) and low RMSE values (< 0.011), confirming its robustness in capturing wind behavior. Mean wind speeds, along with key Weibull-derived metrics – most probable wind speed (v_{mp}) and wind speed for maximum energy contribution (v_{me}) – showed a positive correlation with altitude, where zone 1 recorded the highest v_{me} at 7.45 m/s at 100 m. Derived power density values indicated that Zones 1 and 3 fall within the "acceptable" classification (130.52 W/m² and 115.58 W/m², respectively), validating their technical viability. Simulated performance of the Goldwind GW 140/3.4 wind turbine revealed that Zone 1 yielded the highest annual energy output (E_{out}) of 10.34 GWh with a corresponding capacity factor (C_p) of 11.56%, followed by zones 3 and 2, which, while exhibiting lower outputs, maintained operational feasibility for decentralized small-to-medium scale deployment. Wind rose analysis confirmed predominant southeast and southern wind flows across all zones, offering critical input for optimizing turbine orientation. Collectively, the findings provide a robust scientific basic for targeted wind farm development in Gorontalo Regency, supporting regional energy planning and investment decision-making toward achieving sustainable and decentralized energy systems in eastern Indonesia.

PENDAHULUAN

Peningkatan emisi gas rumah kaca yang diperparah dengan krisis energi global memicu berbagai negara untuk melakukan migrasi dari sumber energi fosil menuju energi terbarukan[1]. Salah satu sumber energi alternatif yang bersih dan berkelanjutan adalah energi angin yang semakin banyak dimanfaatkan untuk memenuhi pasokan energi listrik di dunia. Berdasarkan *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, secara global telah terpasang lebih dari 830 GW yang bersumber dari energi angin pada tahun 2023 dan setiap tahun mengalami peningkatan[2].

Indonesia dengan ciri khas sebagai negara kepulauan dan berada di daerah tropis, memiliki potensi besar dalam pengembangan energi terbarukan, termasuk energi angin. Meskipun demikian, pemanfaatan energi angin masih cenderung rendah dibanding potensi energi lainnya yang tersedia. Menurut laporan *Rencana Energi Nasional (RUEN)*, potensi energi angin Indonesia dapat mencapai 60,6 GW, namun pemanfaatannya masih sekitar 0,0002% dari

total potensi tersebut[3]. Rendahnya pemanfaatan ini dapat disebabkan oleh kurangnya kajian data dan kajian teknis mengenai karakteristik kecepatan angin di berbagai wilayah.

Kabupaten Gorontalo merupakan salah satu kabupaten Provinsi Gorontalo yang memiliki luas wilayah sekitar 5.746,38 km² dan terdiri dari 17 kecamatan serta 200 desa. Secara geografis, wilayah ini berbatasan dengan Laut Sulawesi di Utara dan Teluk Tomini di selatan, memberikan potensi angin laut yang signifikan. Topografi daerah yang bervariasi, mulai dari dataran rendah hingga perbukitan, menciptakan kondisi yang mendukung untuk pengembangan energi terbarukan berbasis energi angin. Selain itu, sektor pertanian yang dominan, dengan komoditas utama seperti padi, jagung dan kelapa, menunjukkan kebutuhan energi yang tinggi untuk mendukung aktivitas pertanian dan pengolahan hasil tani[4].

Penelitian sebelumnya telah mengidentifikasi potensi energi terbarukan di Kabupaten Gorontalo, termasuk energi angin, yang dapat dimanfaatkan melalui sistem *hybrid* bersama dengan energi surya dan mikrohidro. Beberapa desa, seperti Liyodu dan Dulamayo Selatan, memiliki kapasitas produksi energi angin yang signifikan, dengan surplus energi harian yang dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan lokal. Kondisi ini mengindikasikan bahwa Kabupaten Gorontalo memiliki potensi besar untuk pengembangan pembangkit listrik tenaga bayu, yang dapat mendukung kemandirian energi daerah dan meningkatkan kesejahteraan masyarakat setempat[5].

Salah satu pendekatan yang umum digunakan dalam mengevaluasi potensi energi angin adalah model distribusi statistik, khususnya distribusi Weibull. Penelitian dengan model serupa diterapkan pada asesmen potensi energi angin di provinsi Taza, Maroko. Hasil penelitian tersebut mengungkapkan potensi produksi energi tahunan sebesar 9,18 GWh dengan *Capacity Factor* 30,84%[6]. Jika dibandingkan dengan model distribusi lainnya seperti distribusi Rayleigh, nilai kesalahan (*error*) distribusi Weibull dalam memodelkan kecepatan angin aktual lebih rendah[7]. Dengan demikian, metode ini dipilih untuk menggambarkan profil kecepatan angin secara statistik dan memberikan estimasi yang akurat terhadap densitas energi angin pada suatu lokasi[8]. Penerapan distribusi Weibull menjadi penting dalam tahap awal perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB), karena dapat membantu dalam menentukan kelayakan teknis dan ekonomis suatu wilayah.

Dalam kajian potensi energi angin, pendekatan statistik sangat dibutuhkan untuk menggambarkan distribusi kecepatan angin di suatu lokasi. Salah satu metode yang paling umum digunakan adalah distribusi Weibull, karena kemampuannya dalam menyesuaikan bentuk kurva distribusi terhadap kondisi lokal dan iklim mikro. Fungsi distribusi probabilitas Weibull didefinisikan sebagai:

$$f(v) = \frac{k_p}{c_p} \left(\frac{v}{c_p} \right)^{k_p-1} e^{-\left(\frac{v}{c_p} \right)^{k_p}} \quad (1)$$

di mana v adalah kecepatan angin, k_p adalah parameter bentuk (*shape parameter*), dan c_p adalah parameter skala (*scale parameter*). Parameter k_p mencerminkan variasi kecepatan angin sedangkan c merepresentasikan kecepatan angin karakteristik di lokasi tersebut[9].

