

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

**Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en
el Puerto de las Nieves (Agaete)**

Titulación: Grado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación

Mención: Sistemas Electrónicos

Autor: Carlos Jesús Granado Benítez

Tutor: Manuel Enríquez Chaves

Fecha: Curso 2018/2019

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en
el Puerto de las Nieves (Agaete)

HOJA DE EVALUACIÓN

Calificación: _____

Presidente

Fdo.:

Vocal

Secretario/a

Fdo.:

Fdo.:

Fecha: Enero 2019

Índice

Acrónimos	15
PARTE I.....	17
Capítulo 1. Introducción	19
Capítulo 2. Antecedentes.....	23
2.1 Breve historia de la energía eólica.....	23
2.1.1 Energía eólica en España	25
2.2 Breve historia de la energía solar fotovoltaica	29
2.2.1 Situación actual en Canarias	35
2.3 Vehículo eléctrico	36
2.3.1 Historia del vehículo eléctrico	36
2.3.2 Infraestructuras de recarga.....	40
2.3.3 Tipos de recarga de vehículo eléctricos	40
2.3.4 Vehículo Eléctrico en Canarias	42
Capítulo 3. Objetivos del proyecto.....	47
Capítulo 4. Peticionario.....	49
Capítulo 5. Estructura de la memoria	51
PARTE II. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	53
Capítulo 6. Fundamento teórico: Energía solar fotovoltaica y energía eólica.....	55
6.1 Energía solar fotovoltaica	55
6.1.1 Geometría solar	56
6.1.2 Irradiancia e irradiación.....	57
6.1.3 Índice de masa de aire	58
6.1.4 Mapas de predicción de recurso solar.....	59
6.1.5 Fundamento teórico de la energía fotovoltaica	60
6.1.6 Tipos de tecnología en células solares	63
6.1.7 Modelo eléctrico equivalente	64

6.1.8 Curva característica de una célula solar	64
6.1.9 Condiciones de ensayo normalizadas.....	65
6.1.10 Efecto de la variación de la irradiancia	66
6.1.11 Efecto de la variación de la temperatura ambiente.....	66
6.1.12 Factor de forma (FF) de la célula FV	68
6.1.13 Eficiencia nominal de una célula solar	68
6.2 Energía eólica	71
6.2.1 Naturaleza y clasificación del viento	71
6.2.2 Viento a escala global.....	71
6.2.3 Viento a escala local	72
6.2.4 Curvas de distribución de la velocidad del viento y Rosa de los vientos.	72
6.2.5 Relación entre la velocidad del viento y las características del terreno .	75
6.2.6 Relación entre velocidad y potencia eólica.....	76
6.2.7 Predicción de la velocidad del viento	77
6.2.8 Predicción de energía eólica a corto plazo.....	78
6.2.9 Predicción de viento a largo plazo.....	79
6.2.10 Mapas de predicción de recurso eólico	79
6.3 Generador híbrido.....	80
6.3.1 Ubicación de los generadores	80
6.3.2 Generador eólico.....	83
6.3.3 Generador fotovoltaico (GFV)	84
6.3.4 Integración en la infraestructura de red eléctrica existente	86
PARTE III. MEMORIA JUSTIFICATIVA	87
Capítulo 7. Cálculo del generador híbrido	89
7.1 Estudio para el emplazamiento de los generadores.....	89
7.2 Estudio de la carga	91
7.2.1 Elección del PDR	92

7.2.2 Estudio de perfiles de consumo	93
7.2.2.1 Perfil de consumo (2020-2025). Escenario 1	95
7.2.2.2 Perfil de consumo (2020-2025). Escenario 2	96
7.2.2.3 Perfil de consumo (2025-2030). Escenario 3	96
7.2.2.4 Perfil de consumo (2025-2030). Escenario 4	98
7.3 Generador eólico.....	99
7.3.1 Datos medioambientales	99
7.3.1.1 Recurso eólico	102
7.3.1.2 Ruido.....	102
7.3.2 Elección del aerogenerador.....	107
7.3.3 Producción energética del GE.....	110
7.4 Generador fotovoltaico (GFV)	111
7.4.1 Datos medioambientales	111
7.4.1.1 Temperatura ambiente	111
7.4.1.2 Recurso solar	114
7.4.2 Elección del módulo fotovoltaico (MFV)	116
7.4.3 Ubicación y distribución de los MFVs	119
7.4.3.1 Cálculo de proyección de sombras.....	124
7.4.3.1.1 Producidas por elementos naturales.....	124
7.4.3.1.1.1 Uso de VisorGrafcan.....	124
7.4.3.1.1.2 Uso de PVGIS	128
7.4.3.1.2 Producidas por elementos estructurales.....	129
7.4.3.1.3 Incidencia de la sombra sobre el GFV	136
7.4.4 Producción energética de un MFV	138
7.4.5 Inversor	141
7.4.5.1 Elección del inversor	141
7.4.5.2 Agrupamiento de MFVs por inversor	143

7.4.6 Producción energética del GFV	144
7.5. Integración de los sistemas en la infraestructura de red eléctrica existente	147
7.5.1 Esquema de conexión	148
7.5.2 Conductores	151
7.5.2.1 Justificación del cálculo de la sección de los conductores	151
7.5.2.2 Cálculo de la sección de los conductores.....	152
7.5.2.3 Elección de conductores	153
7.5.3 Elementos de protección.....	155
7.5.3.1 Protecciones de corriente continua (CC)	155
7.5.3.2 Protecciones de corriente alterna (CA).....	159
7.5.3.3 Toma de tierra	162
7.6. Balance Energético	164
7.6.1 Balance por término de energía. Periodo 2020-2025.....	165
7.6.2 Balance por término de energía. Periodo 2025-2030.....	168
PARTE IV. PLANOS.....	171
Capítulo 8. Planos	173
PARTE V. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO, CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFÍA.....	175
Capítulo 9. Estudio económico del proyecto	177
9.1 Presupuesto de la instalación.....	177
9.2 Estudio económico en potencia	179
9.2.1 Término potencia. Periodo 2020-2025.....	180
9.2.2 Término potencia. Periodo 2025-2030.....	182
9.3 Estudio económico en energía	184
9.3.1 Término energía. Periodo 2020-2025.....	185
9.3.2 Término energía. Periodo 2025-2030	187
9.3.3 Balance económico en energía del GFV	188

9.4 Viabilidad económica	189
9.4.1 Adecuación del perfil de consumo al GFV	191
9.4.2 Gestor de carga	195
Capítulo 10. Conclusiones	199
Capítulo 11. Bibliografía	201
ANEXOS	205
ANEXO I. Tablas de datos medioambientales	207
ANEXO II. Emplazamiento y características de los puntos de recarga	211
ANEXO III. Infraestructuras existentes de puntos de recarga de VE en Gran Canaria	213
ANEXO IV. Producción energética mensual de un MFV	221
ANEXO V. Producción energética solar	233

Índice de figuras

Figura 1. Evolución mundial en la demanda de petróleo.....	19
Figura 2. Durabilidad de las reservas de petróleo en años	20
Figura 3. Consumo mundial de las principales fuentes de energía	20
Figura 4. Crecimiento global de la energía eólica	24
Figura 5. Contribución por países. Energía eólica	25
Figura 6. Potencia eléctrica instalada. España.....	26
Figura 7. Mapa de recurso eólico a 80 m. en España.....	27
Figura 8. Generación eólica en 2017 por comunidades	27
Figura 9. Potencia eólica de cada comunidad autónoma (MW)	28
Figura 10. Evolución de la potencia eólica instalada en España.....	29
Figura 11. Capacidad instalada de energía solar FV. 2016.....	31
Figura 12. Capacidad total instalada de energía solar FV por potencias. 2016.....	32
Figura 13. Irradiancia global media en Europa	32
Figura 14. Irradiancia Global media. Península Ibérica	33
Figura 15. Irradiancia Global media. Canarias	33
Figura 16. Potencia solar FV instalada. España.....	34
Figura 17. Potencia solar FV por comunidades. España	34
Figura 18. Potencia instalada de EERR y demanda actual en Islas Canarias	35
Figura 19. Primer vehículo eléctrico. Ányos Jedlik, 1828.....	37
Figura 20. Vehículo eléctrico a escala. Sibrandus Stratingh, 1835	37
Figura 21. Galvani. Primera locomotora eléctrica. 1841.....	38
Figura 22. General Motors VE1.....	39
Figura 23. VE Nissan Leaf.....	40
Figura 24. Tipos de recarga de VE	41
Figura 25. Estimación de demanda y generación eléctrica 2013-2030	42
Figura 26. Estimación porcentual de VE en Canarias.....	43

Figura 27. Porcentaje de VE por isla en 2030.....	43
Figura 28. Progreso instalación de puntos de recarga de VE.....	44
Figura 29. Progreso distribución puntos de recarga rápida por municipios (2015, 2020, 2025, 2030).....	44
Figura 30. Elipse descrita por la Tierra alrededor del Sol	56
Figura 31. Ángulo de declinación solar	56
Figura 32. Incidencia de la radiación solar.....	57
Figura 33. Componentes de la radiación solar.....	58
Figura 34. Índice de masa de aire AM	59
Figura 35. Interfaz gráfica PVGIS versión 4.5	60
Figura 36. Ejemplo de célula solar fotovoltaica	61
Figura 37. Funcionamiento de una célula fotovoltaica.....	61
Figura 38. Efecto fotovoltaico.....	62
Figura 39. Eficiencia de una célula fotovoltaica	63
Figura 40. Circuito equivalente de una célula FV	64
Figura 41. Curva característica de una célula FV	65
Figura 42. Variación con la temperatura en una célula FV	67
Figura 43. Agrupamiento de MFV	69
Figura 44. Ejemplo de un MFV.....	69
Figura 45. Elementos de un MFV	70
Figura 46. Viento a escala global	72
Figura 47. Histograma de frecuencias de viento y distribución de Weibull.....	73
Figura 48. Ejemplo de curvas de Weibull	74
Figura 49. Recurso eólico a 80 m. en Gran Canaria	80
Figura 50. Puerto de Las Nieves. Municipio de Agaete, Gran Canaria	81
Figura 51. Ubicación del GFV y electrolinera. Puerto de Las Nieves, Agaete.....	82
Figura 52. Ubicación del Generador híbrido y electrolinera	82

Figura 53. Ubicación del GFV. Oficina Puerto de Las Nieves	83
Figura 54. Ubicación electrolinera. Zona de aparcamiento	83
Figura 55. Estructura del GFV.....	85
Figura 56. Esquema de conexión	86
Figura 57. Propuesta del Consejo Insular de Energía. Cabildo de Gran Canaria. Ubicación.....	89
Figura 58. Propuesta inicial de emplazamiento del generador híbrido.....	90
Figura 59. Propuesta final de emplazamiento del generador híbrido	90
Figura 60. Ubicación de los puntos de recarga.....	91
Figura 61. Escenario 1: Uso de los PDR. Día laboral.....	95
Figura 62. Escenario 2: Uso de los PDR. Fin de semana	96
Figura 63. Escenario 3: Uso de los PDR. Mes bajo.....	97
Figura 64. Escenario 4: Uso de los PDR. Mes alto	98
Figura 65. Altura del paseo marítimo	103
Figura 66. Niveles de ruido ambientales jueves.....	104
Figura 67. Niveles de ruido ambientales viernes.....	105
Figura 68. Niveles de ruido ambientales domingo.....	106
Figura 69. Curva de potencia Kliux Eagle	108
Figura 70. Curva de potencia Aeolos-V 3 kW.....	109
Figura 71. Curva de potencia Aeolos-V 5kW.....	109
Figura 72. Media de temperaturas máximas durante 2014	112
Figura 73. Media de temperaturas mínimas durante 2014.....	112
Figura 74. Media de temperaturas máximas durante 2015	112
Figura 75. Media de temperaturas mínimas durante 2015.....	113
Figura 76. Media de temperaturas máximas durante 2016	113
Figura 77. Media de temperaturas mínimas durante 2016.....	113
Figura 78. Características físicas MFV Panasonic	118

Figura 79. Área superficie oficina Puerto de Las Nieves	119
Figura 80. Distribución de los MFV sin obstáculos	119
Figura 81. Elementos presentes en la azotea. Oficina de servicios.....	121
Figura 82. Distribución de los MFV con obstáculos.....	122
Figura 83. Identificación de los MFV por sectores.....	123
Figura 84. Sistemas de soporte en cubierta plana.....	123
Figura 85. Obstáculo natural al GFV	125
Figura 86. Trazado del perfil Este	126
Figura 87. Relieve del perfil Este.....	126
Figura 88. Proyección Sureste.....	127
Figura 89. Proyección Sur	127
Figura 90. Trayectoria solar en el mes de enero.....	128
Figura 91. Obstáculos estructurales	130
Figura 92. Referencias para el cálculo de sombras.....	131
Figura 93. Coordenadas y ángulos de referencia en el GFV Sector 1	132
Figura 94. Interfaz SunEarthTools Puerto de Las Nieves	132
Figura 95. Elevación y acimut del Sol.....	133
Figura 96. Ángulo de dirección de la sombra del obstáculo 1.....	134
Figura 97. Longitud de la sombra debido a la estructura 1	134
Figura 98. Distancia dop para cada valor de acimut de la sombra	136
Figura 99. Incremento de ángulos en el Sector 1.....	137
Figura 100. Datos técnicos rendimiento FRONIUS SYMO 5.0-3-M	142
Figura 101. Funcionamiento principal del inversor	142
Figura 102. Generación energética mensual	146
Figura 103. Pérdidas energéticas mensuales	147
Figura 104. Esquema general instalaciones. Configuración elegida.....	148
Figura 105. Esquema de conexión.....	149

Figura 106. Composición del GFV	150
Figura 107. Características de diseño TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F.....	153
Figura 108. Características dimensionales TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F	154
Figura 109. Características dimensionales TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F	154
Figura 110. Protección contra sobrecargas.....	156
Figura 111. Protección contra cortocircuitos	157
Figura 112. Constante k de aislamiento de conductores.....	158
Figura 113. Características de funcionamiento fusible df electric 491630	159
Figura 114. Balance energético día típico laboral por meses.....	167
Figura 115. Balance energético día típico fin de semana por meses	167
Figura 116. Balance energético día típico. Escenarios 3 y 4	170
Figura 117. Precio de energía eléctrica a 19/11/2018.....	185
Figura 118. Generación - Demanda (kWh).....	193
Figura 119. Escenario 5. Demanda dentro de curva de generación. Enero	193

Índice de tablas

Tabla 1. Potencia eólica instalada (MW) por comunidades. España 2017.....	28
Tabla 2. Tecnologías en células solares.....	63
Tabla 3. Valores típicos de k según la morfología del terreno.....	74
Tabla 4. Valores típicos de coeficiente de rozamiento.....	76
Tabla 5. Medias de viento nocturnas y diurnas (km/h). Periodo 2014-2016	84
Tabla 6. Características RAPTION 50 TRIO	93
Tabla 7. Horarios de salidas y llegadas de Fred Olsen Express al Puerto de Las Nieves	94
Tabla 8. Horas y horario de Sol por meses.....	100
Tabla 9. Media General Nocturna y Diurna 2014-2016	101
Tabla 10. Media mensual nocturna y diurna de rachas de viento. Periodo 2014-2016	101
Tabla 11. Media anual de rachas de viento (m/s). Periodo 2014-2016	102
Tabla 12. Niveles sonoros diurnos – jueves	105
Tabla 13. Niveles sonoros diurnos – viernes.....	106
Tabla 14. Niveles sonoros nocturnos – domingo.....	107
Tabla 15. Comparativa mini aerogeneradores verticales	107
Tabla 16. Curvas de potencia diurna y nocturna AEOLOS- V 5 kW	111
Tabla 17. Media temperaturas máximas 2014-16	114
Tabla 18. Irradiancia solar media diaria en enero	115
Tabla 19. Irradiación solar mensual	116
Tabla 20. Elección del MFV.....	117
Tabla 21. Características mecánicas MFV Panasonic	118
Tabla 22. Ángulos de elevación mínimo del Sol.....	129
Tabla 23. Posición del Sol solsticio de invierno. Elevación y acimut.....	133
Tabla 24. Longitudes y ángulo de las sombras proyectadas por el obstáculo 1	135

Tabla 25. Cálculo de incidencia de sombra según franja horaria	137
Tabla 26. Incidencia de la sombra sobre los GFV debido a la estructura 1	138
Tabla 27. Incidencia de la sombra sobre los GFV debido a la estructura 2	138
Tabla 28. Recurso energético solar disponible en un día típico del mes de enero por MFV.....	140
Tabla 29. Características del inversor FRONIUS SYMO 5.0-3-M.....	142
Tabla 30. Conexión eléctrico GFV-Inversor	144
Tabla 31. Potencias en los MFV.....	145
Tabla 32. Energía total, disponible y pérdidas en nuestro GFV. Enero	145
Tabla 33. Generación energética y pérdidas mensuales en el GFV.....	146
Tabla 34. Cálculo de conductores tramo MFV-Inversor.....	152
Tabla 35. Cálculo de conductores tramo Inversor-CGMP	153
Tabla 36. Criterios de elección del fusible	158
Tabla 37. Criterios de elección del portafusibles.....	159
Tabla 38. Criterios de elección del interruptor magnetotérmico	160
Tabla 39. Criterios de elección de la protección diferencial	161
Tabla 40. Datos técnicos protección diferencial DE FI63.....	161
Tabla 41. Criterios de elección del interruptor seccionador.....	162
Tabla 42. Demanda de energía. Escenario 1: día típico mes de enero	165
Tabla 43. Demanda de energía. Escenario 2: día típico mes de enero	166
Tabla 44. Demanda de energía. Escenario 3: día típico mes de enero	168
Tabla 45. Demanda de energía. Escenario 4: día típico mes de junio.....	169
Tabla 46. Presupuesto del GFV	177
Tabla 47. Presupuesto conductores y protecciones eléctricas	177
Tabla 48. Presupuesto PDR	178
Tabla 49. Presupuesto del proyecto	178
Tabla 50. Tarifa electricidad 3.0A. ENDESA	179

Tabla 51. Periodos de discriminación del término de potencia	180
Tabla 52. Demanda de potencia. Escenario 1: mes de enero	180
Tabla 53. Demanda de potencia. Escenario 2: mes de enero	181
Tabla 54. Coste/año factura por término de potencia (2020-2025)	182
Tabla 55. Demanda de potencia. Escenario 3: mes de enero	183
Tabla 56. Demanda de potencia. Escenario 4: mes de junio.....	183
Tabla 57. Coste/año factura por término de potencia (2025-2030)	184
Tabla 58. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 1. Mes de enero	186
Tabla 59. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 2. Mes de enero	186
Tabla 60. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 3. Mes de enero	187
Tabla 61. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 4. Mes de junio	187
Tabla 62. Balance económico. Periodo 2025-2030.....	188
Tabla 63. Balance económico. Periodo 2025-2030.....	188
Tabla 64. Presupuesto del proyecto con subvención del 40%	190
Tabla 65. Balance económico del proyecto. Periodo 2020-2025	191
Tabla 66. Amortización económica. Periodo 2020-2025.....	191
Tabla 67. Demanda de potencia diaria. Escenario 5. Mes de enero	194
Tabla 68. Comparativa escenarios 1 y 2 frente a escenario 5	194
Tabla 69. Balance económico del proyecto con escenario 5	195
Tabla 70. Amortización económica con escenario 5. Periodo 2020-2025	195
Tabla 71. Parque de vehículos en Canarias	196
Tabla 72. Costes demanda energética recargas VE.....	196
Tabla 73. Beneficios por abono mensual.....	197
Tabla 74. Balance económico con abono mensual para recargas de VE.....	197

Tabla 75. Amortización económica con escenario 5. Periodo 2025-2030.....	198
--	-----

Acrónimos

ABB Asea Brown Boveri Ltd

AEE Asociación Empresarial Eólica

AEMET Agencia Estatal de Meteorología

BOE Boletín Oficial del Estado

BT Baja Tensión

CA Corriente Alterna

CC Corriente Continua

CGMP Cuadro General de Mando y Protección

DOSE Directrices de Ordenación del Sector Energético

EITE Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

EVA Etilen-Vinil-Acetato

FF Factor de Forma

FV Fotovoltaica

GE Generador Eléctrico

GFV Generador fotovoltaico

GMT Greenwich Mean Time

GSC Global Solar Council

GWEC Global Wind Energy Council

ICER Índice de Cobertura de Estaciones de Recarga

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IDECanarias Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias

IEA Agencia Internacional de Energía

IET Instituto de Energía y Transporte

ISTAC Instituto Canario de Estadística

ITC Instrucción Técnica Complementaria

ITC Instituto Tecnológico de Canarias

LOLP Loss Of Load Probability

MFV Módulo Fotovoltaico

NOCT Nominal Operation Cell Temperature

OMIE OMI-Polo Español S.A.

OMM Organización Meteorológica Mundial

PDR Punto de Recarga

PVGIS Photovoltaic Geographical Information System

RDP Red de Distribución Pública

REE Red Eléctrica de España

STC Standard Test Conditions

TFG Trabajo de Fin de Grado

TIR Tasa Interna de Retorno

UJA Universidad de Jaén

ULPGC Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

UTC Coordinated Universal Time

VAN Valor Actual Neto

VDR Voltage Dependent Resistor

VE Vehículo Eléctrico

PARTE I

Capítulo 1. Introducción

En la actualidad, se dispone en nuestro día a día de infinidad de dispositivos que utilizan energía eléctrica para funcionar, la cual no se obtiene de forma natural, sino que debe ser generada. Los métodos convencionales para la obtención de dicha energía se basan en la quema de combustibles fósiles, un recurso que tras haber sido la principal fuente de energía eléctrica durante el último siglo y medio comienza a ser reemplazado (Figura 1) [1], al igual que ocurrió con el carbón.

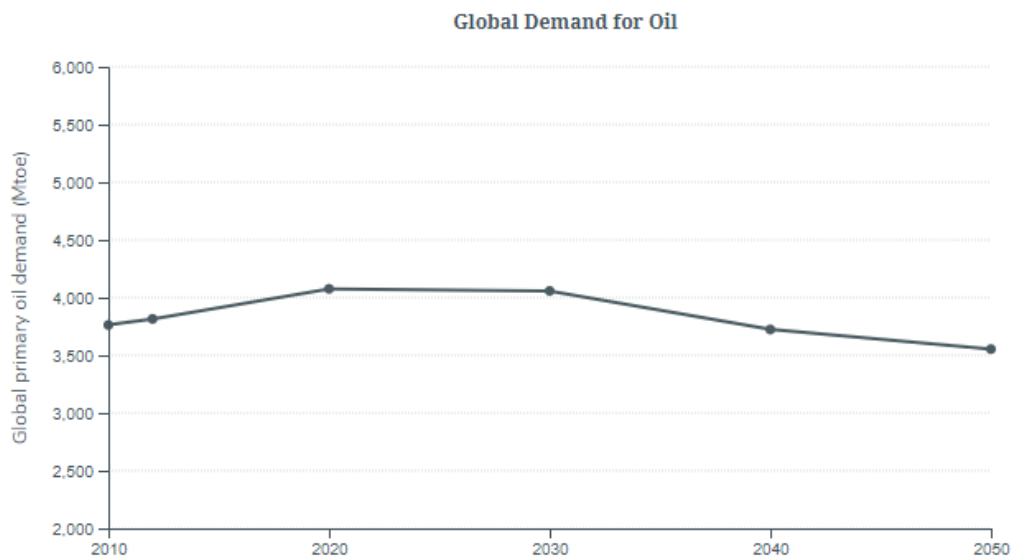


Figura 1. Evolución mundial en la demanda de petróleo. Fuente: Grantham Institute and Carbon Tracker

Este hecho se suma al paradigma de cuánto tiempo más seguiremos usando esta fuente de energía. El conocido como ‘oro negro’ ha sido y es el motor del mundo tal y como lo conocemos, y la sociedad mundial ha tenido siempre la preocupación por su agotamiento (Figura 2).

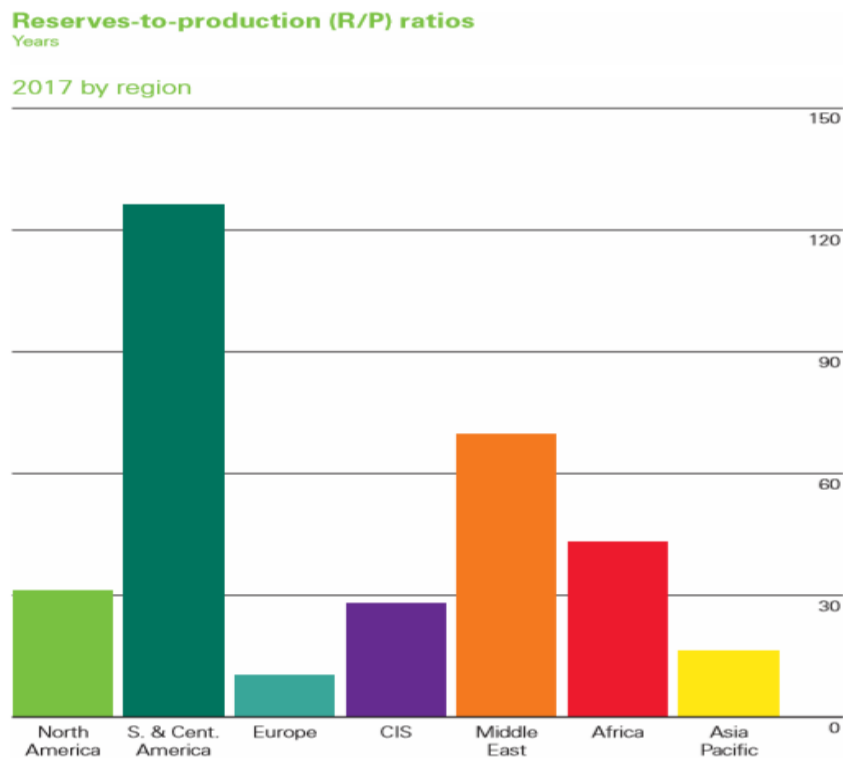


Figura 2. Durabilidad de las reservas de petróleo en años. Fuente: BP Statistical Review 2018

BP, en su último informe estadístico de energía de 2018, estima la durabilidad de las reservas de petróleo en 50 años, lo cual es un dato preocupante si atendemos a la gran demanda de esta fuente de energía que tenemos actualmente (Figura 3).

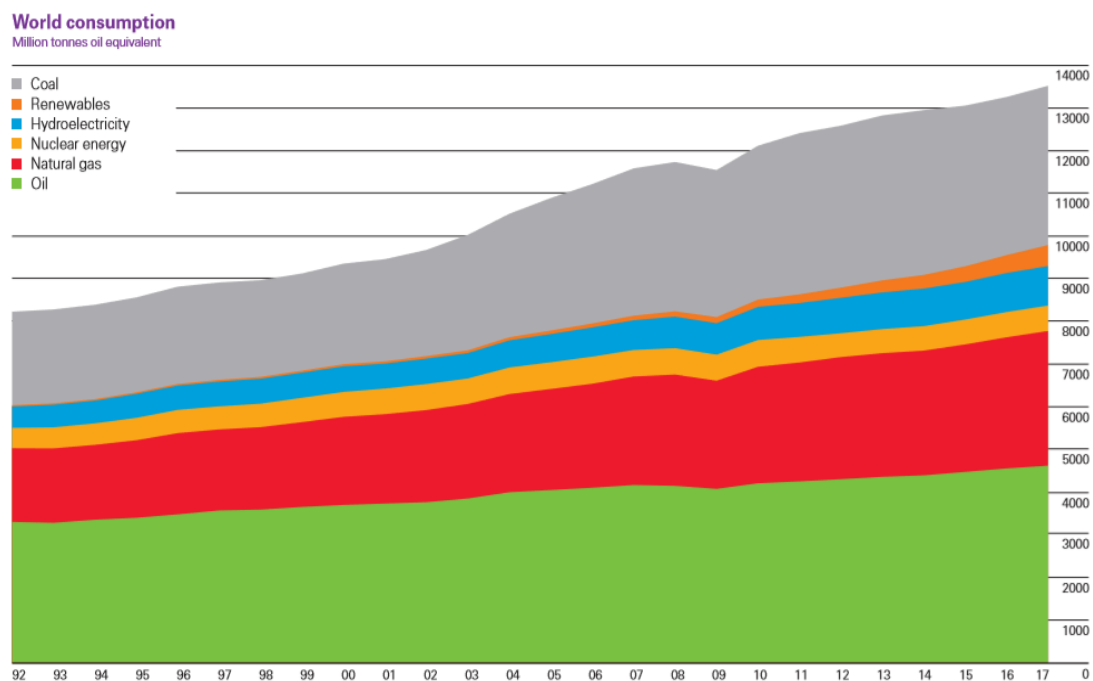


Figura 3. Consumo mundial de las principales fuentes de energía. Fuente: BP Statistical Review 2018

Sin embargo, estamos ante un cambio de perspectiva, donde el gran desarrollo tecnológico ha permitido apostar por energías verdes cada vez más eficientes, tanto en el sector del suministro eléctrico como en el de transporte, que combatan el gran incremento en el precio del barril de crudo, incentivando la búsqueda de energías alternativas que acaben reemplazando a los combustibles fósiles.

La evidencia de una aceleración en el calentamiento global provocada por la actividad humana y la ilegalidad en muchas de estas actividades han provocado el refuerzo de las normativas industriales, las cuales inducen a una gran concienciación medioambiental y a la búsqueda de nuevas alternativas que retrasen el calentamiento terrestre. Un claro ejemplo de ello es la Cumbre de París [2] de carácter jurídico vinculante para los países firmantes (195).

Es por ello que se ha impulsado el uso de las energías renovables como la energía eólica a partir del viento o la solar fotovoltaica (FV) a partir de la radiación solar entre muchas otras alternativas. Todas ellas son energías limpias de fuente inagotable, que no generan residuos, como por ejemplo emisiones de CO₂ a la atmósfera (emisiones que contribuyen al cambio climático) o el vertido de residuos tóxicos que contaminen el agua o el suelo.

Hasta la fecha, la eficiencia de los sistemas de generación de electricidad a partir de energías renovables no es suficiente como para sustituir por completo a los métodos convencionales a partir de combustibles fósiles. Sin embargo, las investigaciones en este campo han mejorado en gran medida las condiciones de producción de energía respecto a sus inicios, lo cual ha situado su contribución al sistema de producción de energía mundial en un escalón bastante importante (cubriendo un 13% de la demanda energética con previsiones de alcanzar un 20% en los próximos 15 años).

Las energías por las que más fuerte se está apostando actualmente en el desarrollo de las energías renovables son la eólica y la fotovoltaica, objetivos del desarrollo de este proyecto.

Capítulo 2. Antecedentes

2.1 Breve historia de la energía eólica

En relación a la energía eólica, esta ha sido utilizada desde tiempos remotos [3]. Sus primeros hallazgos datan del año 3000 a.C. usado para la navegación de veleros o emisión de sonidos en la civilización egipcia. Más tarde empezarían a desarrollarse los primeros molinos de viento de eje horizontal, para su uso en el grano y agua, hallados en el siglo VII en la antigua Persia.

En Europa tardarían más en llegar. En el siglo XII Francia e Inglaterra construyeron los primeros molinos basados en madera utilizados para los mismos fines.

Pero la invención de los motores hizo dejar a un lado esta invención y llegaron las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial en el siglo XVIII. Esto permitió cambiar el concepto del desarrollo y la producción y se dejó a un lado la fuerza humana y la utilización del recurso eólico para dar paso a las máquinas industriales y grandes medios de transporte como la locomotora.

Esto propició el desarrollo de la primera turbina eólica para generar electricidad en 1888 (Charles F. Brush). Un aerogenerador de 12 kW que alimentaba una batería. Y con ello, vinieron los primeros programas de investigación en Dinamarca y la invención solamente dos años después de la que es considerada la primera máquina diseñada para generar electricidad a partir de energía eólica (Poul la Cour).

La creciente demanda energética de una sociedad en constante crecimiento y la escasez de combustibles a raíz de la Primera Guerra Mundial hizo que se incentivaran de nuevo las máquinas alternativas al uso de combustibles. Y con ello la instalación de estos generadores daneses de forma discreta en algunas zonas de Europa durante la primera mitad del siglo XX hecho creciente hasta la Segunda Guerra Mundial y la alta necesidad de producción generada por el uso del petróleo.

Pero realmente el auge de esta energía alternativa vino en la década de los 70 y 80, cuando ocurre la primera crisis del petróleo y los movimientos contra la energía nuclear. Una tecnología bastante costosa cuyos desarrollos más significativos se producen en la última década del siglo XX. Esto conlleva la creación de los primeros Institutos de investigación daneses (Risø) y alemanes (DEWIS) entre otros, que promovieran estas iniciativas a través de subvenciones de los gobiernos estatales.

Ya en el siglo XXI, se crea en 2001 la Asociación Mundial de Energía Eólica (*World Wind Energy Association*) en Dinamarca y con sede en Bonn (Alemania) que ha permitido llegar a las iniciativas creadas hoy en día y al progreso actual de este tipo de tecnologías.

En la Figura 4, facilitada por el *Global Wind Energy Council* (GWEC) [4], se muestra una clara tendencia del fuerte crecimiento de la energía eólica, y su gran aportación al sistema de generación actual, contribuyendo ya un 5% y demostrando que estamos ante un cambio de ciclo de generación energética mundial.

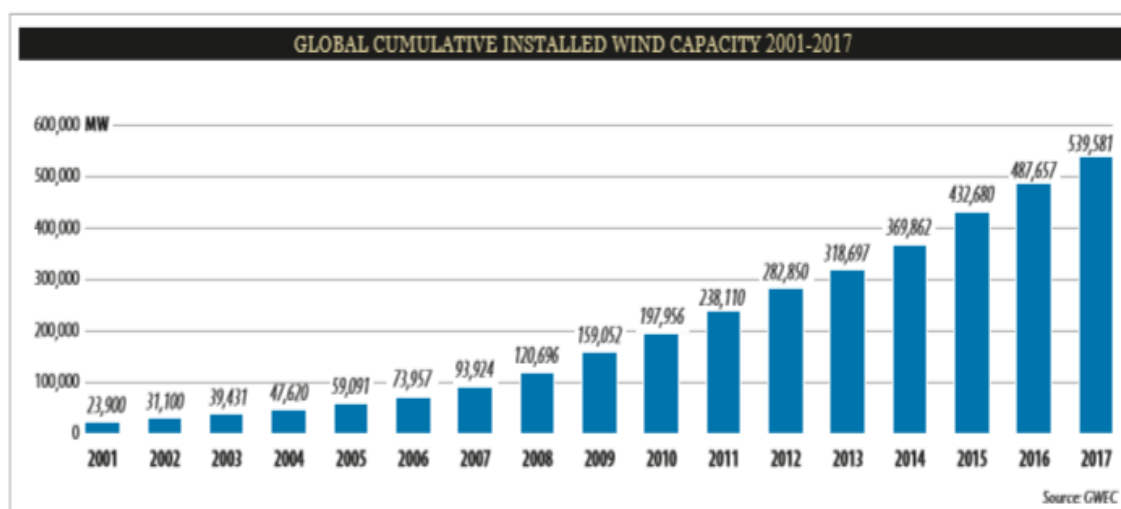


Figura 4. Crecimiento global de la energía eólica. Fuente: GWEC

Tendencia que se espera mantener en los próximos años gracias a la gran concienciación del cambio climático y protocolos como el 20/20/20 propuesto por la Comisión Europea de Energía [5] en el que se pretende: 20% reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990, 20% de participación de energías renovables y 20% de mejora de la eficiencia energética.

Si atendemos a qué países y en qué medida contribuyen a esta generación de casi 500 GW de energía eólica actualmente podríamos entender el compromiso mundial existente en este cambio energético. La Figura 5 es un ejemplo gráfico de ello.

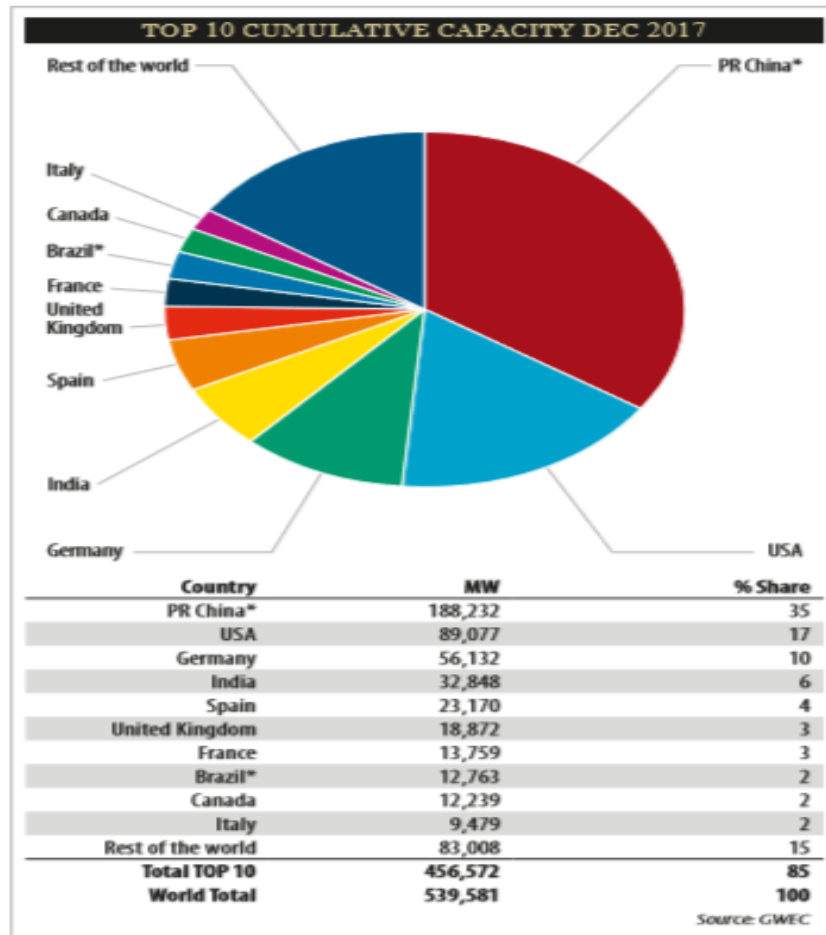


Figura 5. Contribución por países. Energía eólica. Fuente: GWEC

Como vemos, China es el país líder con casi 200 GW de energía eólica de capacidad generada por sus instalaciones. Los siguientes que encabezan la lista son EEUU y Alemania los cuales también están apostando fuertemente por estas energías alternativas y son un referente en sus continentes. España ocupa el quinto lugar y es la segunda referencia en Europa en el sector.

2.1.1 Energía eólica en España

Las energías renovables en España en 2017, según el boletín energético oficial facilitado por Red Eléctrica de España (REE) [6], representaron el 46% de la potencia instalada y el 32% de la generación nacional (Figura 6), lo que la sitúa como un referente mundial en este ámbito, colocándose en sexto lugar en volumen de generación renovable.

Estructura de potencia instalada a 31.12.2017. Sistema eléctrico nacional [%]

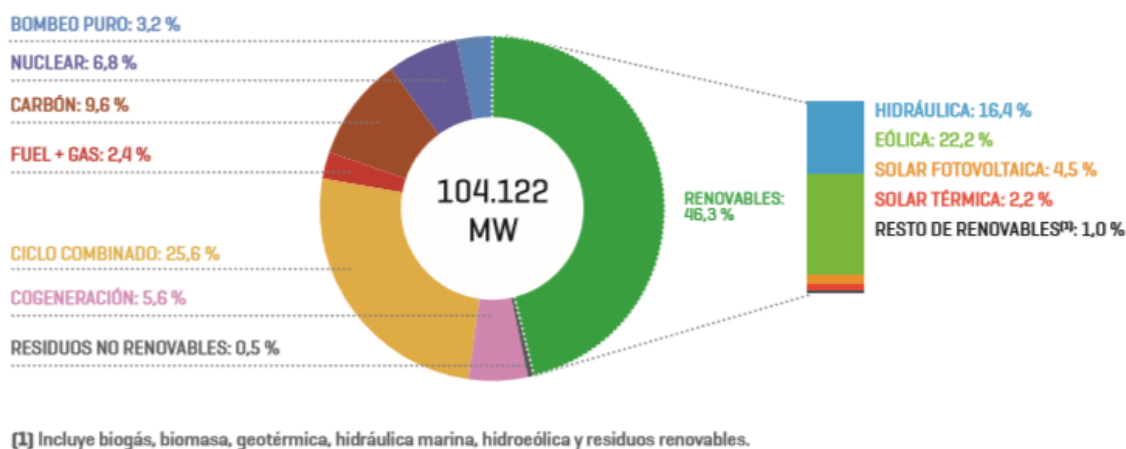


Figura 6. Potencia eléctrica instalada. España. Fuente: REE

Como vemos, las energías renovables juegan un papel importante en la generación eléctrica española. Tendencia marcada especialmente en la última década donde el crecimiento ha sido del 70%, encabezados principalmente por la energía eólica. Esta alcanzó en 2017 el 18.2 % de toda la generación renovable de ese mismo año, lo cual indica su importante papel no solo a nivel nacional sino mundial. Esto demuestra que España tiene un alto compromiso con los tratados europeos como el protocolo 20-20-20, citado anteriormente, y camina hacia un futuro de desarrollo sostenible.

En relación a su distribución en el territorio español, la energía eólica se extiende de forma amplia por todo el territorio. Lo que hace que todas las comunidades tengan un amplio número de parques eólicos instalados y, en consecuencia, una gran aportación a esta generación. Esta información se puede ver a través de mapas de recurso eólico como el mostrado en la Figura 7, facilitado por el IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [7].

IDAE es un organismo adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica, cuyo objetivo es contribuir a la consecución de objetivos en materia de mejora de la eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías bajas en carbono.

La gran distribución de este recurso eólico hace que el número de parques eólicos instalados por todo el territorio sea bastante considerable y con ello la generación.



Figura 7. Mapa de recurso eólico a 80 m. en España. Fuente: IDEA

En la Figura 8 y Tabla 1, facilitadas por REE y por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) [8], se puede ver esta contribución por comunidades y en qué cuantía, donde se indica que España tiene un total de 1080 parques eólicos distribuidos de potencia instalada (en MW) por comunidades autónomas de España. Datos referidos a 2017.

