



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
DE MADRID

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Informe Técnico

Estudio del Recurso Eólico en Tarifa

Autora: Mercedes Román Ruiz

Diciembre 2024

ÍNDICE

1. Introducción	1
2. Análisis preliminar de los datos de viento	1
3. Estudio estadístico del recurso eólico en la ubicación	1
3-A. Análisis estadístico anual	1
3-B. Análisis estadístico estacional	1
3-C. Análisis estadístico estacional por periodo	2
3-D. Histograma de velocidades	2
3-E. Rosa de los vientos	3
3-F. Perfil de velocidades	3
4. Potencia y energía del aerogenerador en la ubicación	4
4-A. Histograma de velocidades a la altura del buje	4
4-B. Ajuste de la distribución de Weibull	4
4-C. Curva de densidad de Weibull	5
4-D. Curva de energía proporcionada por el aerogenerador	5
5. Conclusiones	5
Anexos	7

1. INTRODUCCIÓN

Este informe se enmarca en la asignatura Fuentes de Energía del Máster en Ingeniería Industrial, formando parte de la evaluación continua de la asignatura. Para su desarrollo, se selecciona un emplazamiento a analizar para luego realizar un estudio de la viabilidad de un parque eólico en la ubicación seleccionada.

Para la elaboración de este trabajo se utilizarán los datos reales existentes a lo largo de todo el mundo. Haciendo uso de la base de datos climatológicos de NASA Prediction of Worldwide Energy Resources [1]

Se decide estudiar un punto con coordenadas: 36.0014, -5.6096; situado en la Isla de Tarifa, también conocida como Isla de Las Palomas.

2. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LOS DATOS DE VIENTO

En el estudio eólico se va a trabajar con las velocidades del viento y su dirección, medidas a 10 m. Dichos datos fueron muestreados cada hora, y tienen unidades de m/s y $^{\circ}$ respectivamente.

Con el objetivo de tener una muestra significativa se va a analizar un periodo de 4 años, abarcando desde el 1 de Enero de 2020 hasta el 31 de Diciembre de 2023. Tal y como se indica en la base de datos utilizada, aquellos datos que por error cometido o falta de medición no se encuentren tendrán un valor de '-999'.

Cabe destacar que el año 2020 fue un año bisiesto y por ende tuvo 366 días, con lo que cuenta con 24 mediciones más en comparación con los otros años que abarca el estudio.

Esta base de datos no muestra información sobre la calidad de las mediciones por lo que se suponen que estos son válidos. Se decide utilizar como año representativo el año 2023.

3. ESTUDIO ESTADÍSTICO DEL RECURSO EÓLICO EN LA UBICACIÓN

3-A. Análisis estadístico anual

Se comienza con un análisis anual de los datos recopilados, representando en la figura 1 la velocidad media y varianza de cada año de la tabla 3-A.

Cuadro I
VELOCIDAD MEDIA Y VARIANZA POR AÑO.

Años	Velocidad media (m/s)	Varianza (m/s)
2020	4.5670	5.8953
2021	4.7042	6.5410
2022	4.7081	6.8754
2023	4.5046	6.1034

La velocidad media se mantiene estable con valores entre $[4,5046, 4,7081] m/s$ en los años estudiados.

3-B. Análisis estadístico estacional

El análisis estadístico de los datos continua realizando un estudio de la velocidad media y varianza por meses. Dichos resultados se muestran en la tabla 3-B y se grafican en la figura 2.

Como se observa en la figura 2, tanto la velocidad media como la varianza tienen su máximo en el mes de Febrero, y su mínimo en Agosto. Haciéndose notar así el cambio de estación de invierno a verano.

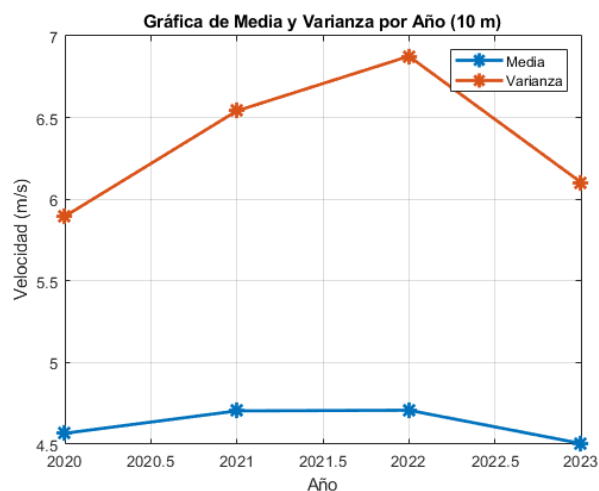


Figura 1. Análisis estadístico anual.