Penentuan estimasi parameter k_p dan c_p dapat dilakukan menggunakan beberapa metode yaitu di antaranya *Maximum Likelihood Method* (MLM), *Jestus Method* (JT), *Lysen Method* (LM), *Moroccan Method* (MM), dan *Graphical Method* (GM). Pada penelitian ini, metode yang digunakan adalah MLM di mana estimasi parameter dilakukan dengan memaksimalkan fungsi Likelihood berdasarkan data kecepatan angin[10] yang dinyatakan pada persamaan:

$$k_p = \left[\frac{\sum v_i^{k_p} \ln v_i}{\sum v_i^{k_p}} - \frac{1}{N} \sum \ln v_i \right]^{-1}, c_p = \left(\frac{1}{N} \sum v_i^{k_p} \right)^{\frac{1}{k_p}} \quad (2)$$

Analisis potensi energi angin menggunakan distribusi Weibull, dua parameter penting yang sering digunakan adalah kecepatan angin yang paling sering terjadi v_{mp} (*most probable wind*

speed) dan kecepatan angin yang paling berkontribusi terhadap energi maksimum v_{me} (*wind speed for maximum energy contribution*). Kecepatan v_{mp} ditentukan berdasarkan puncak fungsi distribusi probabilitas Weibull, sedangkan v_{me} dapat diketahui melalui titik maksimum dari fungsi gabungan antara daya dan probabilitas terjadinya. Kedua parameter tersebut dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$v_{mp} = c_p \left(1 - \frac{1}{k_p}\right)^{\frac{1}{k_p}}, \quad v_{me} = c_p \left(1 + \frac{2}{k_p}\right)^{\frac{1}{k_p}} \quad (3)$$

Parameter v_{me} sering dianggap lebih penting dalam estimasi energi karena secara langsung berkaitan dengan performa keluaran turbin. Penggunaan kedua parameter ini sangat berguna dalam merancang strategi pemilihan dan penyesuaian karakteristik turbin angin terhadap kondisi lokal angin[11], [12].

Untuk menentukan jumlah kapasitas produksi energi angin, diterapkan persamaan kerapatan daya angin sebagai berikut:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho c_p^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k_p}\right) \quad (4)$$

di mana ρ adalah densitas udara (sekitar 1,225 kg/m³), Γ adalah fungsi gamma, c_p dan k_p adalah parameter Weibull yang telah diestimasi. Persamaan ini memungkinkan perhitungan potensi energi angin berdasarkan distribusi kecepatan angin[13]. Adapun dalam menghitung daya keluaran rata-rata dapat ditentukan melalui persamaan[14]:

$$\bar{P}_{out} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^N \frac{v_i^3}{N} \quad (5)$$

Capacity Factor (C_f) merupakan parameter lainnya yang sering digunakan dalam analisis produksi energi oleh turbin angin. C_f menggambarkan informasi tentang efisiensi turbin dalam mengubah potensi energi angin menjadi energi listrik aktual. Nilai ini sangat dipengaruhi oleh kecepatan angin dan kurva daya turbin, dan menjadi indikator utama dalam menilai kelayakan teknis dan ekonomi proyek pembangkit listrik tenaga angin. Persamaan C_f dapat dituliskan sebagai berikut[15]:

$$C_f = \frac{\bar{P}_{out}}{P_r} \quad (6)$$

di mana $\bar{P}_{out}$ adalah daya rata-rata yang dihasilkan selama periode waktu tertentu, dan P_r adalah daya nominal (*rated power*) dari turbin angin. Untuk menghitung total energi keluaran yang dihasilkan selama satu tahun (E_{out}), dapat digunakan persamaan berikut:

$$E_{out} = C_f P_r T \quad (7)$$

dengan T adalah jumlah waktu dalam jam selama setahun (8760 jam). Sebagai alternatif, energi keluaran juga dapat dihitung langsung dari data keluaran daya sesaat pada masing-masing kecepatan angin melalui[16], [17]:

$$E_{out} = \sum_{i=1}^N P_{out}(v_i) \Delta t \quad (8)$$

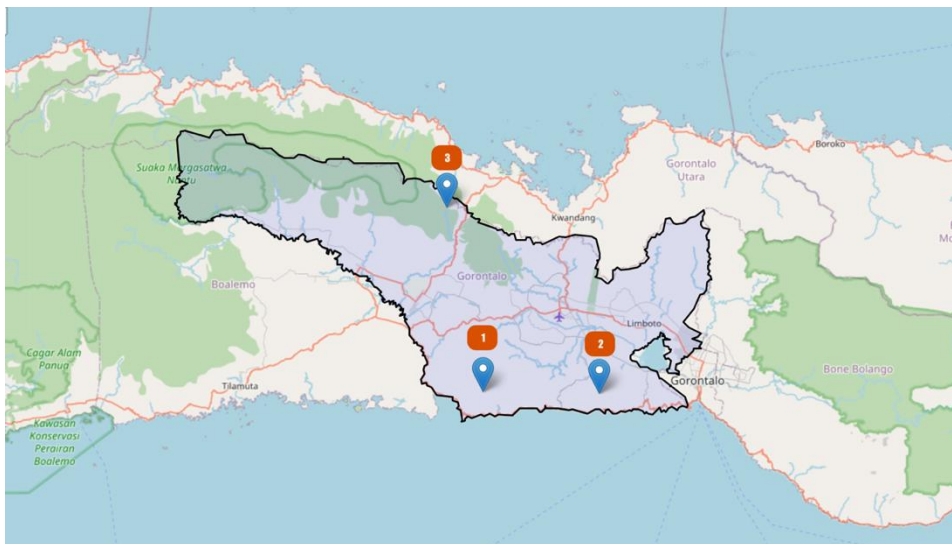
Persamaan (8) menyatakan bahwa total energi adalah jumlah dari daya keluaran $P_{out}(v_i)$ pada setiap kecepatan v_i , dikalikan dengan durasi waktu tiap pengukuran.

Melalui pendekatan dengan variabel besaran fisis tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengkaji potensi energi angin di Kabupaten Gorontalo dengan menggunakan distribusi Weibull

berdasarkan data kecepatan angin tahunan. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran awal tentang kelayakan pengembangan PLTB di wilayah tersebut serta menjadi referensi bagi pemerintah daerah hingga investor dalam mendukung pengembangan energi terbarukan yang berkelanjutan.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan dalam bentuk studi kuantitatif-deskriptif yang bertujuan untuk mengevaluasi potensi energi angin dalam perencanaan pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) di Kabupaten Gorontalo, Provinsi Gorontalo. Proses penelitian terdiri dari tiga tahap utama, yaitu; pengumpulan dan pengolahan data historis kecepatan angin, analisis statistik menggunakan pendekatan distribusi Weibull, serta evaluasi potensi energi listrik berdasarkan jenis turbin angin. Rancangan kegiatan penelitian dimulai dengan ekstraksi data selama 3 tahun (2022–2024) yang mencakup 3 zona geografis (Gambar 1 dan Tabel 1), di mana setiap zona dilakukan pengamatan kecepatan angin pada 3 ketinggian berbeda: 50m, 80m, dan 100m. Syarat jangka waktu minimal dalam pengambilan data adalah tidak kurang dari 1 tahun[18], sehingga pemanfaatan data selama 3 tahun dengan resolusi data 1 jam dinilai memenuhi standar kelayakan teknis dalam penilaian potensi energi angin. Pengamatan secara visual[19] menunjukkan 3 zona pada Tabel 1 memiliki potensi angin yang cukup besar dengan kecepatan dapat mencapai 7 m/s.