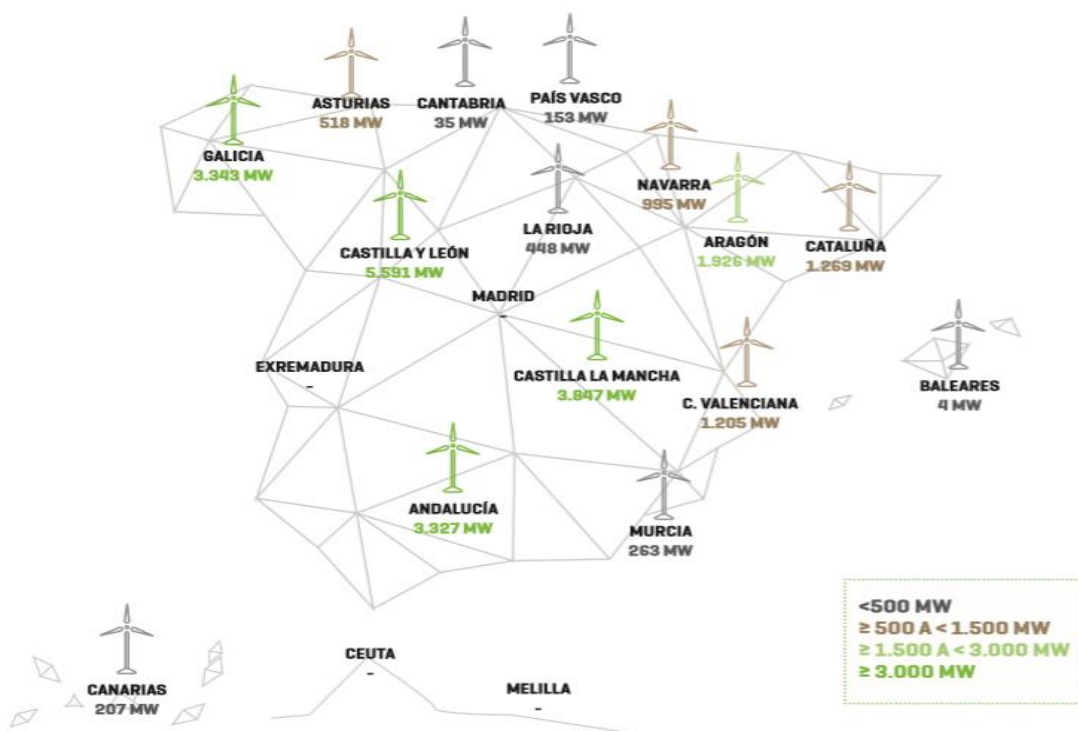


Figura 8. Generación eólica en 2017 por comunidades. Fuente: REE

Tabla 1. Potencia eólica instalada (MW) por comunidades. España 2017. Fuente: AEE

COMUNIDAD AUTÓNOMA	POTENCIA INSTALADA EN 2017	ACUMULADO A 31/12/2017	% SOBRE EL TOTAL	Nº DE PARQUES
Castilla y León	2	5.595	24,23%	244
Castilla-La Mancha	0,225	3.807	16,48%	141
Galicia	16,45	3.354	14,52%	159
Andalucía	0	3.301	14,29%	152
Aragón	18	1.911	8,28%	89
Cataluña	0	1.269	5,49%	46
Comunidad Valenciana	0	1.189	5,15%	38
Navarra	0	1.004	4,35%	49
Asturias	0	518	2,25%	23
La Rioja	0	447	1,93%	14
Murcia	0	262	1,13%	14
Canarias	59,1	241	1,04%	64
País Vasco	0	153	0,66%	7
Cantabria	0	38	0,17%	4
Baleares	0	4	0,02%	46
TOTAL	95,78	23.092	100,00%	1.090

Tal y como indica la Tabla 1, Castilla y León es la comunidad autónoma con mayor número de parques eólicos instalados referido a 2017, con un total de 244, seguido de Castilla-La Mancha, Andalucía y Galicia, ocupando las 4 el 70% aproximadamente de la potencia eólica instalada en el país (Figura 9).

Potencia eólica de cada comunidad autónoma sobre la potencia eólica nacional (%)

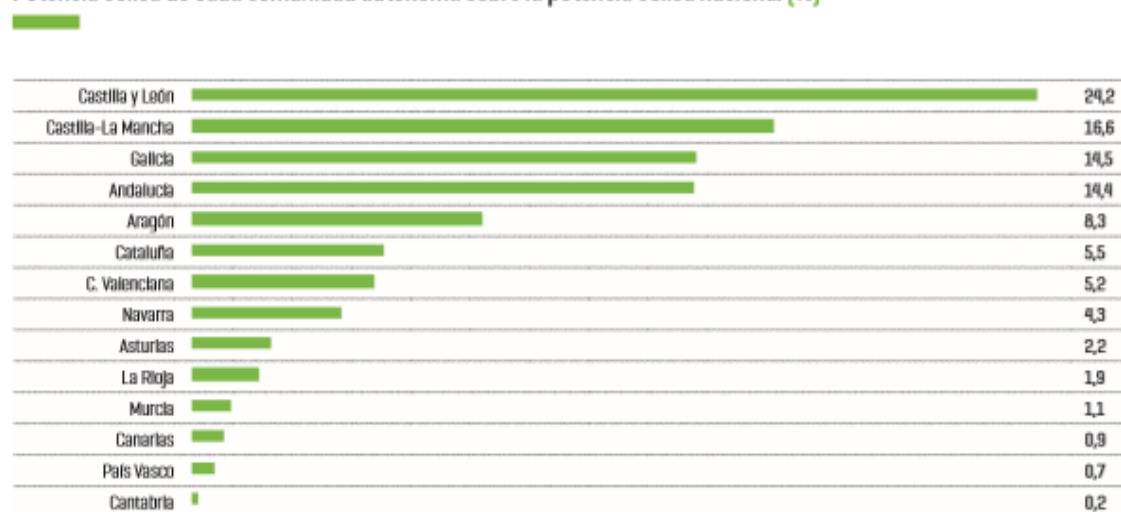


Figura 9. Potencia eólica de cada comunidad autónoma (MW). Fuente: REE

Como comentamos anteriormente, España no solo aportó en 2017 un tercio de toda su generación en forma de energía renovable, sino que además esta estadística se ha mantenido con regularidad en la última década gracias a la fuerte apuesta por las energías renovables y en concreto, la energía eólica. Estos datos son demostrados por

AEE la Figura 10, donde se puede ver claramente esta tendencia, alcanzando los 23092 MW de potencia instalada en 2017.



Figura 10. Evolución de la potencia eólica instalada en España. Fuente: AEE

Esta clara tendencia ha convertido a esta tecnología en la segunda fuente de generación eléctrica en España en 2017, con una producción de 47896 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 18,2%.

Además, un dato interesante no es solo la generación eléctrica que aporta a los hogares españoles. España es referente en exportaciones de aerogeneradores a nivel mundial y en patentes eólicas ocupando el cuarto y el séptimo lugar en estas clasificaciones respectivamente según datos de 2017 de la AEE.

2.2 Breve historia de la energía solar fotovoltaica

En relación a la energía solar fotovoltaica, podemos decir que es una tecnología mucho más reciente. Los primeros pasos en el desarrollo de esta tecnología se basan en el hallazgo del efecto fotovoltaico por parte del físico francés Alexandre-Edmond Becquerel en el año 1839 [9].

Pero tuvo que pasar casi un lustro cuando fue desarrollada la primera célula fotovoltaica de selenio en 1883 por Charles Fritts, con una eficiencia del 1%. Esto

suponía un gran paso, pero a la vez un gran impedimento debido a su alto coste. Por lo que su uso se centró en otros fines que no fueran la generación eléctrica.

El hecho de haber podido implementar células tan poco eficientes no fue un paso en vano sino todo lo contrario, la posibilidad de transformar luz solar en electricidad fue un gran hito para esta tecnología.

Ya a mediados del siglo XX, comenzaron las primeras implementaciones de células solares que son la fuente de base de la tecnología actual. En 1946, el ingeniero estadounidense Russell Ohl patentó la célula solar moderna de silicio también en parte a desarrollos anteriores a principios de siglo en base a los hallazgos de Charles Fritts.

En 1953, investigadores estadounidenses de los Laboratorios Bell (Gerald Pearson, Calvin S. Fuller y Daryl Chapin) hallan la sensibilidad del silicio dopado con algunas impurezas a la luz. Este elemento era mucho más eficiente que el selenio y el silicio sin dopar, y con ello llegaron las primeras células solares comerciales con una eficiencia de alrededor del 6%.

El resto de la década se centró en la investigación para mejorar este rendimiento. Y así fue como la empresa estadounidense Hoffman Electronics, dedicada al desarrollo de células fotovoltaicas, consigue células con una eficiencia del 14% y con ello reducir los costes de fabricación y conseguir un producto comercialmente viable.

El crecimiento de esta tecnología por parte de la compañía Hoffman Electronics hizo impulsar la primera implementación práctica de las células solares en carrera espacial de USA y URSS. De las tres tecnologías existentes para poder poner en órbita un satélite (baterías, energía nuclear y energía solar) se decantó por la que podría proporcionar una vida más larga a los satélites.

Con ello, la URSS y USA lanzan su primer satélite al espacio en 1957 y 1958 respectivamente. Aunque ninguno con tecnología solar. El primero fue el Vanguard 1, cuarto satélite puesto en órbita de la historia a cargo de la nación americana en 1958 y gracias a la tecnología de Hoffman Electronics. Esto proporcionó un gran impulso a la tecnología solar fotovoltaica en las décadas posteriores a los que también influyó la primera crisis del petróleo y cuyas implementaciones se siguen utilizando actualmente como base en este campo.

A pesar del alto coste de esta tecnología, en los años 70 se consiguió diseñar una célula mucho más barata gracias a un nuevo dopado de impurezas sobre el silicio y un

encapsulado más económico. Esto permitió su uso también en aplicaciones terrestres como por ejemplo el alumbrado de vías de ferrocarril o faros y boyas marinas.

A partir de los años 80 empiezan a establecerse las primeras viviendas con un sistema de alimentación eléctrica a partir de energía fotovoltaica en los países desarrollados. Incluso en los países subdesarrollados se llevaron a cabo los primeros proyectos debido al escaso acceso a la red eléctrica y a su mantenimiento periódico.

En la actualidad la carrera por la generación eléctrica a partir de esta tecnología va ligada a la concienciación en el siglo XXI por el cambio climático. Por ello, el principal objetivo que se persigue es el desarrollo sostenible medio-ambiental.

La Figura 11 recoge esta clara evolución en el siglo actual y su contribución por países al sistema de generación energético mundial. Datos facilitados por el *Global Solar Council* (GSC) a finales de 2016 [10].

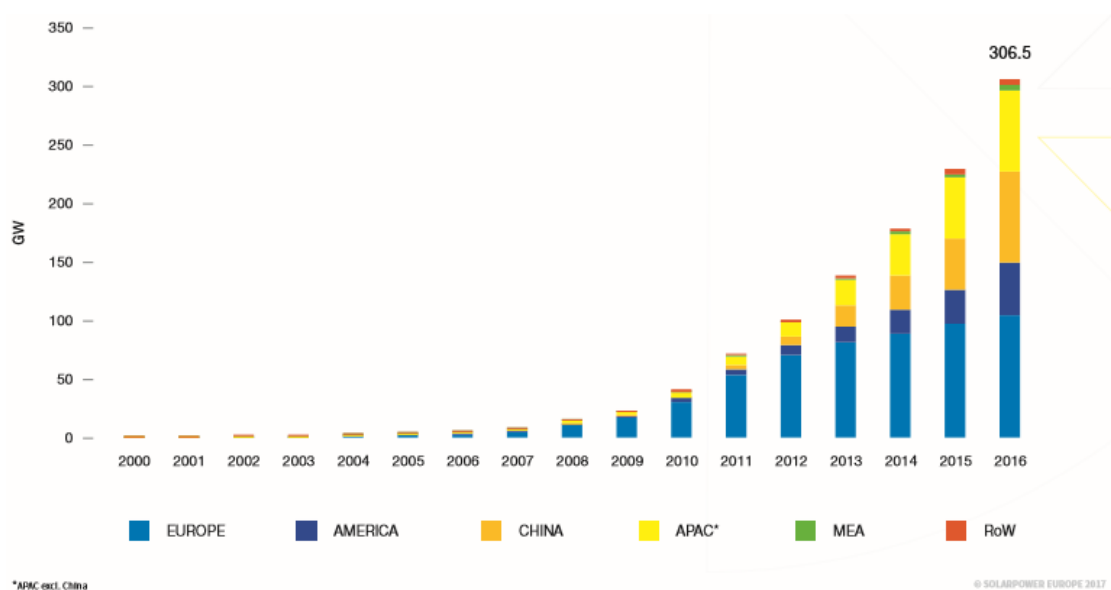


Figura 11. Capacidad instalada de energía solar FV. 2016. Fuente: GSC

La Figura 12, muestra la contribución de energía solar fotovoltaica al sistema de generación energético mundial a finales de 2016. Como podemos observar, China al igual que en el caso de la energía eólica es la potencia líder en generación contribuyendo con un 25.3% seguida de Japón y USA con aproximadamente la mitad de generación fotovoltaica que el gigante asiático.

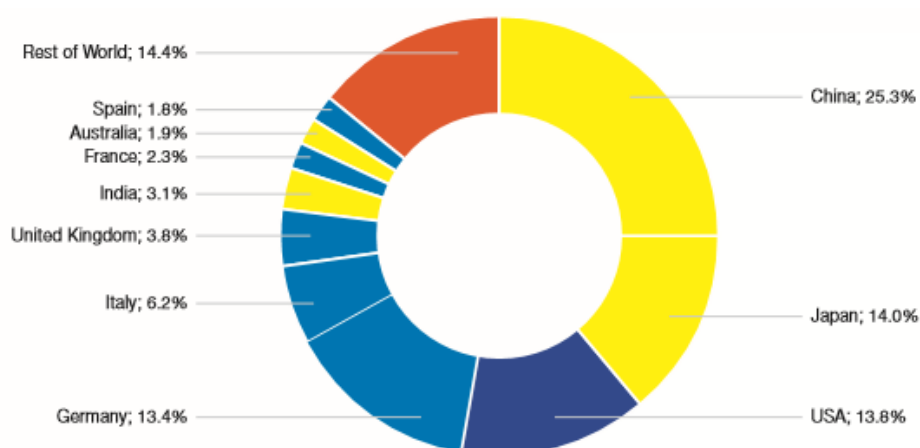


Figura 12. Capacidad total instalada de energía solar FV por potencias. 2016. Fuente GSC

Del mismo modo, como se indica, España ocupa el décimo lugar. Una muestra clara de que se debe apostar fuertemente por este tipo de tecnología en un país donde el recurso solar es abundante en la mayoría del año y un referente europeo como así lo muestran las Figura 13 y Figura 14 respectivamente. El recurso solar en Canarias es mostrado en la Figura 15.

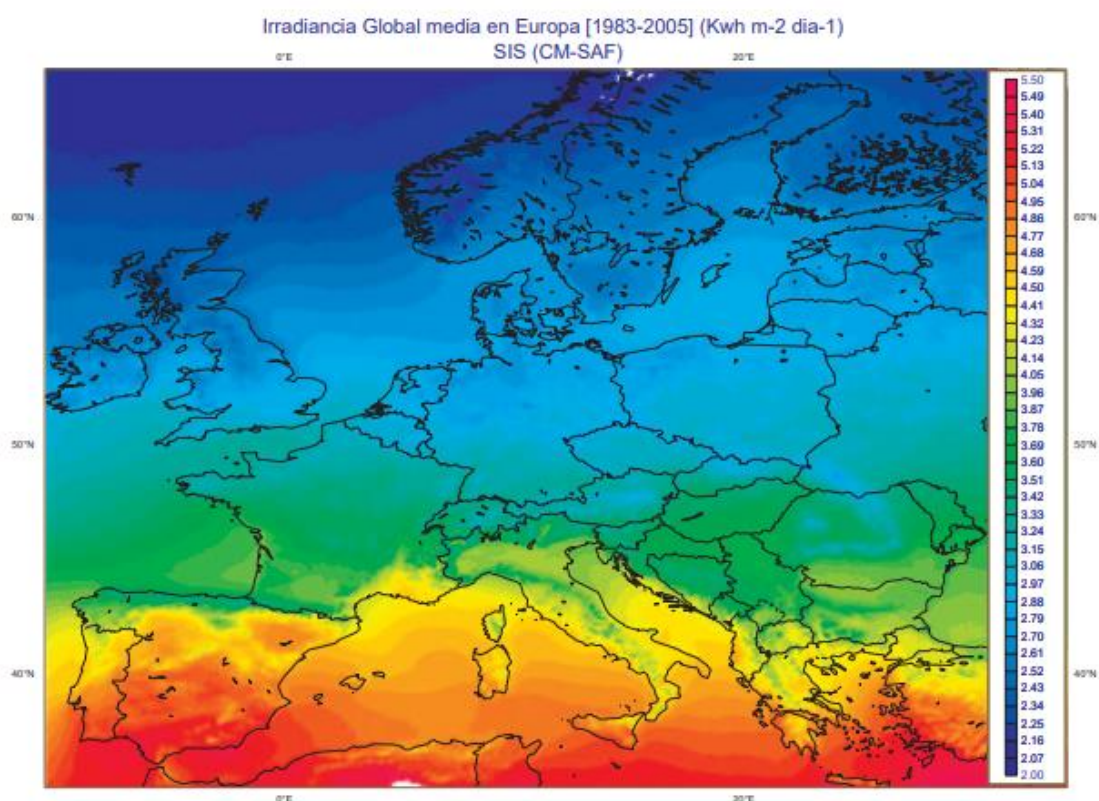


Figura 13. Irradiancia global media en Europa. Fuente: AEMET

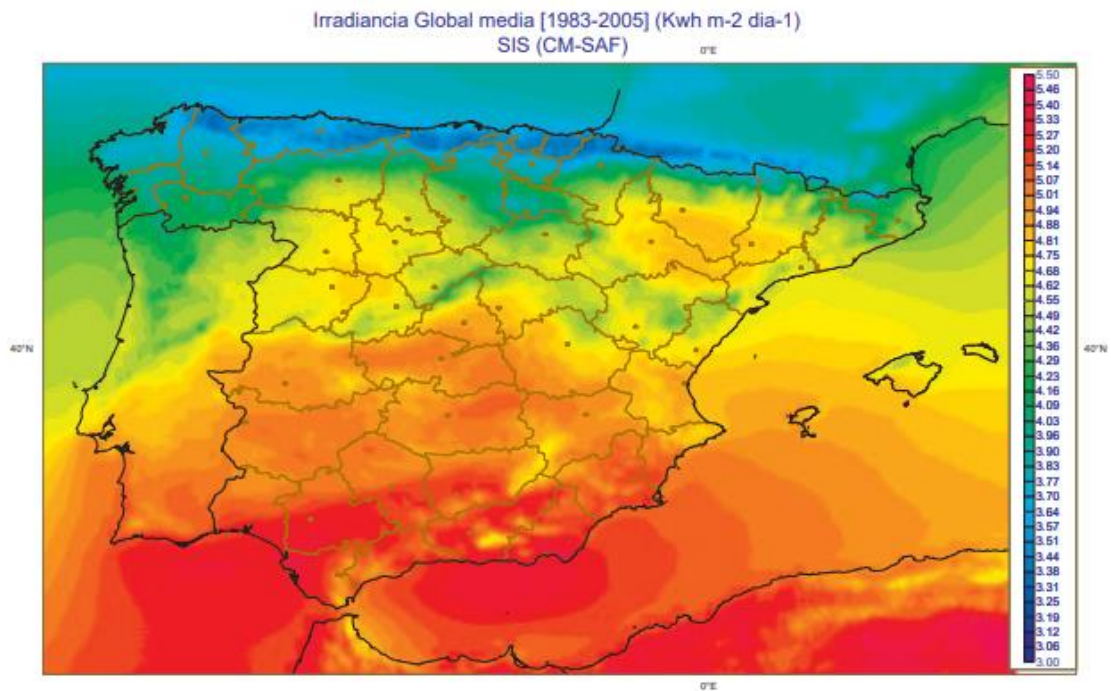


Figura 14. Irradiancia Global media. Península Ibérica. Fuente: AEMET

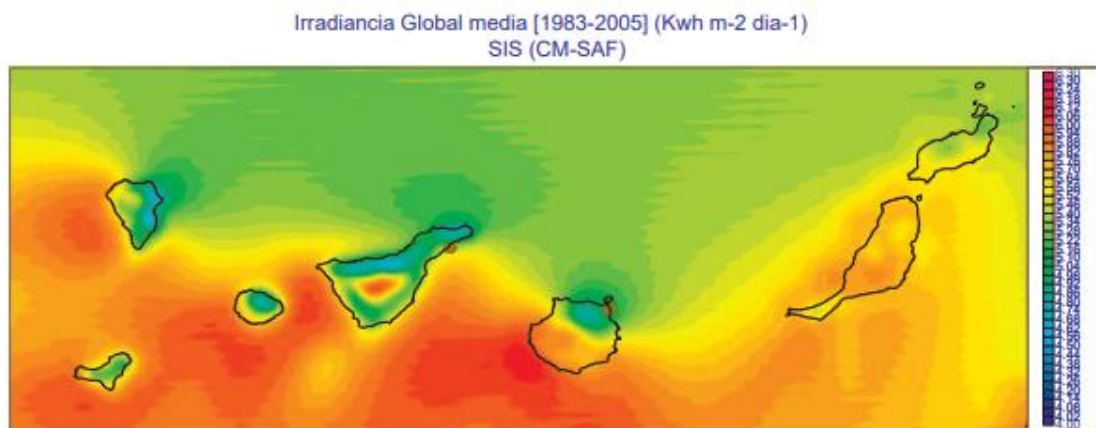


Figura 15. Irradiancia Global media. Canarias. Fuente: AEMET

La energía solar fotovoltaica en España es la tercera fuente de energía renovable tras la energía eólica y la hidráulica según datos facilitados por la REE a finales de 2017. Contribuyendo con tan solo un 3.2% de la generación al sistema eléctrico nacional.

Este último siglo ha sido, al igual que en energía eólica, un ciclo de cambios y alto crecimiento para la energía solar fotovoltaica. Así lo reflejan los datos facilitados por la REE mostrados en la Figura 16.

La potencia instalada de energía solar fotovoltaica a finales de ese mismo año fue de 4687 MW, que corresponden a un total del 4.5% del total de la potencia instalada en

el territorio español. Además, ha contribuido a la generación eléctrica con un 3.2% del total de la generación. Datos que esperan incrementarse en los próximos años.

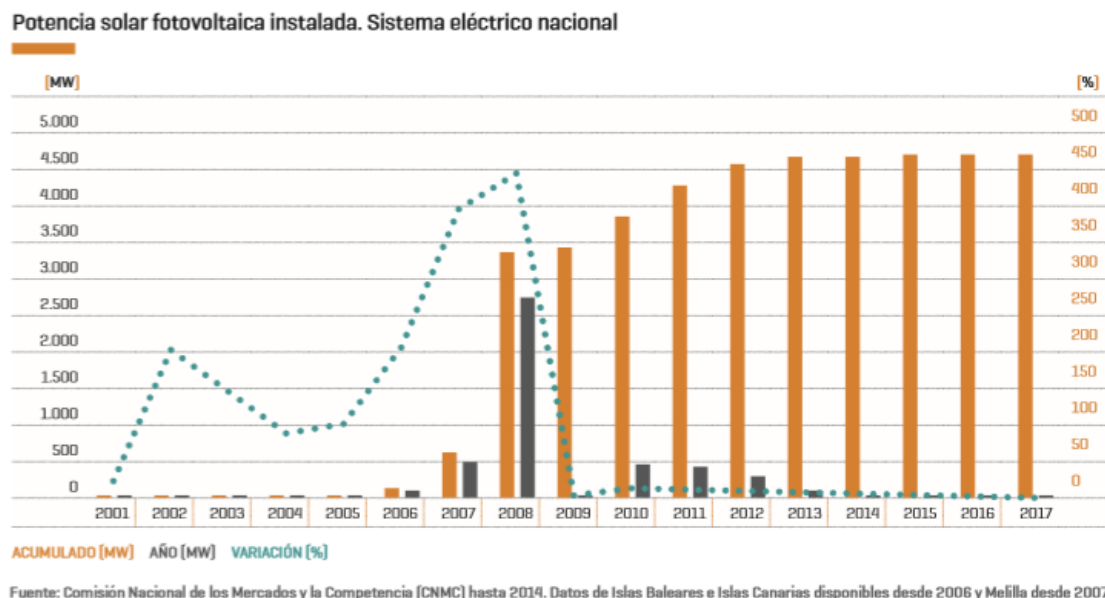


Figura 16. Potencia solar FV instalada. España. Fuente: REE

A pesar de que se ha registrado un alto crecimiento en esta tecnología en la última década, también el comportamiento ha sido prácticamente el mismo en los últimos 3 años. Tendencia que espera ser incrementada a finales de esta década.

La siguiente imagen muestra la contribución por comunidades y en qué medida a la energía solar fotovoltaica Figura 17:

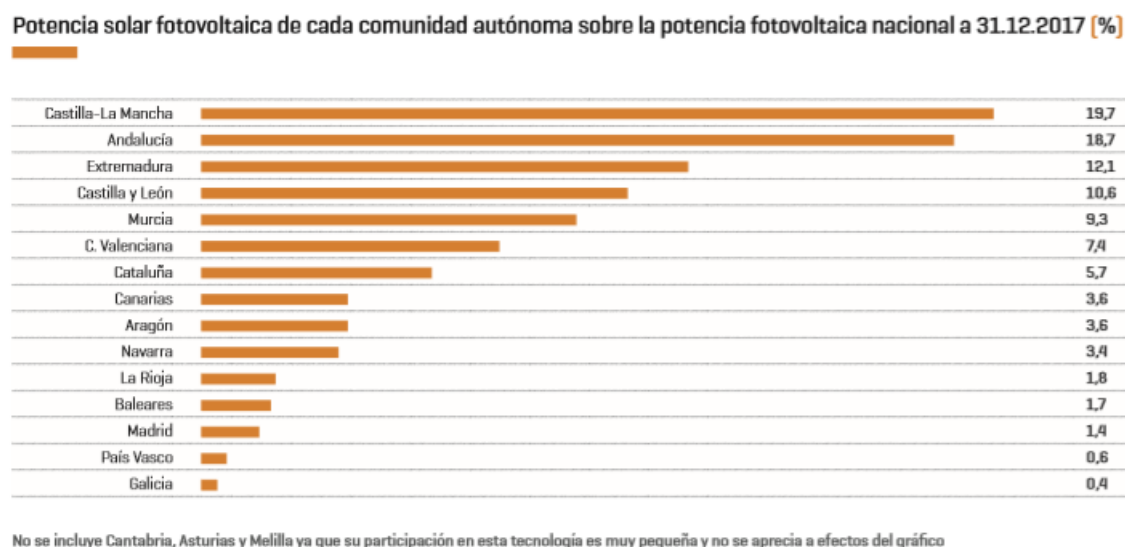


Figura 17. Potencia solar FV por comunidades. España. Fuente: REE

Como podemos observar, al igual que el recurso eólico, el recurso solar en el país también está bastante distribuido, lo que permite que muchas comunidades autónomas contribuyan al total de la generación.

Casi un 20% del total de la generación es aportado por Castilla-La Mancha, seguidas de Andalucía, Extremadura y Castilla y León. Cabe destacar por otro lado que las comunidades más al norte en su mayoría tienen una contribución menos importante por debajo del 1% de la generación.

2.2.1 Situación actual en Canarias

Focalizando nuestro proyecto a nuestro emplazamiento, nos centramos en la situación actual en Canarias. El archipiélago canario debido a su geografía conforma una red de transporte eléctrica aislada de la península ibérica lo que la convierte en una infraestructura delicada. A su vez esta está fragmentada en islas, estableciendo también un subsistema entre Fuerteventura y Lanzarote y otro entre Tenerife y La Gomera.

Este hecho provoca un gran problema en la demanda o producción de combustibles fósiles de los cuales dependemos en un 90% según el informe del sistema eléctrico español de 2017 de REE [6] y desglosado según la proveniencia de las fuentes de energía en la Figura 18.

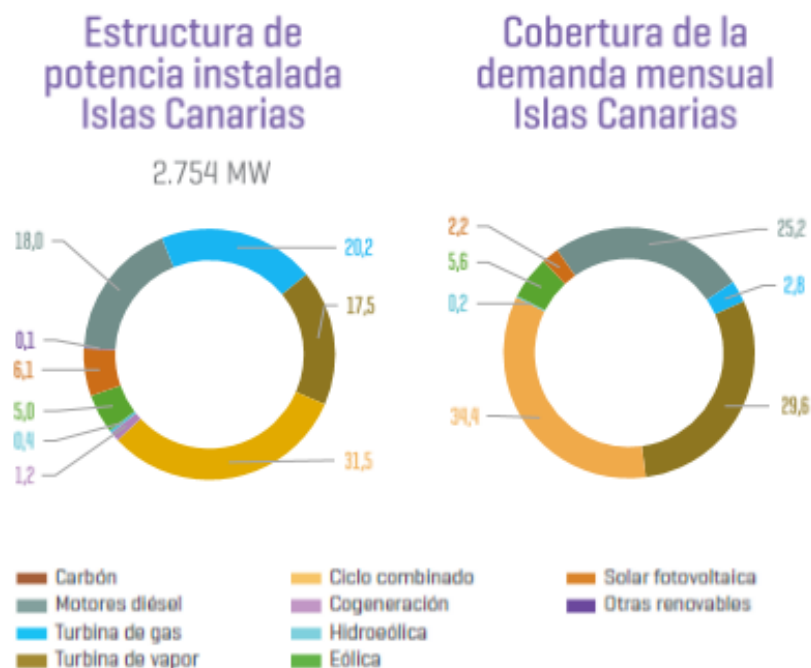


Figura 18. Potencia instalada de EERR y demanda actual en Islas Canarias. Fuente: REE

Es por ello que Canarias está muy implicada en el desarrollo de energías alternativas que reduzcan considerablemente estas estadísticas, como lo muestra el crecimiento de la comunidad autónoma en 2017 (Tabla 1) y con ello la idea de plantear este proyecto.

Por otro lado, no solo nos debemos centrar en la generación de energías alternativas sino también en hacer uso de sistemas más eficientes que contribuyan hacia un desarrollo sostenible como, por ejemplo, medios de transporte más eficientes y, concretamente en este proyecto, los vehículos eléctricos.

Una de las industrias más importantes a nivel mundial es la automovilística. Esto crea una alta dependencia de este medio de transporte en nuestro día a día el cual contribuye en gran medida al cambio climático. Como consecuencia, se establecen políticas de desarrollo sostenible como las planteadas en [11] y [12], correspondientes al Real Decreto 1053/2014 de 12 de diciembre haciendo referencia a la aprobación de la ITC-BT-52, una nueva Instrucción Técnica Complementaria para la implantación de infraestructuras de recarga de estos vehículos en España y la Directiva 2014/94/UE (23) haciendo referencia a la eficiencia energética de forma indispensable de este tipo de vehículos en el marco europeo respectivamente.

Actualmente en Canarias las infraestructuras son escasas. Esto provoca no solo el hecho de que no sea notable el mercado de este tipo de automóviles en las islas, sino que no se tengan unas infraestructuras adecuadas para su funcionamiento (puntos de recarga, PDR) que promuevan esto anterior. Es por ello que uno de los objetivos de este trabajo es promover este impulso de vehículos eléctricos mediante la implantación de infraestructuras adecuadas para su uso.

2.3 Vehículo eléctrico

2.3.1 Historia del vehículo eléctrico

El gran desarrollo de la rama de la electricidad propició a lo largo del siglo XIX un gran crecimiento en proyectos que son base de la tecnología que concebimos hoy en día, en parte gracias al desarrollo de la pila de Volta (Allessandro Volta, 1800), la cual permitió diseños experimentales de circuitos de corriente eléctrica.

Uno de los grandes hitos [13] de este siglo fue curiosamente el desarrollo de un prototipo de vehículo eléctrico (Ányos Jedlik, 1828) cuyo prototipo se muestra en la Figura 19, y que nos sitúa verdaderamente en el concepto que tendemos a pensar de

vehículo eléctrico como diseño moderno. Era un modelo a escala accionado por un motor eléctrico.



Figura 19. Primer vehículo eléctrico. Ányos Jedlik, 1828. Fuente: YouBioit

En verano de 1834, un herrero estadounidense, Thomas Davenport, desarrolló el primer motor eléctrico de corriente continua, el cual colocó a un pequeño modelo de automóvil también a escala convirtiéndose en el primer vehículo eléctrico de la historia americana. Además, fue pionero en utilizar un vehículo accionado por una batería, lo cual no tuvo gran repercusión debido al alto coste de fabricación de las mismas.

En 1835 fue desarrollado el que es considerado como el precedente de los vehículos eléctricos modernos. Su diseño fue a cargo del holandés Sibrandus Stratingh y su asistente Christopher Becker. Consistía un modelo a escala accionado por pequeñas pilas no recargables.



Figura 20. Vehículo eléctrico a escala. Sibrandus Stratingh, 1835. Fuente: YouBioit

Pero todos estos diseños no eran más que prototipos a escala que no tenían aplicación práctica más allá de un experimento. Fue entonces cuando el escocés Robert Anderson desarrolló el primer vehículo a tamaño real de propulsión eléctrica, accionado por pequeñas pilas no recargables. Luego desarrollaría varios prototipos sobre otros diseños con baterías de celdas galvánicas.

Robert Davison, en 1841 construiría la primera locomotora eléctrica de la historia, a la que llamó '*Galvani*' (Figura 21). Esta no podía transportar pasajeros.

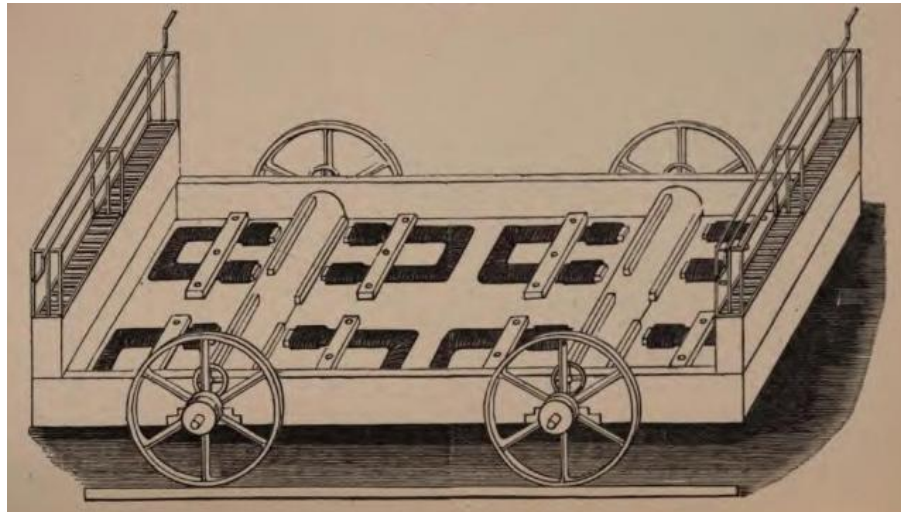


Figura 21. Galvani. Primera locomotora eléctrica. 1841. Fuente: YouBioit

Los vehículos eléctricos empezaron a tener gran aceptación y la tracción eléctrica en general gracias a desarrollos como el mejor transporte de la electricidad o el invento de la dinamo en 1860. Tal es así que a finales del siglo XIX y principios del siglo XX se usaron como servicios de taxi en las calles de las grandes ciudades de Nueva York y Londres. Además, tenían las ventajas que comparten los actuales: poco ruido y cero emisiones. Lo que les hacía ideales en entornos urbanos.

Otro aspecto importante era el arranque. En los motores de combustión había que accionar una palanca muy pesada para arrancarlos lo cual dificultaba mucho su uso y requería gran habilidad.

Pero también tenían un gran inconveniente, las baterías. Las baterías de zinc no eran recargables y su baja autonomía solo les permitía hacer trayectos muy cortos (máximo entre 20 y 30 kilómetros con una velocidad máxima de 25 km/h). Además, su precio era muy alto, por lo que era imposible competir con el carbón y las máquinas de vapor. Además, su precio era bastante alto, entre 2000 y 3000 dólares.

Entre 1920 y 1930, se produjo un gran hallazgo de petróleo en varios estados de EEUU por lo que el precio de la gasolina pasó a ser bastante competitivo. Se empezaron a construir grandes carreteras que permitían grandes desplazamientos para coches de combustión, lo cual limitaba a los vehículos eléctricos. Y, además, se produjo el invento del motor de arranque, lo cual facilitaría el uso de los vehículos de combustión evitando el uso de una palanca pesada, desbancando finalmente uno de los puntos fuertes del vehículo eléctrico (VE).

Esto sería aprovechado por Henry Ford, que produciría para su marca, una serie de coches de gasolina a bajo coste desarrollando con ellos la cadena de montaje industrial de vehículos a motor y provocando el cierre definitivo de empresas más punteras de VE como la gran *“The Detroit Electric Car Company”*.

Y al igual que también sucedió con la energía eólica y solar fotovoltaica (como fuentes de generación de VE) a partir de la crisis del petróleo de los años 70 vuelve el auge del VE. Con ello surgen modelos mucho más modernos como el modelo de General Motors VE1 a finales del siglo XX, considerado el primer VE de altas prestaciones, el cual se muestra en la Figura 22.

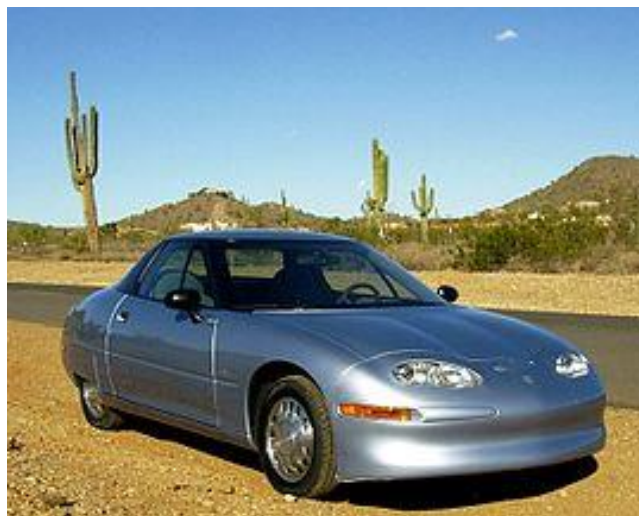


Figura 22. General Motors VE1. Fuente: General Motors

Ya en el siglo XXI, múltiples son las marcas automovilísticas que incorporan a su gama un modelo eléctrico como lo ha hecho Nissan con su modelo Nissan Leaf (Figura 23).



Figura 23. VE Nissan Leaf. Fuente: Nissan

Se estima que en 2020 habrán 20 millones de VE en circulación según la Agencia Internacional de Energía [14].

2.3.2 Infraestructuras de recarga

Para poder abastecer a los VE se requiere no solo el uso de una batería sino de infraestructuras que permitan la recarga de esta. Además, no todas las baterías son del mismo propósito ni tampoco lo son la duración de las recargas.

Es por ello que existen en el mercado distintos puntos de recarga, así como de conectores para los tipos de recarga existentes siguiendo unos estándares normalizados.

2.3.3 Tipos de recarga de vehículo eléctricos

Los VE necesitan ser cargados mediante electricidad para poder funcionar. Esta fuente puede provenir de un sistema interno de generación del propio vehículo o mediante la conexión a un punto de suministro eléctrico.

Este suministro eléctrico tiene distintas configuraciones, acorde a las necesidades y sistema de cada vehículo y que particularmente se diferencian en la duración de esta carga (Figura 24).

PUNTOS DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ENCHUFABLES						
Tipo	Comentario	Corriente	Potencia	Tiempo de Recarga	Uso	Coste PDR
Carga lenta	La más estandarizada y todos los fabricantes de VEs la aceptan.	Alterna Monofásica	230V 16 A	6 - 8 horas (24 kWh)	Garajes privados / Lugares de trabajo	4.000 €
					Vía pública	6.500 €
Carga Semi-rápida	Actualmente sólo la aceptan algunos VE aunque se prevé que en breve sea otra posibilidad común de recarga.	Alterna Trifásica < 40 kW	400 V 16 A o 32 A	3 - 4 horas (24 kWh)	Vía pública / Centros Comerciales	16 A - 8.000 € 32 A - 12.000 €
Carga rápida	Concebida a más largo plazo por sus mayores complicaciones, actualmente sólo algunos VE la aceptan y en corriente continua	Alterna Trifásica < 40 kW	400 V 64 A	15 - 30 min (24 kWh)	Estaciones repostaje / Estacionamiento Flotas	40.000 €
		Continua 50 kW	600 V 400 A	15 - 30 min (24 kWh)	Estaciones repostaje / Estacionamiento Flotas	40.000 €

Figura 24. Tipos de recarga de VE. Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias (ITC)

Actualmente existen una serie de tipos de recarga normalizados y bien diferenciados [15] según la potencia exigida y duración de la recarga. Estos se pueden distinguir entre tipos de recarga lenta, semi-rápida y rápida según sean recargas referentes a potencias <7kW, 7-22 kW o >22kW.

Los tipos de recarga lenta exigen un tiempo de recarga de las baterías de entre 6 y 8 horas, los de recarga semi-rápida invierten entre 3 y 4 horas mientras que los de recarga rápida lleva media hora aproximadamente.

2.3.4 Vehículo Eléctrico en Canarias

Basándonos en el estudio realizado por el ITC en el año 2013 “Estudio para la Implantación del Vehículo Eléctrico en Canarias” citado anteriormente [15] y el cual a su vez basado en gran medida en las Directrices de Ordenación del Sector Energético (DOSE) del Gobierno de Canarias [16], los cuales aportan estimaciones energéticas para esta y la siguiente década, se exponen a continuación una serie de ellas relacionadas con la situación actual del VE en el archipiélago, así como las infraestructuras correspondientes que garanticen su desarrollo.

La implantación del VE en Canarias es una propuesta de gran desarrollo que conlleva a una fuerte apuesta por las energías renovables, y que se refuerza aún más si tenemos en cuenta la delicada red eléctrica insular por su situación de aislamiento.