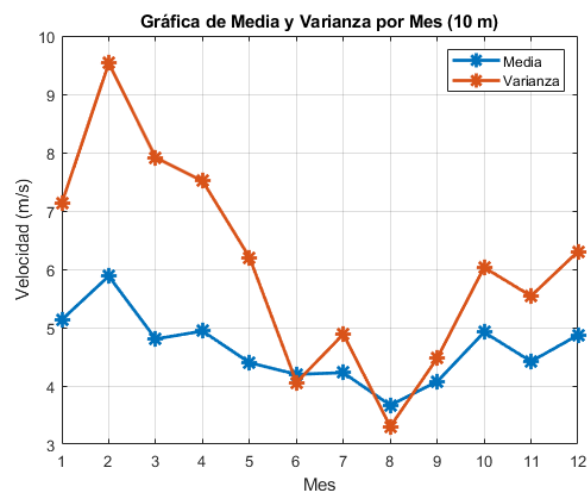


Figura 2. Análisis estadístico mensual.

Cuadro II
VELOCIDAD MEDIA Y VARIANZA POR MES.

Mes	Velocidad media (m/s)	Varianza (m/s)
Enero	5.1354	7.1307
Febreo	5.8816	9.5316
Marzo	4.8047	7.9160
Abril	4.9397	7.5128
Mayo	4.3980	6.2028
Junio	4.1983	4.0598
Julio	4.2268	4.8861
Agosto	3.6672	3.3029
Septiembre	4.0737	4.4757
Octubre	4.9204	6.0305
Noviembre	4.4191	5.5407
Diciembre	4.8705	6.3040

Cuadro III
VELOCIDAD MEDIA Y VARIANZA POR MES (PERIODO DIURNO Y NOCTURNO).

Mes	Diurno		Nocturno	
	Vel media (m/s)	Var (m/s)	Vel media (m/s)	Var (m/s)
Enero	5.1926	8.1462	5.1126	6.4542
Febrero	6.0618	10.6110	5.7717	8.9609
Marzo	5.0250	8.9256	4.6567	6.9644
Abril	5.1206	8.5657	4.7970	6.4524
Mayo	4.5083	7.2615	4.3579	5.0647
Junio	4.5263	4.7582	3.9345	3.2441
Julio	4.4471	5.8149	4.0682	3.8732
Agosto	3.9314	3.9560	3.4736	2.4707
Septiembre	4.3546	5.1022	3.8745	3.8923
Octubre	5.2163	7.1533	4.7171	4.9273
Noviembre	4.6327	6.7886	4.2625	4.4599
Diciembre	5.0049	6.9589	4.8071	6.0037

3-C. Análisis estadístico estacional por periodo

Al análisis estadístico estacional anterior se le añade la distinción entre periodos diurnos (10:00 - 18:00) y nocturnos (22:00 - 06:00). Obteniéndose los resultados de la tabla 3-C.

En la figura 3 puede verse que las velocidades medias diurnas y nocturnas mantienen una tendencia general similar, con valores más altos durante los meses de invierno, y con mínimos en los meses de verano. Asimismo, la varianza diurna presenta valores más altos en comparación con la nocturna, lo que sugiere una mayor fluctuación en las velocidades del viento durante el día. Este comportamiento indica que los patrones de viento no sólo varían con el mes, sino que también según la franja horaria, siendo más pronunciados los cambios en periodos diurnos.

3-D. Histograma de velocidades

En el histograma de la figura 4, se observa que los valores de velocidad más frecuente se encuentran en el rango de 2 a 6 m/s. Los datos correspondientes a los años 2020 y 2021 predominan en las categorías de menor velocidad, mientras que los años más recientes, 2022 y 2023, presentan una contribución más significativa en los rangos superiores.