Gambar 1. Peta zona pengambilan data

Tabel 1. Rincian zona pengambilan data

Zona	Latitude, Longitude	Lokasi
1	0.5186, 122.7244	Kec. Biluhu
2	0.5168, 122.9048	Kec. Batudaa Pantai
3	0.8067, 122.6675	Kec. Mootilango

Ruang lingkup penelitian difokuskan pada pemetaan karakteristik kecepatan angin dan simulasi daya keluaran turbin di masing-masing zona. Objek penelitian berupa data kecepatan angin rata-rata per jam yang dikumpulkan dari sistem pemantauan berbasis satelit milik NASA (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>). Data yang dikumpulkan bersifat sekunder dan dapat dianalisis secara spasial dan temporal untuk memperoleh gambaran variasi angin yang representatif.

Bahan utama dalam penelitian ini adalah data kecepatan angin dan arah mata angin dalam format CSV, yang merepresentasikan kondisi meteorologis selama 3 tahun terakhir. Pengolahan

dan analisis data dilakukan sepenuhnya menggunakan bantuan Python dengan melibatkan pustaka (*library*) terkait seperti *scipy.stats*, *pandas*, *matplotlib* dan *folium*. Analisis pemodelan distribusi probabilitas Weibull diperoleh dari pustaka *scipy.stats*, begitu pun dengan nilai parameter bentuk k dan parameter skala c diperoleh dari pustaka yang sama.

Setelah distribusi Weibull dimodelkan, perhitungan dilanjutkan dengan analisis kecepatan karakteristik seperti kecepatan angin paling sering terjadi (v_{mp}) dan kecepatan angin paling produktif dalam menghasilkan energi (v_{me}). Nilai kedua parameter ini digunakan untuk menghitung kerapatan daya (*power density*) (W/m^2), keluaran energi tahunan (*annual energy output*) (E_{out} dalam GWh), dan *Capacity Factor* (C_f). Perkiraan energi listrik yang dihasilkan mengacu pada turbin Goldwind GW 140/3.4 dengan *rated power* sebesar 3,4 MW dan *cut-in wind speed* 2,5 m/s (https://www.goldwindamericas.com/sites/default/files/GW%20140-3.4%20MW_EN.pdf). Hasil akhir penelitian ini digunakan untuk menilai kelayakan potensi energi angin di setiap zona.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kecepatan Angin Rata-rata

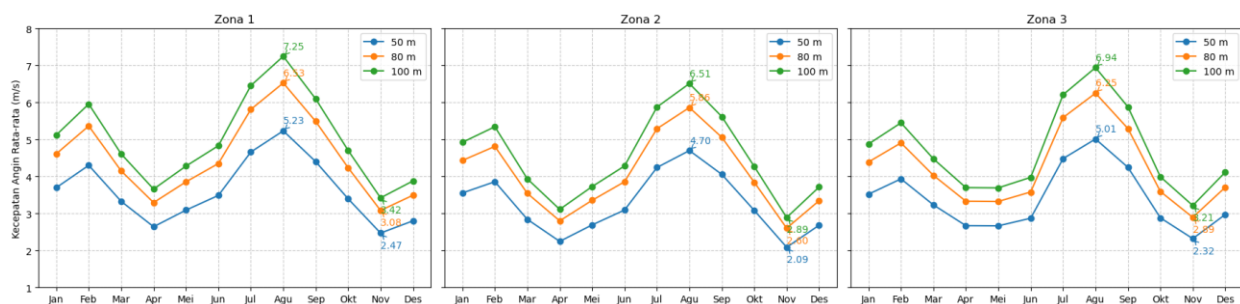
Hasil analisis data angin pada rentang tahun 2022–2024 dari tiga zona di Kabupaten Gorontalo, diketahui bahwa kecepatan angin rata-rata bervariasi pada setiap zona dan ketinggian. Pada Tabel 2 menunjukkan rata-rata kecepatan angin tahunan pada ketinggian 50 m, 80 m dan 100 m.

Tabel 2. Rata-rata kecepatan angin tahunan per zona

Zona	v_{50m} (m/s)	v_{80m} (m/s)	v_{100m} (m/s)
1	3,625	4,521	5,021
2	3,261	4.067	4.517
3	3,401	4,242	4,711

Zona 1 menunjukkan potensi kecepatan angin tertinggi pada semua ketinggian dengan rata-rata kecepatan tertinggi sebesar 4,021 m/s pada ketinggian 100 m.

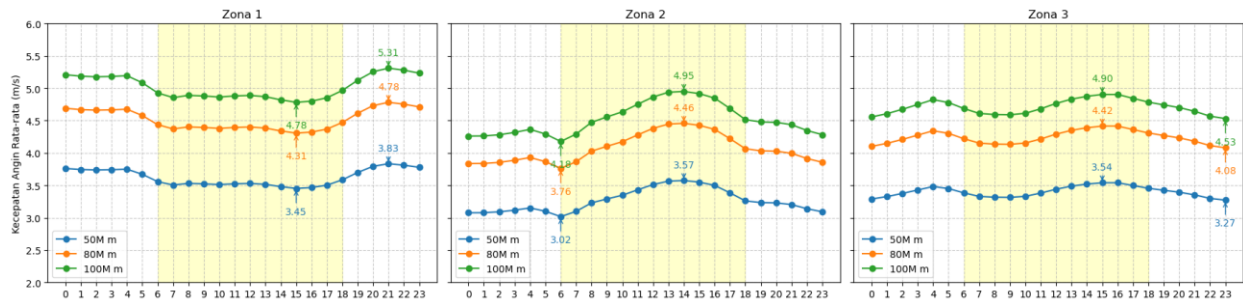
Analisis perilaku kecepatan angin rata-rata pada skala tahunan menunjukkan perilaku yang mirip setiap bulan. Gambar 2 menyajikan pola kecepatan angin rata-rata pada setiap zona dan ketinggian.