La demanda energética en las islas aumenta con los años lo que hace que la apuesta y aportación de las renovables sea cada vez mayor. La Figura 25 muestra esta estimación. En ella se refleja el crecimiento exponencial de esta demanda, así como la penetración de las energías renovables llegando a contribuir un 50% del consumo eléctrico en 2030 según las estimaciones del ITC.

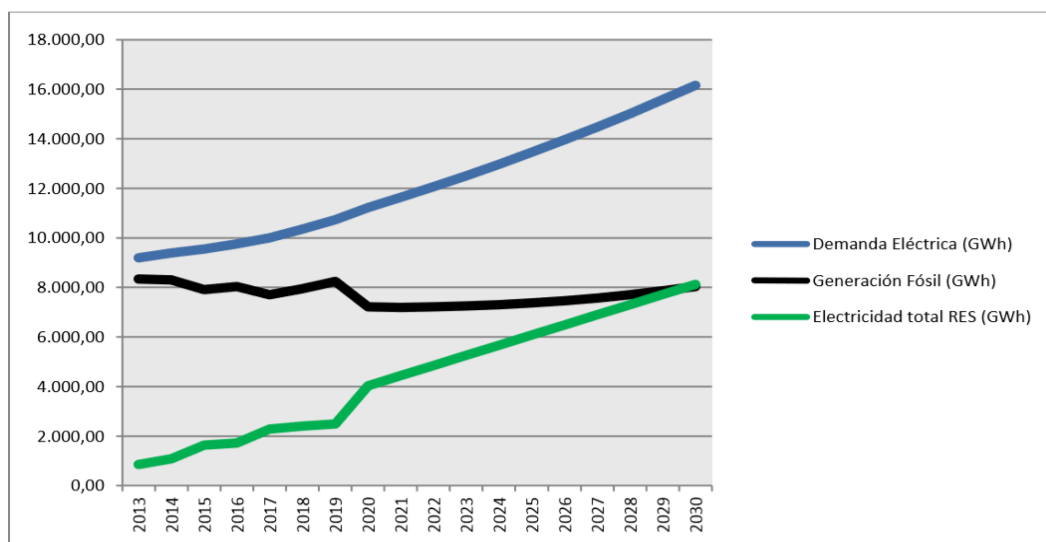


Figura 25. Estimación de demanda y generación eléctrica 2013-2030. Fuente: ITC

Esta tendencia indica que la energía eólica aportará cerca del 38%, la fotovoltaica el 6% y el resto de alternativas otro 6%, a finales de 2030.

Por otro lado, la situación actual del vehículo de combustión según indica el ITC prevé que en 2030 se venderán 2.081.187 vehículos frente a los 1.666.693 de 2017 lo que refleja un fuerte índice de vehículos por cada 1000 habitantes en las islas.

Estos indicios recobran fuerza a la hora de la implantar el VE tipo turismo, que es el que nos concierne en este proyecto, y para la cual el ITC plantea las siguientes estimaciones (Figura 26):

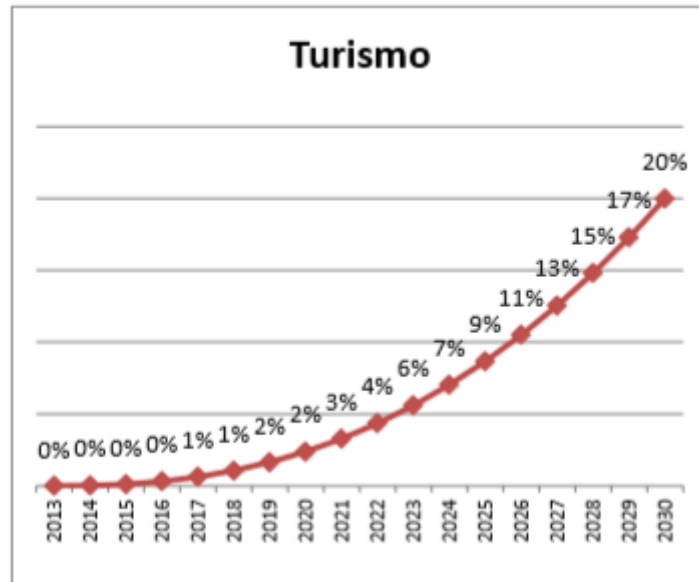


Figura 26. Estimación porcentual de VE en Canarias. Fuente: ITC

Estimándose el objetivo de alcanzar el 20% de VE en 2030 frente al 2% que estima el DOSE para 2020 en la flota de vehículos canarios.



Figura 27. Porcentaje de VE por isla en 2030. Fuente: ITC

La existencia de una red de PDR de calidad lleva consigo el uso del vehículo eléctrico y al revés, no se puede tener vehículo eléctrico sin infraestructuras adecuadas que no

solo sean las privadas de cada vehículo particular, sino una red extensa de puntos públicos para su uso y gestión.

Acorde a las estimaciones del ITC, este propone una serie de infraestructuras públicas con una red de 8191 puntos de recarga de uso público en Gran Canaria en 2030, de los cuales el 3% sean de recarga rápida. Este incremento en las instalaciones sigue el siguiente comportamiento (Figura 28):

2015	2020	2025	2030
1%	21%	54%	100%

Figura 28. Progreso instalación de puntos de recarga de VE. Fuente: ITC

Además, siguiendo la premisa de establecer un Índice de Cobertura de Estaciones de Recarga (ICER) en función del ratio de superficie y número de vehículos, se obtiene la ordenanza de que al menos por municipio en 2030 deba haber una estación de recarga rápida. Esta ordenanza sigue la siguiente distribución geográfica por municipios de forma cronológica (Figura 29):

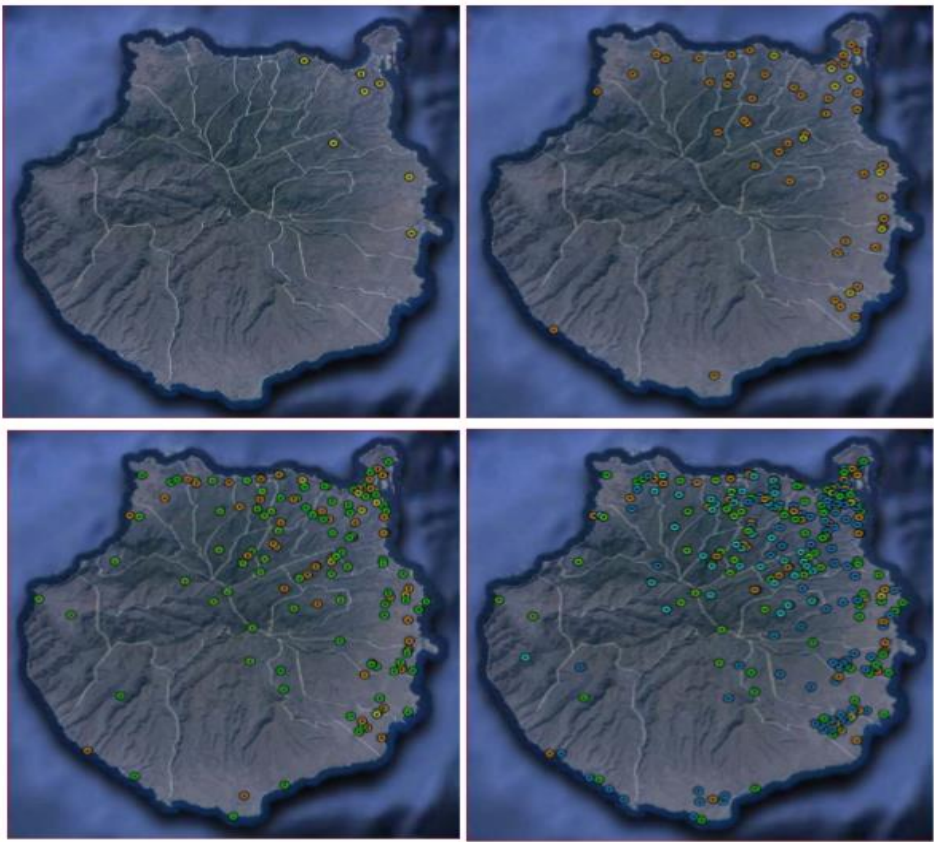


Figura 29. Progreso distribución puntos de recarga rápida por municipios (2015, 2020, 2025, 2030). Fuente: ITC

Centrándonos en el emplazamiento del proyecto, en la isla de Gran Canaria existe una red de PDR aislados (actualmente existen 47 infraestructuras de recarga en la isla según datos extraídos de [17]) que se concentran principalmente en la capital y en la zona sur, existiendo alguno también en el norte o centro de la misma.

Los PDR más cercanos actualmente al municipio de Agaete son dos, situados en el municipio de Gáldar (ANEXO III. Infraestructuras existentes de puntos de recarga de VE en Gran Canaria) y a 7 km de distancia la más cercana a ella, ambos son del tipo recarga lenta 7 kW.

Los principales inconvenientes para la implantación del VE en la isla son la durabilidad de las baterías y la falta de una red de PDR más completa.

Respecto a las baterías, existe por parte de los fabricantes de VE un gran avance en la construcción de las mismas mejorando notablemente la autonomía de uso.

Respecto a la posibilidad de acceder a PDR, existen razones suficientes para ser optimistas en el incremento de las mismas al estar ya presente en documentos como el DOSE.

Por último, el origen de la energía eléctrica utilizada para la recarga de los VE tendrá cada vez más una componente de energías renovables más importante.

Otro detalle a favor de la utilización del VE en las islas es la longitud de los trayectos, mucho más cortos que en otros territorios.

Cabe destacar por ello que según el Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares del Consejo Insular de Energía del Cabildo de Gran Canaria “Red Insular de Recarga de Vehículos Eléctricos de Gran Canaria – Fase I” [18] propone fomentar una serie de infraestructuras públicas de recarga (en emplazamientos cedidos por los respectivos ayuntamientos) que se añadan a los puntos ya existentes y cuyo objetivo es dotar a diversos municipios de la isla de Gran Canaria de electrolinerías. Esto persigue que al menos exista un punto de recarga de VE, independientemente de su tipo, en todos los municipios de la isla.

Los distintos emplazamientos y características tanto de las infraestructuras ya existentes como de la red insular nueva a instalar y el procedimiento para su puesta en servicio se adjunta en el ANEXO II. Emplazamiento y características de los puntos de recarga y ANEXO III. Infraestructuras existentes de puntos de recarga de VE en Gran Canaria.

Capítulo 3. Objetivos del proyecto

El objetivo global de este Trabajo de Fin de Grado (TFG) es diseñar un sistema de generación de energía eólica y fotovoltaica (generador híbrido) para el abastecimiento eléctrico de una electrolinera compuesta por varios puntos de recarga para vehículos eléctricos ubicada en el Puerto de las Nieves, perteneciente al municipio de Agaete (noroeste de Gran Canaria).

De igual forma, se plantean una serie de objetivos concretos que nos ayuden a la consecución del proyecto:

01. Diseñar el sistema de generación eólica e integrar este en la infraestructura eléctrica ya existente.
02. Diseñar el sistema de generación fotovoltaica e integrar este en la infraestructura eléctrica ya existente.
03. Diseñar la infraestructura de red de los puntos de recarga de vehículos eléctricos.
04. Garantizar el funcionamiento continuo de los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

Capítulo 4. Peticionario

Tras haber superado con éxito las asignaturas descritas en el Plan de Estudios 2010 de la titulación Grado en Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación, impartida por la (EITE) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC), se solicita, como requisito indispensable para la obtención del título de Graduado en Ingeniería en Tecnologías de la Telecomunicación, el desarrollo, la redacción, la exposición y la defensa del presente TFG.

Capítulo 5. Estructura de la memoria

La estructura de esta memoria comprende 11 capítulos, así como una serie de anexos y una completa bibliografía para su consulta durante el desarrollo de este TFG, así como para la redacción del presente documento.

La primera parte del documento comprende los capítulos del 1 al 5. En ellos se recoge una clara introducción a la temática trabajada, así como sus antecedentes previos a este trabajo. Seguidamente se exponen de forma explícita los objetivos que se persiguen en el desarrollo de este proyecto.

La segunda parte del documento, memoria descriptiva, comprende el capítulo 6. En ella se redacta de forma clara y concisa aspectos teóricos para una mejor comprensión sobre energía solar fotovoltaica y eólica, así como también se expone el generador híbrido diseñado y sus características principales.

La tercera parte de este documento comprende la memoria justificativa, abarcando el capítulo 7. En ella se exponen los cálculos elaborados de forma detallada del sistema de energía solar y eólica diseñados, así como la integración en la red eléctrica y un balance energético de este generador híbrido. Todo ello acorde a los resultados expuestos en la memoria descriptiva.

En una cuarta parte se exponen los planos (capítulo 8) para su consulta a modo de una mayor claridad en cuanto a la ubicación del emplazamiento, así como de los sistemas instalados. En esta, además, se adjunta el esquema de conexionado eléctrico de la instalación.

Finalmente se presenta el presupuesto desglosado del proyecto, conclusiones obtenidas durante y posteriores al desarrollo del proyecto y la amplia bibliografía en la que se ha apoyado este proyecto, en los capítulos del 9 al 11 respectivamente.

Se adjuntan al final de este documento anexos que recogen todos los cálculos, así como datos utilizados para la consecución del proyecto, cuyo fin es facilitar al lector la comprensión de este trabajo.

PARTE II. MEMORIA DESCRIPTIVA

Capítulo 6. Fundamento teórico: Energía solar fotovoltaica y energía eólica

6.1 Energía solar fotovoltaica

Es imposible concebir la vida en la Tierra sin la energía procedente del Sol. Esta proporciona alimento a los seres vivos al igual que energía en forma de calor, ambas imprescindibles para su supervivencia. Pero no solo forma parte del ciclo de la vida de forma directa sino también de forma indirecta. Por ejemplo, fuentes de energía que provienen del Sol como los combustibles fósiles, los cuales son generados a partir de restos geológicos y que proporcionan electricidad o productos mediante procesos industriales. Incluso en el campo que nos ahonda, las energías alternativas como la hidráulica o eólica provienen del Sol.

Esta última, objeto de desarrollo en nuestro proyecto proviene del viento generado a partir de las diferencias de calor de la radiación en la atmósfera y la cual explicaremos en más detalle en el apartado 6.2 Energía eólica.

La energía solar fotovoltaica, que también ocupa gran parte del trabajo de este proyecto, es la forma en la que se aprovecha la energía solar para generar electricidad a partir de dispositivos fotovoltaicos. Estos están basados en células solares las cuales utilizan tecnología de semiconductores basadas en diodos de unión PN para generar corriente continua.

Las principales ventajas que han promovido al desarrollo de esta tecnología como una de las principales alternativas a los combustibles fósiles son:

- Energía limpia: no contamina. Su generación no tiene procesos de combustión que emitan gases perjudiciales a la atmósfera.
- Fuente inagotable de energía: es energía proveniente del Sol cuya duración es de millones de años al contrario que los combustibles fósiles.
- Tecnología cada vez menos costosa: la alta competencia en el mercado de las energías alternativas hace que los precios de los sistemas fotovoltaicos y su instalación sean cada vez más asequibles por empresas y particulares.
- Fácil instalación: estructuras sencillas sin partes móviles con alta capacidad modular a las plantas donde se instalen. Además, son fácilmente movibles y portables. Todo ello hace que su instalación sea fácil y rápida.
- Son estructuras estáticas, no tienen partes en movimiento y por lo tanto tampoco emiten ruido.

- Fácil mantenimiento: son sistemas de larga duración ya que su mantenimiento es muy bajo, entre otras cosas debido a que son estructuras no móviles.

6.1.1 Geometría solar

En el sistema solar los planetas giran alrededor del sol. La Tierra lo hace describiendo una elipse y tardando aproximadamente 365 días. Además, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje polar de duración aproximada de 24 horas. Este movimiento está contenido en el llamado plano de la eclíptica.

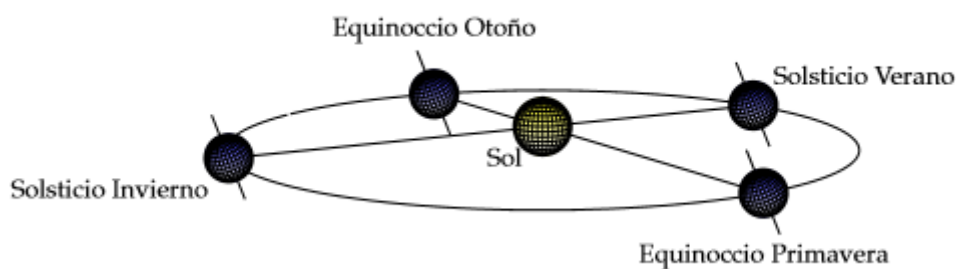


Figura 30. Elipse descrita por la Tierra alrededor del Sol. Fuente: Óscar Perpiñán Lamigueiro [19]

Existe un ángulo de $23,45^\circ$ entre el eje polar y una perpendicular al plano de la eclíptica (ángulo de inclinación del eje de rotación terrestre) (Figura 31). Entre el plano ecuatorial y la línea que une la Tierra y el Sol hay un ángulo variable denominado ángulo de declinación solar δ . Según este ángulo, la incidencia de la radiación solar en la Tierra es variable a lo largo del año, dando lugar a las estaciones.

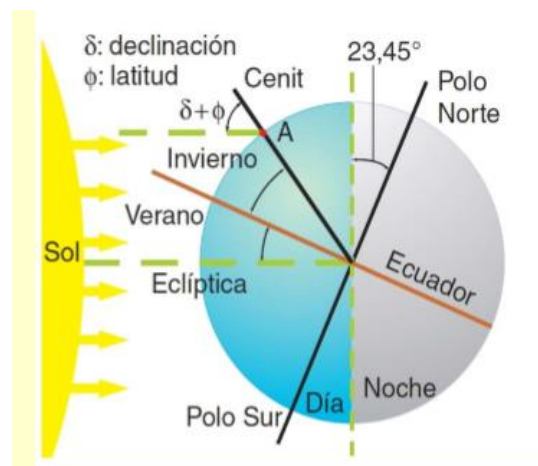


Figura 31. Ángulo de declinación solar. Fuente: EITE

El valor de δ , se puede obtener para cualquier día del año (dn) mediante la expresión (1).

$$\delta = 23.45^\circ * \sin\left(\frac{360^\circ * (dn + 284)}{365}\right) \quad (1)$$

La altura máxima del Sol sobre el plano del ecuador se obtiene en el solsticio de verano (21 de junio) mientras que la altura mínima se obtiene en el solsticio de invierno (21 de diciembre).

Es muy importante tener en cuenta la variación del ángulo de altura solar a la hora de montar una instalación de módulos fotovoltaicos (MFV) debido a la presencia de sombras causadas entre ellos mismos o por cualquier obstáculo natural o artificial.

Existe una herramienta que nos proporciona de forma automática la altura del Sol en cualquier geolocalización y en cualquier día del año. Esta herramienta es SunEarthTools [20].

6.1.2 Irradiancia e irradiación

En el núcleo solar se producen de manera continua reacciones químicas que liberan una gran cantidad de energía. Esta energía se libera al sistema solar en forma de radiación electromagnética. Parte de ella llega a nuestro planeta, la cual atraviesa la atmósfera (gran parte de ella es absorbida o reflejada por los gases y el vapor de agua de la misma) y el resto incide sobre la superficie terrestre (ya sea también absorbida o reflejada) [21]. Esta no es constante y dependerá de la época del año y de las manchas solares (regiones del Sol con temperatura más baja que otras).

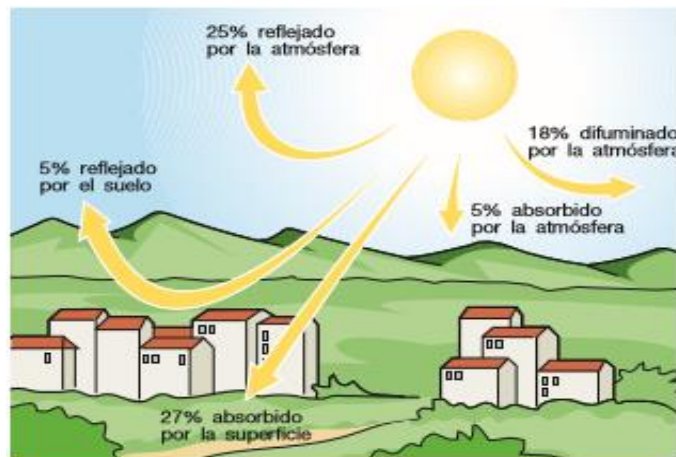


Figura 32. Incidencia de la radiación solar. Fuente: ABB

La Figura 32 muestra este fenómeno de radiación solar en la Tierra. Cabe destacar que no toda la radiación que llega a la superficie terrestre es de componente directa. Parte de ella es reflejada por el entorno en el que incide y cuyo porcentaje (albedo) dependerá de la superficie partícipe y parte es difusa a causa de la dispersión provocada por la atmósfera. Las tres componentes son descritas de forma gráfica en la Figura 33.

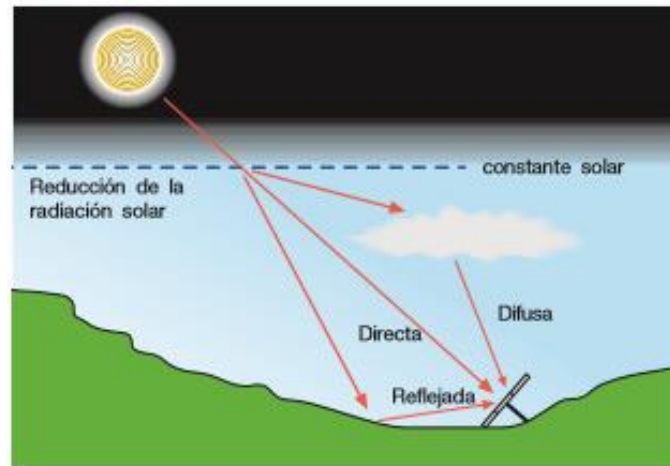


Figura 33. Componentes de la radiación solar. Fuente: ABB

En el caso de la intensidad con la que la radiación electromagnética procedente del Sol incide sobre la superficie terrestre, se le conoce como irradiancia solar. Esta es la potencia de radiación incidente por unidad de superficie en metros cuadrados (W/m^2). La irradiancia solar que llega a la atmósfera es conocida como “constante solar” cuyo valor, propuesto por la Organización Meteorológica Mundial [22], es de aproximadamente $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$. Para un módulo fotovoltaico se considera en condiciones experimentales STC (*Standard Test Conditions*) un valor estándar de 1000 W/m^2 y en condiciones NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature*), condiciones de temperatura de operación nominal de la célula, es de 800 W/m^2 .

La irradiación solar es la integral de irradiancia solar durante un periodo de tiempo determinado. Es decir, la energía de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Su unidad en el sistema internacional es el Wh/m^2 .

6.1.3 Índice de masa de aire

Además de la radiación solar emitida a la Tierra, también es importante tener en consideración la posición del Sol con la que emite esta radiación el cual forma un ángulo variante (según la época del año) con la horizontal a la Tierra respecto a un punto. Esto se conoce como el índice de masa de aire (AM) y se refleja mediante la expresión (2):

$$AM = \frac{1}{\cos \alpha} \quad (2)$$

Cuando el valor del índice de masa es igual a 1 indica que el Sol está posicionado en la perpendicular y por tanto no forma ángulo con la perpendicular a la Tierra. Por lo que su radiación tendrá un recorrido mínimo por la atmósfera incidiendo perpendicularmente.

Sin embargo, cuando el AM es mayor que 1 el recorrido de la radiación solar a través de la atmósfera es mayor y, por lo tanto, más expuesta a la acción de las partículas existentes en la misma. La importancia de este indicador es la muestra de pérdida de radiación respecto a su recorrido a través de la atmósfera.

Un valor típico usado es $AM = 1.5$, de referencia para regular el rendimiento eléctrico por los fabricantes de MFV (Figura 34).

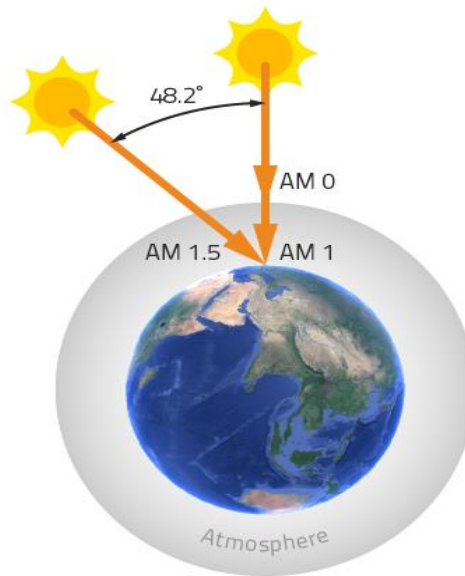


Figura 34. Índice de masa de aire AM. Fuente: ETERNAL SUN GROUP

6.1.4 Mapas de predicción de recurso solar

Existen diversos entornos gráficos que nos permiten analizar cualquier emplazamiento geográfico y ver el recurso solar disponible. A través de ellos se puede analizar aspectos relacionados con la radiación incidente sobre cualquier superficie terrestre.

Un ejemplo de ello que nos servirá de apoyo en este TFG es el PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) en su versión 4.5 [23]. Una herramienta gráfica proporcionada por el Instituto de Energía y Transporte (IET) de la Comisión Europea [24], órgano ejecutivo de la Unión Europea que vela por su interés general.

PVGIS nos ofrece a través de mapas interactivos la posibilidad de analizar el recurso solar de cualquier punto geográfico del planeta.

En la Figura 35 se muestra un ejemplo de la interfaz gráfica de PVGIS en la localización de nuestro emplazamiento, En ella se muestra la configuración elegida para la consulta de la radiación mensual de la zona. Los datos proporcionados por esta con el recurso solar disponible se adjuntan en el apartado 7.4.1.2 Recurso solar.

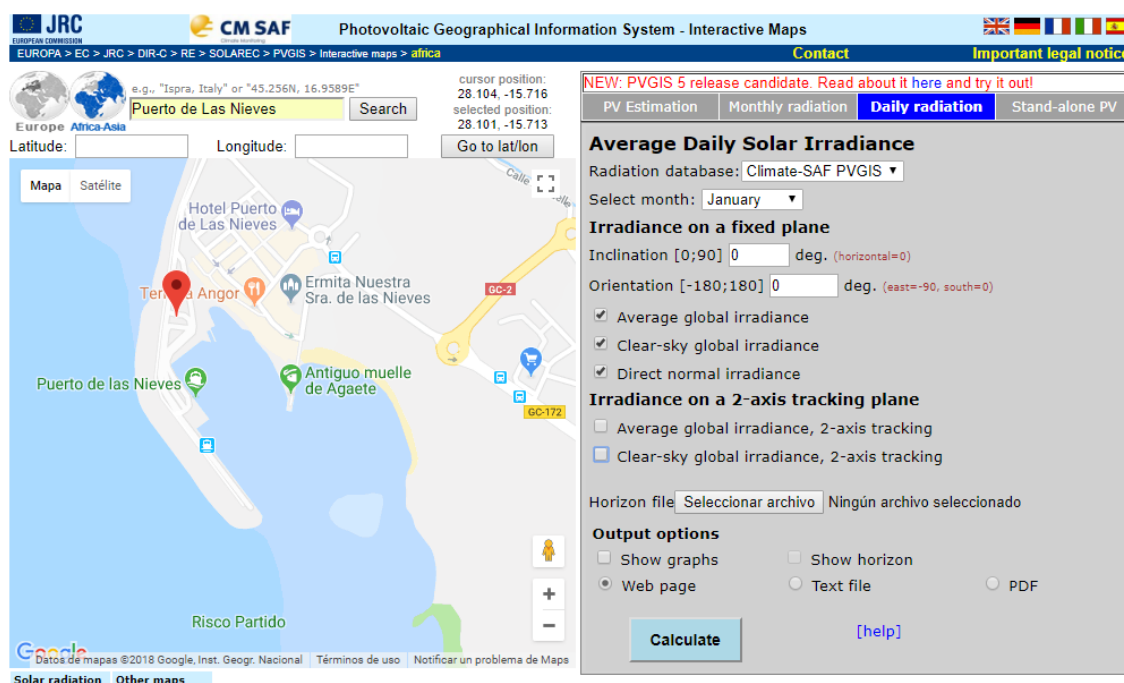


Figura 35. Interfaz gráfica PVGIS versión 4.5. Fuente: PVGIS

6.1.5 Fundamento teórico de la energía fotovoltaica

El principal componente en una instalación fotovoltaica son las células fotovoltaicas que forman estos módulos [25] y [21]. Aquí se lleva a cabo la conversión de radiación solar en energía eléctrica. Básicamente, una célula fotovoltaica es una fina capa de material semiconductor de silicio dopado positivamente con átomos de boro en una capa (silicio tipo P) y negativamente con fósforo en otra (silicio tipo N) formando una región de dos capas (unión P-N) en contacto entre sí. Una unión con exceso de carga positiva y

otra con exceso de carga negativa. Una célula estándar de las utilizadas en los MFV comerciales tiene unas dimensiones de 0.3 mm de espesor y un área de 100 a 225 cm².



Figura 36. Ejemplo de célula solar fotovoltaica. Fuente: UJA

De esta manera se produce un flujo de electrones y un flujo de huecos en el área de contacto entre ambas capas, creando un campo eléctrico que, como consecuencia de la tensión que aparece en la célula propia de la unión PN cuando está en conducción (0,6 V para el silicio), solo permite el paso de corriente en una única dirección (Figura 37).

Cuando incide radiación lumínica sobre la célula se produce el efecto fotovoltaico. La energía de los fotones excita a los electrones del material semiconductor provocando que, parte de ellos, salgan de sus posiciones, lo que genera cargas negativas debidas a los electrones desplazados, que son capturados por los contactos metálicos depositados sobre la superficie del material N. Al conectar una carga externa se produce el flujo de cargas (corriente eléctrica) entre la capa N y la P de la célula, con la consiguiente tensión de barrera de la unión PN en estado de conducción.

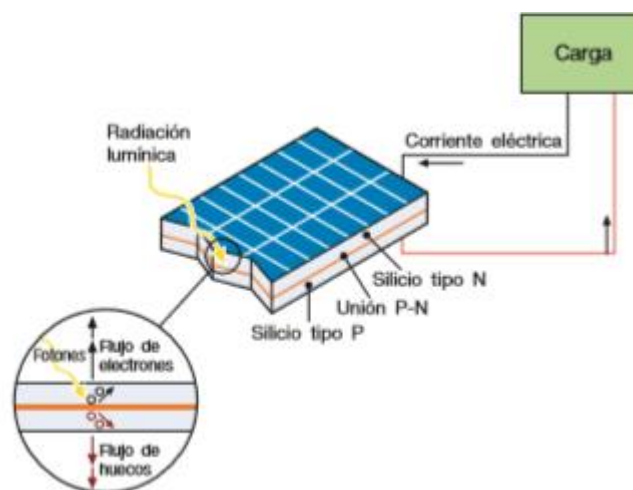


Figura 37. Funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: ABB

Cabe destacar que el silicio del semiconductor que influye en el suministro de corriente es el que rodea a la unión P-N de ambas capas. En las regiones lejanas, aunque también se produzcan cargas eléctricas, no existe un campo eléctrico que las desplace por lo que no tienen influencia en la generación eléctrica. Es por ello que es de vital importancia un gran tamaño de célula fotovoltaica. Este efecto se aprecia en la Figura 38.

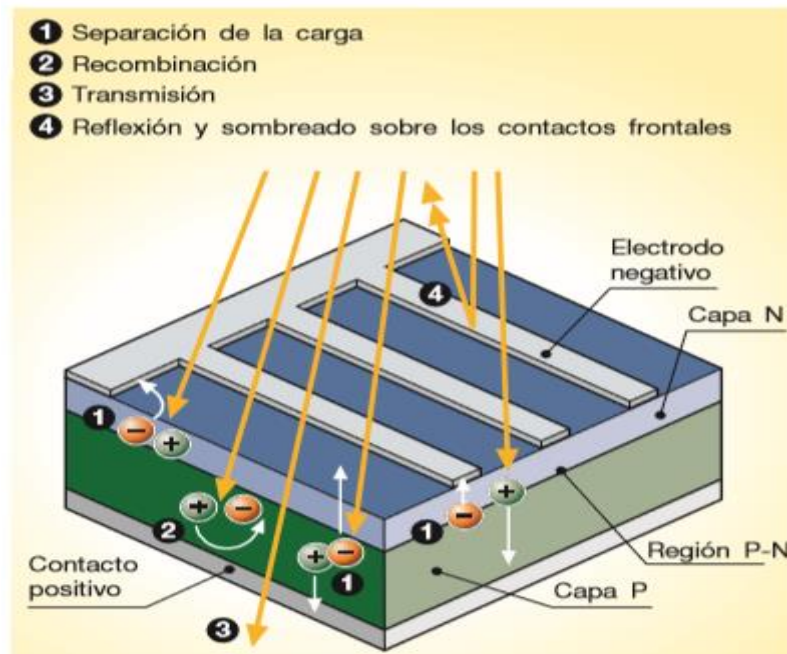


Figura 38. Efecto fotovoltaico. Fuente: ABB

Sin embargo, esta generación de energía eléctrica no es ideal. Aproximadamente del total de la radiación solar que incide sobre la célula, un 13% es energía eléctrica utilizable (dato que ha ido incrementándose en los últimos años). Este porcentaje dependerá de la eficiencia energética de la célula fotovoltaica y de su tecnología.

La eficiencia de la conversión fotoeléctrica es la relación entre los fotones incidentes en la célula fotovoltaica y los portadores recogidos por esta. Esta eficiencia está influenciada por la temperatura. El incremento en el desarrollo de este parámetro a lo largo de la historia puede verse en la Figura 39.

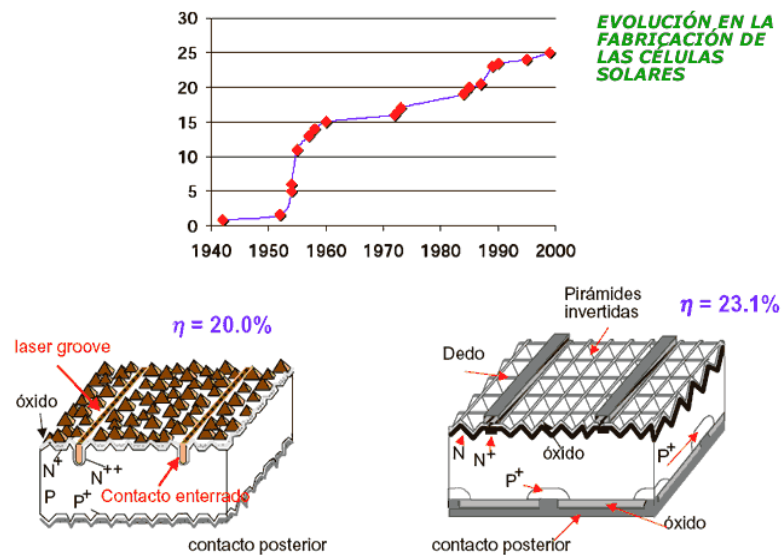
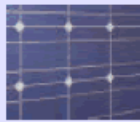


Figura 39. Eficiencia de una célula fotovoltaica. Fuente: UJA

6.1.6 Tipos de tecnología en células solares

Existen dos tipos de células diferenciadas y que son actualmente las predominantes en el mercado: células monocristalinas y policristalinas. Además, existe otra tecnología la cual no es tan eficiente como son las células solares amorfas. Estas se recogen en la Tabla 2. El proceso de fabricación de una célula solar puede ser consultado en [25].

Tabla 2. Tecnologías en células solares. Fuente: UJA

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	15 - 18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

6.1.7 Modelo eléctrico equivalente

Una célula fotovoltaica puede considerarse un generador de intensidad y puede ser modelada mediante el siguiente circuito eléctrico equivalente Figura 40.

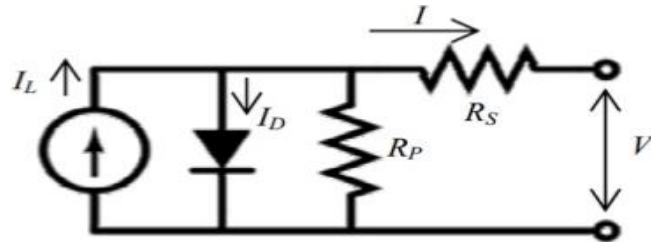


Figura 40. Circuito equivalente de una célula FV. Fuente: ESPOL

Donde:

- I_L : corriente generada por el efecto fotovoltaico mediante el generador de intensidad ideal.
- I_D : intensidad del diodo.
- R_P : resistencia por la que pasa una intensidad de fuga (corriente a tierra en condiciones de servicio normal).
- R_S : resistencia interna al flujo de intensidad generada, la cual depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.
- V e I : tensión y corriente de salida de la célula FV.

Cabe destacar que en el comportamiento de una célula FV ideal, los valores de R_P y R_S serían 0, pero en células FV de silicio reales $R_S = 0.05-0.10 \, \Omega$, la cual tiene mucho que ver su variación en la eficiencia de conversión al contrario que R_P , cuya variación es menos sensible.

6.1.8 Curva característica de una célula solar

La curva I-V de una célula fotovoltaica representa todos los puntos de corriente y tensión en los que puede estar trabajando la célula. Los puntos característicos de la curva se muestran en la Figura 41.

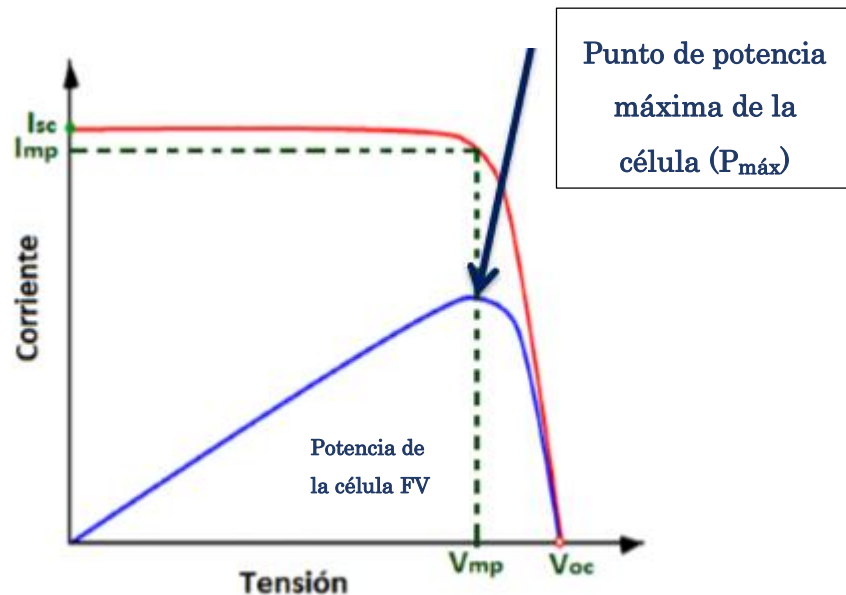


Figura 41. Curva característica de una célula FV. Fuente: UJA

Donde:

- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): es el máximo valor de tensión a extremos de la célula. Esta se produce cuando no está conectada a ninguna carga. Puede tomar valores entre 0.5 y 0.9 dependiendo de si la tecnología de la célula es monocristalina, policristalina, etc.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): máximo valor de corriente que circula por la célula. Este máximo se produce cuando la célula está en cortocircuito. La tensión en este punto es prácticamente cero.
- Potencia máxima o potencia nominal de la célula fotovoltaica (P_{mp}): se mide en vatios-pico (W_p). Depende fundamentalmente de la tecnología del semiconductor (mono o policristalino), de su superficie y eficiencia.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}).
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}).

6.1.9 Condiciones de ensayo normalizadas

Las condiciones de ensayo son un conjunto de restricciones que permiten evaluar la calidad de las células FV de distintos fabricantes y/o tecnologías.

Estas vienen definidas en la norma IEC 60904-1 y define las condiciones STC siguientes:

- Irradiación: 1000 W/m^2 .
- Temperatura homogénea de la célula: 25° .

- Espectro de la luz solar con AM = 1.5.

Y las condiciones NOCT como sigue:

- Irradiación: 800 W/m².
- Temperatura ambiente: 20 °C.
- Espectro de la luz solar con AM = 1.5.
- Velocidad media del viento: 1 m/s.
- Valor de la temperatura de operación de la célula: T_{cell_NOCT}.

6.1.10 Efecto de la variación de la irradiancia

Los parámetros comentados antes en la gráfica de la Figura 41 de tensión en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) están influenciados por la irradiancia G(W/m²). En consecuencia, también lo estará la potencia máxima P_{max_G}.

La variación de Voc tiene muy poca relevancia en el comportamiento de la célula FV, sin embargo, la I_{sc} sí se ve afectada notablemente y en consecuencia P_{max_G}. Esta última a su vez depende de la eficiencia de la célula FV (η) y del área (A) de la misma. Estos comportamientos se reflejan en las expresiones (3) y (4) respectivamente.

$$I_{sc_G} = G \cdot \frac{I_{sc_STC}}{1000} \quad (3)$$

$$P_{max_G} = G \cdot \eta \cdot A \quad (4)$$

6.1.11 Efecto de la variación de la temperatura ambiente

La temperatura de la célula FV está determinada por una serie de factores:

- Temperatura ambiente (T_{aire} o T_{amb}).
- Irradiancia incidente G (W/m²).
- T_{cell_NOCT}: temperatura de operación de la célula en condiciones NOCT (dato proporcionado por el fabricante).
- T_{aire_NOCT}: 20 °C.
- Irradiancia G en condiciones NOCT: 800 W/m².

Estos se recogen en la expresión (5):

$$T_{cell_G} = T_{aire} + G \frac{T_{cell_NOCT} - 20}{800} \quad (5)$$

La Figura 42 muestra de forma gráfica como la incidencia de la temperatura en los parámetros más importantes de una célula FV empeoran su rendimiento.