Todos los años cuentan con una buena calidad de datos, por lo que se selecciona el año más reciente, 2023, para realizar los estudios posteriores.

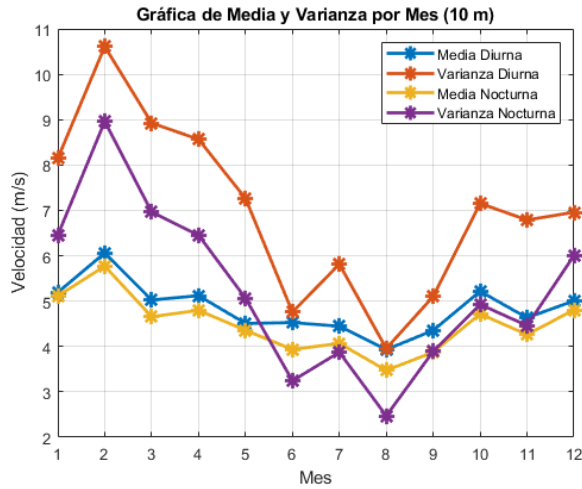


Figura 3. Análisis estadístico mensual por periodo.

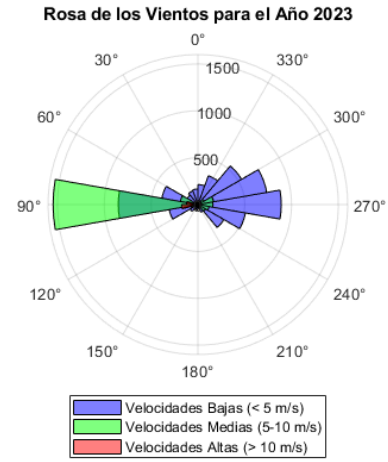


Figura 5. Rosa de los vientos.

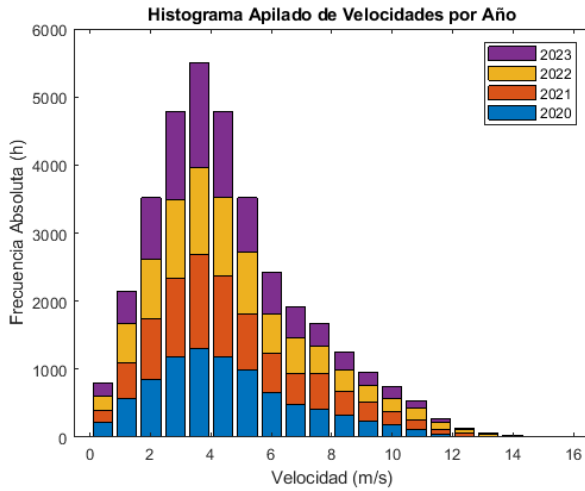


Figura 4. Histograma Apilado de Velocidades por Año.

3-E. Rosa de los vientos

En esta subsección se presenta la rosa de los vientos para el año 2023 según tres tramos de velocidad (figura 5). Observándose dos vientos predominantes en la zona: levante, con velocidades entre 5 y 10 m/s y poniente, con velocidades más bajas. Este es un comportamiento característico de las regiones costeras con influencia tanto del mar Mediterráneo como del océano Atlántico.

3-F. Perfil de velocidades

El perfil de velocidades con la altura (h) se define con la ecuación:

$$v(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Donde z_0 es la logitud de rugosidad tabulada en la Tabla 5 incluida en el anexo, y en este caso, sería el valor que corresponde a “Tierra agrícola abierta sin vallas ni setos; tal vez algunos edificios separados y colinas muy suave” con $z_0 = 0,03$. Tomando una altura de referencia, $h_{ref} = 10 m$, y como velocidad de referencia la velocidad media en ese año (2023), $v_{ref} = 4,5046 m/s$.

Aplicando la ecuación 1 se obtiene el perfil de velocidades mostrado en la figura 6, alcanzando los 6,83 m/s a 200 m de altura.