Gambar 2. Kecepatan angin rata-rata tahunan 3 zona

Kecepatan angin rata-rata yang optimum pada setiap zona terjadi bulan Juli hingga September dengan puncak kecepatan maksimum pada bulan Agustus. Pada ketinggian 100 m, zona 1 memiliki kecepatan tertinggi mencapai 7,25 m/s dan terendah di bulan November sebesar 3,42 m/s. Pola yang konsisten terjadi zona 2 dan zona 3 dengan variasi kecepatan yang berbeda pada masing-masing ketinggian. Kondisi ini menunjukkan bahwa fluktuasi musiman angin di wilayah studi memiliki kecenderungan menguat di kuartal ketiga tahun berjalan, mendukung temuan Sudarmanto Hasan dkk.[5] yang mencatat kecepatan angin berkisar antara 6,73–7,08 m/s di empat lokasi potensial di Gorontalo, seperti Pantai Batudaa, Kwandang, dan Sumalata. Kecepatan angin yang relatif tinggi dan stabil pada musim kemarau ini secara langsung

berdampak pada meningkatnya densitas daya angin, karena daya angin secara teoritis meningkat secara eksponensial terhadap kecepatan seperti pada Pers. (5).



Gambar 3. Kecepatan angin rata-rata harian 3 zona

Analisis kecepatan angin rata-rata pada periode harian memiliki pola yang bervariasi setiap zona. Berdasarkan Gambar 3, zona 2 dan zona 3 memiliki fluktuasi dengan kecepatan maksimum terjadi siang hari (latar kuning), secara berurut 4,95 m/s (pukul 14.00) dan 4,90 m/s (pukul 15.00) pada kedua zona tersebut di ketinggian 100 m. Kontras terhadap zona 1 pada ketinggian 100 m, kecepatan maksimum terjadi pada malam hari mencapai 5,31 m/s (pukul 21.00). Posisi kecepatan minimum pada ketinggian 100 m untuk zona 1, zona 2, dan zona 3 secara berurut adalah 4,78 m/s (pukul 15.00), 4,18 m/s (pukul 06.00), 4,53 m/s (pukul 23.00).

Kesesuaian Data Aktual dan Estimasi Kecepatan Angin

Penentuan kesesuaian antara data riil dan estimasi kecepatan angin menggunakan distribusi Weibull, dilihat dari seberapa besar variasi (R^2) dan rata-rata deviasi antara nilai model dan data aktual (RMSE – *Root Mean Square Error*). R^2 semakin mendekati 1 menandakan model sangat baik dalam merepresentasikan data aktual. Sedangkan RMSE dengan nilai yang kecil menandakan semakin kecil kesalahan model dalam prediksi.

Tabel 3. Parameter Bentuk (k_p) dan Parameter Skala (c_p) Setiap Zona dan Ketinggian

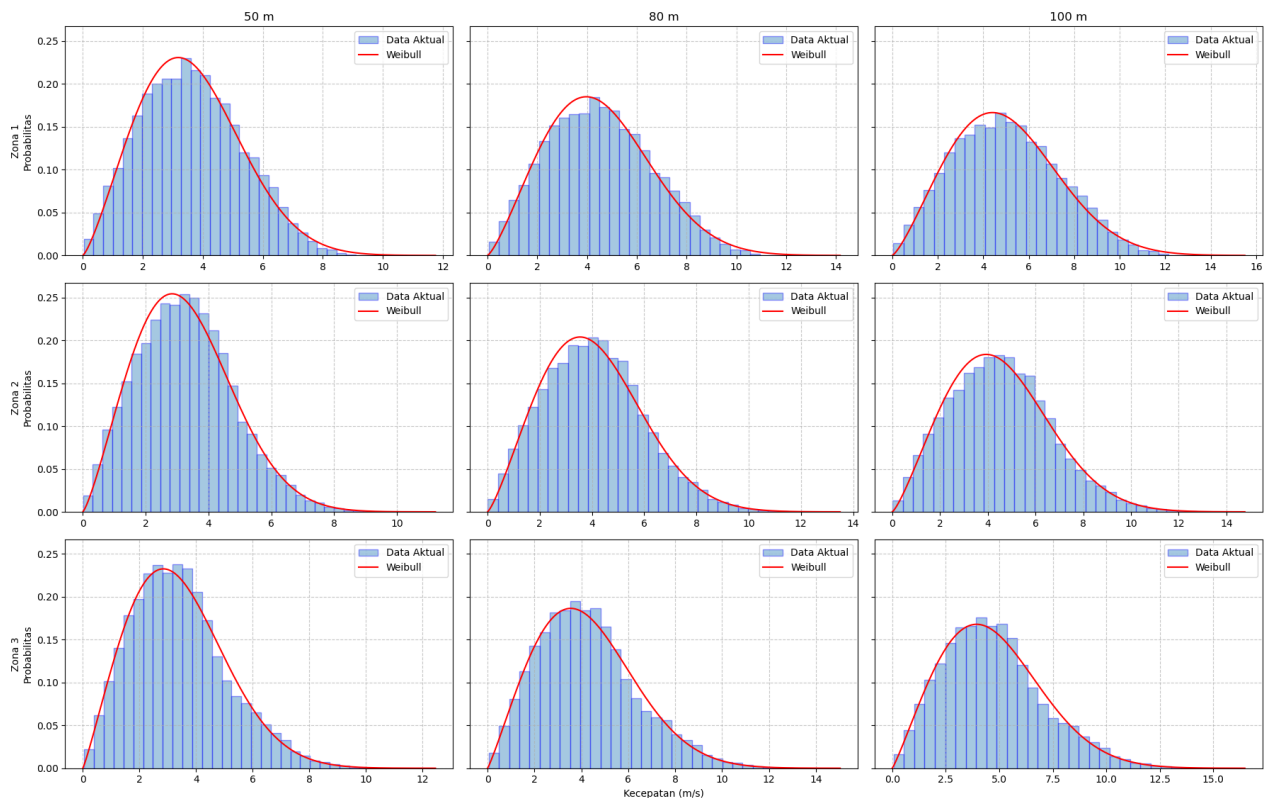
Zona	k_p	c_p (m/s)	R^2	RMSE
50 m				
1	2,289	4,087	0,9874	0,0089
2	2,261	3,677	0,9872	0,0103
3	2,122	3,841	0,9899	0,0086
80 m				
1	2,289	5,098	0,9876	0,0071
2	2,261	4,585	0,9872	0,0082
3	2,122	4,790	0,9899	0,0069
100 m				
1	2,289	5,661	0,9883	0,0062
2	2,261	5,092	0,9869	0,0075
3	2,122	5,320	0,9892	0,0065

Distribusi Weibull telah digunakan untuk memodelkan data kecepatan angin di tiga zona pengamatan pada tiga ketinggian berbeda, yaitu 50 m, 80 m, dan 100 m. Hasil pencocokan antara data aktual dan model distribusi Weibull ditunjukkan melalui nilai variasi (R^2) dan galat akar kuadrat rata-rata (RMSE) sebagaimana ditampilkan pada Tabel 3. Secara umum, R^2 yang diperoleh berada pada rentang 0,9869 hingga 0,9899, yang mengindikasikan tingkat kesesuaian yang sangat tinggi antara model dan data aktual. Melalui pedoman interpretasi nilai R^2 , nilai di

atas 0,98 menunjukkan bahwa lebih dari 98% variasi dalam data aktual dapat dijelaskan oleh model, sehingga dapat disimpulkan bahwa distribusi Weibull memberikan hasil kesesuaian yang sangat baik terhadap data kecepatan angin yang dianalisis[20].