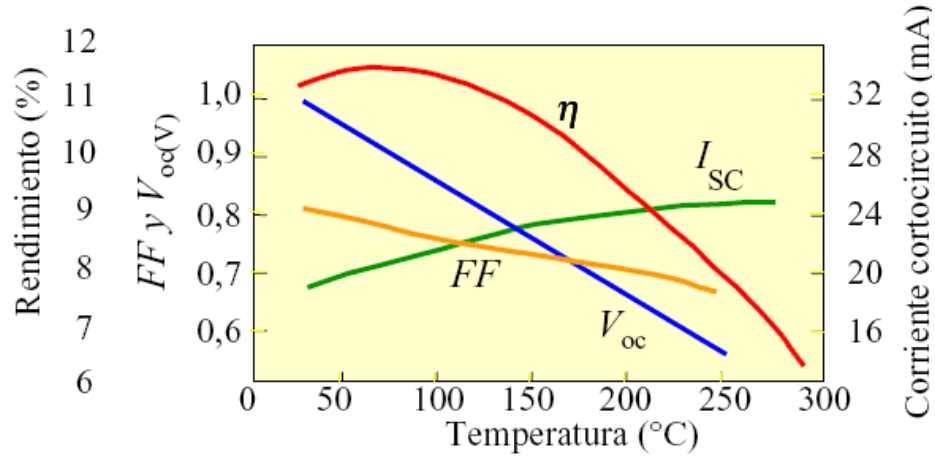


Figura 42. Variación con la temperatura en una célula FV. Fuente: UJA

Como se puede apreciar, el aumento de temperatura provoca:

- Un aumento ligero de la corriente de cortocircuito I_{sc} .
- Un decrecimiento del rendimiento η .
- Una disminución de la tensión de circuito abierto V_{oc} (aproximadamente 2.3 mV por °C).
- Un decrecimiento del Factor de Forma FF.

Y como consecuencia, la temperatura tiene su efecto en la potencia máxima P_{max_G} de la célula. Esto se ve en la expresión (6):

$$P_{max_G_Tcell} = P_{max_G} \cdot [1 + TK_{Pmax} \cdot (T_{cell_G} - 25)] \quad (6)$$

Donde, TK_{pmax} es el coeficiente de temperatura de P_{max} expresado en (%/°C). Este dato es proporcionado por el fabricante.

6.1.12 Factor de forma (FF) de la célula FV

El factor de forma FF (en inglés *Filling Factor*) es el parámetro que mide el grado de calidad de una célula FV. Para medir este grado de calidad, se atiende a la expresión (7).

$$FF_{STC} = \frac{V_{mp_{STC}} \cdot I_{mp_{STC}}}{V_{oc_{STC}} \cdot I_{sc_{STC}}} = \frac{P_{max_STC}}{V_{oc_{STC}} \cdot I_{sc_{STC}}} \quad (7)$$

Como vemos en la expresión, el FF es el cociente de potencia máxima que podemos entregar a una carga con el producto de Voc e Isc.

6.1.13 Eficiencia nominal de una célula solar

La eficiencia nominal de una célula solar indica cuanta potencia nominal se puede generar en la célula solar para una determinada irradiancia (ambos parámetros en condiciones STC).

Esta expresión se obtiene aislando la eficiencia de la ecuación (4):

$$\eta_{STC} = \frac{P_{max_STC}}{A \cdot G_{STC}} = \frac{FF_{STC} \cdot V_{oc_STC} \cdot I_{sc_STC}}{A \cdot G_{STC}} \quad (8)$$

Si atendemos a la ecuación (8), para una irradiancia G en condiciones STC, cuyo valor es de 1000 W/m², y un área fija de célula FV siempre tendremos una potencia máxima en STC. Lo mismo ocurre si variamos esta irradiancia.

Sin embargo, al variar las condiciones de temperatura, esta eficiencia se ve afectada, disminuyendo su valor.

Hasta ahora hemos hablado de la célula FV y los parámetros fundamentales de su comportamiento como su potencia o rendimiento. Sin embargo, estas células no son estructuras aisladas, sino que se agrupan en lo que denominamos módulos fotovoltaicos, los cuales no son más que estructuras mecánicas que agrupan un número determinado de células. Por lo general, suelen ser grupos de 60 o 72 células en los paneles modernos actuales conectadas en serie. A su vez estos constituyen el generador fotovoltaico global.

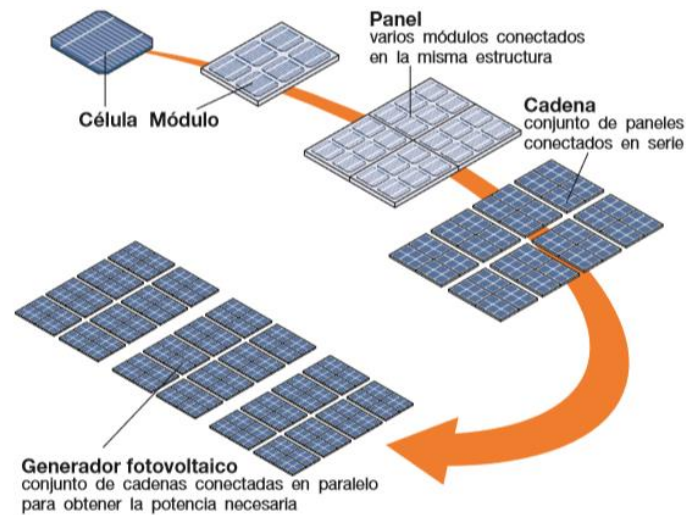


Figura 43. Agrupamiento de MFV. Fuente: ABB

Un módulo FV tiene una superficie general de 2m^2 aproximadamente, dependiendo esta de cada fabricante. Un ejemplo de módulo fotovoltaico es el mostrado en la Figura 44, siendo el elemento de generación fotovoltaica que usaremos en nuestra instalación y que detallaremos más adelante.

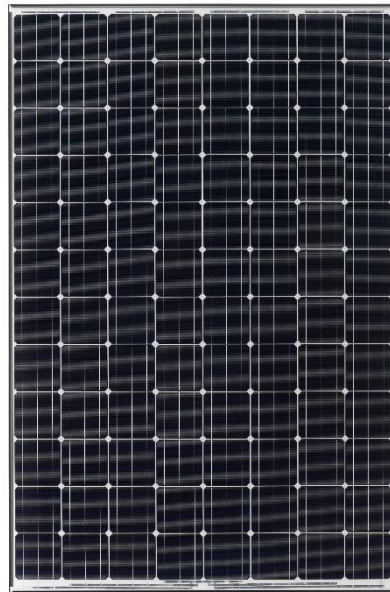


Figura 44. Ejemplo de un MFV. Fuente: Panasonic

Además de las células FV, un módulo fotovoltaico cuenta con otra serie de elementos que completan su estructura y que presentan una serie de funciones como protección o fijación a la estructura donde estén colocados. Estos elementos son:

- Cubierta exterior: es de vidrio y su función es la de facilitar la transmisión solar lo máximo posible.

- Encapsulante: generalmente de silicona o EVA (*etilen-vinil-acetato*) se encargan de proteger a las células FV.
- Protección posterior: se encarga de dar protección frente a agentes atmosféricos.
- Marco metálico: de aluminio, da solidez al módulo FV y fija la estructura al soporte metálico.
- Cableado y bornas de conexión: conexionado entre los módulos y el cuadro.
- Diodo de protección: protección contra sobrecargas u otras alteraciones del funcionamiento eléctrico normal de la instalación.

Adjunta se muestra una imagen de dichos elementos de un módulo FV y su ubicación (Figura 45).



Figura 45. Elementos de un MFV. Fuente: UJA

Cabe destacar que para poder hacer una comparación entre distintos MFV debe tenerse un conocimiento amplio de estos, tanto de sus características físicas como mecánicas. Estas están recogidas en la hoja de características de cada panel y se rigen por la norma UNE-EN 50380:2003 [26], la cual indica la información que debe reflejarse en ellas, tanto de las hojas de datos como de las placas de características.

6.2 Energía eólica

Desde nuestros antepasados la energía eólica tenía una gran importancia en el desarrollo de las civilizaciones donde principalmente era utilizada como recurso para la navegación o como molinos para grano y agua.

Con el paso de los siglos la aparición de otras fuentes de energía que permitieran el uso de motores y con ello sistemas más potentes, dejó en desuso este tipo de energía.

La energía eólica es un recurso ilimitado (considerando así el Sol). Gracias a este podemos generar energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento lo cual nos permite alternativas al sistema energético mundial, pero de forma limpia con el entorno. Para poder utilizar este recurso, se hace necesario estudiar una serie de características que nos permitan entender mejor su comportamiento y aprovecharlo al máximo posible [27] y [28].

6.2.1 Naturaleza y clasificación del viento

El viento se genera por el calentamiento desigual que sufre la Tierra debido al Sol, aunque este no sea de manera uniforme. El calor es más intenso en las zonas más cálidas del planeta (el ecuador) y durante el día, y en consecuencia más cálido el aire. Conforme nos alejamos del ecuador va disminuyendo la temperatura del aire.

La presión de los gases atmosféricos aumenta en esta última mientras que en las zonas cálidas la presión atmosférica es menor. Por tanto, se crea una circulación de aire alrededor de la atmósfera. Las grandes masas de aire se calientan, disminuyendo su densidad y ascendiendo en esta y disminuyendo la temperatura de la superficie terrestre. Esto crea un micro sistema de altas y bajas presiones en la atmósfera creando un equilibrio de presiones. Cuanto mayor sea la diferencia de presión, mayor será la velocidad de desplazamiento del aire y más fuerte será el viento. En este efecto también juega un papel importante la rotación de la Tierra, explicando la naturaleza de ciertos vientos como los vientos del Oeste (Figura 46).

6.2.2 Viento a escala global

Como comentábamos en el párrafo anterior, el efecto del calentamiento desigual de la superficie terrestre y las fuerzas de Coriolis y centrífugas debidas a la rotación de la tierra dan lugar a los vientos terráqueos. Estos tienen una tendencia que podemos considerar permanente y los cuales son indicados en la Figura 46.

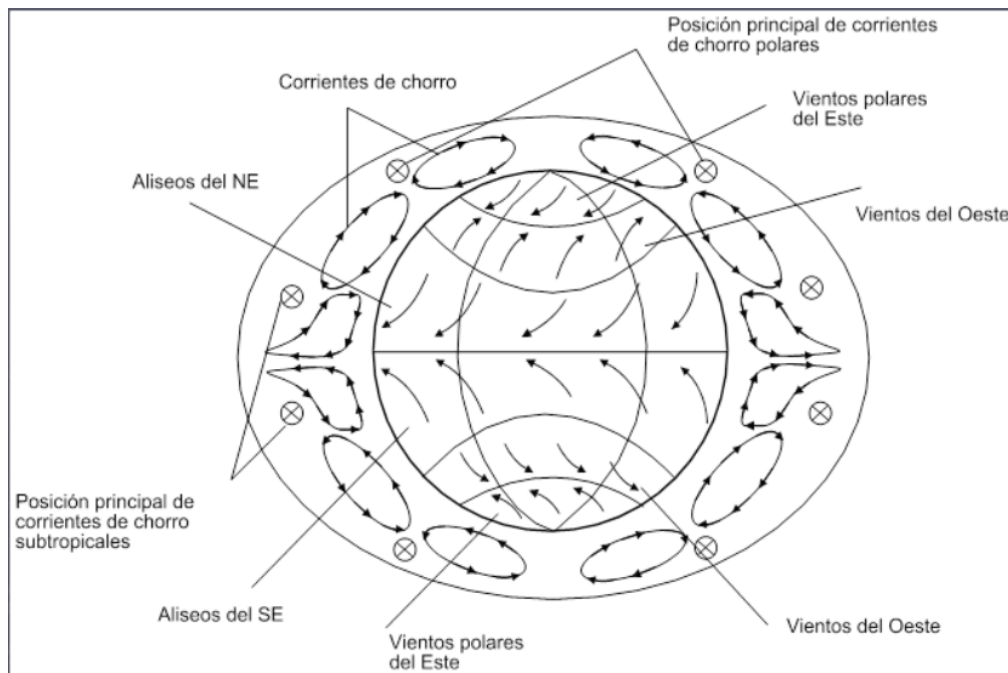


Figura 46. Viento a escala global. Fuente: [27]

6.2.3 Viento a escala local

A escala menor, el desigual calentamiento de la Tierra provoca brisas marinas o en zonas de relieve como montañas o valles. Esto es debido a que el mar y la superficie terrestre no absorben de igual manera la radiación solar, por lo que se producen las brisas marinas.

Otros factores influyen de forma notoria en estos vientos locales. La irregularidad en la orografía del terreno, así como otros obstáculos naturales o artificiales dan lugar a efectos que incrementan estas rachas de viento.

6.2.4 Curvas de distribución de la velocidad del viento y Rosa de los vientos

Para realizar una estimación de la productividad energética que nos puede proporcionar este recurso eólico, no solo es necesario conocer la velocidad media del viento en el emplazamiento sino la duración de estas velocidades a lo largo del periodo estudiado. Estas se pueden representar mediante histogramas o curvas de distribución del viento.

Mediante anemómetros, se puede obtener la frecuencia de estas velocidades del viento las cuales se pueden representar a través de un histograma. En el caso de no disponer de suficientes datos de viento en un emplazamiento, se puede recurrir a la estimación estadística de velocidades de viento mediante la distribución de Weibull, la cual es una función aproximada que nos permite describir de forma anemométrica un lugar. Esta distribución se representa en Figura 47, y viene dada por la ecuación (9):

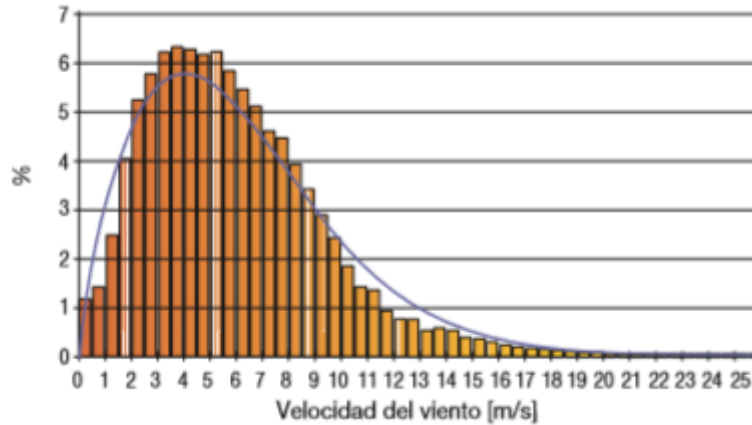


Figura 47. Histograma de frecuencias de viento y distribución de Weibull. Fuente: ABB Cuaderno técnico [28]

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} * \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right] \quad (9)$$

Donde solo debemos conocer tres parámetros: la velocidad del viento v , el factor de escala A y el factor de forma k .

El factor de escala (A) representa la velocidad media del viento en m/s y el factor de forma (k) representa el grado de simetría de la distribución. Este último es un factor adimensional y toma valores distintos según la morfología del terreno o el viento en la zona.

La Figura 48 representa un ejemplo de curvas de Weibull de distribución media de viento para distintos valores de k :

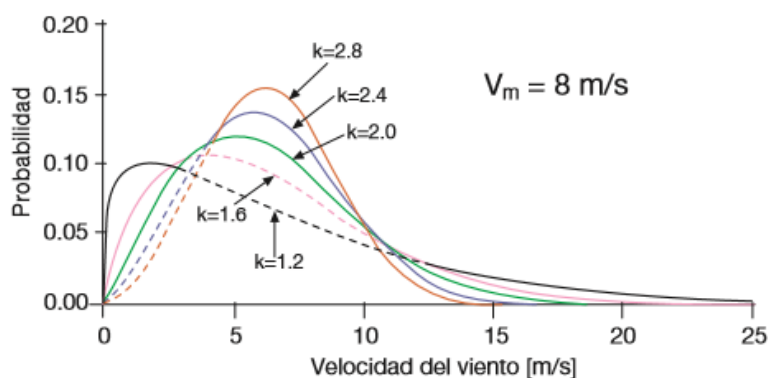


Figura 48. Ejemplo de curvas de Weibull. Fuente: ABB Cuaderno técnico [28]

Notar que cuando $k = 1$ la distribución es exponencial mientras que cuando $k = 2$ se tiene la *distribución de Raleigh*. Esta última es muy útil en estimaciones donde solo disponemos de datos de velocidad media.

Un aspecto importante, el cual podemos ver en la figura, es que los valores cercanos a 1 del factor de forma k representan una distribución asimétrica mientras que los valores próximos a 2 o 3 representan distribuciones simétricas. Esto nos proporciona una información importante acerca de la morfología del terreno y del comportamiento de las rachas de viento.

Valores cercanos a 1 se producirán en relieves montañosos y vientos muy variables mientras que valores próximos a 3 se darán en relieves regulares como costas y vientos estables. En la Tabla 3 se muestran los valores típicos del factor de forma k .

Tabla 3. Valores típicos de k según la morfología del terreno. Fuente: Elaboración propia

Factor de forma k	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2 - 1.7	Lugares montañosos	Muy variable
1.8 - 2.5	Grandes llanuras - Colinas	Variable
2.5 - 3.0	Campo abierto	Bastante regular
3.1 - 3.5	Zonas costeras	Regular
3.5 - 4.0	Islas	Muy regular

Una gran ventaja de las curvas de Weibull es que nos permiten hacer valoraciones sobre la productividad eólica de un parque de aerogeneradores si conocemos ambos factores A y k , ya que estos engloban todas las propiedades estadísticas de una serie de datos de viento en un emplazamiento. Esto nos evita tener que obtener los datos *a priori* para hacer este análisis.

6.2.5 Relación entre la velocidad del viento y las características del terreno

El relieve del terreno y las irregularidades en la superficie terrestre y marina influyen de manera notable en el comportamiento del viento y, por tanto, sus características serán diferentes como ya hemos comentado en los apartados anteriores.

De hecho, el viento ejerce mayor intensidad a poca altura en superficies como el mar, las cuales son amplias y planas variando esta con la altura sobre el suelo. Esto juega un papel importante en las instalaciones de parques eólicos *onshore* y *offshore*.

Además, el viento incide con mayor fuerza en las cumbres de montañas o en valles paralelos a la dirección del viento dominante. Las superficies irregulares juegan el papel contrario, como los bosques o núcleos urbanos, frenando estas masas de aire.

El estudio de la variación del viento con la altura es muy importante por los siguientes motivos:

- La altura a la que normalmente están los aerogeneradores no es la altura de los anemómetros, por lo que se hace necesario definir bien las características del viento según su altura en la zona.
- A mayor altura del viento mayor potencia producida por las turbinas eólicas. Sin embargo, cuanto más alto sea el aerogenerador mayor será su coste.
- El viento es variable incidiendo en cada pala del aerogenerador de forma variable. Esto produce cargas alternativas que alteran el comportamiento de los componentes mecánicos del sistema deteriorando la calidad de la energía eléctrica producida.

Esta estimación del viento según la altura viene expresada mediante la relación (10):

$$V_2 = V_1 * \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (10)$$

donde:

- V_1 es la velocidad del viento medida en la altura h_1 .
- V_2 es la velocidad del viento medida en la altura h_2 (calculada a partir de V_1).
- α es el coeficiente de rozamiento con la superficie terrestre.

Este coeficiente de rozamiento α tiene una variación según el tipo de terreno ya que el rozamiento no es el mismo en una superficie que en otra. Además, presenta variabilidad según la estación, hora del día, velocidad del viento y estabilidad atmosférica.

La Tabla 4, recoge los valores típicos de α según el tipo de terreno:

Tabla 4. Valores típicos de coeficiente de rozamiento. Fuente: Elaboración propia

Coeficiente α	Descripción
0.09	Mar en calma
0.12	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos a poca altura
0.16	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos a altura media (6 - 8 m)
0.20	Zonas agrícolas con numerosos obstáculos de altura media (6 - 8 m)
0.30	Zonas urbanas, bosques

6.2.6 Relación entre velocidad y potencia eólica

Para tener conocimiento de la capacidad de generación de energía eólica que podemos extraer de un lugar debemos conocer la potencia que es capaz de generarse en nuestros aerogeneradores a través de la energía cinética del viento capturada [29].

La energía cinética en el aire de masa m moviéndose con velocidad V es dado por la expresión (11):

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \text{ (J)} \quad (11)$$

La potencia del aire en movimiento es la velocidad de flujo de la energía cinética por segundo:

$$P = \frac{1}{2} m v^2 \text{ (W)} \quad (12)$$

Si consideramos:

- P = potencia mecánica en el aire en movimiento (vatios).
- ρ = densidad del aire (kg/m^3).
- A = área de barrido de las palas del rotor (m^2).
- V = velocidad del aire (m/sec).
- m = masa de aire por segundo.

entonces la velocidad de flujo del aire por unidad de volumen será AV , la masa de velocidad de flujo del aire será ρAV en kilogramos por segundo, y la potencia mecánica viene en los picos de viento dada por:

$$P = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \text{ (W)} \quad (13)$$

En cualquier zona geográfica los vientos se suelen expresar a menudo en términos de densidad de potencia del viento en la zona. Esto indica los vatios por metro cuadrado de área de barrido de las palas del rotor. Por tanto, la expresión anterior de forma genérica, que indica la potencia eólica del lugar, nos quedaría como se expone a continuación:

$$P = \frac{1}{2}\rho V^3 \text{ (W)} \quad (14)$$

Esta potencia es la referida a las subidas de viento. Varía linealmente con la densidad del aire barrido por las palas y con el cubo de la velocidad del viento. Pero esto no es 100% así, debido a que las palas no pueden extraer toda la potencia del viento en las subidas, por lo que no se puede extraer el 100% de la potencia en cada movimiento.

6.2.7 Predicción de la velocidad del viento

La energía procedente del viento disponible en cualquier instante depende de la velocidad del viento en ese mismo instante. Lo cual es algo variable.

Conocer el rango anual de energía eólica de un lugar es algo totalmente distinto a predecir cuánto viento soplará en ese mismo emplazamiento.

Esto plantea serios problemas en los sistemas de red en los que se inyecta energía eléctrica proveniente de energía eólica para los cuales se necesitan pronósticos de energía eólica muy fiables con varias horas de antelación para evitar alteraciones en un sistema de producción del cual cada vez se es más dependiente.

El establecimiento de esta serie de pronósticos proporciona una serie de beneficios:

- La generación energética puede adaptarse de manera eficiente a la generación de energía eólica de manera oportuna.

- Permite a los inversores construir nuevos parques eólicos y así cumplir con objetivos fijados de generación por hora.
- Permite a la red del parque adquirir contratos energéticos por adelantado a un mejor precio.

Estos pronósticos de predicción se pueden clasificar en periodos a corto plazo y periodos a largo plazo.

6.2.8 Predicción de energía eólica a corto plazo

Abarcan una predicción de hasta 48 horas. Con estas técnicas se pretende conocer la predicción de energía horaria producida por la capacidad total del parque eólico. Para obtener estos resultados es necesario disponer de predicciones de la velocidad y dirección del viento en las horas siguientes, producción en tiempo real de toda la producción eólica o parte significativa de ella (muestreo horario o de media hora). Estos datos permiten la verificación de los modelos. Otros datos útiles pueden ser la temperatura ambiente en los parques, o la presión atmosférica en cada hora.

Existen distintos modelos de predicción clasificados de la siguiente manera:

- En función del método empleado en la predicción:
 1. Métodos físicos: Estos métodos parten de predicciones horarias de velocidad y dirección del viento. Debe conocerse también la disposición de las turbinas en el parque y el relieve del terreno. A partir de estos datos se resuelven numéricamente las ecuaciones que describen el comportamiento de la atmósfera, y se predice la potencia producida por el parque.
 2. Métodos estadísticos: Construyen modelos a partir de datos de viento y potencia recogidos en parques eólicos. Utilizan técnicas de series temporales.

Cabe destacar que un modelo de predicción concreto puede hacer uso de ambas técnicas.

- En función de los datos empleados:
 1. Se mide la producción de energía eólica en tiempo real. Si no se conoce en su totalidad se estima a través de los datos de una parte significativa de la misma.

2. Si no hay predicciones meteorológicas, solo se podrán realizar predicciones precisas a muy corto plazo.

6.2.9 Predicción de viento a largo plazo

Estos modelos de predicción abarcan hasta un año de estimación. Su aplicación principal va orientada al cálculo previsorio de la energía total que se puede producir en el periodo estudiado. Para esta metodología de estudio se utilizan sistemas numéricos basados en datos capturados por estaciones meteorológicas y usados para el cálculo de predicciones meteorológicas.

Se trata de establecer cómo varía la fiabilidad del sistema (*Loss of Load Probability*, LOLP) cuando existe una alta generación eólica.

Mediante este análisis también se puede ver qué emplazamiento es el más óptimo para un parque eólico.

6.2.10 Mapas de predicción de recurso eólico

Los mapas de recurso eólico nos permiten estimar el recurso eólico de una región extensa o un país. Hay tres formas de registrar en un mapa el recurso eólico: representando la velocidad de viento en metros por segundo (m/s), representando la densidad de energía eólica en vatios por metro cuadrado (W/m²) (esta superficie hace referencia al área de barrido del rotor) o representando el potencial de energía eólica en kilovatios hora por metro cuadrado al año (kWh/m²). Es muy común encontrar mapas donde aparezcan las tres formas representadas.

Una manera útil y sencilla de representar estos datos en los mapas es a través de las curvas de contorno, usado en la mayoría de países a nivel mundial. Esto permite que largas longitudes en el mapa puedan mantener parámetros representados constantes. Por ejemplo, los mapas equipotenciales muestran curvas de contorno que unen zonas con el mismo potencial de energía eólica (kWh/m²).

Existen infinidad de visores de recurso eólico a nivel mundial. Concretamente, en España podemos destacar el visor IDAE [5]. Un atlas eólico del país desarrollado por la empresa Meteosim Truewind, de libre uso y navegable mediante un Sistema de Información Geográfica, que permite a los agentes del sector, y al público en general, la evaluación inicial del potencial eólico disponible en todo el territorio nacional y en el litoral marítimo. Este entorno, muestra la velocidad anual y otros parámetros técnicos

de interés a distintas alturas según el tipo de aerogenerador o máquina con una resolución de hasta 100 metros entre cada nodo del mapa.

Además, proporciona funciones adicionales como sistemas cartográficos, topográficos, zonas marinas, etc.

A nivel insular, concretamente en las Islas Canarias, podemos consultar el visor GrafCan [30]. Un sistema visor de la información territorial de Canarias que expone la plataforma IDECanarias (Infraestructura de datos espaciales de Canarias). Este visor es un navegador geográfico desarrollado con diferentes tecnologías web que permite una múltiple selección entre los distintos servicios que ofrece navegando sobre ellos o utilizando las distintas herramientas disponibles. Entre la amplia gama de datos a consultar que ofrece se encuentra el más importante para nosotros, el recurso eólico en las islas. La Figura 49 muestra el actual recurso en la zona.

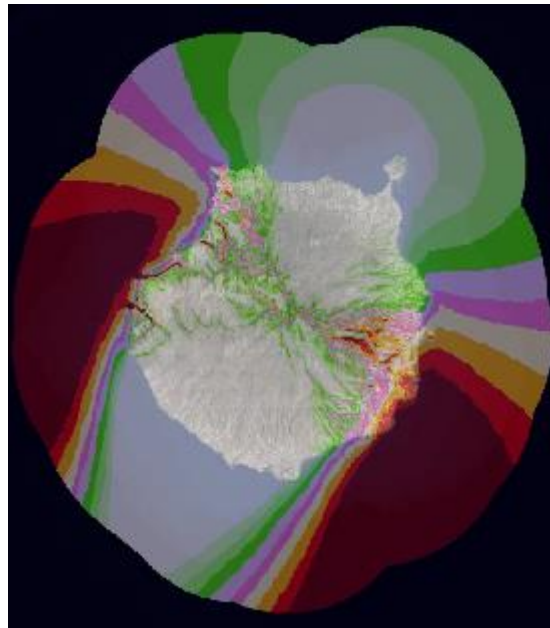


Figura 49. Recurso eólico a 80 m. en Gran Canaria. Fuente. Visor GrafCan

6.3 Generador híbrido

6.3.1 Ubicación de los generadores

El generador híbrido estará instalado en El Puerto de Las Nieves (Agaete) al noroeste de la isla de Gran Canaria.



Figura 50. Puerto de Las Nieves. Municipio de Agaete, Gran Canaria. Fuente: Google Maps

Su ubicación exacta viene determinada por la posición “28.101226, -15.712739” [31] y se muestra en las Figura 51, Figura 52, Figura 53 y Figura 54.



Figura 51. Ubicación del GFV y electrolinera. Puerto de Las Nieves, Agaete. Fuente: Visor GrafCan, Google Maps

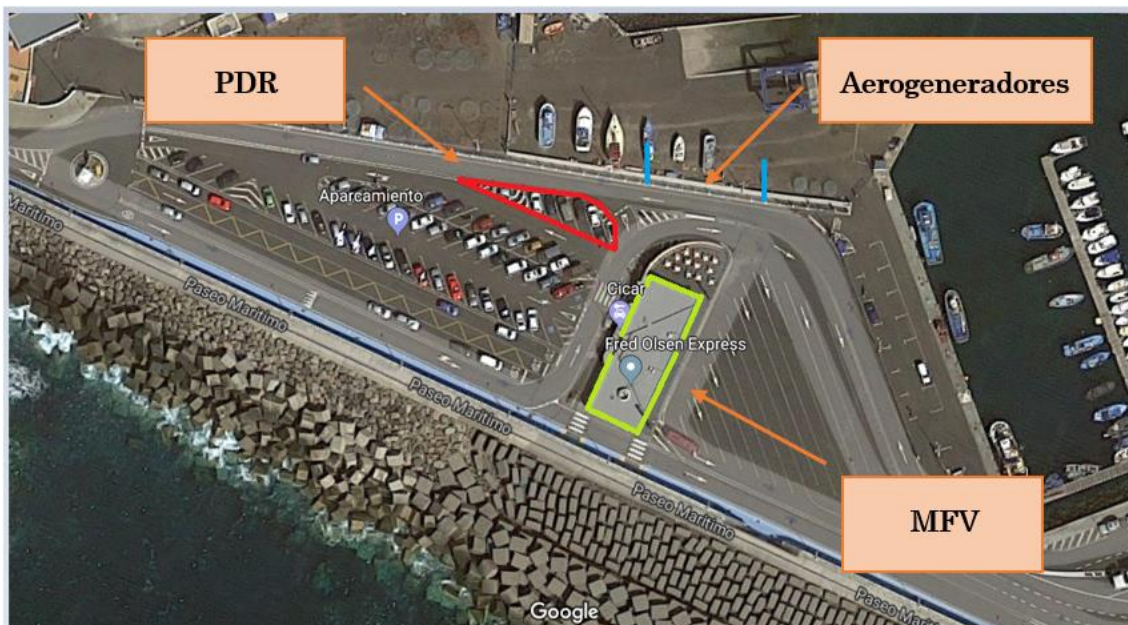


Figura 52. Ubicación del Generador híbrido y electrolinera. Fuente: Google Maps



Figura 53. Ubicación del GFV. Oficina Puerto de Las Nieves. Fuente: Red de Puertos Canarios



Figura 54. Ubicación electrolinera. Zona de aparcamiento. Fuente: Red de Puertos Canarios

6.3.2 Generador eólico

La instalación de un generador eólico en esta instalación ha sido prescindible. Tras una serie de estudios en los que se ha tenido en cuenta el aspecto ambiental, acústico, económico y un balance energético se concluye que es inviable la implantación del mismo.

El emplazamiento destinado al GFV no posee las condiciones climatológicas óptimas para una producción continuada de energía eólica, y esto se deduce claramente al hacer

un análisis de los datos de viento proporcionados por la estación meteorológica de AEMET [32].

La cual muestra el bajo índice de viento en la zona destacando en rojo las franjas anuales de nula producción:

Tabla 5. Medias de viento nocturnas y diurnas (km/h). Periodo 2014-2016. Fuente: Elaboración propia

Mes	Media nocturna (km/h)	Media diurna (km/h)
Enero	14	15
Febrero	16	19
Marzo	16	19
Abril	15	19
Mayo	16	20
Junio	16	21
Julio	20	24
Agosto	21	24
Septiembre	13	18
Octubre	10	14
Noviembre	14	16
Diciembre	11	11

Con ello, queda descartado el generador híbrido centrando nuestro proyecto únicamente en un GFV.

Los cálculos en relación al generador eólico se adjuntan de forma detallada en la PARTE III. MEMORIA JUSTIFICATIVA: apartado 7.3 Generador eólico.

6.3.3 Generador fotovoltaico (GFV)

El GFV estará compuesto por 80 MFVs distribuidos en 10 sectores de 8 MFV cada uno. Esta composición está condicionada por los distintos elementos ya presentes en la instalación, así como por las proyecciones de sombra diaria de los mismos.

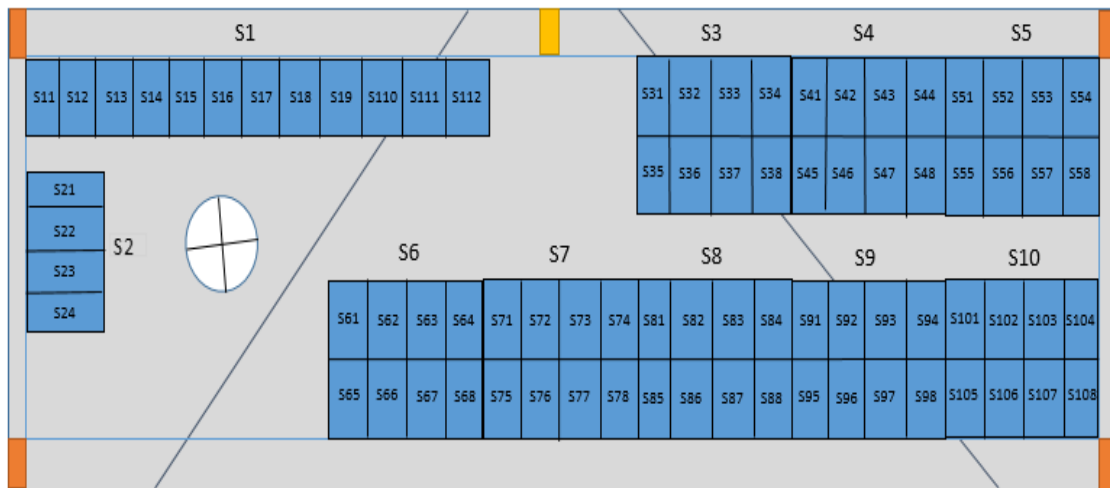


Figura 55. Estructura del GFV. Fuente: Elaboración propia

El GFV tiene una potencia nominal de 26.4 KW. Su conexionado es distribuido a 5 inversores, acoplando cada sector a cada una de las entradas de los mismos.

Para el diseño del GFV se han tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Estudio de datos ambientales: proporcionados por AEMET provenientes de la estación meteorológica localizada en el propio emplazamiento del GFV.
- Recurso solar: cálculos de producción de energía solar fotovoltaica en base a los datos proporcionados por la herramienta PVGIS.
- Cálculo de proyección de sombras: cálculos y pérdidas por sombra originadas por los obstáculos existentes en las proximidades y en el emplazamiento donde se ha instalado el GFV.
- Modelado de comportamiento eléctrico de los MFV: estudio de las características de cada uno de los equipos de la instalación, así como diseño del esquema unifilar de la misma incluyendo equipos, conexionado y protecciones eléctricas.

Los cálculos en relación al GFV se adjuntan en detalle en la PARTE III. MEMORIA JUSTIFICATIVA: apartado 7.4 Generador fotovoltaico (GFV).

6.3.4 Integración en la infraestructura de red eléctrica existente

La Guía ITC BT-40 nos facilita los distintos tipos de modos de conexión de un generador a la red eléctrica.

En este caso, el esquema apropiado es el denominado en la BT-40 como "esquema 8", indicado en la Figura 56:

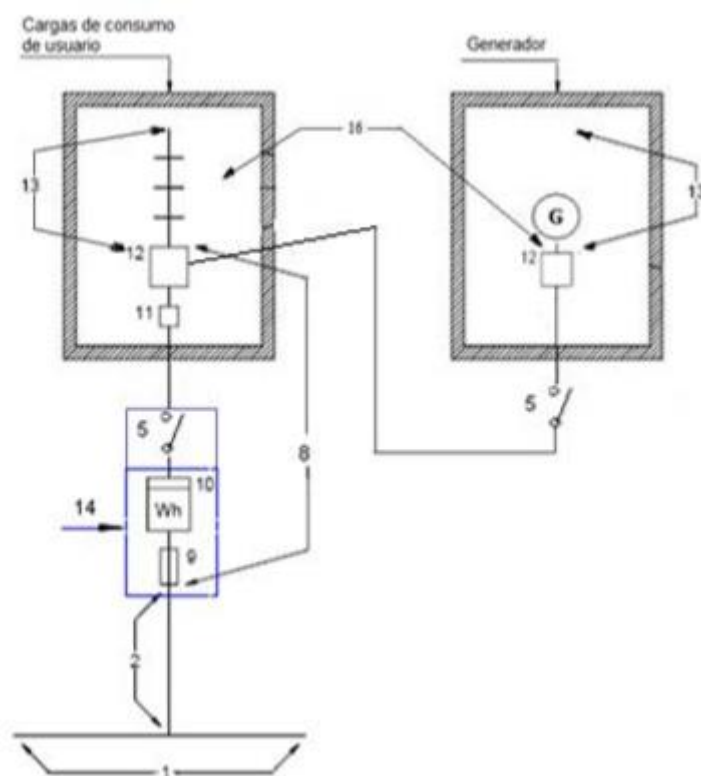


Figura 56. Esquema de conexión. Fuente: ITC BT-40

PARTE III. MEMORIA JUSTIFICATIVA

Capítulo 7. Cálculo del generador híbrido

7.1 Estudio para el emplazamiento de los generadores

Inicialmente se tenía pensado situar la infraestructura de recarga en el núcleo urbano del Puerto de Las Nieves, en una ubicación similar a la mostrada en la Figura 57, pero debido a la instalación propuesta por el Consejo Insular de Energía del Cabildo de Gran Canaria de un punto de recarga rápida para este 2018 (Figura 57)[18] y a la complejidad de la infraestructura por la distancia al propio puerto, se han decidido ubicar en este último dichos PDR.



Figura 57. Propuesta del Consejo Insular de Energía. Cabildo de Gran Canaria. Ubicación. Fuente: Google Maps

Ya una vez en nuestra ubicación definitiva, nos han surgido varias propuestas en torno a la colocación de los sistemas de energía eólica. Los MFVs que componen el GFV irán colocados en la cubierta del edificio de oficinas.

La primera propuesta ha sido su colocación en el propio paseo del puerto debido a que es la localización más alta (que nos supondría un ahorro en coste en cuanto a soporte de aerogeneradores) y la más alejada del núcleo poblacional más cercano.

Estos irían ubicados de forma similar a como lo están los puntos de iluminación actualmente, y ubicados equidistantemente a la propia oficina de servicios Fred Olsen Express, por lo que no afectarían a la infraestructura del paseo marítimo. Esta propuesta de diseño se muestra en la Figura 58.



Figura 58. Propuesta inicial de emplazamiento del generador híbrido. Fuente: Google Maps

Pero esta propuesta ha sido descartada ya que tiene un grave inconveniente, la contaminación paisajística y el gran impacto que supone tener dos sistemas eólicos en un emplazamiento muy turístico y de disfrute local por su gran paisaje.

Por tanto, se decidió (previo análisis del recurso eólico y acústico, y viendo que su incidencia no variaba prácticamente) colocar estos sistemas en la parte trasera de la oficina. Las rachas de viento en dirección noreste no presentan obstáculo alguno para incidir sobre los aerogeneradores en su nueva ubicación (Figura 59).



Figura 59. Propuesta final de emplazamiento del generador híbrido. Fuente: Google Maps

A la hora de establecer el punto exacto donde se ubicarán los PDR, se ha tenido en cuenta la zona más aislada de aparcamientos que no afecte al funcionamiento normal del mismo, así como su cercanía al cuadro eléctrico de la instalación (situado en la propia oficina de servicios). La zona escogida es la delimitada en rojo mostrada en la Figura 60.

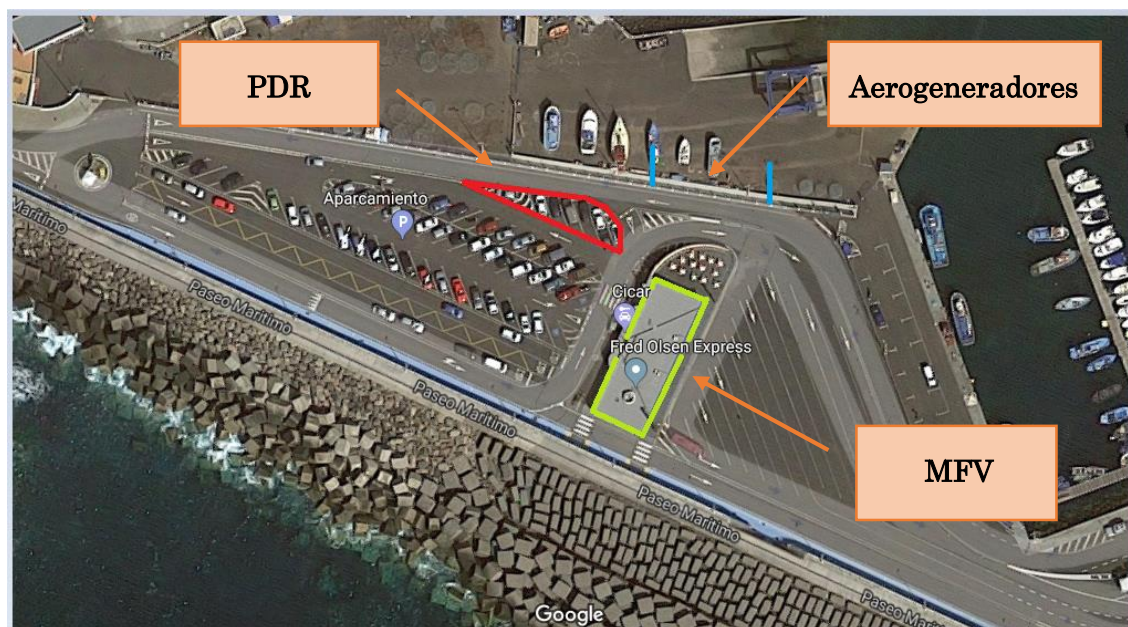


Figura 60. Ubicación de los puntos de recarga. Fuente: Google Maps

7.2 Estudio de la carga

A la hora de establecer los puntos de recarga nos hemos ceñido al reglamento electrotécnico de baja tensión correspondiente el cual según la ITC-BT-52 [33], “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.”, se establecen dotaciones mínimas de la estructura para la recarga del vehículo eléctrico en edificios o estacionamientos de nueva construcción y en vías públicas.