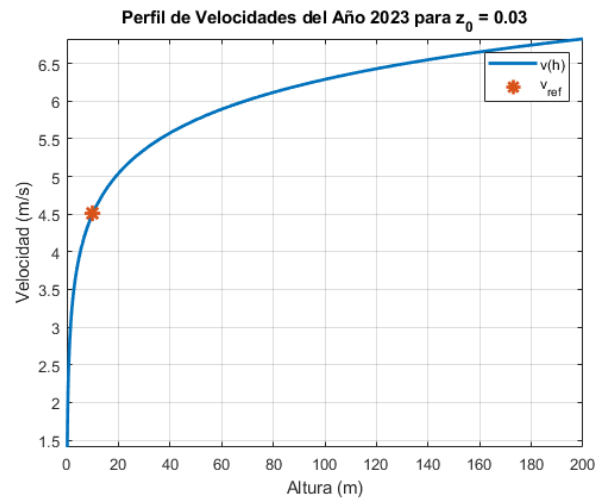


Figura 6. Perfil de Velocidades.

4. POTENCIA Y ENERGÍA DEL AEROGENERADOR EN LA UBICACIÓN

$$K = \frac{\ln\left(\frac{h_{buj e}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} = 1,358 \quad (2)$$

4-A. Histograma de velocidades a la altura del buje

Teniendo una altura del buje del aerogenerador de 80 m, se obtiene el histograma de velocidades para el año 2023 mostrado en la figura 7 y un histograma de frecuencia acumulada (figura 8).

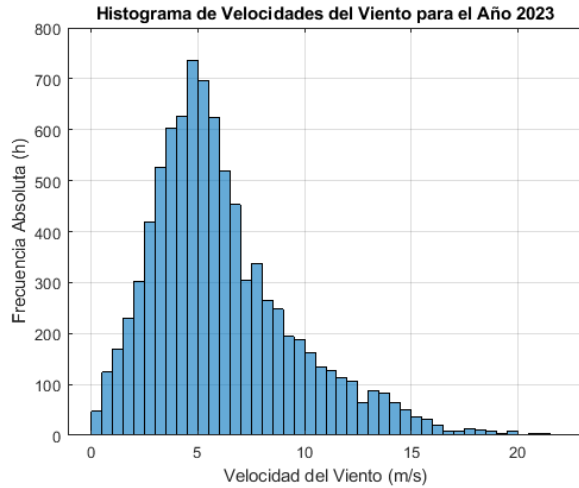


Figura 7. Histograma de velocidades a la altura del buje

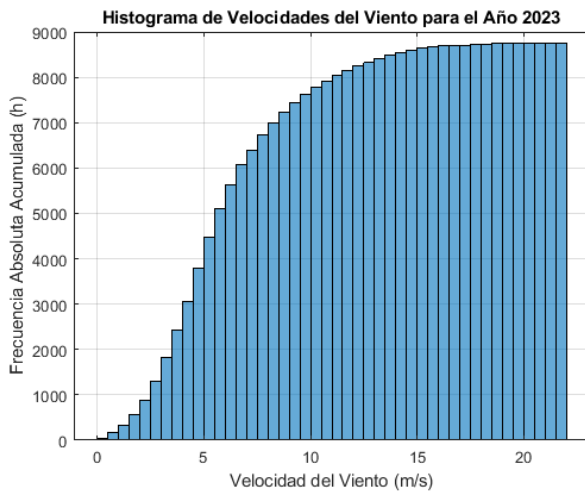


Figura 8. Histograma de velocidades a la altura del buje - frecuencia acumulada

Se observa un cambio en la forma de la distribución con respecto a la figura 4, debido a la extrapolación de la velocidad, en la que se multiplican las velocidades por una constante dada por la ecuación 2.

Por otro lado, el histograma de frecuencia acumulada de la figura 8, permite identificar que aproximadamente el 50 % de las velocidades del viento se encuentran por debajo de los 10 m/s, lo que indica que la mayoría de los valores se concentran en rangos bajos a moderados. Hacia el extremo superior, se aprecia que las velocidades por encima de 20 m/s son menos frecuentes.