Ditinjau dari nilai RMSE yang tercatat berkisar antara 0,0062 hingga 0,0103. Dalam konteks analisis distribusi probabilitas yang memiliki rentang nilai antara 0 hingga 1, nilai RMSE di bawah 0,05 dianggap menunjukkan tingkat ketepatan model yang sangat baik. Nilai RMSE yang sangat kecil ini mempertegas bahwa distribusi Weibull mampu memodelkan pola statistik kecepatan angin dengan tingkat akurasi yang tinggi. Zona 3 menunjukkan performa pencocokan terbaik di semua ketinggian, ditandai dengan nilai R^2 tertinggi dan RMSE terendah dibandingkan zona lainnya[21]. Lebih lanjut, kesesuaian antara data aktual dan distribusi Weibull secara eksplisit ditunjukkan pada Gambar 4.

Hasil analisis terhadap parameter bentuk (k_p) menunjukkan bahwa pada semua zona dan ketinggian, nilai k_p konsisten berada di atas 2,0. Hal ini mengindikasikan bahwa distribusi kecepatan angin memiliki tingkat variasi yang moderat, dengan konsentrasi nilai kecepatan yang cukup stabil di sekitar nilai rata-ratanya. Sementara itu, parameter skala (c_p) mengalami peningkatan seiring bertambahnya ketinggian; nilai c_p tercatat lebih rendah pada ketinggian 50 meter dibandingkan dengan ketinggian 80 meter dan 100 meter. Tren ini sejalan dengan teori profil angin, yang menyatakan bahwa kecepatan angin cenderung meningkat seiring bertambahnya ketinggian akibat berkurangnya pengaruh gesekan permukaan bumi.

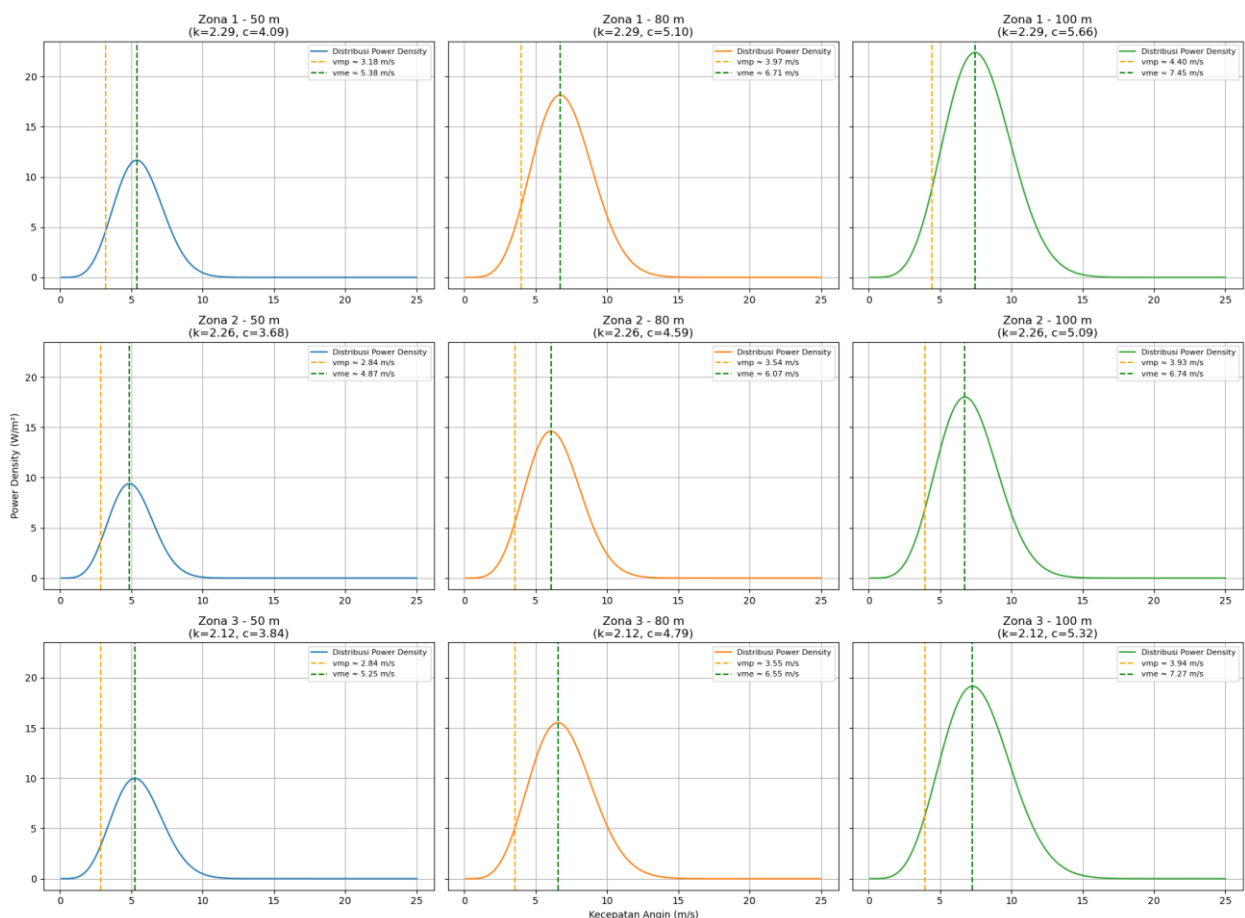


Gambar 4. Kesesuaian Data Aktual dan Distribusi Weibull

Alternatif pendekatan lainnya dalam analisis kecepatan angin setiap zona adalah parameter v_{me} dan v_{mp} . Kedua parameter tersebut dapat merepresentasikan seberapa besar energi keluaran maksimum (E_{out}) dalam periode tahunan[6]. Parameter v_{mp} menggambarkan kecepatan angin yang paling sering terjadi dalam distribusi, sedangkan v_{me} merepresentasikan kecepatan angin yang secara statistik memberikan kontribusi terbesar terhadap kepadatan daya (*power density*) angin selama periode waktu tertentu. Analisis terhadap dua parameter ini memberikan informasi penting dalam menilai kesesuaian lokasi terhadap karakteristik operasional turbin angin.