Estas dotaciones, en su disposición adicional primera aptdo. 1-a) y b), exigen respectivamente: “en aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, o depósitos municipales de vehículos, las instalaciones necesarias para suministrar a una estación de recarga por cada 40 plazas” y “en aparcamientos o estacionamientos públicos permanentes, las instalaciones necesarias para suministrar a una estación de recarga por cada 40 plazas”.

7.2.1 Elección del PDR

Como pudimos observar en el ANEXO II. Emplazamiento y características de los puntos de recarga citado anteriormente, en el municipio de Agaete se implantará a lo largo de este año un punto de recarga rápida de potencia 55 kW en el núcleo urbano del Puerto de Las Nieves y que, además, será la primera infraestructura de recarga en el municipio.

Acorde al emplazamiento para este proyecto, el Puerto de Las Nieves cuenta con 85 plazas de aparcamiento disponibles (81 para vehículos y 4 para motocicletas), por lo que se deberán establecer 2 puntos de recarga según la legislación vigente.

Se propone la elección de un punto de recarga semi-rápida de 22 kW y uno de recarga rápida de 50 kW. A la hora de realizar la selección de recarga semi-rápida, nos hemos basado en las características eléctricas que supone tener componentes trifásicos en lugar de monofásicos. Estos tienen menos pérdidas por caída de tensión y la sección de los cables es menor (lo que supone un ahorro en coste). Además, según las necesidades de los clientes en el emplazamiento ya que es uno de las zonas turísticas más visitadas del norte de la isla, se prevé una estancia media de 2-3 horas en el municipio, lo cual corresponde a la duración estimada en uso de este modo de recarga.

Por otro lado, se cree necesaria la ubicación de un punto de recarga rápida que satisfaga las necesidades de un cliente cuyo tiempo de estacionamiento sea breve considerando principalmente su uso debido a la utilización del servicio de embarque o desembarque en el propio puerto.

Ciñéndonos a [18] en sus especificaciones técnicas se ha establecido la elección del modelo RAPTION 50 TRIO – CIRCUTOR [34]. Este modelo cumple con las especificaciones técnicas necesarias exigidas y cubre las necesidades de los clientes que demanden una recarga rápida y semi-rápida ya que incorpora ambos conectores en el mismo equipo.

El modelo y sus características se pueden consultar en la Tabla 6:

Tabla 6. Características RAPTION 50 TRIO. Fuente: Elaboración propia

Código	V17130
Referencia	RAPTION 50 TRIO
Descripción	
Equipo de recarga rápida RAPTION 50 de 3 conectores	
1 conector CHAdeMO, 500 Vcc - 125 A - 50 kW	
1 conector CCS Combo2, 500 Vcc - 125 A - 50 kW	
1 conector Tipo 2, 400 Vac - 32A - 22 kW - total 72 kW	
Botón paro de emergencia	
Indicación luminosa de estado de carga (azul, verde y rojo)	
Compatibilidad con Modo 3 y Modo 4 completa IEC	
Lector RFID para identificación y activación recarga - ISO 14443 A/B	
Pantalla táctil TFT 8" antivandálica	
Conexión Ethernet y almacenamiento de datos	
Protección magnetotérmica con Curva C	
Protección diferencial Tipo A de 30 mA rearmable	
Envoltorio de acero inoxidable - IP54 - IK10	
Dimensiones: 350x940x1800 mm	



7.2.2 Estudio de perfiles de consumo

Como comentamos anteriormente en el capítulo ‘2.3.4 Vehículo Eléctrico en Canarias’, actualmente circulan por nuestras carreteras un 1% de VE tipo turismo, lo que indica que se debe hacer una fuerte apuesta e inversión por este tipo de alternativas fomentando su uso.

En base a estos datos del ITC [15], hemos planteado una serie de escenarios que bien se ajustan a la proporción de VE frente al resto de turismos al presente año y los próximos años (2020-2025), así como un escenario más real en base a una clara penetración de estos en el mercado a finales de la próxima década (2025-2030) que estima esta proporción en un 20% del total de vehículos.

Primeramente, se han analizado los horarios que mayor incidencia tendrán en el uso de los PDR. Estos horarios de mayor afluencia de VE son claramente influenciados por dos factores. Uno es claramente las llegadas y salidas del barco de la compañía Fred Olsen Express los cuales se pueden ser consultados en la Tabla 7:

Tabla 7. Horarios de salidas y llegadas de Fred Olsen Express al Puerto de Las Nieves. Fuente: Elaboración propia

Horarios Barco Fred Olsen Express	
Salidas del Puerto de Las Nieves	Llegadas al Puerto de Las Nieves
6:00	7:20
8:00	9:20
10:00	11:20
12:00	13:20
14:00	15:20
16:00	17:20
18:00	19:20
20:00	21:20

Cabe destacar que muchas de las franjas horarias de actividad portuaria deberán ser estudiadas en función de qué recursos energéticos pueden alimentar los PDR en esas horas.

Sabemos que el recurso solar es abundante en la mayoría de ellos, pero desafortunadamente no cubre toda la franja. Esta se complementará con el recurso eólico, el cual también está presente durante la noche, aunque no en el mismo índice de rachas máximas que durante el día como veremos en el capítulo 7. Se presupone que podrá cubrir las necesidades energéticas en los horarios más vulnerables.

Uno de los objetivos de este proyecto es proponer una generación limpia 100%. Es decir, no solo fomentar el uso del VE sino además que el uso de electricidad en los PDR para su recarga también lo sea.

Con todo ello, se exponen cuatro escenarios claramente diferenciados y enmarcados en dos grandes grupos, según la penetración de los VE en el mercado de vehículos. El primer escenario referente al primer lustro de la siguiente década (2020-2025) y otro al segundo (2025-2030), donde el incremento de la flota de VE es notable.

Cabe destacar que todos ellos han sido desarrollados de forma hipotética en base a estimaciones futuras tanto del número de vehículos tipo turismo de combustión y VE, como de la afluencia en el propio puerto y el núcleo portuario del municipio de Agaete.

La franja horaria establecida para los distintos escenarios comprende el horario indicado en la Tabla 7 a modo de simplificación.

7.2.2.1 Perfil de consumo (2020-2025). Escenario 1

Ciñéndonos a un día típico laboral del año, de lunes a jueves, en el que la afluencia de vehículos en el puerto se centra en las primeras y últimas horas del día, estimamos dos VE que soliciten la recarga rápida ya sea antes de embarcar o posterior al atraque. Existiendo dos puntos de este tipo, uno instalado en el pueblo y, el que nos concierne, en el propio puerto, los cuales podrán cubrir esta necesidad.

Por tanto, la potencia demandada por estas recargas se reflejaría en la siguiente gráfica de un día típico (aplicable durante todos los días laborales del año):

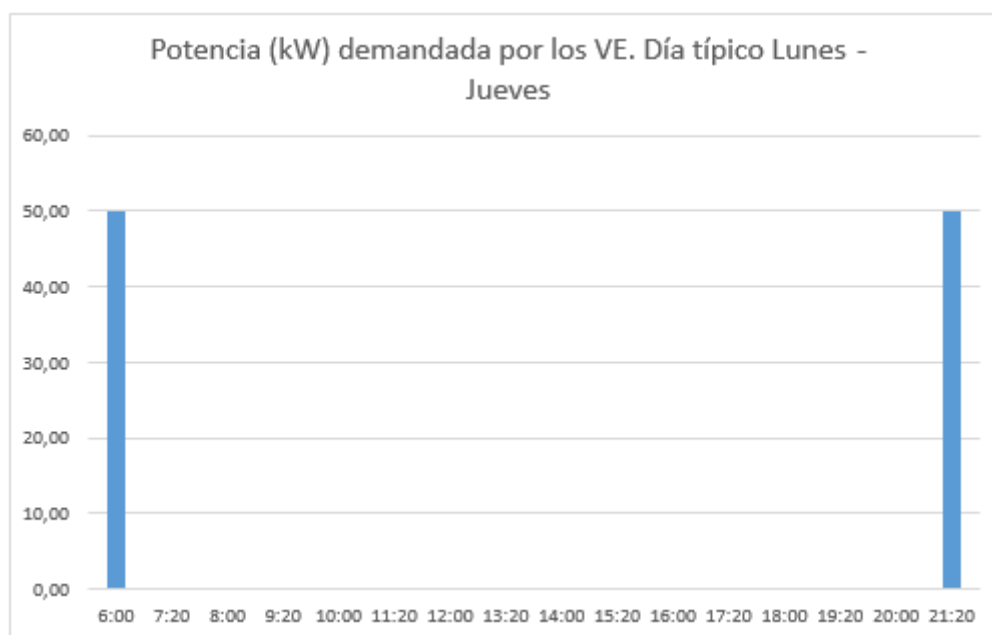


Figura 61. Escenario 1: Uso de los PDR. Día laboral. Fuente: Elaboración propia

En ella se estima que se hará uso de los PDR tanto a primera hora del día como a última, en el primer y último servicio de barco respectivamente.

Este servicio de recarga será de tipo rápida, y demandará 50 kW, con un uso promedio de 15 minutos, teniendo en cuenta que el VE no llegará completamente descargado ni requerirá una recarga completa, en lo que términos de funcionamiento de la batería se refiere. Por el horario se estima que el cliente que solicita el servicio quiere obtenerlo lo más rápido posible por lo que demandará este tipo de recarga.

7.2.2.2 Perfil de consumo (2020-2025). Escenario 2

Este escenario posee el mismo comportamiento que el anterior pero refleja el fin de semana, es decir, el periodo de viernes a domingo. En él la afluencia de coches es mayor, debido al desplazamiento entre islas ya no solo laboral sino por otras circunstancias como pueden ser ocio, familiar, etc.

Si atendemos a que existirá una afluencia real mayor de vehículos en el puerto y, en consecuencia, de VE, debemos prever un uso mayor de los PDR. Es por ello que se plantea el siguiente escenario:

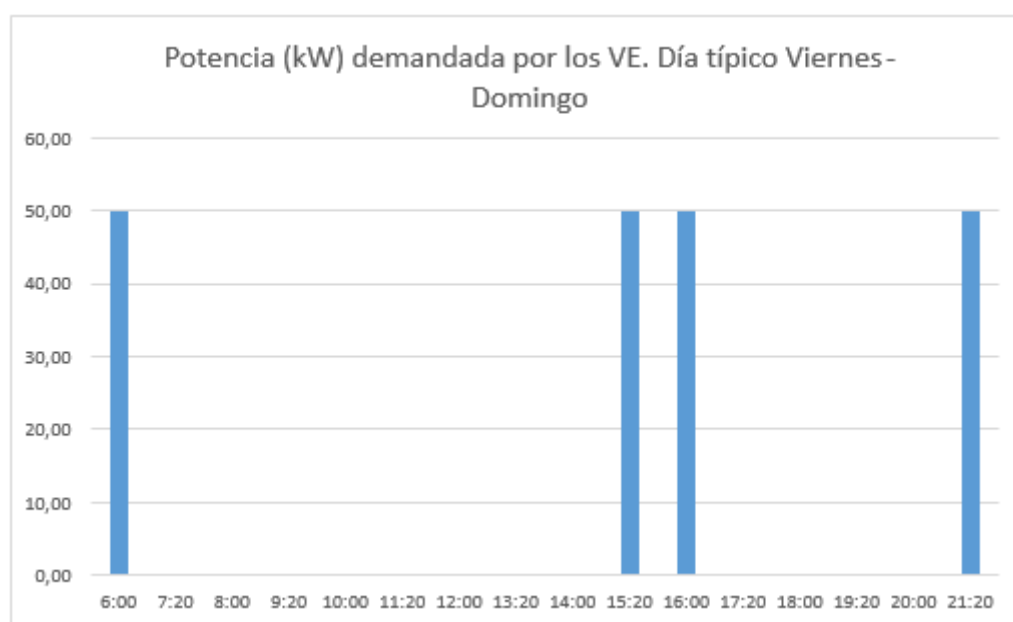


Figura 62. Escenario 2: Uso de los PDR. Fin de semana. Fuente: Elaboración propia

En él habrán dos servicios adicionales respecto al escenario 1 de la Figura 61, los cuales se producirán a lo largo del día, en este caso concreto en los servicios de llegada y salida de Fred Olsen Express a las 15:20 y 16:00 respectivamente.

7.2.2.3 Perfil de consumo (2025-2030). Escenario 3

Nos centraremos ahora en el segundo lustro de la próxima década. En ella la penetración de VE en la flota canaria es notoria, basada en [15].

Es por ello que un tercer escenario posible es el mostrado en la Figura 63.

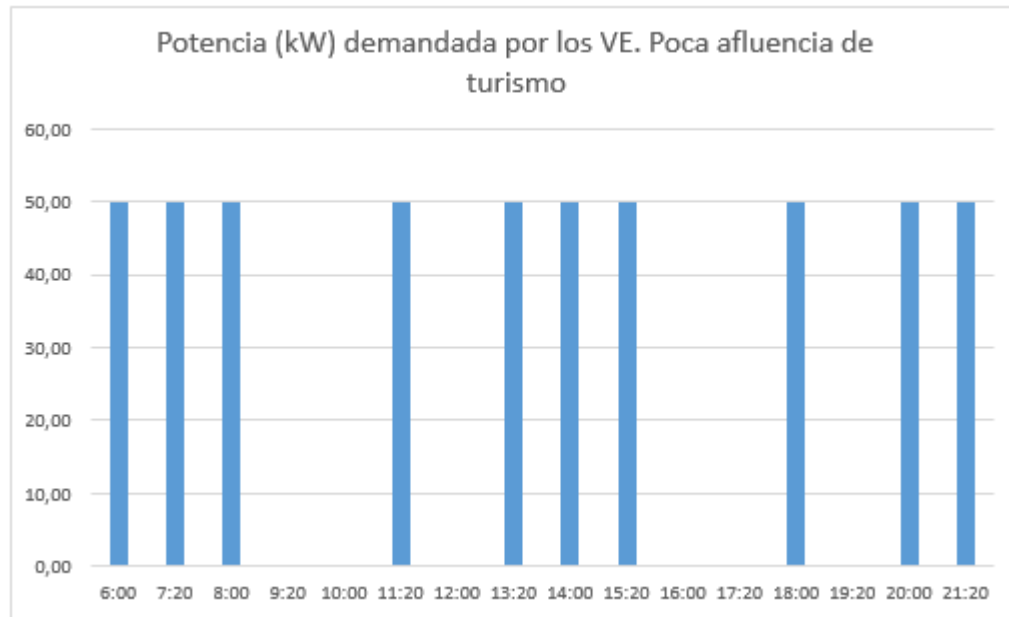


Figura 63. Escenario 3: Uso de los PDR. Mes bajo. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar, la demanda del PDR es bastante alta a lo largo del día en comparación a los escenarios anteriores. A lo largo de todo el día en la llegada y salida de naviera, habrán VE demandando la recarga de sus baterías. Todas ellas con una demanda de recarga tipo rápida a 50 kW, estimando 15 minutos por servicio.

Se ha tenido en consideración que si en un mismo atraque o salida de naviera dos VE solicitan el mismo servicio estos puedan distribuirse por los dos PDR colocados en el municipio como hemos citado anteriormente. De manera que esto no impida la afluencia normal del tráfico en los PDR ni el correcto funcionamiento de los mismos.

En total se estiman 10 recargas de baterías, que llegarán a un 20 o 30 % de su capacidad y dejarán el PDR a un 80 o 90 % de la misma.

Cabe destacar que este perfil de consumo se establecerá en los meses de menor índice de turismo en la isla (meses de octubre a mayo, ambos inclusive). Es decir, se considerará que nuestro PDR no será utilizado en su mayoría por un público de turismo ni con una intención de otro tipo de recarga como sí veremos en el siguiente apartado donde sí se atenderá esta consideración.

7.2.2.4 Perfil de consumo (2025-2030). Escenario 4

Como comentábamos anteriormente, este escenario comprende la afluencia más alta de VE en nuestras carreteras, así como también de VE de alquiler para el turismo. El perfil de consumo diario de este escenario 4 se puede ver en la Figura 64:

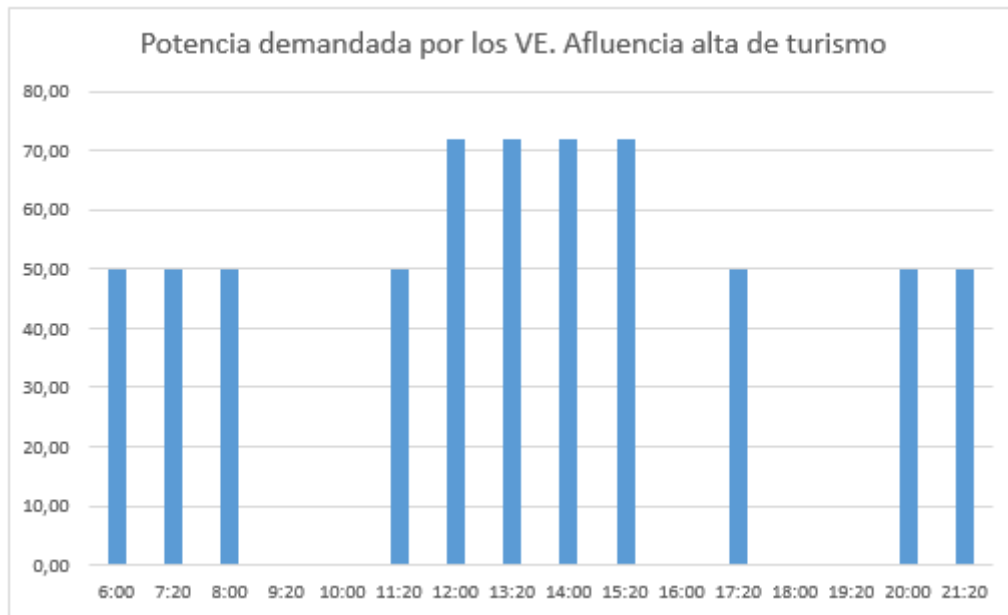


Figura 64. Escenario 4: Uso de los PDR. Mes alto. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar no solo tenemos un uso del PDR durante todo el día, sino que también incluye recargas simultáneas, situación que no habíamos planteado hasta ahora.

En este caso tendremos a lo largo del día un total de 15 servicios de recarga, de los cuales 11 serán recargas de tipo rápida a 50 kW y 4 de tipo semirápida a 22 kW.

Esta distinción se hace debido a que no existe un mismo perfil de público que utilice este servicio. Por un lado, la demanda de un público general que busque simplemente continuar su travesía ejecutará una recarga rápida de 15 minutos como habíamos planteado hasta ahora.

Además, siendo en meses de mayor afluencia turística (consideraremos estos los meses comprendidos entre junio y septiembre, ambos inclusive), estas recargas pueden ser una estancia de una media de 3-4 horas donde la recarga será de menos exigencia y cuyo cliente pretenda tener una estancia en el municipio (principalmente de cliente de clase turista).

El horario planteado para estas recargas será el de más demandada para todos los servicios del municipio no solo el de transporte, como pueden ser gastronómico o comercio.

7.3 Generador eólico

7.3.1 Datos medioambientales

Al igual que comentamos en el capítulo de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica, la solicitud formalizada por parte de la ULPGC a AEMET nos proporcionó una serie de ficheros de datos medioambientales relacionados con las rachas máximas y mínimas horarias para cada día del año correspondiente al periodo estudiado, de 2014 a 2016.

El mismo procedimiento se ha seguido para hacer el cálculo de las velocidades medias de viento.

Sin embargo, en el caso del viento, este se presenta de forma continua a lo largo de todo el día. Esto no ocurría en el caso anterior, donde solo podemos tener en cuenta las horas de Sol para la generación de energía solar fotovoltaica.

Es por ello que, aunque el análisis de los datos y el procedimiento de cálculo sea el mismo, debemos hacer una distinción entre las horas diurnas y nocturnas ya que el viento varía según se produzca en un horario u otro y, por tanto, influyendo sobre la generación de energía eólica. Para hacer esta distinción debemos diferenciar entre horario de verano y horario de invierno, ya que no todos tienen las mismas horas de sol.

Si nos situamos en nuestro emplazamiento (Puerto de Las Nieves, Agaete) mediante la herramienta PVGIS, nos proporciona los horarios siguientes de radiación solar diaria:

Tabla 8. Horas y horario de Sol por meses. Fuente: Elaboración propia

Mes	Hora de amanecer	Hora de anoecer	Horas diurnas	Horas nocturnas
Enero	8:00	18:00	10	14
Febrero	8:00	18:00	10	14
Marzo	7:00	19:00	12	12
Abril	8:00	20:00	12	12
Mayo	8:00	21:00	13	11
Junio	7:00	21:00	14	10
Julio	8:00	21:00	13	11
Agosto	8:00	20:00	12	12
Septiembre	8:00	20:00	12	12
Octubre	9:00	20:00	11	13
Noviembre	8:00	18:00	10	14
Diciembre	8:00	18:00	10	14

Considerando para el horario de invierno los siguientes meses: noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo. Y para verano: abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre.

Un detalle a tener en cuenta es que la herramienta PVGIS nos proporciona las horas en horas solares, las cuales debemos ajustar a horas locales UTC y tener en cuenta si es horario de invierno o verano. UTC y UTC+1 respectivamente. Cabe destacar que las horas han sido redondeadas también para mayor comodidad en los cálculos posteriores.

A partir de este análisis y de los datos proporcionados en el fichero Excel también previamente analizados podemos extraer las siguientes conclusiones del periodo comprendido entre 2014 a 2016, los cuales se muestran en la Tabla 9. El histórico del análisis completo se puede consultar en las tablas adjuntadas en el ANEXO I. Tablas de datos medioambientales.

Tabla 9. Media General Nocturna y Diurna 2014-2016. Fuente: Elaboración propia

Mes (2014-2016)	Media Nocturna (km/h)	Media Diurna (km/h)
Enero	14	15
Febrero	16	19
Marzo	16	19
Abril	15	19
Mayo	16	20
Junio	16	21
Julio	20	24
Agosto	21	24
Septiembre	13	18
Octubre	10	14
Noviembre	14	16
Diciembre	11	11

Una vez hecho este análisis de las medias generales de viento en el emplazamiento, debemos tener en cuenta que no todas las rachas horarias son aptas para la producción de energía eléctrica. Esto se debe a la velocidad de corte de los aerogeneradores, donde no podemos considerar velocidades de viento inferiores a un valor determinado que nos perjudique al sistema. Por lo que debemos evitar esta continua conexión y desconexión.

Para ello se ha procedido a realizar un filtro de los datos donde consideramos una velocidad de corte de 5 m/s (18 km/h) y, por tanto, donde discriminamos las rachas de viento que estén por debajo de esta. Proceso realizado para cada mes y cada año a modo de visualización del comportamiento anual del viento en la zona.

La Tabla 10 muestra estos resultados referidos al periodo 2014-2016:

Tabla 10. Media mensual nocturna y diurna de rachas de viento. Periodo 2014-2016. Fuente: Elaboración propia

Mes (2014-2016)	Media nocturna (km/h)	Media diurna (km/h)
Enero	14	15
Febrero	16	19
Marzo	16	19
Abril	15	19
Mayo	16	20
Junio	16	21
Julio	20	24
Agosto	21	24
Septiembre	13	18
Octubre	10	14
Noviembre	14	16
Diciembre	11	11

Esto nos ha llevado a una conclusión clara, la generación de energía eólica no será un proceso continuado a lo largo de todo el día, sino solo en ciertos intervalos diarios en los que estas rachas estén por encima de la velocidad de corte y por tanto alimentando a la infraestructura de recarga.

7.3.1.1 Recurso eólico

A la hora de analizar la energía eléctrica que podemos obtener a partir del recurso eólico en la zona debemos analizar de forma detallada la relación entre los datos de viento en el emplazamiento y la curva de potencia del aerogenerador.

Nos ceñiremos a la curva facilitada por el datasheet facilitado por el fabricante. Esta viene dada para rachas de viento en m/s, por lo que debemos convertir nuestros datos expresados en km/h para adaptarlos a esta curva. A modo de detalle, se muestra esta conversión de las rachas diurnas y nocturnas en la tabla siguiente (Tabla 11):

Tabla 11. Media anual de rachas de viento (m/s). Periodo 2014-2016. Fuente: Elaboración propia

Mes (2014-2016)	Media nocturna (m/s)	Media diurna (m/s)
Enero	3,82	4,18
Febrero	4,57	5,22
Marzo	4,58	5,32
Abril	4,06	5,16
Mayo	4,34	5,48
Junio	4,46	5,78
Julio	5,62	6,74
Agosto	5,82	6,67
Septiembre	3,70	4,87
Octubre	2,79	3,91
Noviembre	3,82	4,52
Diciembre	3,08	3,15
Valor máximo	5,82	6,74
Valor mínimo	2,79	3,15

7.3.1.2 Ruido

Un aspecto importante que nos ha permitido comprobar si la instalación de mini-aerogeneradores en el Puerto de Las Nieves cumple con los niveles de ruido exigidos y discriminar entre un generador u otro ha sido la medida del ruido ambiental en el emplazamiento con un sonómetro.

Este sonómetro ha sido configurado para la medición de ruido ambiental semejante a como lo haría el oído humano. Es decir, se ha configurado para la medición del ruido utilizando una curva de ponderación A (dBA) que es el dato proporcionado también por los fabricantes de aerogeneradores. Esto se debe a que el oído humano no tiene un comportamiento lineal (respuesta plana) por lo que deben estabilizarse a valores medios del oído humano en su rango de frecuencias. Para el muestreo se ha utilizado un muestreo rápido, con una ponderación de tiempo en el nivel sonoro cada 125 ms.

Se han realizado una serie de medidas en distintos horarios que hemos estimado que son los más y menos vulnerables, pudiendo estos enmascarar o no el ruido producido por los aerogeneradores. La medida ha sido realizada a la altura del paseo del propio puerto (7 metros aproximadamente mediante trazado de perfil [30]) (Figura 65), siendo la medida más alta posible similar a la que estará colocado el aerogenerador.

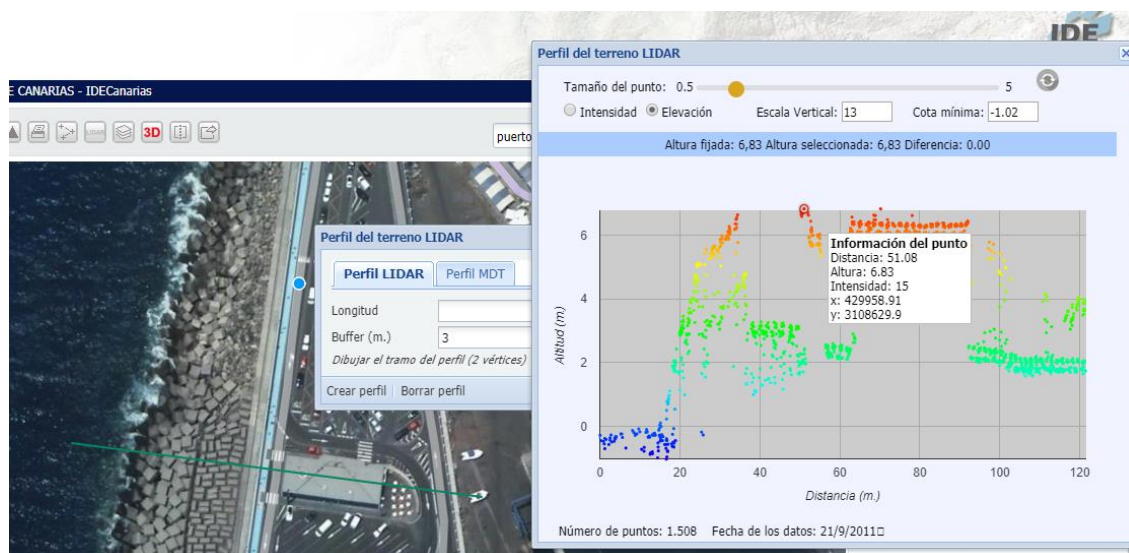


Figura 65. Altura del paseo marítimo. Fuente: Visor GrafCan

La primera toma de medidas fue realizada el día 17/05/18 a la llegada y salida del barco de la compañía naviera Fred Olsen Express a las 17:20 y a las 18:00 respectivamente. La segunda toma de medidas fue realizada el día 18/05/18 a la llegada y salida del mismo buque a las 13:20 y 14:00 respectivamente. La tercera toma de medidas fue realizada el día 20/05/18 durante la madrugada del sábado al domingo entre las 01:22 y 2:22 aproximadamente.

Todas las medidas fueron realizadas previa solicitud y aprobación del jefe de puerto correspondiente en cada día de mediciones.

Cabe destacar que entre las medidas diurnas no se ha apreciado variación notable. Diferencia que sí ha sido destacable entre estas y la medida nocturna. Las Figura 66, Figura 67 y Figura 68 muestran estos resultados.

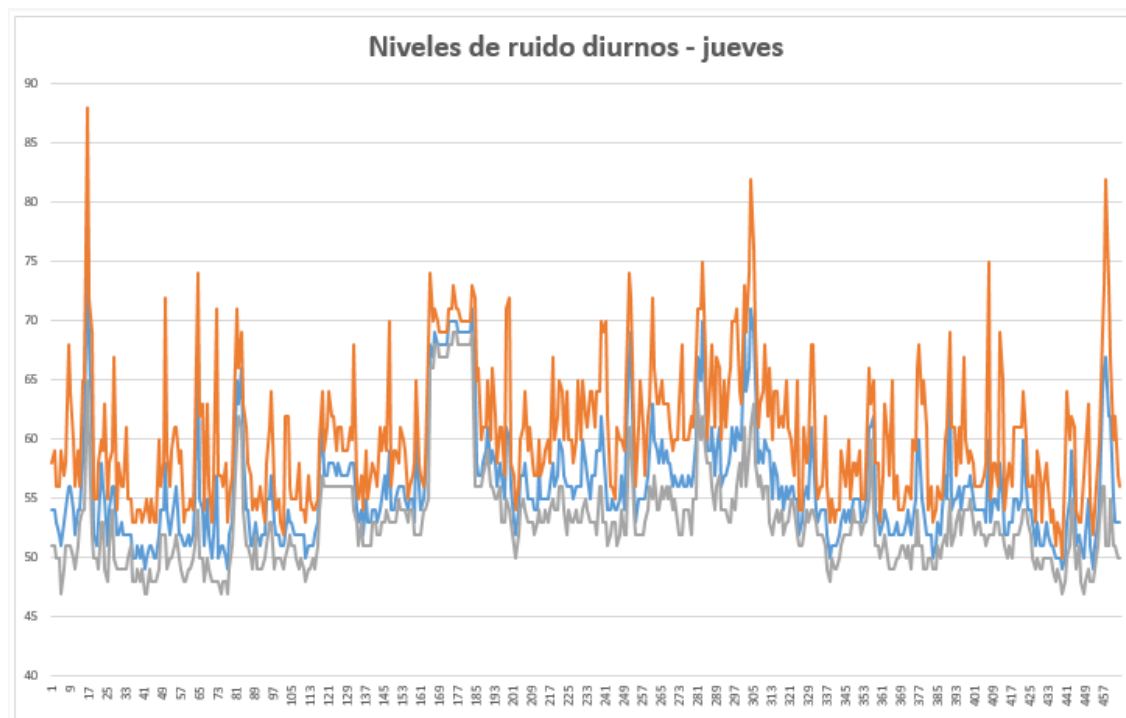


Figura 66. Niveles de ruido ambientales jueves. Fuente: Elaboración propia

Como vemos, los continuos impactos acústicos en muchas de las muestras reflejan la cantidad de fuentes sonoras existentes a lo largo del día en un entorno industrial como es el Puerto de Las Nieves, ya sean maquinaria, entrada y salida de vehículos del puerto del propio barco, personas, etc. Sin embargo, estas no son continuas mayoritariamente por lo que no suponen gran contaminación acústica ya que además de ser puntuales, están dentro de un rango determinado de dBA poco apreciables (entre 45 y 75 dBA). Si observamos detenidamente la gráfica, cabe destacar dos incrementos continuos del nivel sonoro que alteran el comportamiento normal de la medición. Esto se debe a la entrada a control del puerto (próximos al lugar donde estaba situado el sonómetro) de dos camiones cuya parada en marcha tuvo una duración exacta de cuatro minutos en ambas (duración corroborada después al analizar el muestreo de medidas y la gráfica).

Tabla 12. Niveles sonoros diurnos – jueves. Fuente: Elaboración propia

	Leq (dBA)	Lmax (dBA)	Lmin (dBA)
Promedio	56	60	53
Max	79	88	69
Min	49	50	47
Clima de ruido	7		

Como vemos en la tabla, las mediciones realizadas tienen un margen dinámico de 7 dBA, lo cual indica que es un ambiente industrial muy poco variable en horario diurno laboral. Además, con una fuente sonora equivalente de 56 dBA, muy por encima de la emisión sonora de nuestra fuente.

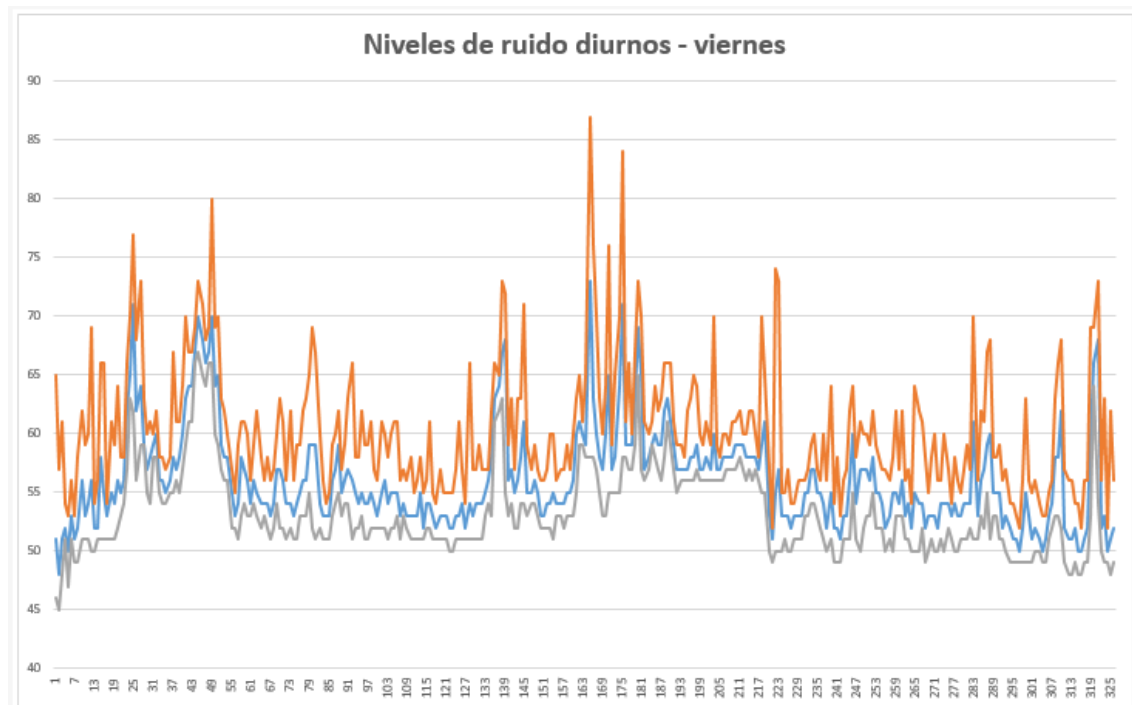


Figura 67. Niveles de ruido ambientales viernes. Fuente: Elaboración propia

Analizando la Figura 67, el análisis es prácticamente similar al anterior. Resalta más esta estabilidad si tenemos en cuenta que es un día de bastante tránsito en el puerto, con mucha entrada y salida de vehículos. Esto refuerza más el enmascaramiento del nivel sonoro actual sobre el que pueden producir nuestras fuentes. Al igual que en la Figura 67, se producen algunos impactos acústicos que alteran el nivel normal de ruido en el ambiente, debiéndose a pequeñas fuentes puntuales como en el caso anterior y que no influyen de manera notable en el entorno del emplazamiento.

Tabla 13. Niveles sonoros diurnos – viernes. Fuente: Elaboración propia

	Leq (dBA)	Lmax (dBA)	Lmin (dBA)
Promedio	56	60	53
Max	73	87	67
Min	48	52	45
Clima de ruido	7		

Atendiendo a la Tabla 13, esta al igual que comentábamos en el párrafo anterior, tiene muchas similitudes con las mediciones anteriores, destacando que el margen dinámico es el mismo incluso siendo un día laboral mucho más concurrente que el jueves. La fuente sonora equivalente calculada es muy superior a la que producirían nuestras fuentes incluso en el peor de los casos, con un nivel mínimo medido de 48 dBA.

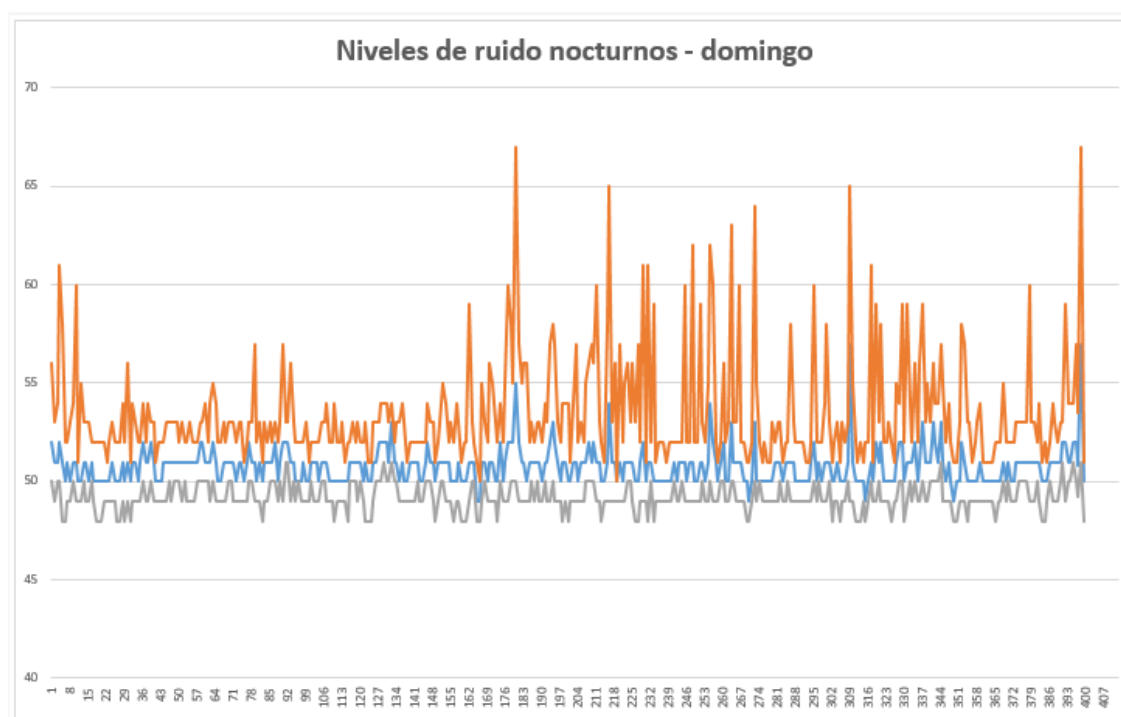


Figura 68. Niveles de ruido ambientales domingo. Fuente: Elaboración propia

En este caso la medición es mucho más estable que las anteriores. Esto se debe a la hora en la que se hicieron las mediciones y en las que se puede apreciar el comportamiento lineal en todo el rango de muestras. Existen algunos pequeños impactos acústicos puntuales debidos a alguna ráfaga de viento, los pasos cerca del sonómetro de alguna persona por el paseo o un ave en ese momento que voló cerca. Estos impactos no son continuos por lo que son inapreciables.

Tabla 14. Niveles sonoros nocturnos – domingo. Fuente: Elaboración propia

	Leq (dBA)	Lmax (dBA)	Lmin (dBA)
Promedio	51	53	49
Max	57	67	51
Min	49	50	48
Clima de ruido	4		

En la Tabla 14 podemos ver como el margen dinámico es bastante más reducido que durante el horario diurno lo que refleja la no alteración prácticamente del ruido ambiental durante la noche. Además, el nivel sonoro continuo equivalente es de 51 dBA, lo que refleja el nivel sonoro al que equivaldría una fuente emitiendo en el mismo punto siendo superior al que emiten los aerogeneradores. En el peor de los casos, el valor mínimo captado también está por encima del emitido por nuestra fuente.

7.3.2 Elección del aerogenerador

A la hora de realizar la elección del mini aerogenerador se ha optado por la elección de un aerogenerador de eje vertical frente a los de eje horizontal y fabricantes punteros en el mercado como Enair o Bornay. Esto se debe principalmente a la contaminación paisajística que pueda producir uno de eje horizontal en el emplazamiento del Puerto de Las Nieves, por sus dimensiones, así como una emisión de ruido más elevada.

Entre los modelos de eje vertical más competitivos en el mercado hemos optado por realizar la comparativa entre dos fabricantes claramente destacados, Kliux [35] (especializado en aerogeneradores de eje vertical) y Aeolos [36]. Los modelos escogidos son Kliux Eagle 6 kW, Aeolos-V 3 kW y Aeolos-V 5 kW, siendo prácticamente los modelos de mayor potencia en ambas series.