4-B. Ajuste de la distribución de Weibull

Los datos de la velocidad del viento se pueden ajustar a una distribución conocida como es la distribución de Weibull. La función de densidad de probabilidad de Weibull viene dada por la ecuación 3.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{k}{C} \left(\frac{x}{C}\right)^{k-1} e^{-(x/C)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (3)$$

Asimismo, la función de probabilidad acumulada viene dada por la ecuación 4.

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-(x/C)^k} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases} \quad (4)$$

La distribución de Weibull depende de los parámetros k y c , que pueden estimarse mediante un ajuste de mínimos cuadrados a la distribución de datos que tenemos.

Se recomienda hacer este cálculo aplicando el siguiente cambio de variables, siendo x_i las velocidades medidas y F_i la frecuencia acumulada normalizada para cierto x_i :

$$\begin{aligned} p_i &= \ln(x_i) \\ q_i &= \ln(-\ln(1 - F_i)) \\ u &= k \\ v &= k \ln(C) \end{aligned}$$

Sustituyendo los cambios de variables obtenemos la ecuación lineal 5

$$q_i = p_i \cdot u - v \quad (5)$$

El ajuste realizado se muestra en la figura 9, a partir del cual se obtienen los valores $k = 2,0498$ y $C = 6,877$, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0,9917$, lo que indica que el ajuste es bueno.

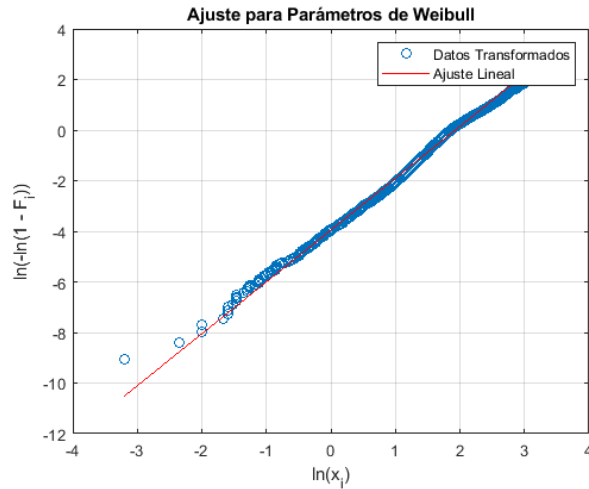


Figura 9. Ajuste de la distribución de Weibull.

4-C. Curva de densidad de Weibull

Una vez calculados los parámetros k y C , podemos representar la curva de densidad de Weibull y compararla con el histograma de velocidades (figura 10).

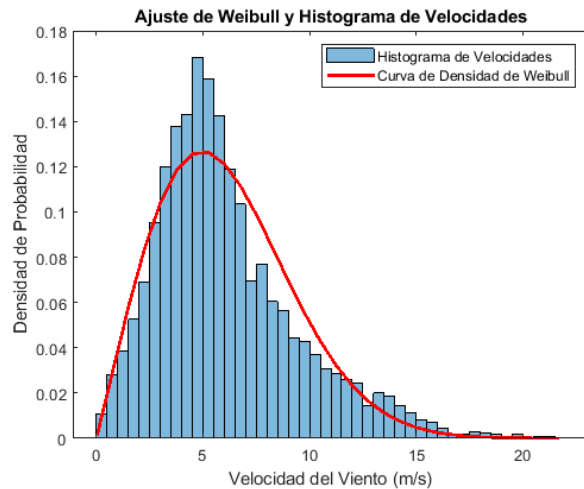


Figura 10. Comparación de la curva de densidad de Weibull con el histograma de velocidades.

4-D. Curva de energía proporcionada por el aerogenerador

A partir de los datos sobre la potencia del aerogenerador expuestos en la tabla 5 del anexo, y la curva de densidad de Weibull previamente calculada, se calcula y representa la curva de energía proporcionada por el aerogenerador en la figura 11.