Berdasarkan grafik distribusi daya pada Gambar 5, terlihat bahwa nilai v_{mp} cenderung meningkat seiring bertambahnya ketinggian. Di zona 1, nilai v_{mp} meningkat dari 3,18 m/s pada ketinggian 50 meter menjadi 4,40 m/s pada 100 meter, sedangkan nilai v_{me} juga menunjukkan peningkatan dari 5,38 m/s menjadi 7,45 m/s. Pola serupa terlihat di zona 2 dan zona 3, yang mengindikasikan adanya hubungan langsung antara ketinggian dan potensi energi angin[22]. Zona 1 pada ketinggian 100 meter mencatat nilai v_{me} tertinggi, yaitu 7,45 m/s, diikuti oleh Zona 3 sebesar 7,27 m/s. Sementara itu, nilai v_{mp} tertinggi tercatat di zona 1 dan zona 3, masing-masing sebesar 4,40 m/s dan 3,94 m/s pada ketinggian yang sama.

Temuan ini sejalan dengan literatur sebelumnya[6], yang menyatakan bahwa lokasi dengan nilai v_{me} tinggi memiliki potensi produksi energi tahunan (E_{out}) yang lebih besar, mengingat daya angin berbanding lurus dengan pangkat tiga dari kecepatan angin. Oleh karena itu, zona 1 dan zona 3 memiliki probabilitas yang lebih tinggi dalam menghasilkan listrik dari turbin angin dibandingkan dengan zona lainnya. Selisih yang cukup signifikan antara v_{mp} dan v_{me} juga mencerminkan distribusi kecepatan angin yang cenderung asimetris, yang umum terjadi pada lokasi dengan variasi angin sedang hingga tinggi.



Gambar 5. Distribusi Kerapatan Daya terhadap v_{me} dan v_{mp}

Kerapatan Daya Tahunan

Kerapatan daya tahunan (*annual power density*) dapat diklasifikasi berdasarkan rata-rata kerapatan daya. Perhitungan kerapatan daya melalui estimasi distribusi Weibull diaplikasikan melalui persamaan (4). Klasifikasi dapat dilihat pada Tabel 4[6].

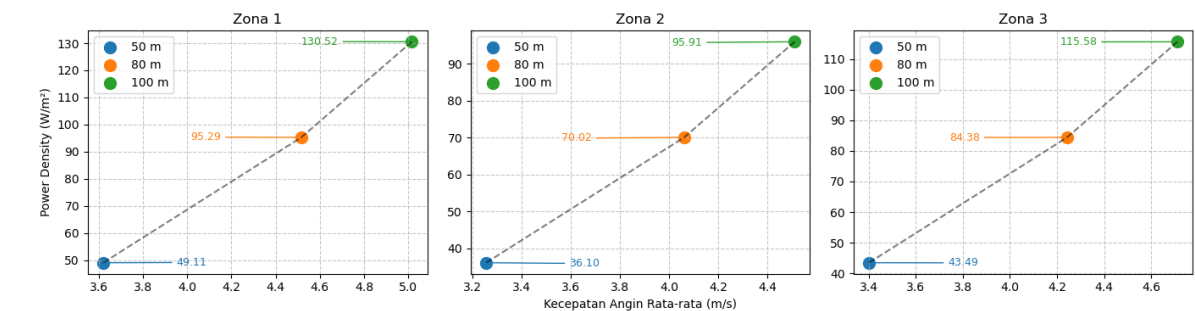
Tabel 4. Klasifikasi Rata-rata Kerapatan Daya Angin

Kerapatan Daya Rata-rata(W/m ²)	Kategori
[0:100[	Rendah
[100:200[	Dapat Diterima

[200:400[
[400:600[

Baik
Sangat Baik

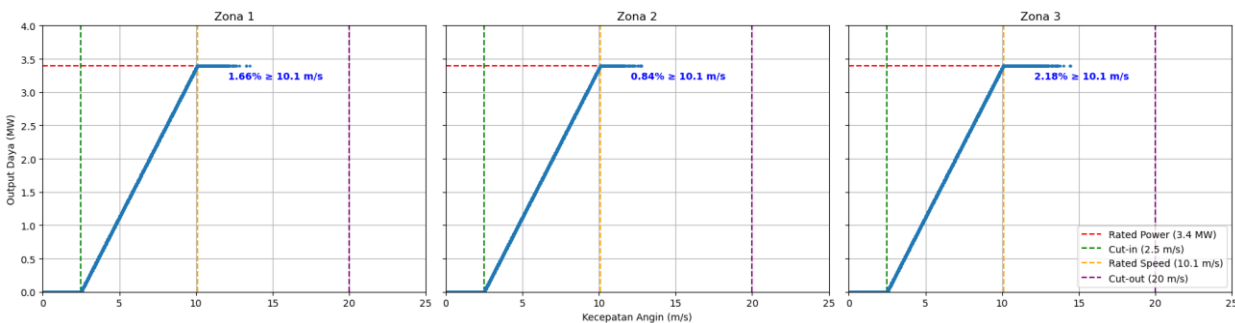
Hasil perhitungan rata-rata kerapatan daya, zona 1 dan 3 merupakan area dengan kategori *Dapat Diterima* dengan nilai secara berurutan adalah 130,52 W/m² dan 115,58 W/m² pada ketinggian 100 m. Estimasi ini menunjukkan bahwa kedua zona ini yang paling cocok untuk produksi energi listrik. Secara grafis sebaran kerapatan daya berdasarkan zona dan ketinggian dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 6. Kerapatan Daya Tahunan setiap Zona

Energi Keluaran dan *Capacity Factor*

Penentuan estimasi seberapa besar konversi energi listrik dari kecepatan angin, ditentukan melalui pemilihan jenis turbin yang akan digunakan. Tipe turbin yang digunakan sebagai objek simulasi adalah Goldwind GW 140/3.4 dengan karakteristik teknis berupa *cut-in speed* sebesar 2,5 m/s, *rated speed* sebesar 10,1 m/s, dan *cut-out speed* sebesar 20 m/s, dengan *output* daya puncak sebesar 3,4 MW.



Gambar 7. Daya Keluaran Turbin Goldwind GW 140/3.4 pada Ketinggian 100 m

Kurva linier dalam Gambar 7 menunjukkan bahwa sebagian besar kecepatan angin di ketiga zona berada dalam rentang kecepatan parsial, yaitu antara *cut-in* hingga *rated speed*. Hal ini mencerminkan bahwa turbin cenderung lebih sering beroperasi dalam kondisi belum mencapai daya maksimum, sehingga menghasilkan *output* daya yang relatif sedang. Hanya sebagian kecil data kecepatan yang mampu menembus batas *rated speed* untuk menghasilkan *output* optimal. Zona 3 merupakan area yang mampu mencapai *rated speed* terbanyak dibanding zona lainnya sebesar 2,18%. Tidak ditemukan data angin yang dapat mencapai kecepatan *cut-out* turbin pada setiap zona, sehingga probabilitas kerusakan turbin karena kecepatan angin relatif rendah.