La Tabla 15 recoge las principales características de estos tres modelos:

Tabla 15. Comparativa mini aerogeneradores verticales. Fuente: Elaboración propia

Aerogenerador	Kliux Eagle	Aeolos-V 3	Aeolos-V 5
Eje	Vertical	Vertical	Vertical
Altura de la torre	9 m	9 m	9 m

Dimensiones del rotor (m) (alto*ancho)	5.35 + 0.83 * (2.90 – 3.95) * Transmisión = 0.83	3.6 * 3	4.8 * 4.5
Coste Turbina (€)	10080,00	5002,13	8422,83
Coste Torre (9m) (€)	3360,00	1701,75	2879,23
Velocidad de arranque (m/s)	1.5	2.5	2.5
Potencia nominal (kW)	6	3	5
Nivel de ruido (dBA)	32'6	< 45	< 45

Curva de potencia Kliux Eagle:

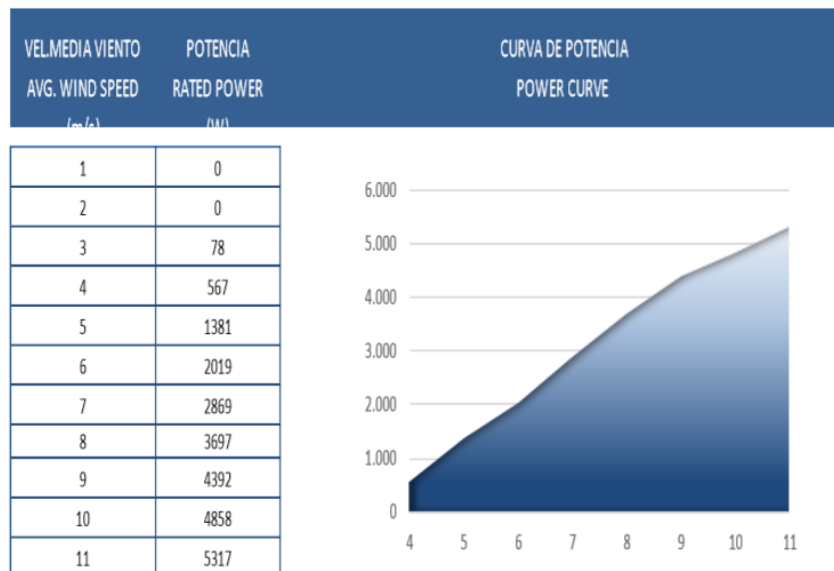


Figura 69. Curva de potencia Kliux Eagle. Fuente: Kliux Eagle Datasheet

Curva de potencia Aeolos-V 3:

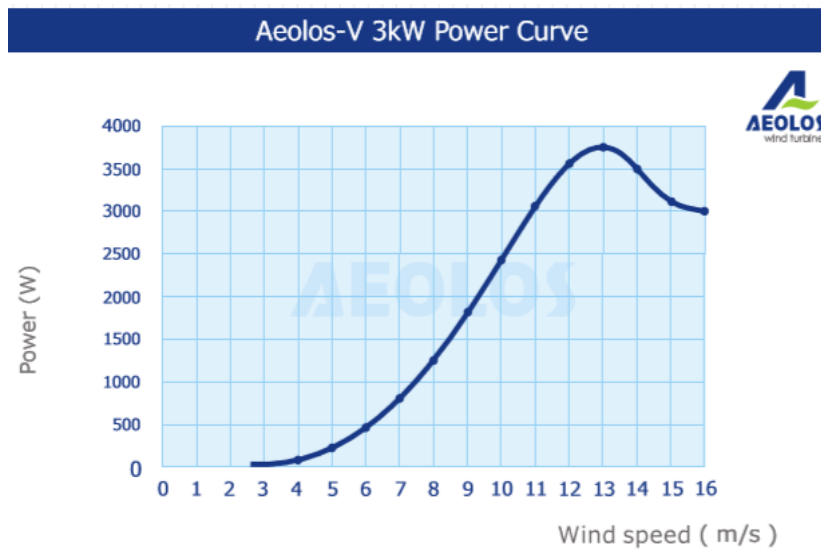


Figura 70. Curva de potencia Aeolos-V 3 kW. Fuente: Aeolos-V 3 kW Datasheet

Curva de potencia Aeolos-V 5:

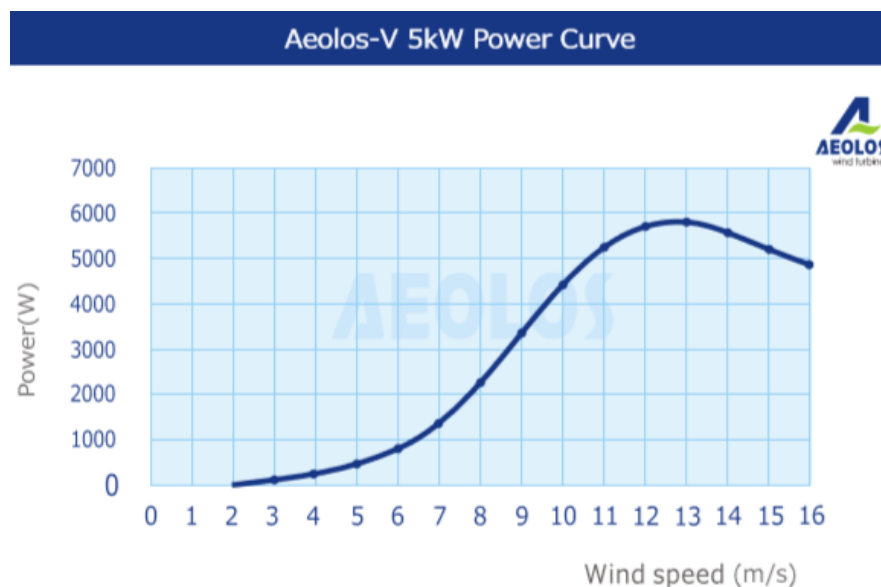


Figura 71. Curva de potencia Aeolos-V 5kW. Fuente: Aeolos-V 5 kW Datasheet

Una vez analizadas las distintas curvas de potencia y las distintas características hemos realizado el mismo procedimiento que a la hora de elegir el MFV.

Un aspecto importante es la potencia nominal. Si bien es cierto que son similares las series KLIUX Eagle y AEOLOS 5-kW, AEOLOS 3-kW produce una cantidad menor de energía por lo que queda descartado para nuestro propósito, y con vistas a una mayor rentabilidad en poco tiempo dado el alto coste de los componentes.

Como los costes son similares, un aspecto importante ha sido el tener un distribuidor en las islas que nos permita obtener estos equipos de manera directa, lo que supone un considerable ahorro en costes. Además, mayoritariamente distribuyen en grandes cantidades, por lo que encontrar un distribuidor que permita adquirir pocas unidades también ha sido una prioridad.

Con todo ello el modelo elegido es el AEOLOS 5- kW.

Para poder estudiar su producción energética anual, debemos estudiar su curva de potencia, a partir de los datos de recurso eólico en la zona analizados en el apartado 7.3.1 Datos medioambientales. Esto se muestra en el siguiente apartado.

7.3.3 Producción energética del GE

Para poder ver cuál es nuestra curva de potencia y con ella el recurso energético que podemos obtener, debemos aproximar a una recta esta curva. Para ello, ciñéndonos a la Figura 71 y escogiendo el tramo entre los valores mínimos y máximos de la Tabla 11, hallamos la ecuación de la recta (15) para cada uno de los puntos.

$$y = m \cdot (x - x_0) + y_0 \quad (15)$$

Donde:

- m es el cociente entre Δy (diferencia entre las potencias máxima y mínima de la recta) y Δx (diferencia entre los valores de rachas de viento máxima y mínima).
- x_0 es el valor mínimo de racha de viento en la recta.
- y_0 es el valor mínimo de potencia en la recta.
- x es el valor actual de viento en la recta.

Aplicando la ecuación obtenemos los siguientes resultados para las rachas diurnas y nocturnas (Tabla 16).

Tabla 16. Curvas de potencia diurna y nocturna AEOLOS- V 5 kW. Fuente Elaboración propia

AEOLOS-V 5kW				
y (W)		Energía_diurna/mes (kWh)	y (W)	Energía_nocturna/mes (kWh)
Enero	571,95	212,76	292,6	108,84
Febrero	1053,48	353,97	462,0	155,22
Marzo	1099,61	409,05	463,7	172,49
Abril	1022,60	368,13	346,7	124,81
Mayo	1170,57	435,45	410,1	152,57
Junio	1310,28	471,70	438,0	157,67
Julio	1750,00	651,00	698,8	259,94
Agosto	1718,18	639,16	745,0	277,14
Septiembre	891,66	321,00	266,1	95,81
Octubre	447,83	166,59	60,0	22,32
Noviembre	728,46	262,25	291,3	104,85
Diciembre	100,00	37,20	123,7	46,01
	Energía/año diurna(kWh)	4328,28	Energía/año nocturna(kWh)	1677,67
	Horas equivalentes/año	865,66	Horas equivalentes/año	335,53
	Energía/año (kWh)	6005,95		
	Horas equivalentes/año	1201,19		

Como podemos observar, el funcionamiento del aerogenerador tendría en activo un equivalente a 1201 horas de producción de energía eléctrica. Esto frente a las 8760 horas que tiene un año natural hace que la producción energética (13.71 % de su capacidad) no sea lo suficientemente abundante como para afrontar la instalación de un sistema de generación eólica en nuestro emplazamiento.

Los condicionantes de una fuerte inversión inicial frente a la poca productividad energética hacen inviable la implantación de esta tecnología, por lo que se descarta el generador híbrido, centrándonos únicamente en un GFV.

7.4 Generador fotovoltaico (GFV)

7.4.1 Datos medioambientales

7.4.1.1 Temperatura ambiente

Al igual que comentamos en el capítulo de sistemas de energía eólica, se ha formalizado una solicitud por parte de la ULPGC dirigida a AEMET la cual nos ha proporcionado una serie de ficheros de datos medioambientales para poder iniciar el desarrollo de los sistemas de energía solar fotovoltaica, previo análisis de los mismos. Estos datos corresponden a las temperaturas máximas y mínimas y comprendidos en el mismo periodo.

A partir del análisis de estos ficheros, se ha procedido a realizar una media de las temperaturas por mes y año, distinguiendo entre cada año. A su vez, se ha calculado la media entre los tres años. Los resultados son recogidos en forma de tablas en el ANEXO

I. Tablas de datos medioambientales y mostrados de forma gráfica para su análisis a continuación:

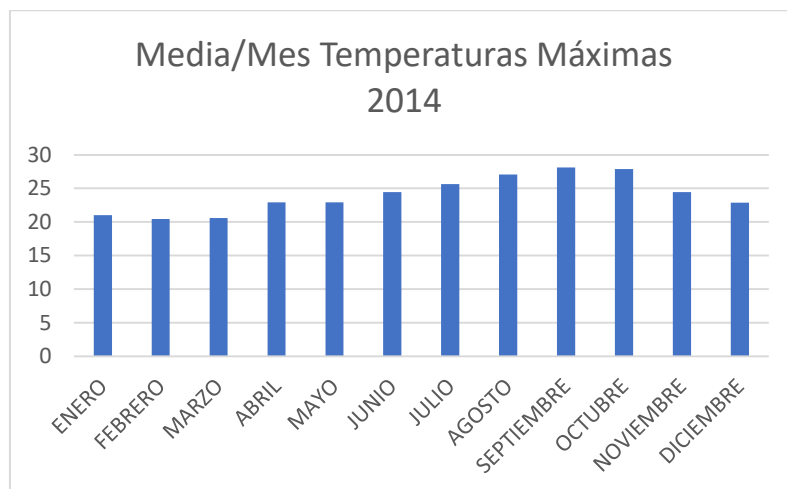


Figura 72. Media de temperaturas máximas durante 2014. Fuente: Elaboración propia

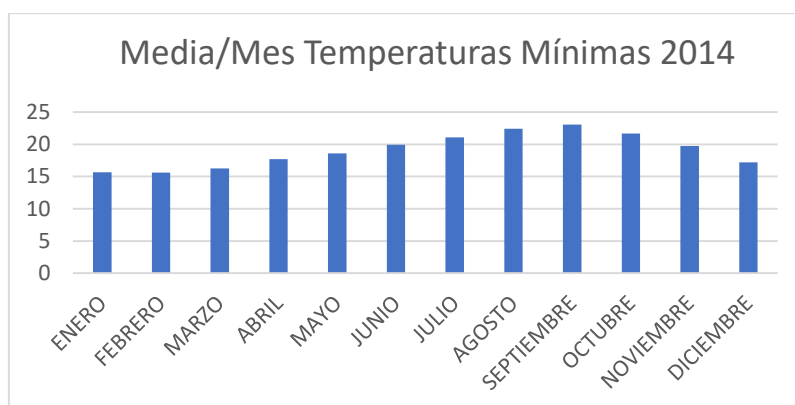


Figura 73. Media de temperaturas mínimas durante 2014. Fuente: Elaboración propia

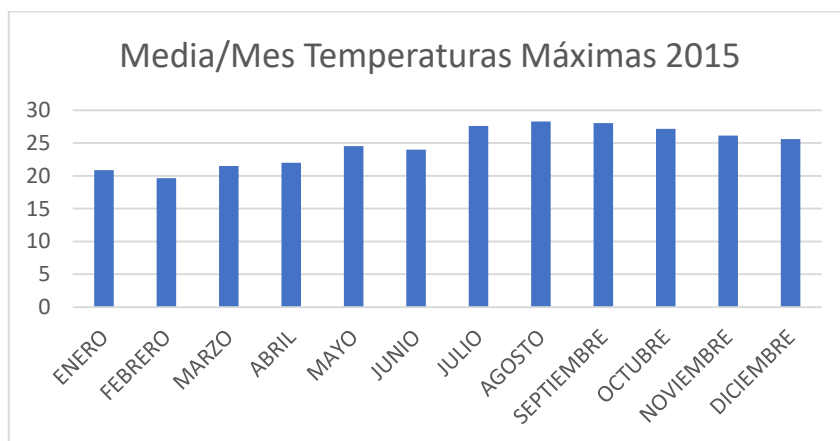


Figura 74. Media de temperaturas máximas durante 2015. Fuente: Elaboración propia

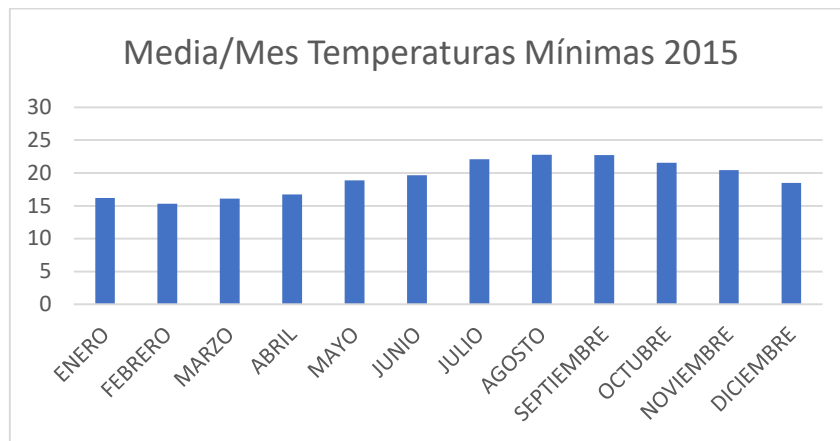


Figura 75. Media de temperaturas mínimas durante 2015. Fuente: Elaboración propia

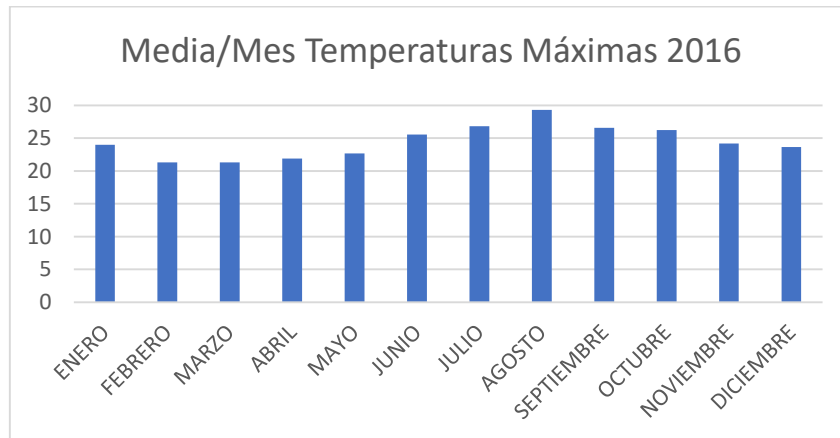


Figura 76. Media de temperaturas máximas durante 2016. Fuente: Elaboración propia

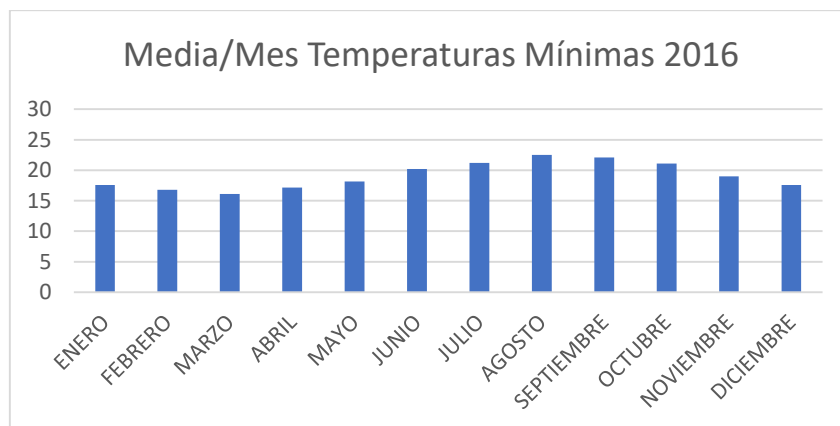


Figura 77. Media de temperaturas mínimas durante 2016. Fuente: Elaboración propia

Como podemos apreciar, los comportamientos de las gráficas son prácticamente similares en los últimos años. Eso nos permite afirmar que los datos de las temperaturas en el emplazamiento son estables dentro de un pequeño rango, lo que refuerzan y dotan de aún más fiabilidad nuestro diseño del sistema de generación fotovoltaica en base a estos datos.

Para poder simplificar los datos anteriores, en la Tabla 17, se muestra una media de las temperaturas máximas en los tres años, las cuales nos servirán posteriormente para el cálculo del sistema de generación fotovoltaica a la hora de calcular el recurso solar disponible.

Tabla 17. Media temperaturas máximas 2014-16. Fuente: Elaboración propia

MEDIA TEMPERATURAS MÁXIMAS (°C) 2014-2016	
Enero	22
Febrero	20
Marzo	21
Abril	22
Mayo	23
Junio	25
Julio	27
Agosto	28
Septiembre	28
Octubre	27
Noviembre	25
Diciembre	24

7.4.1.2 Recurso solar

Para evaluar el recurso solar disponible acudimos a la herramienta PVGIS, la cual nos proporcionará la irradiancia G incidente en cada mes del año. Por ejemplo, la Tabla 18 muestra la irradiancia disponible en nuestro emplazamiento para el mes de enero.

Esta irradiancia está calculada para un acimut (orientación del MFV) de 0° (hacia el Sur) y una elevación del mismo de 0°.

Tabla 18. Irradiancia solar media diaria en enero. Fuente: PVGIS

Hora	G	G _d	G _c	DNI	DNI _c
07:07	45	45	26	0	0
07:22	60	60	35	0	0
07:37	130	74	138	321	545
07:52	168	87	188	365	620
08:07	207	99	240	400	680
08:22	244	109	291	428	728
08:37	280	118	342	452	768
08:52	314	126	391	472	802
09:07	346	133	438	488	830
09:22	376	139	483	503	854
09:37	404	144	524	515	875
09:52	429	149	562	525	892
10:07	451	152	596	533	906
10:22	471	155	627	540	919
10:37	488	157	653	546	929
10:52	503	159	675	551	937
11:07	514	161	693	555	943
11:22	523	162	707	558	948
11:37	528	162	716	560	951
11:52	531	163	720	560	952
12:07	531	163	720	560	952
12:22	528	162	716	560	951
12:37	523	162	707	558	948
12:52	514	161	693	555	943
13:07	503	159	675	551	937
13:22	488	157	653	546	929
13:37	471	155	627	540	919
13:52	451	152	596	533	906
14:07	429	149	562	525	892
14:22	404	144	524	515	875
14:37	376	139	483	503	854
14:52	346	133	438	488	830
15:07	314	126	391	472	802
15:22	280	118	342	452	768
15:37	244	109	291	428	728
15:52	207	99	240	400	680
16:07	168	87	188	365	620
16:22	130	74	138	321	545
16:37	93	60	90	264	449
16:52	59	45	50	194	329
17:07	30	28	20	116	197

Donde:

- G: Irradiancia global sobre un plano fijo (W/m²).
- G_d: Irradiancia difusa sobre un plano fijo (W/m²).
- G_c: Irradiancia global cielo claro sobre un plano fijo (W/m²).
- DNI: Irradiancia directa normal (W/m²).
- DNI_c: Irradiancia directa normal cielo claro (W/m²).

Estos determinan qué cantidad de fuente solar podemos utilizar como recurso en nuestra instalación. Los valores de G son los que se dan en condiciones del cielo (nubosidad) más habituales, en comparación con las que se dan mediante G_c (sin nubosidad).

De estos datos, los que realmente nos interesan son los de irradiancia directa (G), debido a las condiciones climatológicas del cielo en nuestro emplazamiento.

A continuación, se muestra, a modo de visualización general, esta irradiancia de forma mensual:

Tabla 19. Irradiación solar mensual. Fuente: PVGIS

Month	H_h
Jan	3530
Feb	4160
Mar	5630
Apr	5930
May	6740
Jun	7140
Jul	7670
Aug	7130
Sep	5880
Oct	4660
Nov	3510
Dec	3170
Year	5440

Siendo H_h la irradiación en plano horizontal ($\text{Wh/m}^2/\text{día}$).

Como podemos observar, esta irradiación no es homogénea en todos los meses, sino que presenta variaciones. E incluso, dentro de cada mes esta irradiación diaria es variable. Esto se debe a la posición del Sol la cual varía a lo largo del año como pudimos ver en el apartado 6.1.1 Geometría solar.

7.4.2 Elección del módulo fotovoltaico (MFV)

A la hora de hacer la elección del módulo solar fotovoltaico, hemos realizado una breve comparativa entre diferentes módulos de algunos de los principales fabricantes del mercado. Esta comparativa se centra principalmente en destacar la eficiencia del módulo y el precio, como aspectos principales en nuestra elección y poder discriminar finalmente entre uno y otro. Además, destacamos la vida útil, que nos rentabilice en gran medida la inversión del proyecto. La Tabla 20 muestra esta comparativa:

Tabla 20. Elección del MFV. Fuente: Elaboración propia

Fabricante	Modelo	Tecnología	Potencia (W)	Eficiencia (%)	Vida útil (años)	Precio (€)
Panasonic	VBHN3 30SJ47 / N330	Mono cristalino	330	19.7	15	281.08
SUNTECH	STP375 S - 24/Vfh	Mono cristalino	375	19	12	368.44
AmeriSolar	AS-6M PERC	Mono cristalino	360	18.55	12	171.86
Jinko Solar	JKM385 M-72H	Poli Cristalino	385	19.53	10	333.82
LG	LG320N 1C-G4	Mono Cristalino	320	19.5	12	534.40
Solaico	SL 726/335	Poli Cristalino	335	17.25	12	130.30

Todos los modelos consultados han sido modelos con una potencia nominal por encima de los 300 W.

Actualmente en el mercado de MFV tanto la tecnología monocristalina como policristalina están a la par, por lo que no es un aspecto crítico en nuestra elección, así como la vida útil de los MFV.

Por tanto, se ha decidido hacer un compendio entre eficiencia y coste como parámetros esenciales a la hora de discriminar entre un MFV y otro.

Un aspecto importante que hemos considerado ha sido tener un proveedor a Canarias. No todos los fabricantes ofrecen un servicio de envío a las islas o lo hacen con unos portes muy elevados para la cantidad que demandamos (pudiendo disponer de todas las existencias requeridas o no).

Con todo ello, el modelo elegido es el VBHN330SJ47 / N330 de Panasonic [37], cuya eficiencia es la más destacada con una potencia nominal bastante alta. Además, hemos encontrado un proveedor cuyo presupuesto ha sido el más favorable a nuestros intereses por lo que nos hemos decantado por este MFV. Las características mecánicas y físicas del MFV se muestran en la Tabla 21 y la Figura 78 respectivamente:

Tabla 21. Características mecánicas MFV Panasonic. Fuente: Elaboración propia. Panasonic

MFV	Panasonic VBHN330SJ47 / N330
Características del MFV	
Tensión a circuito abierto Voc (V)	69,7
Corriente de cortocircuito Isc (A)	6,07
Potencia nominal Pmax (W)	330
Eficiencia_STC η (%)	19,7
Factor de Forma (FF)	0,78
Tcell_NOCT (°C)	44
Coefficiente de temperatura TK_Pmax (%/°C)	-0,29
Área (m2)	1,76

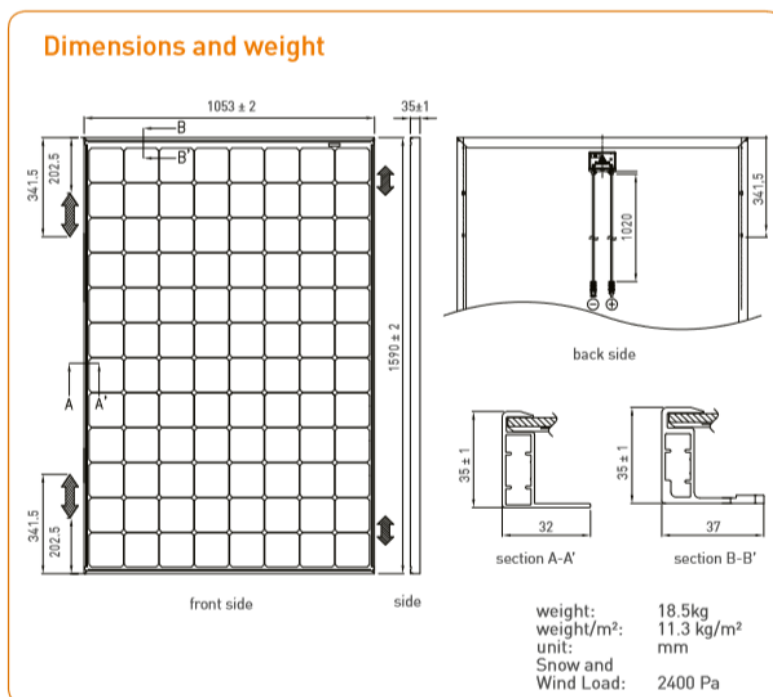


Figura 78. Características físicas MFV Panasonic. Fuente: Panasonic

7.4.3 Ubicación y distribución de los MFVs

Consultando los planos de la oficina de servicios del Puerto de Las Nieves facilitados por la propia entidad se extrajeron las medidas de la misma concluyendo que tiene un área de 290 m^2 , con unas dimensiones de 29 metros de ancho y 10 metro de alto. Estas medidas a su vez, fueron comprobadas mediante [30] (Figura 79):

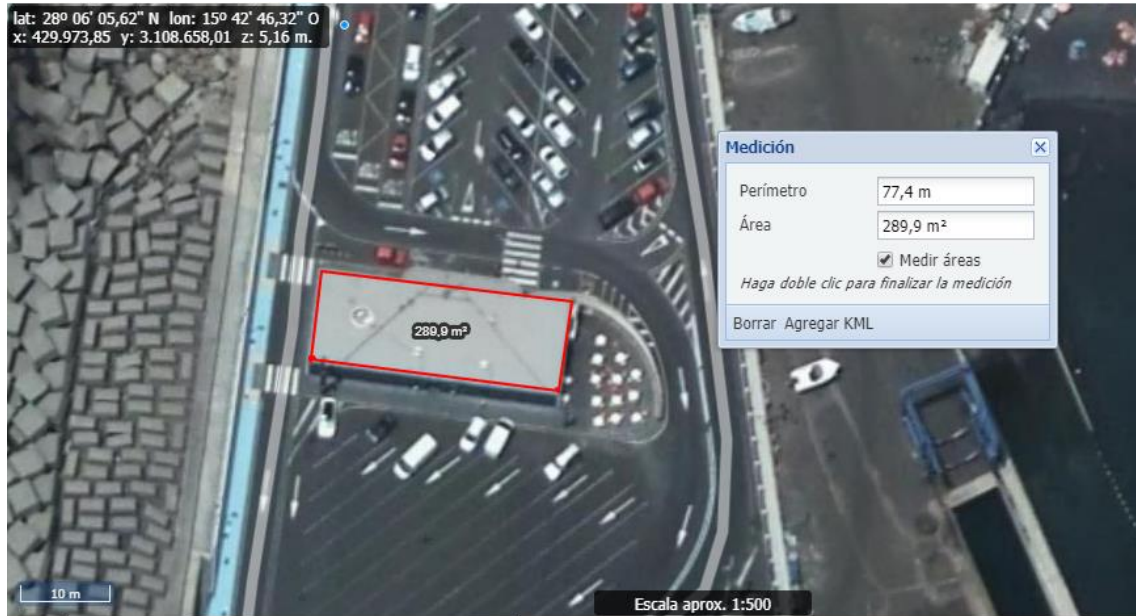


Figura 79. Área superficie oficina Puerto de Las Nieves. Fuente: Visor GrafCan

Teniendo en cuenta que cada uno de nuestros MFV tienen un área de 1.76 m^2 , con unas dimensiones de 1.1 metros de ancho por 1.6 metros de alto se estiman que la azotea puede albergar un número máximo de 140 módulos instalados. La Figura 80, muestra esta distribución:

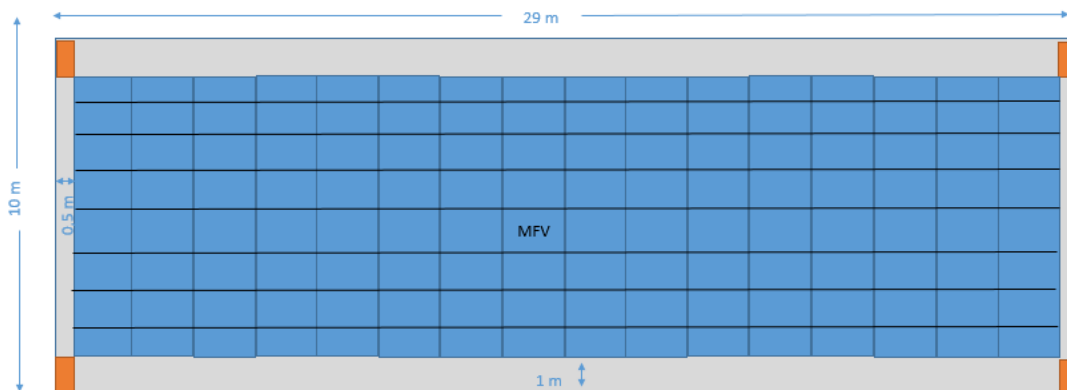


Figura 80. Distribución de los MFV sin obstáculos. Fuente: Elaboración propia

Donde se puede apreciar una distribución de 17 strings de 8 MFV cada una, y dejando un margen de seguridad a extremos cuyas dimensiones se indican en la figura.

Cabe mencionar que mediante esta consulta a los planos de la oficina se ha comprobado que la instalación está construida sobre hormigón armado, material que permite de forma segura fijar este tipo de estructuras en su superficie.

A la hora de realizar la distribución de los módulos fotovoltaicos se ha tenido en cuenta no solo las dimensiones del emplazamiento donde estarán situados sino su colocación según otros obstáculos que nos impidan el aprovechamiento máximo del espacio disponible y evitando la proyección de sombra que estos produzcan sobre los MFV y con ello, un menor rendimiento de los mismos. Por lo que esta cantidad de MFV se reducirá notablemente. Además, se han establecido zonas de seguridad y paso, que permitan su mantenimiento y reparación en caso de que sea necesario.

Los cálculos de proyección de sombras que justifican esta distribución son realizados en el subapartado 7.4.3.1 Cálculo de proyección de sombras.

Mediante una visita al entorno, se analizaron los distintos elementos presentes en la azotea de la oficina y evaluando su distribución y posible reubicación o no en función de la instalación de los MFV.

En la Figura 81, se muestra una vista de la azotea con sus obstáculos, así como la torre:

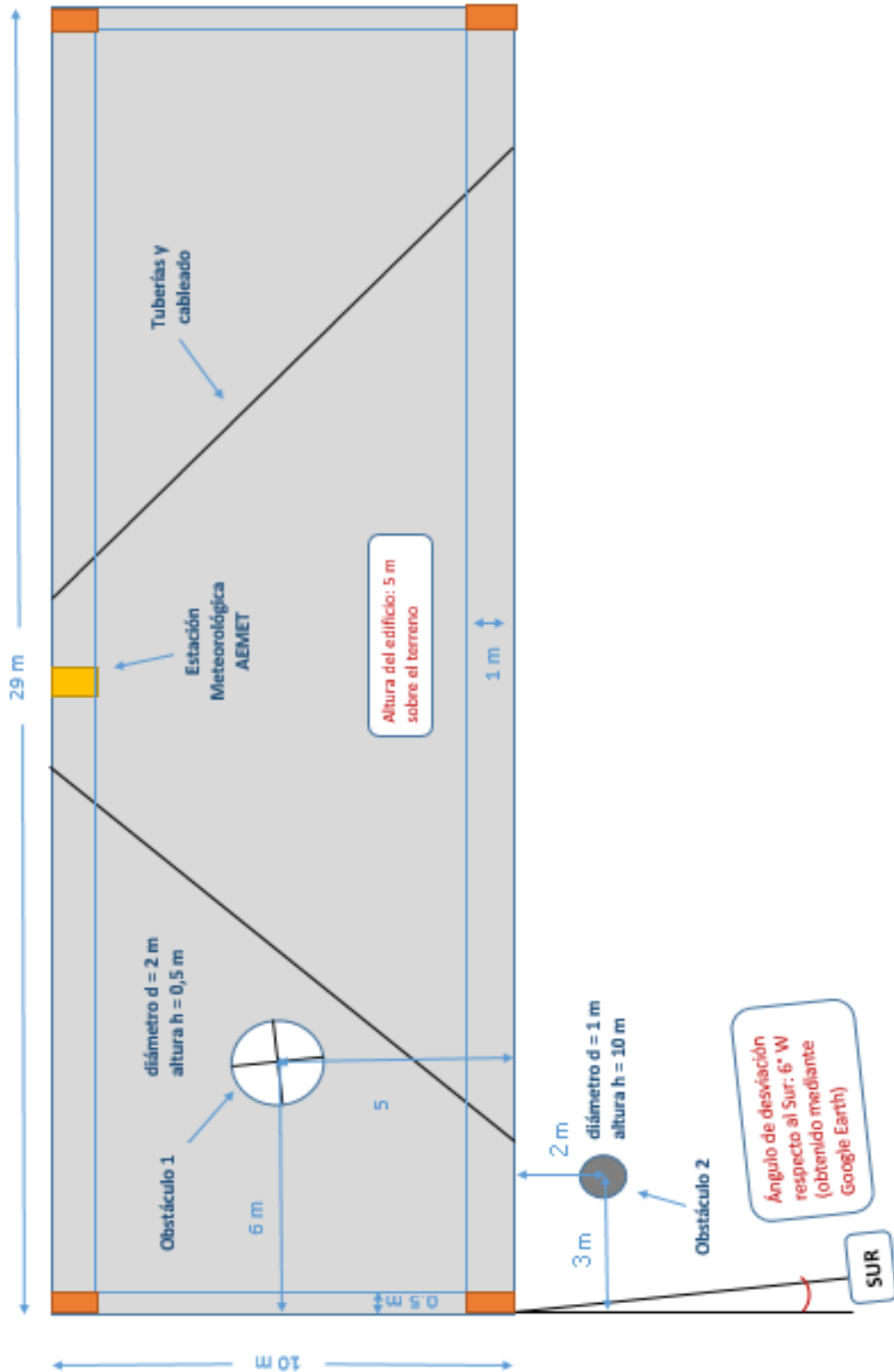


Figura 81. Elementos presentes en la azotea. Oficina de servicios. Fuente: Elaboración propia

De donde se extraen una serie de conclusiones que determinarán finalmente el número de MFV a instalar:

- Se realizará una distribución de MFV en base a los obstáculos encontrados. No se pretende la movilización de ninguno de ellos.
- Se realizará un análisis de proyección de sombras debido a los obstáculos (1 y 2) presentes, tanto naturales como estructurales.

Teniendo en cuenta este análisis la distribución de los MFV queda tal como sigue (Figura 82):

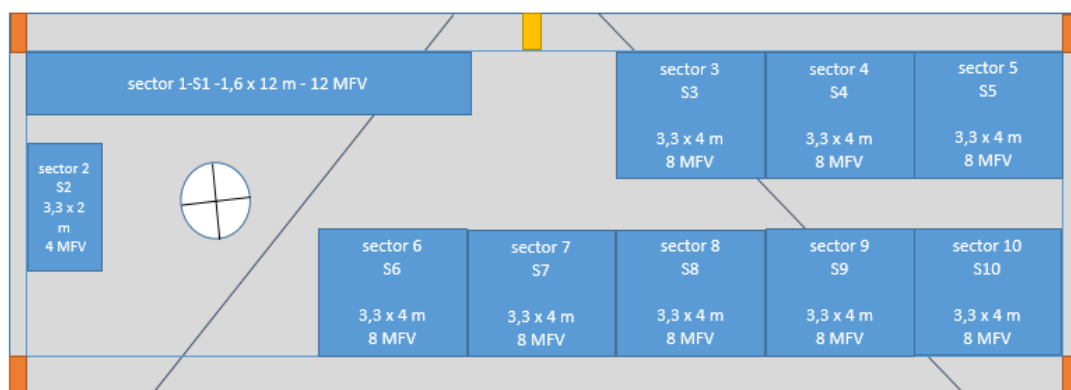


Figura 82. Distribución de los MFV con obstáculos. Fuente: Elaboración propia

A su vez se han identificado dentro de cada sector cada uno de los MFV siguiendo una nomenclatura (Figura 83) que nos ayudará más adelante a la hora de diseñar y establecer el conexionado.



Figura 83. Identificación de los MFV por sectores. Fuente Elaboración propia.

El GFV estará compuesto por la agrupación de MFVs en 10 sectores, tal como se muestra en la Figura 83, habilitando zonas de paso y seguridad entre ellos, que aseguren su mantenimiento. Además, se ha decidido mantener en su misma ubicación los elementos actuales instalados en la superficie por lo que la instalación ni ningún equipo se verán afectados.

Los MFV estarán sobre una estructura de soporte especializada para este tipo de instalaciones en las que los MFV no tienen elevación, de forma plana a la superficie de instalación. Este sistema de soporte y sujeción de los MFV es proporcionado por la empresa Solarstem, entidad dedicada al diseño y fabricación de soportes para MFVs. Concretamente, el modelo elegido es el sistema OR-FLUSH (Figura 84).

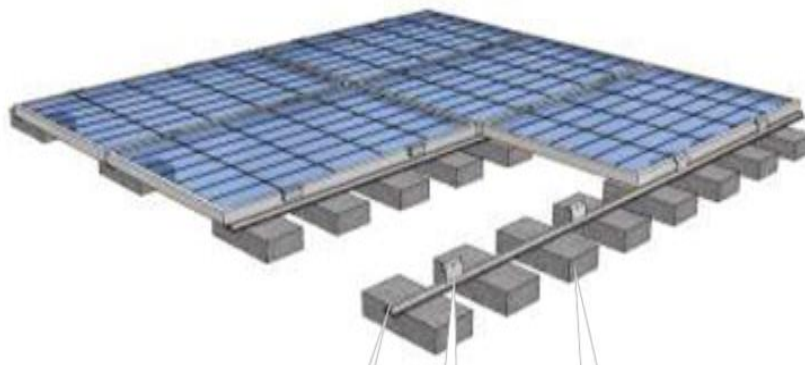


Figura 84. Sistemas de soporte en cubierta plana. Fuente: SOLARSTEM [38]

La altura de la estructura base del lastre más el perfil de sujeción será de 0.25 m.

Con todo el sistema de generación fotovoltaica instalado, tendremos una estructura de altura 0.5 m sobre la superficie.

7.4.3.1 Cálculo de proyección de sombras

Como ya sabemos, la irradiancia incidente sobre un MFV tiene tres componentes: directa, difusa y reflejada. De las cuales para la conversión eléctrica se tiene en consideración únicamente la irradiancia directa.

La interposición de obstáculos, ya sean naturales (por ejemplo, montañas) o artificiales (por ejemplo, un edificio) impiden la captación de esta irradiancia directa. Es por ello que se hace necesario evaluar estas pérdidas ya que estas dependen del área afectada por las sombras y el tiempo que está produciéndose. Ambas dependientes de la hora a la que se produce la sombra.

Como posibles soluciones se plantean, modificar o reestructurar los obstáculos artificiales, en caso de que pueda ser económicamente abordable. Los obstáculos naturales pueden generar sombras cuyo impacto debe ser evaluado sin posibilidad de subsanación.

7.4.3.1.1 Producidas por elementos naturales

7.4.3.1.1.1 Uso de VisorGrafcan

Al ser nuestro emplazamiento de escasa vegetación (para considerar que la proyección de sombras de esta sea relevante), en un entorno rocoso y de alto relieve en la zona sureste, consideraremos la evaluación de pérdidas por estos últimos principalmente. En la Figura 85 se representa este obstáculo:



Figura 85. Obstáculo natural al GFV. Fuente: Red de Puertos Canarios

La herramienta VisorGrafcan nos permite obtener un perfil del relieve mediante el trazado entre dos puntos, presentando la distancia entre ambos y su desnivel. Debido a que nuestro emplazamiento se encuentra en el hemisferio norte los paneles deben orientarse hacia el Sur. Por lo que, en nuestro caso, realizaremos tres proyecciones: Este, Sureste y Sur.

Para el cálculo del ángulo mínimo que debe alcanzar la elevación del Sol sobre el horizonte para producir sombra usaremos la siguiente expresión (16):

$$\delta_{\min} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{h}{d} \quad (16)$$

siendo:

h = diferencia de nivel (altura) entre puntos, en metros.

d = distancia entre puntos, en metros.

Como origen del perfil del plano tomaremos la oficina de servicios portuaria del Puerto de Las Nieves. El resultado del perfil Este se muestra en las Figura 86 y Figura 87.