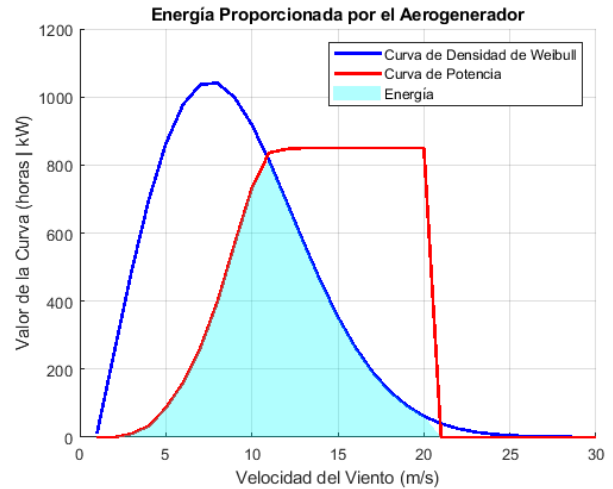


Figura 11. Comparación de energía proporcionada por el aerogenerador.

Se obtiene que el aerogenerador proporciona una energía de 5265 MWh al año, que para un aerogenerador de 850 kW de potencia nominal supone un factor de carga de 0,7071.

5. CONCLUSIONES

Tras el análisis estadístico del recurso eólico en la Isla de Tarifa y el cálculo de la energía generada por un aerogenerador de 850 kW de potencia nominal, se concluye que la ubicación es altamente favorable para la instalación de un parque eólico. Los datos del año 2023 fueron ajustados a una distribución de Weibull, obteniendo un coeficiente de determinación $R^2 = 0,9917$, lo que confirma la calidad de los datos y respalda la validez del estudio.

Se obtuvo un factor de carga de 0,7071, lo que indica que el emplazamiento es excelente para un parque eólico. Aunque en 2023 aproximadamente el 50 % de las velocidades registradas fueron inferiores a 10 m/s , se ha observado un incremento en las velocidades superiores en los últimos años, lo que sugiere un posible aumento en la generación futura de energía.

El parque eólico de Tahivilla (Tarifa), respalda esta conclusión. Dicho parque está en proceso de modernización para incrementar su capacidad de 78,4 MW a 84,4 MW . Sin embargo, aunque el análisis técnico es favorable, la construcción de un parque eólico en la Isla de Tarifa no sería posible debido a las restricciones impuestas por la declaración del Parque Nacional del Estrecho de Gibraltar en 2003, que supone la protección de la isla y de sus aguas más inmediatas.

REFERENCIAS

- [1] NASA Langley Research Center. *POWER: The NASA Langley Research Center's Atmospheric Science Data Center (ASDC) Model*. 2024. URL: <https://power.larc.nasa.gov/>.



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
DE MADRID

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ANEXOS

Estudio del Recurso Eólico en Tarifa

Autora: Mercedes Román Ruiz

Diciembre 2024

Cuadro IV

CLASE Y LONGITUD DE RUGOSIDAD PARA LOS DISTINTOS PAISAJES SEGÚN *European Wind Atlas*

Clase	$z_0(m)$	Tipo de paisaje
0	0.0002	Superficies de agua: mares y lagos
0.5	0.0024	Terreno abierto con superficie lisa, p. hormigón, pistas de aeropuerto, hierba cortada, etc.
1	0.03	Tierra agrícola abierta sin valles ni setos; tal vez algunos edificios muy separados y colinas muy suaves
1.5	0.055	Terreno agrícola con algunas edificaciones y setos de 8 m de altura separados por más de 1 km
2	0.1	Terreno agrícola con algunos edificios y setos de 8 m de altura separados por aprox. 500 metros
2.5	0.2	Terreno agrícola con muchos árboles, arbustos y plantas, o setos de 8 m de altura separados por aprox. 250 metros
3	0.4	Pueblos, aldeas, terrenos agrícolas con muchos o altos setos, bosques y terrenos muy accidentados y desnivelados
3.5	0.6	Grandes ciudades con edificios altos.
4	1.6	Grandes ciudades con edificios altos y rascacielos.

Cuadro V

POTENCIA DE UN AEROGENERADOR GENÉRICO CON 850kW DE POTENCIA NOMINAL.

$v(m/s)$	$P(kW)$
1	0
2	0
3	10
4	33
5	86
6	160
7	262
8	398
9	568
10	732
11	836
12	847
13	850
14	850
15	850
16	850
17	850
18	850
19	850
20	850
21	0
22	0
23	0
24	0
25	0
26	0
27	0
28	0
29	0
30	0