Berdasarkan simulasi performa turbin menggunakan data kecepatan angin aktual, diperoleh hasil produksi energi listrik tahunan (E_{out}) dan *Capacity Factor* (C_f) seperti ditunjukkan pada Tabel 5 berikut:

Tabel 5. Energi Listrik Tahunan dan *Capacity Factor*

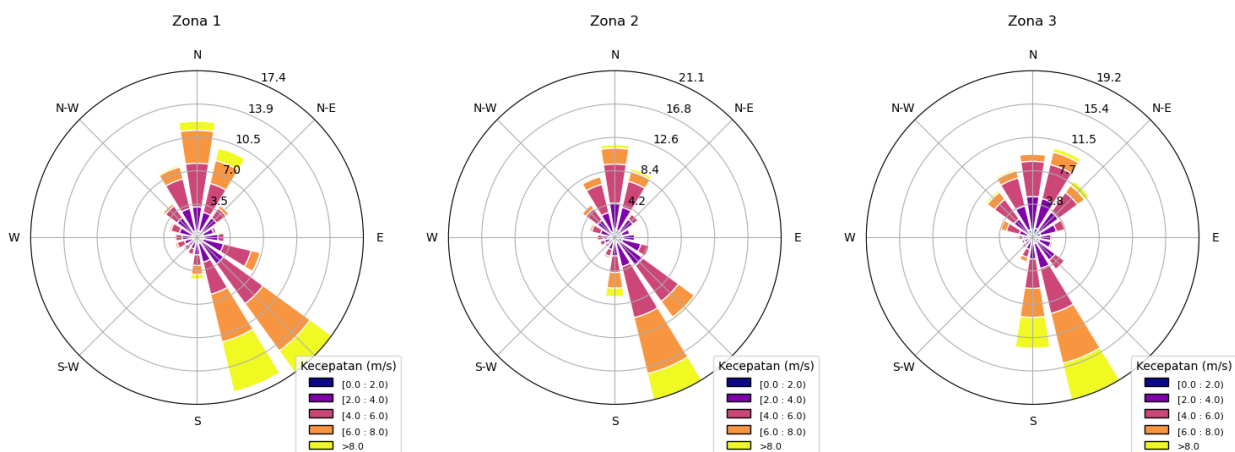
Zona	E_{out} (GWh)	C_f (%)
------	-----------------	-----------

1	10,34	11,56
2	8,51	9,16
3	9,16	10,24

Hasil simulasi mengungkap bahwa zona 1 memberikan kinerja paling unggul, ditunjukkan oleh nilai produksi energi listrik tahunan tertinggi serta C_f sebesar 11,56%. Diikuti oleh zona 3 dengan C_f sebesar 10,24%, sedangkan zona 2 menunjukkan performa terendah dengan C_f sebesar 9,51%. Nilai-nilai C_f yang relatif rendah ini sejalan dengan bentuk grafik pada Gambar 7 di mana *output* daya yang cenderung menumpuk pada kecepatan angin sedang (di bawah *rated speed*), yang berarti turbin jarang mencapai performa maksimumnya. Walaupun seluruh zona menghasilkan nilai C_f di bawah 15%, nilai tersebut masih berada dalam batas kelayakan minimum untuk pemanfaatan energi angin pada skala kecil hingga menengah.

Analisis Distribusi Arah Angin

Penentuan arah angin menjadi penting dalam mengatur posisi turbin yang tepat agar daya optimum dapat dihasilkan. Analisis arah angin umumnya menggunakan diagram "*wind rose*" seperti visualisasi pada Gambar 8. Pada zona 1, pola angin menunjukkan dominasi dari arah timur-tenggara (ESE-SSE) dan utara (N). Hal ini mengindikasikan bahwa potensi energi angin tidak hanya pada area pesisir tapi juga dari arah daratan[7]. Distribusi kecepatan angin di zona 1 relatif menyebar dengan frekuensi signifikan pada kelas kecepatan 4–8 m/s, dan sebagian kecil melebihi 8 m/s. Sebaran arah angin yang relatif konsisten dan frekuensi tinggi pada kecepatan menengah ini menunjukkan adanya potensi teknis untuk pengoperasian turbin secara stabil.



Gambar 8. Distribusi Arah Angin setiap Zona

Zona 2 menunjukkan karakteristik arah angin yang sangat terkonsentrasi dari arah selatan (S-SSE). Zona ini menampilkan puncak frekuensi kecepatan angin tertinggi dalam kelas 6–8 m/s dan > 8 m/s, menjadikannya sebagai lokasi dengan intensitas angin yang relatif lebih kuat dibandingkan dua zona lainnya. Arah angin pada zona 3 didominasi oleh pergeseran menuju selatan dari tenggara dengan distribusi kecepatan di atas 8 m/s sebesar 19,2%. Berdasarkan informasi tersebut, secara umum pemasangan turbin dapat diarahkan menghadap ke tenggara.

KESIMPULAN

Penelitian ini secara sistematis mengevaluasi potensi energi angin di Kabupaten Gorontalo dengan pendekatan distribusi probabilitas Weibull dua parameter, berdasarkan data kecepatan angin tahunan dari periode 2022 hingga 2024. Analisis dilakukan pada tiga zona geografis dengan tiga variasi ketinggian (50 m, 80 m, dan 100 m). Hasil estimasi menunjukkan bahwa kecepatan angin rata-rata meningkat secara signifikan dengan bertambahnya ketinggian, dan zona 1 menunjukkan nilai tertinggi dibanding zona lainnya. Validasi model Weibull

menghasilkan nilai koefisien determinasi (R^2) yang sangat tinggi (0,9869–0,9899) serta nilai RMSE yang sangat rendah ($< 0,011$), yang menegaskan kecocokan model terhadap data aktual.

Nilai parameter karakteristik angin seperti *most probable wind speed* (v_{mp}) dan *wind speed for maximum energy* (v_{me}) juga meningkat seiring bertambahnya ketinggian, dengan zona 1 pada 100 m mencatat nilai v_{me} tertinggi sebesar 7,45 m/s. Estimasi kerapatan daya tahunan menunjukkan bahwa zona 1 dan zona 3 termasuk dalam kategori "dapat diterima", masing-masing dengan nilai 130,52 W/m² dan 115,58 W/m².