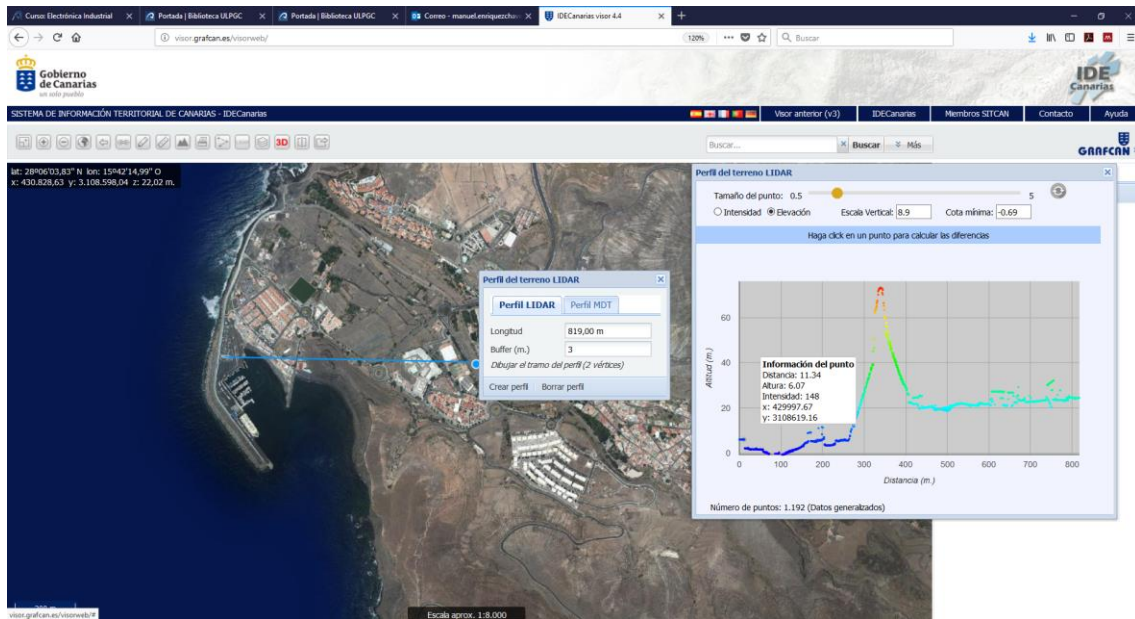


Figura 86. Trazado del perfil Este. Fuente: VisorGrafcan

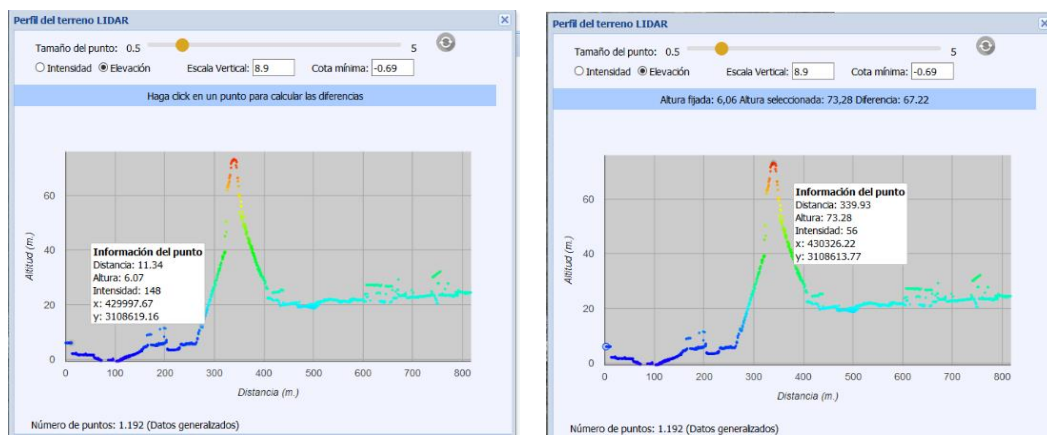


Figura 87. Relieve del perfil Este. Fuente: VisorGrafcan

La oficina de servicios tiene una altura de 6.07 metros. El punto más alto en el relieve trazado es de 73.28 metros. La proyección realizada tiene una distancia de 340 metros.

Como resultado nos queda un ángulo mínimo de:

$$\delta_{\min_E} = \text{tg}^{-1} \left(\frac{73.28 - 6.07}{340} \right) = 11,18^\circ$$

Para la proyección Sureste (45° respecto al Sur) se realiza el trazado mostrado en la Figura 88.

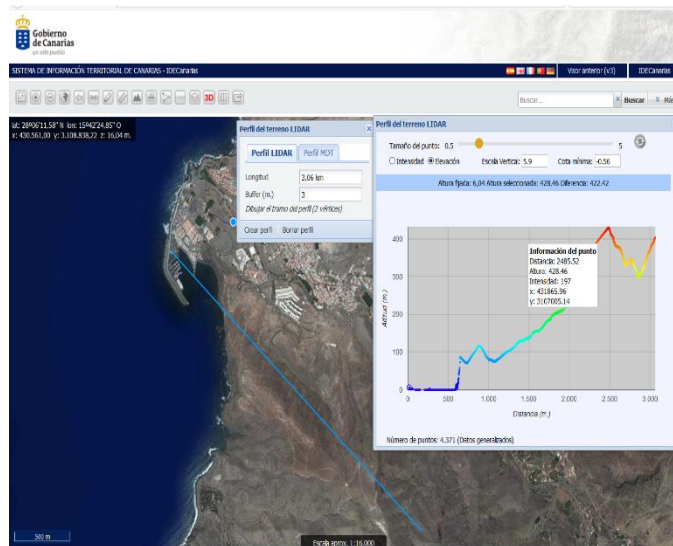


Figura 88. Proyección Sureste. Fuente: VisorGrafcan

El relieve trazado tiene una longitud de 2500 metros y el punto más alto tiene una altura de 428 metros.

Como resultado nos queda un ángulo mínimo de:

$$\delta_{\min_SE} = \text{tg}^{-1}\left(\frac{422}{2500}\right) = 9,58^\circ$$

Para la proyección Sur se realiza el trazado mostrado en la Figura 89.

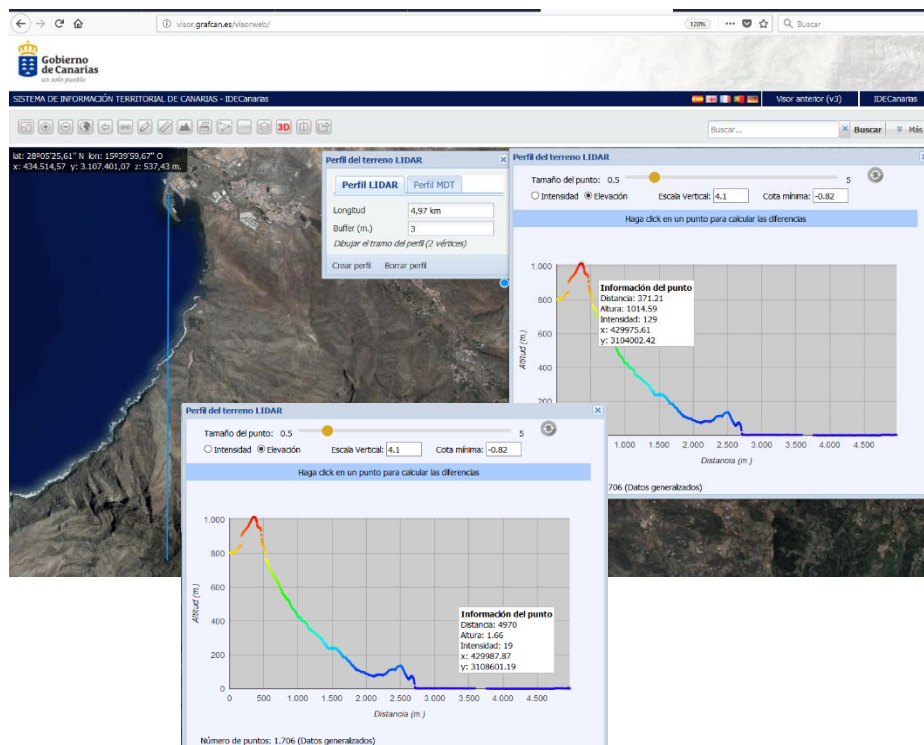


Figura 89. Proyección Sur. Fuente: Visor GrafCan

Como resultado nos queda un ángulo mínimo de:

$$\delta_{\min_S} = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{1011 - 6}{4970 - 353} \right) = 12,28^\circ$$

7.4.3.1.1.2 Uso de PVGIS

Una forma de corroborar que los cálculos anteriores son correctos es realizar un procedimiento similar mediante la herramienta PVGIS, la cual nos está sirviendo de base en muchos cálculos de nuestro proyecto.

Situándonos de nuevo en la oficina de servicios del Puerto de Las Nieves, calcularemos la gráfica de la trayectoria del Sol a lo largo del año según la época. La Figura 90, muestra esta gráfica de la altura del horizonte e cada una de las direcciones. El caso mostrado es para el mes de enero (trayectoria verde).

El PVGIS toma como referencia el Sur con 0° .

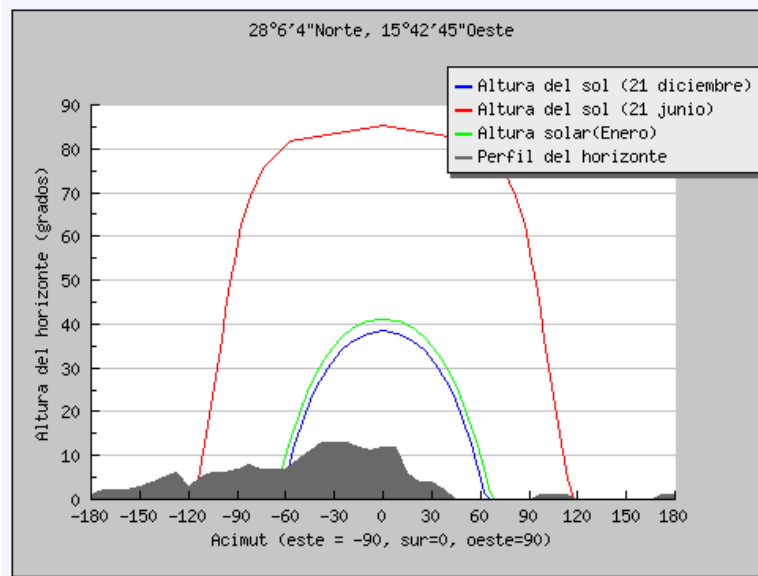


Figura 90. Trayectoria solar en el mes de enero. Fuente: PVGIS

Los datos que se pueden obtener de la gráfica para las direcciones que nos conciernen son:

- $\delta_{\min_E}$ para la dirección ESTE (-90): 9° .
- $\delta_{\min_SE}$ para la dirección SURESTE (-45): 10° .
- $\delta_{\min_S}$ para la dirección SUR (0): 11° .

Además, la gráfica nos proporciona las trayectorias solares para los solsticios de junio y diciembre (en rojo y azul respectivamente).

Si atendemos a la Tabla 22, se muestra una comparativa entre las mediciones hechas tanto con la herramienta VisorGrafcán como con PVGIS.

Tabla 22. Ángulos de elevación mínimo del Sol. Fuente: Elaboración propia

	VisorGrafcán	PVGIS
$\delta_{\text{mín_E}}$	11,18°	9°
$\delta_{\text{mín_SE}}$	9,58°	10°
$\delta_{\text{mín_S}}$	12,28°	11°

Como podemos observar son prácticamente similares los cálculos con una diferencia poco apreciable de uno o dos grados.

Como puede apreciarse para este caso, el horizonte representa un obstáculo para la proyección de los rayos solares sobre la superficie del GFV a primeras horas del día cuando el Sol aún no ha alcanzado los 12° de altura y al final del día cuando de nuevo alcance esta altura.

Esto implica que a la hora de analizar nuestra producción energética solar global deberemos restringir nuestra generación al principio y al final del día.

7.4.3.1.2 Producidas por elementos estructurales

En este caso, estos elementos estructurales están próximos al GFV con una altura respecto al suelo superior a la infraestructura de los MFV.

Al igual que en el caso de los elementos naturales, la sombra proyectada dependerá de la dimensión y la posición del obstáculo respecto del GFV, así como de la posición del Sol en la hora y día del año en que se esté produciendo dicha sombra.

Las estructuras que afectan directamente al GFV proyectando sombra se muestran en la Figura 91:



Figura 91. Obstáculos estructurales. Fuente: Red de Puertos Canarios

La sombra que producen estos elementos depende de dos factores principales:

- Obstáculo respecto a la superficie donde se instalarán los MFV (su altura y diámetro determinarán la longitud y ancho de la sombra).
- La posición del Sol (elevación y acimut).

Hay que tener en consideración que los elementos estructurales no producen una sombra constante ni de igual longitud a pesar de que su altura sea fija. Esto se debe al movimiento de traslación constante de la Tierra alrededor del Sol, lo que provoca que este último tenga una posición distinta según qué hora del día y en qué época del año, y, como consecuencia, variaciones en la proyección de esta sombra que puedan afectar o no a alguno de los MFV o al GFV dependiendo de la instalación. Por tanto, se requiere hacer un estudio particular para cada uno de los meses.

Se producirá sombra sobre la superficie del GFV cuando la longitud de la misma sea mayor que la distancia que separa el obstáculo del GFV y además su dirección, definida por el ángulo de desviación respecto al Norte (acimut), esté dentro de los valores que determinan los extremos de la superficie del GFV.

Para poder determinar si se produce sombra o no sobre el GFV se realiza el siguiente procedimiento:

- Dimensiones del obstáculo:
 - o Altura respecto al GFV.
 - o Diámetro del obstáculo.
- Se establecerán una serie de puntos de referencia en los subgrupos de GFV (sectores), situando estos puntos en el lado del perímetro que esté localizado más próximo al obstáculo, así como en el propio obstáculo, al que llamaremos P_o como referencia en los posteriores cálculos.

Así pues, estableciendo estas referencias basándonos en la distribución propuesta en la Figura 82, nos queda como sigue en la Figura 92:

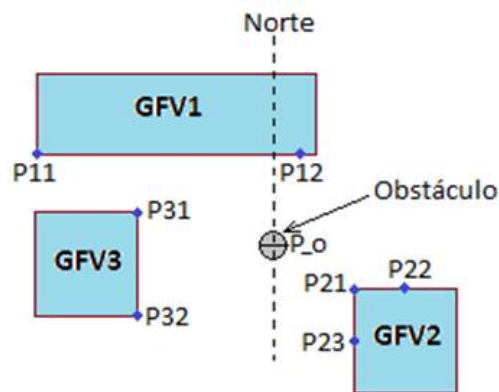


Figura 92. Referencias para el cálculo de sombras. Fuente: Elaboración propia

Una vez establecidos los puntos de referencia respecto a P_o debemos calcular la distancia en metros (d_{OP_i}) y el ángulo de acimut (ϕ_{OP_i}) en grados respecto al Norte que distan entre P_o y cada uno de los puntos establecidos.

Notar que, se ha establecido un único punto de referencia P_o puesto que es un GFV de pequeñas dimensiones.

A modo de ejemplo expondremos en la Figura 93 el cálculo del GFV Sector 1 respecto a la estructura 1:

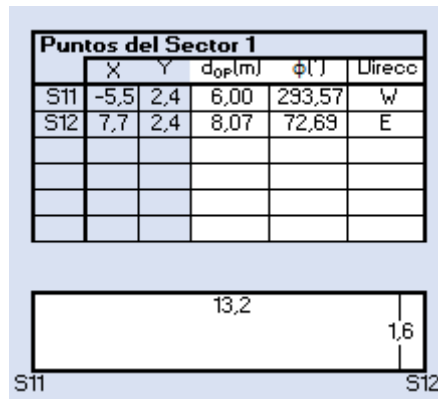


Figura 93. Coordenadas y ángulos de referencia en el GFV Sector 1. Fuente: Elaboración propia

Para poder calcular la proyección de estas sombras de forma automática recurrimos a la herramienta SunEarthTools [20]. Entre las múltiples funciones que ofrece se encuentra la función de posición del Sol. Esta nos proporciona la elevación y el acimut de este en cualquier punto geográfico para cualquier hora y día del año.

En este caso, situando de nuevo nuestro emplazamiento en la herramienta y eligiendo el día 21 de diciembre de 2018 a modo de ejemplo por ser el solsticio de invierno, donde el ángulo de elevación del Sol a lo largo del día es el menor de todo el año, y, por lo tanto, la mayor longitud de la sombra producida por el obstáculo. Para esta configuración mostrada en la interfaz de SunEarthTools de la Figura 94 y con datos espaciados una hora a modo de simplificación, obtenemos los siguientes datos (Tabla 23):

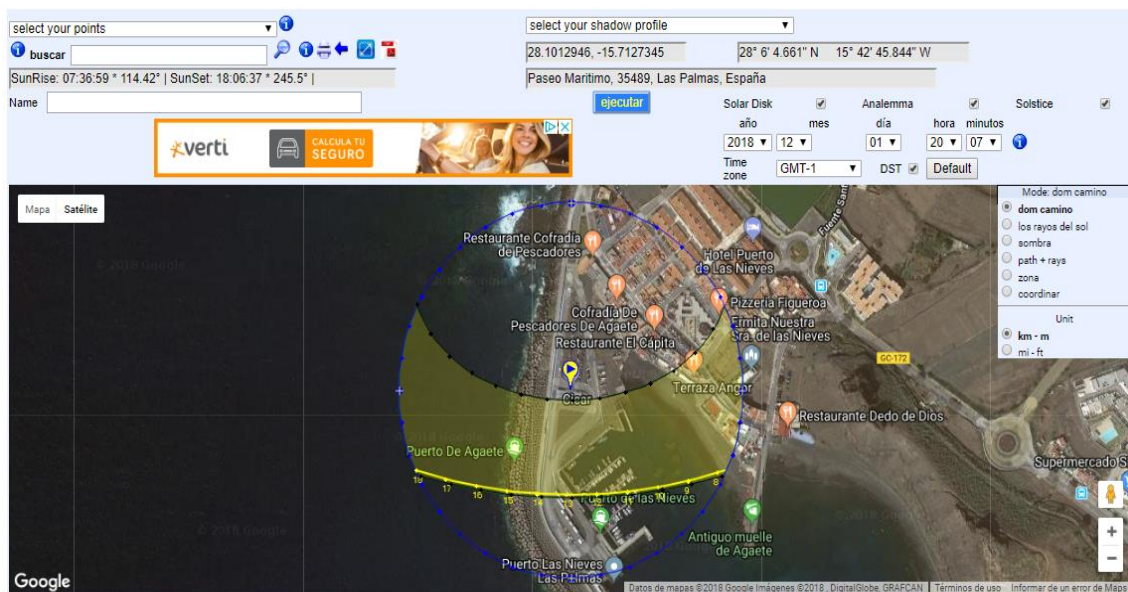


Figura 94. Interfaz SunEarthTools Puerto de Las Nieves. Fuente: SunEarthTools

Tabla 23. Posición del Sol solsticio de invierno. Elevación y acimut. Fuente: Elaboración propia

Fecha:	21/12/2018 GMT 0	
coordinar:	28.1010717, -15.7130312	
ubicación:	Paseo Marítimo, 35489, Las Palmas, España	
hora	Elevación	Azimut
7:50:08	-0.833	116.3
8:00:00	1.1	117.47
9:00:00	12.4	125.38
10:00:00	22.5	135.17
11:00:00	30.79	147.57
12:00:00	36.41	162.57
13:00:00	38.46	179.72
14:00:00	36.53	196.91
15:00:00	31.02	212.09
16:00:00	22.8	224.48
17:00:00	12.74	234.34
18:00:00	1.47	242.3
18:11:45	-0.833	243.69

La sombra producida por el obstáculo irá variando en longitud (ds) y acimut (ϕ_{SOMBRA}) en correspondencia con el cambio en la posición del Sol (elevación y acimut).

A modo de ejemplo, procederemos a realizar uno de los cálculos de ds y ϕ_{SOMBRA} . Para ello, en la tabla 11 elegiremos la hora de las 11:00, con elevación $\beta_{\text{SOL}} = 30.79^\circ$ y acimut $\delta_{\text{SOL}} = 147.47^\circ$. Si visualizamos esta situación en la Figura 95, podemos entender mejor el procedimiento para el cálculo posterior.

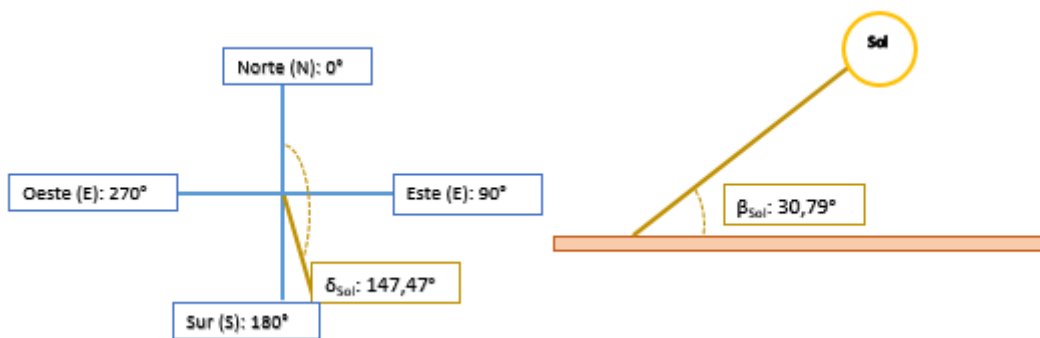


Figura 95. Elevación y acimut del Sol. Fuente: Elaboración propia

El ángulo de dirección de la sombra (ϕ_{SOMBRA}) se obtiene de sumar 180° a δ_{SOL} :

$$\phi_{\text{SOMBRA}} = 147.47^\circ + 180^\circ = 327,47^\circ$$

Con lo cual, realizando de nuevo una representación gráfica podemos analizar el resultado:

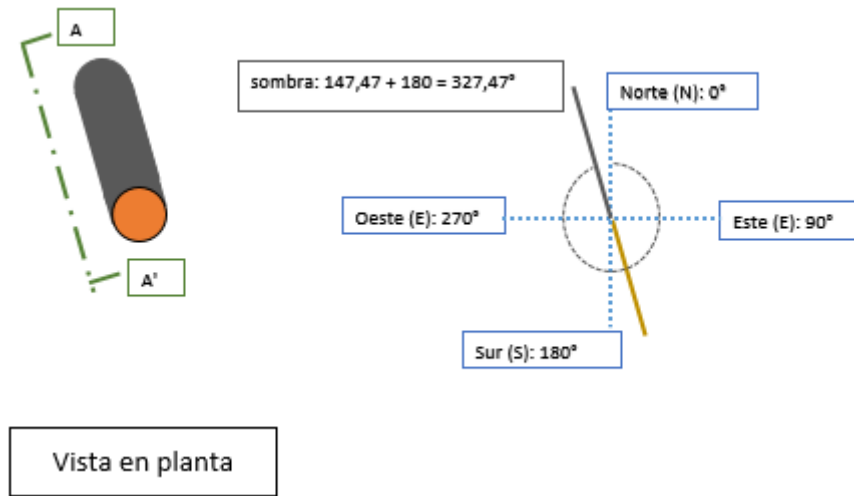


Figura 96. Ángulo de dirección de la sombra del obstáculo 1. Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la longitud de la sombra, usaremos los datos de β_{SOL} y altura de la estructura 1. Lo visualizamos en la Figura 97.

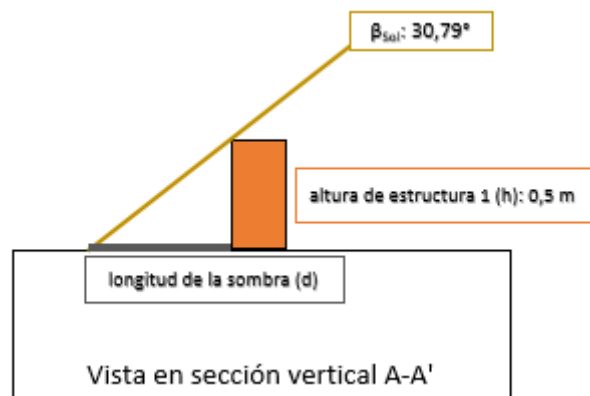


Figura 97. Longitud de la sombra debido a la estructura 1. Fuente: Elaboración propia

Y mediante la ecuación (16) obtenemos:

$$ds = \frac{h}{\operatorname{tg} \beta_{\text{Sol}}} = \frac{0.5}{\operatorname{tg} 30.79} = 0.84 \text{ m}$$

Con lo que tenemos un valor de longitud de sombra $ds = 0.84 \text{ m}$.

A este valor hay que añadirle el radio de la estructura 1, que es desde donde se proyecta la sombra. Por lo que nos queda una longitud final de:

$$ds = 0.84 + 1 = 1.84 \text{ m}$$

Una vez tenemos hallada la longitud, el diámetro y el ángulo de dirección de la sombra para una hora en particular procedemos a realizar el mismo procedimiento para el resto del día. El resultado calculado para cada hora a modo de simplificación se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24. Longitudes y ángulo de las sombras proyectadas por el obstáculo 1. Fuente: Elaboración propia

Ángulo de elevación mínimo		12 °				
Posición del Sol						
Valores medios mensuales				Características de la SOMBRA		
Hora	Elevación (°)	Azimut (°)	Acimut Corr (°)	ds (m)	φSombra (°)	CORRECCION-C4
8:00:00	2,03	117	111	15,14	290,89	290,89
8:15:00	4,95	119	113	6,77	292,75	292,75
8:30:00	7,82	121	115	4,64	294,70	294,70
8:45:00	10,63	123	117	3,66	296,75	296,75
9:00:00	13,38	125	119	3,10	298,91	298,91
9:15:00	16,05	127	121	2,74	301,19	301,19
9:30:00	18,65	130	124	2,48	303,60	303,60
9:45:00	21,15	132	126	2,29	306,15	306,15
10:00:00	23,55	135	129	2,15	308,85	308,85
10:15:00	25,83	138	132	2,03	311,72	311,72
10:30:00	27,99	141	135	1,94	314,76	314,76
10:45:00	30,01	144	138	1,87	317,98	317,98
11:00:00	31,87	147	141	1,80	321,39	321,39
11:15:00	33,56	151	145	1,75	324,98	324,98
11:30:00	35,07	155	149	1,71	328,76	328,76
11:45:00	36,38	159	153	1,68	332,71	332,71
12:00:00	37,47	163	157	1,65	336,83	336,83

Un aspecto importante es que la oficina no está situada en paralelo al norte (referencia 0°). Esto lo hemos podido visualizar mediante la herramienta Google Earth, la cual nos ha calculado una desviación de 6° respecto al norte. Por tanto, para tener concordancia con los datos de SunEarthTools debemos ajustar estos valores de acimut calculados decrementándolos 6°.

Para el posterior cálculo de la incidencia de sombra y poder saber si esta se produce o no sobre nuestro GFV, realizamos una pequeña corrección sobre el acimut Φ_{sombra} que nos permita calcular este proceso más cómodamente.

Para ello, cualquier ángulo de este Φ_{sombra} que sobrepase los 360° no se ajustará nuevamente a 0°, sino que seguirá incrementando su valor. Este aspecto se detallará en el apartado siguiente.

7.4.3.1.3 Incidencia de la sombra sobre el GFV

Por consiguiente, con todos los cálculos de características de sombras realizado, debemos ver si estas inciden o no sobre nuestro GFV.

Para ello debemos calcular el valor de la distancia d_{OP} para cada valor de acimut de la sombra (ϕ_{sombra}) mediante la expresión:

$$d_{OP} = y \cdot \cos \phi_{sombra} \quad (17)$$

La Figura 98 muestra el cálculo para el GFV Sector 1:

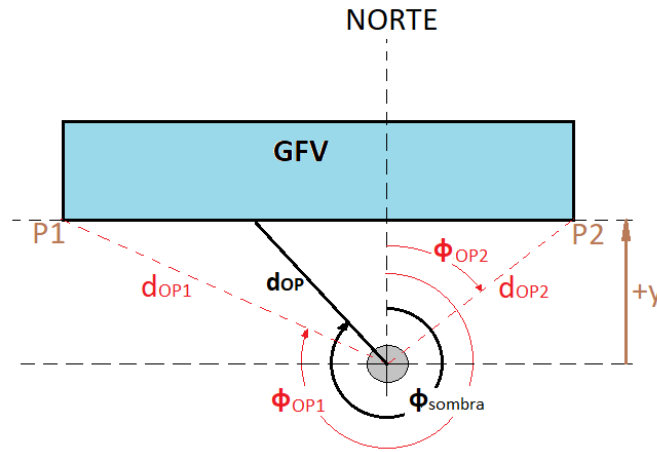


Figura 98. Distancia d_{op} para cada valor de acimut de la sombra. Fuente: Elaboración propia

Para poder saber si esta distancia d_{op} incide sobre nuestro GFV debemos comprobar para cada caso si la longitud de la sombra d_s es mayor que la distancia d_{op} calculada:

$$d_s > d_{op}$$

Además, habrá que discriminar entre estas d_s mayores que d_{op} que estén dentro y fuera de los límites del GFV (P1 y P2). En este caso, se considerará que está dentro si es mayor que el ángulo d_{OP1} y menor que el formado por d_{OP2} , como se ve en la Figura 98 y expresado de la siguiente manera:

$$\phi_{OP1} < \phi_{sombra} < \phi_{OP2}$$

Cabe destacar que en el proceso de cálculo para poder calcular si ϕ_{sombra} está dentro de los límites del GFV debemos hacer un incremento de ángulos el cual hemos llamado

$\Delta\Phi OP$, en el que sumaremos los grados que hay entre ambos límites. La Figura 99 muestra este cálculo para el Sector 1:

ESTRUCTURA 1					
Altura de la estructura (h) (m)					0,5
Diámetro de la estructura (D_{obs}) (m)					2,0

Datos S1	y	dOP(m)	$\phi OP(^{\circ})$	Cuadrante	$\Delta\phi OP(^{\circ})$
S11	2,4	6,00	293,57	C4	139,11
S12	2,4	8,07	72,69	C1	

Figura 99. Incremento de ángulos en el Sector 1. Fuente Elaboración propia

En este caso, el margen de ángulos $\Delta\Phi OP$ es la suma de los ángulos $\Phi OP1$ y $\Phi OP2$, o lo que es lo mismo, $293,57^{\circ} + 72,69^{\circ}$, siendo el resultado de $139,11^{\circ}$. Entonces cualquier incidencia de sombra deberá estar por encima de $293,57^{\circ}$ y por debajo de $293,57^{\circ} + 139,11^{\circ}$, es decir, $432,68^{\circ}$.

Con todo ello, los resultados para nuestro ejemplo se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Cálculo de incidencia de sombra según franja horaria. Fuente: Elaboración propia

Cálculos sobre S1				Incidencia sobre GFV1	Hora
Posición	dOP	(dOP-ds)	Comparativa		
FUERA1	6,73	-8,41	mayor		8:00:00
FUERA1	6,21	-0,57	mayor		8:15:00
DENTRO1	5,74	1,10	menor		8:30:00
DENTRO1	5,33	1,67	menor		8:45:00
DENTRO1	4,96	1,86	menor		9:00:00
DENTRO1	4,63	1,90	menor		9:15:00
DENTRO1	4,34	1,86	menor		9:30:00
DENTRO1	4,07	1,78	menor		9:45:00
DENTRO1	3,83	1,68	menor		10:00:00
DENTRO1	3,61	1,57	menor		10:15:00
DENTRO1	3,41	1,47	menor		10:30:00
DENTRO1	3,23	1,36	menor		10:45:00
DENTRO1	3,07	1,27	menor		11:00:00
DENTRO1	2,93	1,18	menor		11:15:00
DENTRO1	2,81	1,09	menor		11:30:00
DENTRO1	2,70	1,02	menor		11:45:00
DENTRO1	2,61	0,96	menor		12:00:00

Como podemos observar, en el ejemplo mostrado no se produce ningún caso en esta franja horaria en el que se produzca sombra, ya que ningún Φ_{sombra} está dentro del rango delimitado en la Figura 98 y a su vez la sombra sea mayor que la distancia dOP al perímetro más cercano del GFV.

En base al estudio completo realizado, se recoge en las Tabla 26 y Tabla 27 (para la estructura 1 y 2 respectivamente) las conclusiones obtenidas sobre la incidencia de sombras en los GFV.

Se ha decidido a modo de simplificación de cálculos agrupar los meses con trayectorias solares similares (esta trayectoria puede consultarse en la Figura 90).

Tabla 26. Incidencia de la sombra sobre los GFV debido a la estructura 1. Fuente: Elaboración propia

ESTRUCTURA 1	SECTOR 1	SECTOR 2	SECTOR 3	SECTOR 6	SECTOR 7
Diciembre	17:30 - 18:00	8:00 - 8:15			
Enero - Noviembre	17:45 - 18:00	8:00 - 8:30			
Febrero - Octubre		8:00 - 9:30			
Marzo - Septiembre		8:00 - 10:15			
Abril - Agosto		8:00 - 12:00			
Mayo - Julio		8:00 - 12:45		19:45 - 20:15	20:00 - 20:15
Junio		8:00 - 13:15		19:15 - 20:45	20:15 - 20:45

Tabla 27. Incidencia de la sombra sobre los GFV debido a la estructura 2. Fuente: Elaboración propia

ESTRUCTURA 2	SECTOR 1	SECTOR 2	SECTOR 3	SECTOR 6	SECTOR 7
Diciembre	16:15 - 16:45	12:00 - 13:00		15:15 - 18:00	
Enero - Noviembre	16:30 - 16:45	12:15 - 13:15		15:15 - 18:00	
Febrero - Octubre				15:15 - 18:00	
Marzo - Septiembre				15:15 - 17:15	
Abril - Agosto					
Mayo - Julio					
Junio					

Donde podemos observar que los sectores 2 y 6 son los más afectados por la incidencia de las sombras y que son, por tanto, los que más afectarán a nuestra producción energética global de la instalación.

7.4.4 Producción energética de un MFV

Para poder evaluar el recurso energético como fuente de nuestros MFV, a lo largo del día y según la época del año, es necesario hacer una serie de cálculos mediante los cuales se puedan obtener el valor de la energía producida por un MFV del modelo seleccionado por medio de los siguientes pasos:

1º) Cálculo de la potencia máxima (P_{max_G}) debida a la irradiancia G .

2º) Cálculo de la temperatura de la célula (T_{cell}) debida a G y a la temperatura ambiente.

3º) Cálculo de la potencia máxima debida a la irradiancia y a la temperatura de la célula ($P_{max_G_Tcell}$).

4º) Por último, como los datos proporcionados de G por el PVGIS son cada 15 minutos, se obtiene la energía producida (E) por el MFV en este tiempo.

Cabe destacar que estos cálculos han sido realizados a través de la herramienta Microsoft Office Excel.

La Tabla 28 muestra la producción energética de un MFV para el mes de enero. El resto de tablas se adjuntan en el ANEXO IV. Producción energética mensual de un MFV.

Como detalle a tener en cuenta a la hora de realizar esta evaluación, cabe destacar que la herramienta PVGIS nos proporciona la hora solar, la cual debemos ajustar a la hora local donde estén centrados los datos. Para ello hemos hecho la consideración siguiente:

- Para el horario de invierno: se consideran los meses comprendidos entre noviembre y marzo. Ambos inclusive. La hora local UTC (*Coordinated Universal Time*), antes conocida como GMT (*Greenwich Mean Time*), será la hora solar incrementada en una hora por ajuste de husos horarios.
- Para el horario de verano: se consideran los meses comprendidos entre abril y octubre. Ambos inclusive. La hora local UTC será la hora solar incrementada en dos horas, debido al ajuste del horario de verano.

Tabla 28. Recurso energético solar disponible en un día típico del mes de enero por MFV. Fuente: Elaboración propia

Enero						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
7:07	8:07	49	16,73	23,33	16,81	4,20
7:22	8:22	66	22,54	23,84	22,61	5,65
7:37	8:37	136	46,44	25,94	46,31	11,58
7:52	8:52	174	59,41	27,08	59,05	14,76
8:07	9:07	213	72,73	28,25	72,04	18,01
8:22	9:22	250	85,36	29,36	84,28	21,07
8:37	9:37	286	97,65	30,44	96,11	24,03
8:52	9:52	320	109,26	31,46	107,21	26,80
9:07	10:07	352	120,19	32,42	117,60	29,40
9:22	10:22	382	130,43	33,32	127,28	31,82
9:37	10:37	410	139,99	34,16	136,27	34,07
9:52	10:52	435	148,53	34,91	144,26	36,06
10:07	11:07	457	156,04	35,57	151,25	37,81
10:22	11:22	477	162,87	36,17	157,59	39,40
10:37	11:37	494	168,67	36,68	162,96	40,74
10:52	11:52	508	173,45	37,10	167,36	41,84
11:07	12:07	519	177,21	37,43	170,82	42,70
11:22	12:22	527	179,94	37,67	173,33	43,33
11:37	12:37	533	181,99	37,85	175,20	43,80
11:52	12:52	536	183,01	37,94	176,14	44,04
12:07	13:07	536	183,01	37,94	176,14	44,04
12:22	13:22	533	181,99	37,85	175,20	43,80
12:37	13:37	527	179,94	37,67	173,33	43,33
12:52	13:52	519	177,21	37,43	170,82	42,70
13:07	14:07	508	173,45	37,10	167,36	41,84
13:22	14:22	494	168,67	36,68	162,96	40,74
13:37	14:37	477	162,87	36,17	157,59	39,40
13:52	14:52	457	156,04	35,57	151,25	37,81
14:07	15:07	435	148,53	34,91	144,26	36,06
14:22	15:22	410	139,99	34,16	136,27	34,07
14:37	15:37	382	130,43	33,32	127,28	31,82
14:52	15:52	352	120,19	32,42	117,60	29,40
15:07	16:07	320	109,26	31,46	107,21	26,80
15:22	16:22	286	97,65	30,44	96,11	24,03
15:37	16:37	250	85,36	29,36	84,28	21,07
15:52	16:52	213	72,73	28,25	72,04	18,01
16:07	17:07	174	59,41	27,08	59,05	14,76
16:22	17:22	136	46,44	25,94	46,31	11,58
16:37	17:37	98	33,46	24,80	33,48	8,37
16:52	17:52	62	21,17	23,72	21,25	5,31
17:07	18:07	33	11,27	22,85	11,34	2,83
E_diaria(Wh)						1188,90

7.4.5 Inversor

7.4.5.1 Elección del inversor

En base a las características generales que nos da el MFV elegido, el siguiente aspecto es la elección del inversor. Este, nos convertirá la corriente eléctrica generada de continua a alterna.

Para poder realizar esta elección se realizan una serie de cálculos que nos definirán el agrupamiento eléctrico de los MFV con el inversor.

Como en nuestra instalación realizaremos un agrupamiento eléctrico por cada 16 MFV, conectaremos a cada uno de ellos un inversor. Lo que nos da un total de 5 inversores instalados. La conexión será de dos strings en paralelo de 8 MFV en serie cada una estableciendo una conexión simétrica con el inversor.

Cada MFV tiene una potencia nominal de 330 W y cuyo agrupamiento es capaz de generar hasta 5280 W. Por lo que lo más óptimo es elegir un inversor cuya potencia nominal sea de 5 kW.

Por otro lado, atendiendo al agrupamiento eléctrico por cada 16 MFV tendremos que comprobar que la V_{OC} de los módulos en serie no sobrepase los 1000V que como máximo, soporta la diferencia de potencial de los módulos conectados en serie en una red de BT.

$$V_{OC} = 69.7 \text{ V} * 8 = 557.6 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

Y, además, la I_{SC} tiene un valor de (comparada con la I_{SC} máxima que soporta el inversor a su entrada) (Tabla 29):

$$I_{SC} = 6.07 * 2 = 12.14 \text{ A} < 24 \text{ A}$$

Con todo ello, el inversor elegido es un inversor SYMO 5.0-3-M de la marca FRONIUS [39] cuya potencia nominal es de 5 kW, cumple las restricciones de V_{OC} , I_{SC} y además es trifásico que es un requisito de nuestra instalación.

Al igual que en el caso de la elección del MFV, un criterio importante a la hora de realizar este paso ha sido encontrar un distribuidor FRONIUS en Gran Canaria.

Este sistema así como sus principales características se recogen en la Tabla 29.

Tabla 29. Características del inversor FRONIUS SYMO 5.0-3-M. Fuente: Elaboración propia

INVERSOR	FRONIUS SYMO 5.0-3-M
Características	
Máx. corriente de entrada ($I_{dc_m\acute{a}x}$)(A)	16
Máx. corriente de cortocircuito (I_{sc})(A)	24
Mín. tensión de entrada ($U_{dc_m\acute{i}n}$)(V)	150
Máx. salida del generador FV ($P_{dc_m\acute{a}x}$)(Wp)	10000
Potencia nominal (KW)	5
Máx. corriente de salida ($I_{ac_m\acute{a}x}$)(A)	9
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V
Número de entradas CC	2



Un aspecto importante para poder configurar los inversores a nuestro GFV es estudiar su eficiencia. Consultado la hoja de características del mismo (Figura 100) podemos observar las posibles configuraciones de rendimiento:

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M
Máximo rendimiento	
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,3 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	
¹⁾ Y con $U_{mpp\ mín.}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp\ máx.}$	

Figura 100. Datos técnicos rendimiento FRONIUS SYMO 5.0-3-M. Fuente: Datasheet FRONIUS SYMO 5.0-3-M

En nuestro caso programaremos el inversor para que trabaje por encima del 20% de la P_{ca} (Figura 101).

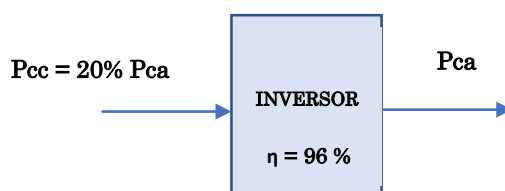


Figura 101. Funcionamiento principal del inversor. Fuente: Elaboración propia

Como la potencia nominal es de 5 kW, si el inversor solo trabaja a partir de un 20% de esta capacidad, significa que, como mínimo, el GFV debe generar 1 kW para que este entre en funcionamiento.

Como veíamos en la Figura 100, una eficiencia para una potencia del 20 % de la capacidad del inversor para una tensión mínima (el caso más desfavorable) implica que por cada 1 kW:

$$\eta_{1kW} (20\%) = 93,2 \% \text{ de la potencia de entrada (Pcc)}$$

$$\text{Pérdidas} = 6,8 \% \text{ de la potencia de entrada (Pcc)}$$

Por tanto, nuestra potencia de línea a la entrada del inversor será de $P_{cc} = 1 \text{ kW} + 68 \text{ W} = 1068 \text{ W}$. Que si individualizamos para uno de los 16 MFV conectados al inversor serían 66,75 W. Esta será nuestra potencia mínima requerida para que el inversor entre en conexión, lo que conlleva que nuestra instalación fotovoltaica no empiece a producir hasta que no tengamos una irradiancia en los MFV igual o superior a este valor. El horario de funcionamiento del inversor se muestra más adelante, al analizar la producción energética global del GFV.