Simulasi performa turbin Goldwind GW 140/3.4 mengungkapkan bahwa zona 1 memiliki *Annual Energy Output* (E_{out}) tertinggi sebesar 10,34 GWh per tahun, diikuti zona 3 dengan 9,16 GWh dan zona 2 dengan 8,51 GWh. Nilai *Capacity Factor* (C_f) yang diperoleh masing-masing adalah 11,56%, 10,24%, dan 9,16%. Meskipun C_f masih berada dalam kategori moderat ($< 15\%$), nilai tersebut menunjukkan kelayakan teknis untuk pengembangan PLTB skala kecil hingga menengah. Selain itu, analisis arah angin menunjukkan dominasi angin dari arah tenggara dan selatan, yang menjadi acuan penting dalam perencanaan arah orientasi turbin.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kepada NASA atas penyediaan data satelit yang membantu dalam pengolahan kecepatan angin untuk analisis potensi energi angin di Kabupaten Gorontalo.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] "CO2 Emissions - Global Energy Review 2025 - Analysis - IEA." <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/co2-emissions> (accessed Jun. 04, 2025).
- [2] IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2024," *Int. Renew. Energy Agency*, pp. 1–72, 2024, Accessed: Apr. 15, 2025. [Online]. Available: www.irena.org
- [3] "Kementerian ESDM RI - Media Center - Arsip Berita - 2025, Pemerintah Targetkan 1,8 GW Pembangkit Tenaga Bayu Terbangun di Indonesia." <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/2025-pemerintah-targetkan-18-gw-pembangkit-tenaga-bayu-terbangun-di-indonesia> (accessed Apr. 15, 2025).
- [4] E. Hasan Harun, J. Ilham, and L. Mohamad Kamil Amali, "Potensi Hybrid Energy di Kabupaten Bone Bolango dan Kabupaten Gorontalo," *Setrum Sist. Kendali-Tenaga-elektronika-telekomunikasi-komputer*, vol. 4, no. 2, pp. 54–59, Mar. 2016, doi: 10.36055/SETRUM.V4I2.451.
- [5] S. Hasan, F. Lihawa, and D. K. Wahyuni Baderan, "Studi Literatur : Potensi dan Pengembangan Energi Angin sebagai Sumber Energi Baru Terbarukan di Wilayah Gorontalo," *J. WILAYAH, KOTA DAN Lingkung. BERKELANJUTAN*, vol. 3, no. 2, pp. 245–253, Dec. 2024, doi: 10.58169/JWIKAL.V3I2.646.
- [6] B. El Kihel, N. E. El Kadri Elyamani, and A. Chillali, "Wind energy potential assessment using the Weibull distribution method for future energy self-sufficiency," *Sci. African*, vol. 26, p. e02482, Dec. 2024, doi: 10.1016/J.SCIAF.2024.E02482.
- [7] A. Serban, L. S. Paraschiv, and S. Paraschiv, "Assessment of wind energy potential based on Weibull and Rayleigh distribution models," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 250–267, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.EGYR.2020.08.048.
- [8] J. A. Carta, P. Ramírez, and S. Velázquez, "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 5, pp. 933–955, Jun. 2009, doi: 10.1016/J.RSER.2008.05.005.
- [9] K. Dahirul Islam, N. Dussadee, and T. Chaichana, "An Approach to Determine the Weibull Parameters and Wind Power Analysis of Saint Martin's Island, Bangladesh", doi:

- 10.1051/09004.
- [10] S. A. Akdağ and A. Dinler, "A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 7, pp. 1761–1766, Jul. 2009, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2009.03.020.
- [11] J. V. Seguro and T. W. Lambert, "Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 85, no. 1, pp. 75–84, Mar. 2000, doi: 10.1016/S0167-6105(99)00122-1.
- [12] E. K. Akpinar and S. Akpinar, "An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics," *Energy Convers. Manag.*, vol. 46, no. 11–12, pp. 1848–1867, Jul. 2005, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2004.08.012.
- [13] J. F. Manwell, J. G. Mcgowan, and A. L. Rogers, "WIND ENERGY EXPLAINED THEORY, DESIGN AND APPLICATION SECOND EDITION 'A very comprehensive and well-organized treatment of the current status of wind power.'," *Int. J. Electr. Eng. Educ.*, vol. 41, no. 2, 2004, Accessed: Apr. 16, 2025. [Online]. Available: www.wiley.com/go/wind_energy
- [14] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab, and S. S. Paul, "Assessment of wind power generation along the coast of Ghana," *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 61–69, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2013.09.005.
- [15] S. F. Khahro et al., "Techno-economical evaluation of wind energy potential and analysis of power generation from wind at Gharo, Sindh Pakistan," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 460–474, Jul. 2014, doi: 10.1016/J.RSER.2014.04.027.
- [16] B. El Kihel, N. E. El Kadri Elyamani, and A. Chillali, "Evaluation of Weibull parameters for wind energy analysis in the eastern region of the Kingdom of Morocco," *Wind Eng.*, Oct. 2024, doi: 10.1177/0309524X231225965.
- [17] A. Aslan, "Comparison based on the technical and economical analysis of wind energy potential at onshore, coastal, and offshore locations in Çanakkale, Turkey," *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 6, Nov. 2020, doi: 10.1063/5.0025753/824299.
- [18] Z. Wang and W. Liu, "Wind energy potential assessment based on wind speed, its direction and power data," *Sci. Rep.*, vol. 11, no. 1, pp. 1–15, Dec. 2021, doi: 10.1038/S41598-021-96376-7;SUBJMETA=166,4077,4110,639,909,988;KWRD=MECHANICAL+ENGINEERING,WIND+ENERGY.
- [19] "Global Wind Atlas." <https://globalwindatlas.info/en/area/Indonesia/Gorontalo> (accessed Jun. 05, 2025).
- [20] C. J. Willmott and K. Matsuura, "Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance," *Clim. Res.*, vol. 30, no. 1, pp. 79–82, Dec. 2005, doi: 10.3354/CR030079.
- [21] T. Chai and R. R. Draxler, "Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE)? -Arguments against avoiding RMSE in the literature," *Geosci. Model Dev.*, vol. 7, no. 3, pp. 1247–1250, Jun. 2014, doi: 10.5194/GMD-7-1247-2014.
- [22] S. K. Ghosh, M. H. Shawon, M. A. Rahman, and S. K. Nath, "Wind energy assessment using Weibull distribution in coastal areas of Bangladesh," *Proc. 2014 3rd Int. Conf. Dev. Renew. Energy Technol. ICDRET 2014*, Jul. 2014, doi: 10.1109/ICDRET.2014.6861731.