7.4.5.2 Agrupamiento de MFVs por inversor

Para realizar el conexionado eléctrico que tendrán los distintos MFV con los inversores nos hemos ceñido al estudio de sombras. De esta manera, agruparemos los sectores de mayor incidencia de estas en un mismo inversor persiguiendo que esto afecte lo menos posible a la generación, por lo que, si un sector GFV no está produciendo, no provoque su desconexión afectando al resto de MFV conectados a este.

La Tabla 30 resume el conexionado de estos MFV a las entradas de los inversores. Dado que estos tienen 2 entradas en CC cada uno, y ciñéndonos a la nomenclatura utilizada para la identificación de los MFV (Figura 83), el agrupamiento de los mismos quedará tal como sigue:

Tabla 30. Conexión eléctrico GFV-Inversor. Fuente: Elaboración propia

Inversor	Entrada inversor	MFVs
1	Entrada 1	S11 - S18
	Entrada 2	S19 - S112 ; S21 - S24
2	Entrada 1	S31 - S34 ; S41 - S44
	Entrada 2	S35 - S38 ; S45 - S48
3	Entrada 1	S51 - S54 ; S101 - S104
	Entrada 2	S55 - S58 ; S105 - S108
4	Entrada 1	S81 - S84 ; S91 - S94
	Entrada 2	S85 - S88 ; S95 - S98
5	Entrada 1	S61 - S64 ; S71 - S74
	Entrada 2	S65 - S68 ; S75 - S78

7.4.6 Producción energética del GFV

Una vez hemos calculado tanto el recurso solar disponible como las posibles pérdidas en su captación debidas a sombras proyectadas por elementos naturales y estructurales, debemos recoger de forma global cuál será la producción energética exacta que tendremos en nuestro GFV.

Una vez tenemos el conexionado realizado podemos determinar la energía por línea del inversor que tendremos en cada uno de los mismos. Para ello, hemos unificado en una tabla la generación solar, junto a la proyección de sombras y las horas a las que se ha superado o no los 12° de elevación solar.

La Tabla 31, muestra un ejemplo para las líneas 1 y 2 del inversor 1 y en un rango de horas de 8:07 a 13:07:

Tabla 31. Potencias en los MFV. Fuente: Elaboración propia

Enero			
Hora UTC	Composición → PmaxG_Tcell(W)	Inversor 1	
		S11 - S18 (W) Entrada 1	S19 - S112 ; S21 - S24 (W) Entrada 2
8:07	16,81	0,00	0,00
8:22	22,61	0,00	0,00
8:37	46,31	0,00	0,00
8:52	59,05	0,00	0,00
9:07	72,04	576,32	288,16
9:22	84,28	674,24	337,12
9:37	96,11	768,88	384,44
9:52	107,21	857,70	428,85
10:07	117,60	940,80	470,40
10:22	127,28	1018,25	509,13
10:37	136,27	1090,16	545,08
10:52	144,26	1154,05	577,03
11:07	151,25	1210,03	605,01
11:22	157,59	1260,72	630,36
11:37	162,96	1303,65	651,83
11:52	167,36	1338,91	669,45
12:07	170,82	1366,54	683,27
12:22	173,33	1386,61	0,00
12:37	175,20	1401,63	0,00
12:52	176,14	1409,14	0,00
13:07	176,14	1409,14	0,00

Tabla 32. Energía total, disponible y pérdidas en nuestro GFV. Enero. Fuente: Elaboración propia

Energía Total (kWh)	2948,48
Energía Disponible (kWh)	2541,93
Pérdidas (kWh)	406,55
Pérdidas (%)	13,79

La Tabla 33 muestra la generación anual global del GFV estructurada en meses, así como las pérdidas por sombras y elevación solar.

A modo de visualización general de los cálculos realizados, podemos consultar de forma detallada el procedimiento seguido para todos los meses en el ANEXO V. Producción energética solar.

Tabla 33. Generación energética y pérdidas mensuales en el GFV. Fuente: Elaboración propia

Generación energética mensual (kWh)			Pérdidas energéticas mensuales (%)
	Energía Total diaria (kWh)	Energía Disponible (kWh)	
Enero	2948,48	2541,93	13,79
Febrero	3122,14	2840,27	9,03
Marzo	4674,91	4366,19	6,60
Abril	4710,58	4426,96	6,02
Mayo	5437,54	5054,42	7,05
Junio	5526,58	5130,48	7,17
Julio	6051,03	5693,34	5,91
Agosto	5630,98	5277,54	6,28
Septiembre	4576,60	4136,34	9,62
Octubre	3826,08	3429,70	10,36
Noviembre	2849,77	2556,07	10,31
Diciembre	2653,43	2340,58	11,79
Recurso Total (kWh)	47793,83		

De forma gráfica, se pueden ver estos datos de generación y pérdidas en las Figura 102 y Figura 103 respectivamente.

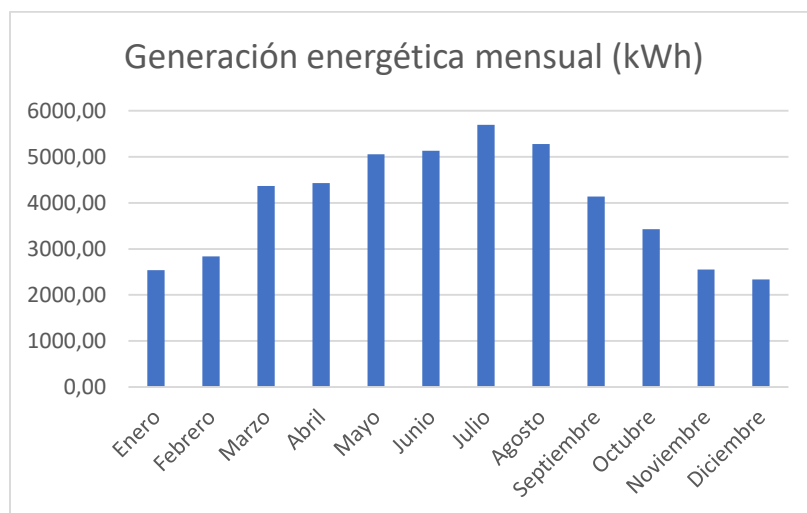


Figura 102. Generación energética mensual. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar en la figura anterior, hay un claro aumento en la generación en los meses donde la altura solar es mayor. Esto se debe principalmente a una irradiancia solar más fuerte, mayores horas de Sol y, en consecuencia, a menores pérdidas por sombras debido a esta altura solar.

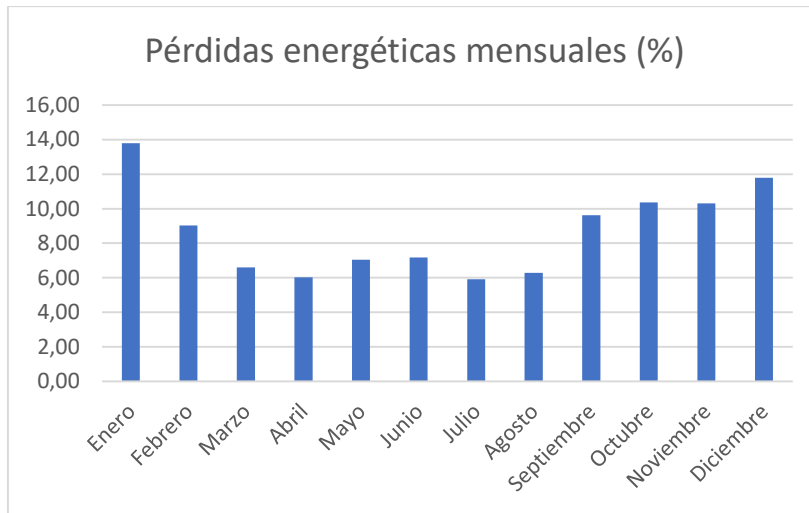


Figura 103. Pérdidas energéticas mensuales. Fuente: Elaboración propia

Siguiendo el mismo formato que en la Figura 102, en esta gráfica se reflejan los meses del año que mayores pérdidas provocan a la generación de electricidad. Estos son los de menor recurso solar y donde este tiene menor altura, lo que provoca mayores pérdidas por sombra. Además, estas se producen en horario de invierno, donde hay menores horas de irradiancia, lo cual es un gran punto a nuestro favor si tenemos en cuenta las pérdidas totales anuales.

7.5. Integración de los sistemas en la infraestructura de red eléctrica existente

Una vez tenemos definido el diseño de nuestro GFV debemos integrarlo en la instalación eléctrica existente. Para ello, se atiende a la reglamentación exigida según la normativa vigente en la ITC BT-40 [40] para instalaciones generadoras de baja tensión, en la cual se indica el esquema de conexión correspondiente del GFV con la red de distribución eléctrica acorde a la configuración de nuestra instalación.

Además, se hace necesaria la incorporación de una serie de elementos de protección que garanticen el correcto funcionamiento y la seguridad adecuada a la instalación en cualquier momento. Estas protecciones se rigen por la reglamentación electrotécnica ITC BT-22 [41] y ITC BT-23 [42] contra sobreintensidades y sobretensiones respectivamente.

7.5.1 Esquema de conexión

El esquema general de conexiones posibles para una instalación RBT se adjunta en la Figura 104, donde hemos destacado la configuración utilizada en nuestra instalación la cual será de un único usuario, con un único CGMP y acometida única.

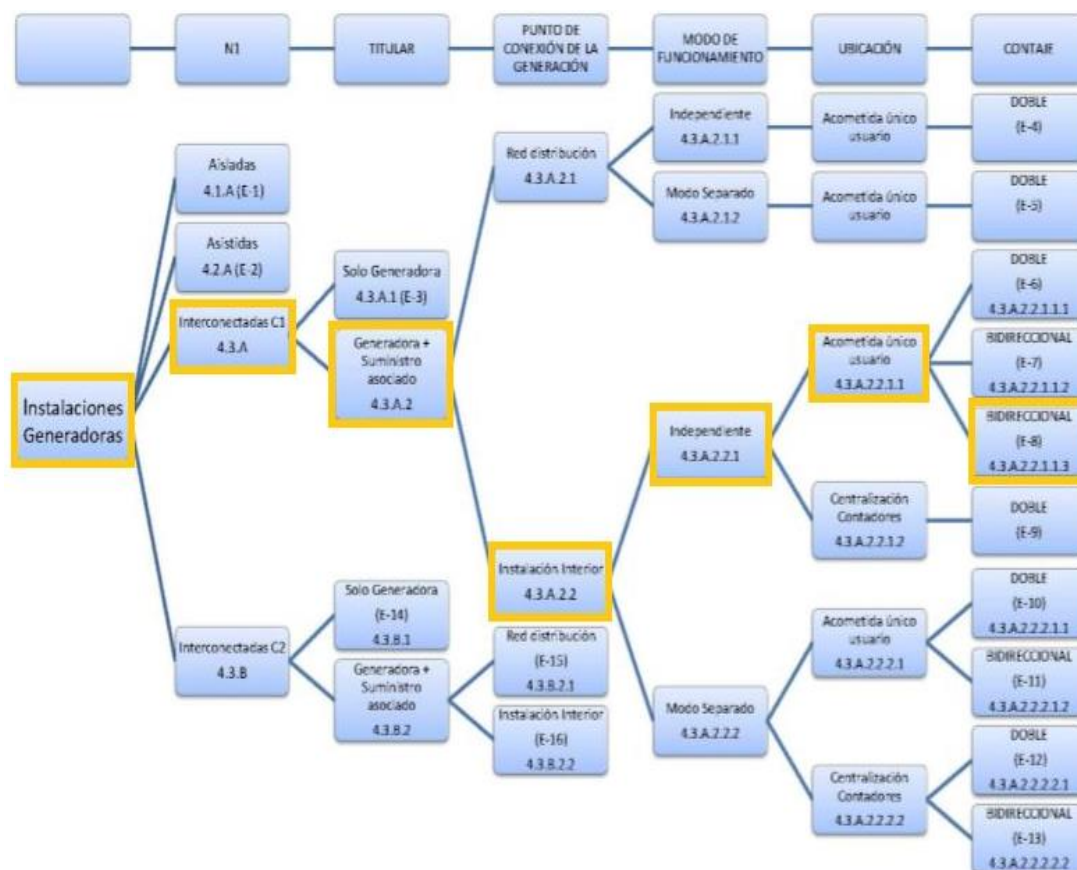


Figura 104. Esquema general instalaciones. Configuración elegida. Fuente: BT-40

El modo de conexión utilizado es en el que el generador se acoplará al resto de la instalación de forma independiente, es decir, sin compartir circuito con el resto de cargas de la instalación correspondiente. Esta restricción viene reflejada en la ITC BT-40:

“El generador y la instalación de consumo pueden estar en el mismo o distinto local.

El generador debe estar conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. Por tanto no debe compartir circuito con ninguna otra carga de la instalación.”

El esquema de conexión establecido es el mostrado en la Figura 105.

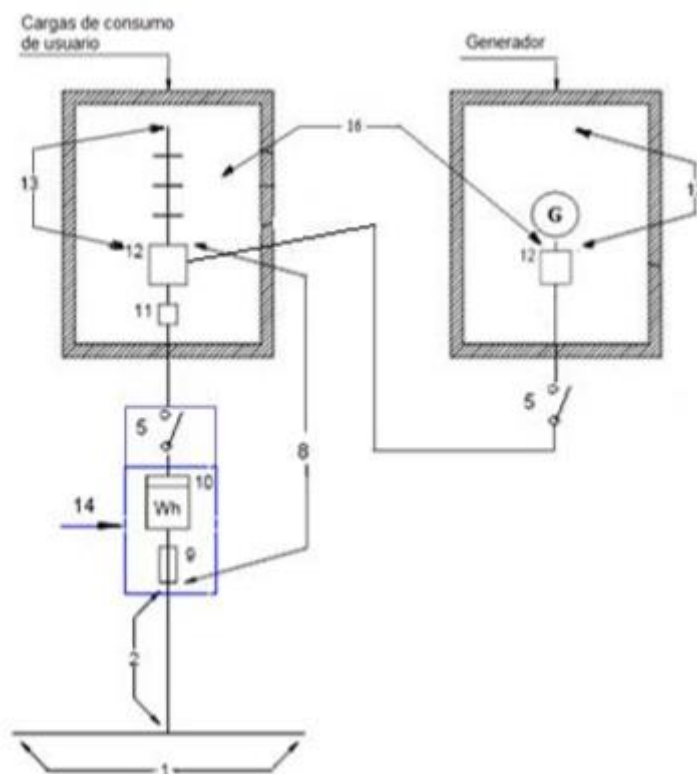


Figura 105. Esquema de conexión. Fuente: ITC BT-40

La instalación presente en este proyecto ha seguido la estructura presentada en la Figura 106:

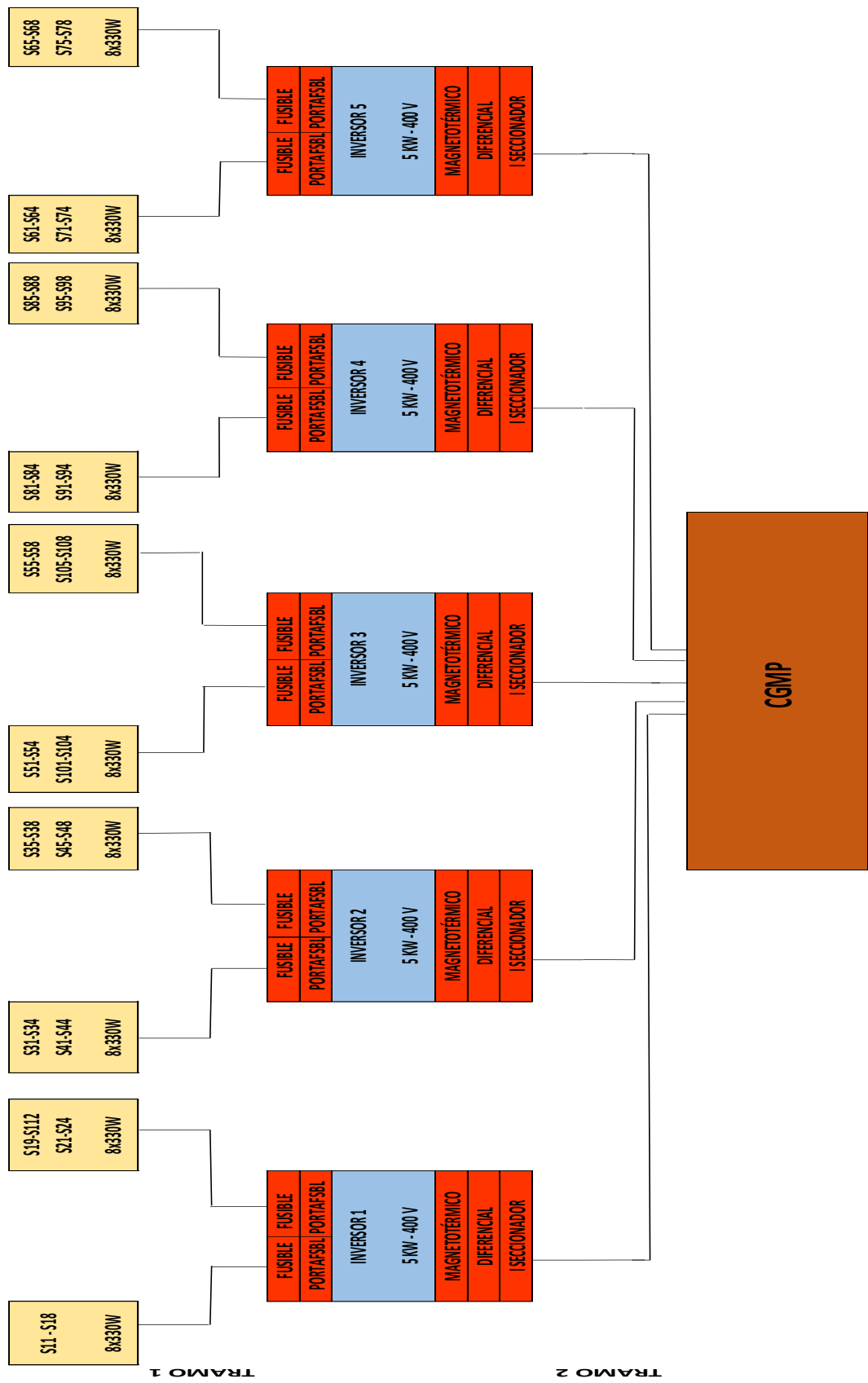


Figura 106. Composición del GFV. Fuente: Elaboración propia

7.5.2 Conductores

7.5.2.1 Justificación del cálculo de la sección de los conductores

Siguiendo este conexionado nombrado en el capítulo 7.5.1 Esquema de conexión, y regido por la ITC BT-40 el REBT, debemos establecer la elección de los elementos conductores que usaremos para interconectar los componentes de nuestro GFV.

Para ello recurrimos a la ITC BT-19 “Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales” [43]. En ella se aborda qué tipo de conductor usar en cada caso según los criterios de instalación elegidos y los cuales estarán condicionados por las intensidades máximas admisibles soportadas por estos. Estas intensidades son estandarizadas por la norma UNE 20460-5-523:2004.

A la hora de establecer estas intensidades máximas de nuestro circuito debemos tener en cuenta la restricción establecida en el apartado 5 “Cables de conexión” que enuncia la ITC BT-40 referente a instalaciones generadoras, “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal”.

Por tanto, según lo anterior la intensidad máxima admisible en la instalación debe ser:

$$I_{m\acute{a}x_BT-40} = I_{SC_STC} * 1.25 \quad (18)$$

La configuración elegida para la conexión de los distintos componentes de nuestra instalación viene determinada por la ubicación de los distintos sectores de MFVs, una ubicación óptima de los inversores y el cuadro general de mando y protección (CGMP). Es por ello que las distancias de los conductores en el circuito están esclarecidas de ese modo.

El esquema unifilar de la instalación se muestra en el Capítulo 8. Planos.

7.5.2.2 Cálculo de la sección de los conductores

A la hora de la realizar la elección de los conductores hemos dividido el circuito en dos tramos bien diferenciados. El primero consiste en el tramo entre el GFV y los inversores, y el segundo, entre los inversores y el CGMP.

La ecuación (19) nos determina el cálculo de la sección de los conductores:

$$S = \frac{P * L}{\gamma * e * U} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (19)$$

En cuanto al tramo 1, la sección del cable establecida será de 4 mm². Esto se hace para garantizar la mínima caída de tensión posible. Por tanto, en esta ecuación podremos calcular de forma inmediata la caída de tensión en cada tramo, quedándonos los resultados reflejados en la Tabla 34.

Tabla 34. Cálculo de conductores tramo MFV-Inversor. Fuente: Elaboración propia

Tramo 1 (MFV-Inversor)	Conductor TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F									
Inversor	1	2	3	4	5					
MFVs	S11-S18	S19-S112 S21-S24	S31-S34 S41-S44	S35-S38 S45-S48	S51-S54 S101-S104	S55-S58 S105-S108	S81-S84 S91-S94	S85-S88 S95-S98	S61-S64 S71-S74	S65-S68 S75-S78
Nº de Strings	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nº de MFV/String	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Voc_STC (V)	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6	557,6
Isc_STC (A)	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59	7,59
Longitud del cable (m)	50	60,5	38,5	34,5	30,1	40,3	49,1	44,7	57,9	53,5
Conductividad del cable (Cu) 90° (γ)	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Sección del cable (mm²)	4									
Intensidad admisible (A)	45									
Caída de tensión e (V)	2,16	2,61	1,66	1,49	1,30	1,74	2,12	1,93	2,50	2,31
Caída de tensión e (%)	0,39	0,47	0,30	0,27	0,23	0,31	0,38	0,35	0,45	0,41

Respecto al segundo tramo, se debe hallar la diferencia entre el límite de 1.5% de caída de tensión exigido para toda la línea y la existente en el primer tramo ya calculada. Con estos datos y aplicando de nuevo la ecuación (19) nos quedarían los siguientes datos (Tabla 35):

Tabla 35. Cálculo de conductores tramo Inversor-CGMP. Fuente: Elaboración propia

Tramo 2 (Inversor - CGMP)	Conductor TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F				
Inversor	1	2	3	4	5
Longitud del cable (m)	2,5	1,6	0,8	1,6	2,5
I _{salida inversor} (A)	9	9	9	9	9
Tensión (V)	400	400	400	400	400
Conductividad del cable (Cu) 90° (γ)	44	44	44	44	44
Sección calculada (mm ²)	0,12	0,07	0,03	0,07	0,12
Sección escogida (mm ²)	2,5				
Intensidad admisible (A)	26,5				
Caída de tensión e (V)	4,13	4,81	4,75	4,48	4,21
Caída de tensión e (%)	1,03	1,20	1,19	1,12	1,05

Cabe destacar que, a modo de establecer un margen de seguridad acorde, los conductores están dimensionados para la intensidad máxima de salida del inversor (9 A).

7.5.2.3 Elección de conductores

Acorde a los dos tramos establecidos para nuestro circuito eléctrico, MFV-Inversor e Inversor-CGMP, seleccionamos dos secciones de conductor diferentes para el modelo de conductor elegido.

En este caso, la empresa PRYSMIAN [44], especializada en este tipo de componentes específicos para instalaciones fotovoltaicas, nos proporciona el modelo TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F, el cual usaremos en ambos tramos, y cuyas características se muestran en la Figura 107:

Características de diseño	
Designación comercial	TECSUN (PV) (AS) S1ZZ-F
Conductor	Cobre electrolítico, estañado, clase 5 según IEC 60228 (DIN VDE 0295)
Aislamiento	HEPR 120 °C similar a IEC 605021
Cubierta	Doble capa de EVA 120 °C basado en HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8) Aislamiento y cubierta unidas.
Colores de la cubierta	Negro, rojo, azul
Marcado	◇ PRYSMIAN TECSUN (PV) (S1ZZ-F (sección) 0,6/1 kV VDE-REG./TUV

Figura 107. Características de diseño TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F. Fuente: PRYSMIAN

Para el tramo 1, se ha elegido un conductor de sección 4 mm² y para el tramo 2, un conductor de sección 2.5 mm², cuyas características se muestran a continuación:

Características dimensionales									
TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F									
Sección nominal (mm ²)	Color	Código	Diámetro del conductor [mm]	Diámetro total del cable Valor mínimo [mm]	Diámetro total del cable Valor máximo [mm]	Peso máximo aproximado [kg/km]	Radio mínimo de curvatura [mm]	Carga máxima de tracción [N]	Intensidad de corriente (Instalación monofásica en bandeja al aire a T ambiente a 40 °C) [A]
1 x 1,5	Negro	5DH9 301-1	1,6	4,4	4,9	33	14,7	23	25
	Azul	5DH9 301-2							
	Rojo	5DH9 301-3							
1 x 2,5	Negro	5DH9 302-1	1,9	4,8	5,2	43	15,6	38	34
	Azul	5DH9 302-2							
	Rojo	5DH9 302-3							
1 x 4	Negro	5DH9 303-1	2,4	5,1	5,9	58	17,7	60	46
	Azul	5DH9 303-2							
	Rojo	5DH9 303-3							
1 x 6	Negro	5DH9 304-1	2,9	5,7	6,5	77	19,5	90	59
	Azul	5DH9 304-2							
	Rojo	5DH9 304-3							
1 x 10	Negro	5DH9 305-1	3,9	7,5	8,3	134	24,9	150	82
1 x 16	Negro	5DH9 305-2	5,4	9,3	10,1	198	30,3	240	110
1 x 25	Negro	5DH9 305-3	6,4	10,5	11,4	290	34,2	375	140
1 x 35	Negro	5DH9 308-1	7,5	12,0	12,9	394	38,7	525	174
1 x 50	Negro	5DH9 309-1	9,0	13,9	14,9	549	44,7	750	210
1 x 70	Negro	5DH9 300-1	10,8	15,9	17,0	756	51	1050	269

Figura 108. Características dimensionales TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F. Fuente: PRYSMIAN

Características dimensionales									
TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F									
Sección nominal (mm ²)	Color	Código	Diámetro del conductor [mm]	Diámetro total del cable Valor mínimo [mm]	Diámetro total del cable Valor máximo [mm]	Peso máximo aproximado [kg/km]	Radio mínimo de curvatura [mm]	Carga máxima de tracción [N]	Intensidad de corriente (Instalación monofásica en bandeja al aire a T ambiente a 40 °C) [A]
1 x 1,5	Negro	5DH9 301-1	1,6	4,4	4,9	33	14,7	23	25
	Azul	5DH9 301-2							
	Rojo	5DH9 301-3							
1 x 2,5	Negro	5DH9 302-1	1,9	4,8	5,2	43	15,6	38	34
	Azul	5DH9 302-2							
	Rojo	5DH9 302-3							
1 x 4	Negro	5DH9 303-1	2,4	5,1	5,9	58	17,7	60	46
	Azul	5DH9 303-2							
	Rojo	5DH9 303-3							
1 x 6	Negro	5DH9 304-1	2,9	5,7	6,5	77	19,5	90	59
	Azul	5DH9 304-2							
	Rojo	5DH9 304-3							
1 x 10	Negro	5DH9 305-1	3,9	7,5	8,3	134	24,9	150	82
1 x 16	Negro	5DH9 305-2	5,4	9,3	10,1	198	30,3	240	110
1 x 25	Negro	5DH9 305-3	6,4	10,5	11,4	290	34,2	375	140
1 x 35	Negro	5DH9 308-1	7,5	12,0	12,9	394	38,7	525	174
1 x 50	Negro	5DH9 309-1	9,0	13,9	14,9	549	44,7	750	210
1 x 70	Negro	5DH9 300-1	10,8	15,9	17,0	756	51	1050	269

Figura 109. Características dimensionales TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F. Fuente: PRYSMIAN

7.5.3 Elementos de protección

Para garantizar el funcionamiento y un mantenimiento idóneo de la instalación, así como la durabilidad de todos sus componentes, se debe implantar una serie de protecciones que cumplan con estas funciones.

Esta protección de la instalación nos la proporcionan una serie de componentes con unas características específicas acordes a cada instalación y, en este caso, con una configuración acorde a la nuestra.

A continuación, se muestran, por orden de conexión desde los MFV hasta el CGMP pasando por los inversores, todos los componentes con sus características, así como las condiciones de funcionamiento de cada uno de ellos.

7.5.3.1 Protecciones de corriente continua (CC)

Las protecciones de CC son las protecciones referentes al tramo 1, es decir, las protecciones entre los MFVs y el inversor. Estas van destinadas a proteger contra sobreintensidades.

El elemento de protección escogido en este caso es el fusible, cuya definición según la ITC BT-01 [45] es: *“aparato cuyo cometido es el de interrumpir el circuito en el que está intercalado, por fusión de uno de sus elementos, cuando la intensidad que recorre el elemento sobrepasa, durante un tiempo determinado, un cierto valor”*.

Ciñéndonos a la normativa ITC BT-22 de protección contra sobreintensidades, se enuncian las restricciones que debe cumplir todo fusible instalado en una RBT. En este caso, debe ser apto para protección contra sobrecargas y contra cortocircuitos.

Estas restricciones, extraídas de la ITC BT-22, para el cálculo y elección del fusible correspondiente se muestran a continuación (Figura 110 y Figura 111):

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable (o conductor) contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

- 1) $I_B \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 I_z$

Siendo:

- I_B corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas.
 I_z corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ver GUÍA-BT-19 pto. 2.2.3 y la norma UNE 20460-5-523).
 I_n corriente asignada del dispositivo de protección.
 Nota: Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación seleccionada.
 I_2 corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo (t_c tiempo convencional según norma).

El valor de I_2 se indica en la norma de producto o se puede leer en las instrucciones o especificaciones proporcionadas por el fabricante:

$$I_2 = 1,45 I_n \text{ (para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009)}$$

$$I_2 = 1,30 I_n \text{ (para interruptores según UNE EN 60947-2)}$$

En el caso de fusibles, la característica equivalente a la I_2 de los interruptores automáticos es la denominada I_f (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG toma los valores siguientes:

$I_f = 1,60 I_n$	si	$I_n \geq 16A$
$I_f = 1,90 I_n$	si	$4A < I_n < 16A$
$I_f = 2,10 I_n$	si	$I_n \leq 4A$

Figura 110. Protección contra sobrecargas. Fuente: ITC BT-22

Todo dispositivo de protección contra cortocircuitos deberá cumplir las dos condiciones siguientes:

- 1) El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación, tal y como se ha explicado anteriormente.

Se acepta un poder de corte inferior al resultante de la aplicación de la condición anterior si existe otro dispositivo con el suficiente poder de corte instalado aguas arriba. En este caso, las características de ambos dispositivos deben coordinarse de forma que la energía que dejan pasar ambos dispositivos de protección no exceda la que pueden soportar, sin dañarse, el dispositivo y el cableado situado aguas abajo del primer dispositivo.

La protección que combina dos dispositivos de protección en serie, se denomina protección serie o de acompañamiento.

- 2) El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de una duración no superior a 5 s, el tiempo t máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{t} = k \times \frac{S}{I}$$

que se puede presentar en la forma práctica por:

$$(I^2 t)_{\text{Ld}} \leq (I^2 t)_{\text{Cable}} = k^2 S^2$$

Siendo:

- t duración del cortocircuito en segundos
- S sección en mm^2
- I corriente de cortocircuito efectiva en A, expresada en valor eficaz
- k constante que toma los valores siguientes, tomados de la norma UNE 20460-4-43:

Esta condición debe verificarse tanto para la I_{cc} máxima, como para la I_{cc} mínima.

Figura 111. Protección contra cortocircuitos. Fuente: ITC BT-22

La siguiente imagen (Figura 112) muestra los valores de la constante k según la norma UNE 20460-4-43:

	Aislamiento de los conductores							Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C			
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60		70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200		160	250
Material del conductor									
Cobre	115	103	100	86	143	141		115 ²	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93		-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-		-	-
² Este valor se debe utilizar para cables desnudos expuestos al contacto. NOTA 1 Para duraciones muy cortas (< 0,1 s) donde la asimetría de la intensidad es importante y para dispositivos limitadores de la intensidad, $k^2 S^2$ debe ser superior a la energía ($I^2 t$) que deja pasar el dispositivo de protección, indicada por el fabricante. NOTA 2 Otros valores de k están en estudio para: - los conductores de pequeña sección (especialmente para secciones inferiores a 10mm²); - las duraciones de cortocircuitos superiores a 5s; - otros tipos de conexiones en los conductores; - los conductores desnudos. NOTA 3 La corriente nominal del dispositivo de protección contra los cortocircuitos puede ser superior a la corriente admisible de los conductores del circuito. NOTA 4 Los valores de esta tabla están basados en la norma UNE 211003-1.									

Figura 112. Constante k de aislamiento de conductores. Fuente: ITC BT-22

Tabla 36. Criterios de elección del fusible. Fuente: Elaboración propia. Poweralia TM

Fusible df Electric 491630			
		I _{STC} (A)	7,59
		I _{máx_admisible} (A)	46
		Sección del cable S (mm²)	4
Protección contra sobrecarga	1ª Condición	In (A) (I del Fusible)	16
		I _{STC} < In < I _{máx_admisible} 7,59 < 16 < 46	OK
	2ª Condición	1,60 * In < 1,45 * I _{máx_admisible} 25,6 < 66,7	OK
Protección contra cortocircuito	Condición	constante k de aislamiento de conductores	143
		(I²t) _{fusible} (A)	110
		(I²t) _{máx_cable} ≈ k²S² (A)	327184
		(I²t) _{fusible} < (I²t) _{máx_cable} 110 < 327184	OK



Con esta configuración de fusible de la Tabla 36 propuesta para nuestra instalación, optamos por la elección del fusible df electric 491630 [46] del fabricante df Electric cuyas características de funcionamiento se muestran en la Figura 113:

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA		POTENCIA DISIPADA (W @ 0,7 In)		POTENCIA DISIPADA (W @ In)		I ² t PREARCO (A ² s)		I ² t TOTAL (A ² s)	
	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC	1000V DC	600V DC
10x38	1	491601 491901	0,31	0,31	0,76	0,76	0,35	0,35	1,3	0,8
	2	491602 491902	0,78	0,62	1,45	1,54	0,62	1,78	1,0	3,9
	3	491604 491904	0,66	0,54	1,66	1,35	1,9	9,0	3,1	19,6
	4	491605 491905	0,64	0,73	1,57	1,84	6,9	3,0	11	6,6
	5	491606 491906	0,60	0,93	1,65	2,22	14	4,4	22	9,6
	6	491610 491910	0,76	0,96	1,84	2,40	24	8,5	38	18,8
	8	491615 491915	0,80	1,02	1,92	2,55	62	25	99	55,0
	10	491620 491920	0,94	1,03	2,2	2,58	10	11	48	27,9
	12	491625 491925	0,98	1,04	2,4	2,60	18	25	94	62,8
	15	491629 491929	1,0	1,07	2,6	2,44	46	25	110	82,8
	16	491630 491930	1,1	1,08	2,7	2,70	46	33	110	82,8
	20	491635 491935	1,2	1,16	2,9	2,90	118	85	282	212
	25	- 491940	-	1,10	-	2,74	-	280	-	460
	30	- 491944	-	1,70	-	4,00	-	400	-	650
	32	- 491945	-	1,76	-	4,40	-	400	-	650

Figura 113. Características de funcionamiento fusible df electric 491630. Fuente: df Electric

Portafusibles: es el elemento que alberga en su interior los fusibles de nuestra instalación.

La Tabla 37 muestra el portafusibles escogido [47], acorde a las características de nuestro circuito:

Tabla 37. Criterios de elección del portafusibles. Fuente: Elaboración propia. df Electric

Portafusibles PMX-PV 10x38 485150		
Características	I _{STC} (A)	7,59
	V _{oc_STC} (V)	557,6
Características Portafusibles	Número de polos	1
	Formato fusible	10x38
	I _{max_Portafusibles} (A)	32
	V _{dc_max_Portafusibles} (V)	1000
Condiciones	I _{max_Portafusibles} > I _{STC}	OK
	V _{dc_max_Portafusibles} > V _{oc_STC}	OK



Cabe destacar que estas protecciones escogidas, así como su cálculo eléctrico son aplicables a todas las líneas de entrada de los inversores del GFV.

7.5.3.2 Protecciones de corriente alterna (CA)

Las protecciones de CA son las protecciones referentes al tramo 2, es decir, las protecciones entre el inversor y el CGMP.

Los elementos escogidos incluyen dispositivos de maniobra (seccionador) y protección (interruptores automáticos magnetotérmico y diferencial).

A continuación, se muestran según su ubicación en el esquema eléctrico estos elementos:

Magnetotérmico: es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa unos valores máximos. Los magnetotérmicos, al igual que los fusibles, protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.

Acorde a las características eléctricas de nuestro circuito se ha optado por la siguiente configuración eléctrica (Tabla 38):

Tabla 38. Criterios de elección del interruptor magnetotérmico. Fuente: Elaboración propia. Schneider Electric

Inversor-CGMP	Magnetotérmico Schneider A9F79416	
Características inversor	I_salida_inversor (A)	9
	Tensión (V)	400 V
	Nº de polos (3F + N)	4
Características magnetotérmico	Calibre	16 A
	Tensión (V)	500
	Nº de polos	4
	Curva	C



Con ello, el modelo elegido es el modelo Schneider A9F79416 del fabricante Schneider Electric [48].

Protección diferencial: dispositivo instalado en los circuitos de corriente alterna que actúa junto con la puesta a tierra y cuya función es proteger de accidentes provocados por dos tipos de contacto:

- Contacto indirecto: ocurre cuando una persona entra en contacto con elementos sometidos a potencial como, por ejemplo, falta de aislamiento de partes activas de la instalación.

Acorde a las características eléctricas de nuestro circuito, se opta por la protección diferencial siguiente (Tabla 39):

Tabla 39. Criterios de elección de la protección diferencial. Fuente: Elaboración propia. Direct Electro S.L.

Inversor-CGMP	Diferencial DE FI63-4-300-63	
Características cable	I_salida_inversor (A)	9
	Tensión (V)	400 V
	Nº de polos (3F + N)	4
Características diferencial	Calibre de protección diferencial (A)	63
	Sensibilidad (mA)	300
	Nº de polos	4
Condición	I_salida_inversor < Calibre	OK



En este caso el modelo de diferencial escogido es la protección diferencial clase A inmunizada DE FI63-4-300-63 [49] cuyos datos técnicos se muestran en la Tabla 40.

Tabla 40. Datos técnicos protección diferencial DE FI63. Fuente: Elaboración propia. Direct Electro S.L.

Nº de Polos	2P, 4P
Tensión nominal	230/400V
Sensibilidad $I_{\Delta n}$	30mA, 100mA, 300mA
Calibres (A)	63
Clase protección	A
Int. corto circuito (I_{cn})	10 kA
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Intensidad cierre/corte	630A
Tiempo actuación	< 0,1s
Margen int. residual	0,5 $I_{\Delta n}$ - 1 $I_{\Delta n}$
Vida electro-mecánica	4000
Tipo de terminal	Tornillo, borne de caja
Capacidad borne	Conductor rígido hasta 25mm ²
Par de apriete	2,0 Nm
Fijación	Carril DIN 35mm / tornillos
Normas	IEC61008, CE, SEMKO

Interruptor seccionador: un interruptor seccionador es un componente electromecánico cuya función es provocar un aislamiento eléctrico entre la fuente eléctrica y el circuito alimentado por esta. Este dispositivo es usado comúnmente en instalaciones eléctricas donde se debe acceder a una parte de la instalación para su mantenimiento o reparación, asilándolo del resto del funcionamiento normal del circuito.

Tabla 41. Criterios de elección del interruptor seccionador. Fuente: Elaboración propia. Schneider Electric

INVERSOR-CGMP	Interruptor-Seccionador (IS) TeSys Mini-VARIO (VBDN20)	
Características del inversor	V_salida_Inversor (V)	400
	I_salida_Inversor (A)	9
Características del IS	Vo_máx (V)	1000
	Io_máx (A)	25
Condiciones	Vdc_máx > V_salida_Inversor	OK
	Idc_máx > I_salida_Inversor	OK



En este caso, para nuestro circuito hemos elegido el modelo TeSys Mini-VARIO (VBDN20) [50], del fabricante Schneider Electric.

7.5.3.3 Toma de tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La ITC BT-08 [51]: Instalaciones de puesta a tierra recoge esta definición: “*La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo*”.

Además de existir esta ITC específica de instalaciones de puesta a tierra, la ITC BT-40: “”, recoge una serie de restricciones que son enunciadas a continuación:

Apartado 8: “*Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no sean superadas*”.

“*Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas*”.

Apartado 8.2.3: *“cuando la instalación receptora esté acoplada a RDP que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la RDP”.*

Por lo cual, en base a estas condiciones del REBT, la nueva instalación hará uso de la toma de tierra ya existente, por lo que no habrá que hacer un nuevo diseño de la misma.

7.6. Balance Energético

Una vez analizado el estudio del recurso energético disponible en el emplazamiento tanto a nivel eólico como solar, el perfil de potencia a cubrir por la demanda es un perfil que llevará consigo una fuente energética principalmente solar, es decir, proveniente de nuestro GFV. El resto será cubierto por energía eléctrica proveniente de la red.

A la hora de hacer un balance energético debemos analizar detenidamente la energía generada por nuestro GFV, y hacer una relación entre esta y la propia demanda de la misma.

Si atendemos a las tablas de recurso energético disponible mensualmente adjuntas en la Tabla 28 y ANEXO IV. , se ha indicado la energía disponible por nuestro GFV y el cual se muestra de forma resumida en la Tabla 33, la cual adjuntamos a continuación nuevamente:

Generación energética mensual (kWh)			Pérdidas energéticas mensuales (%)
	Energía Total diaria (kWh)	Energía Disponible (kWh)	
Enero	2948,48	2541,93	13,79
Febrero	3122,14	2840,27	9,03
Marzo	4674,91	4366,19	6,60
Abril	4710,58	4426,96	6,02
Mayo	5437,54	5054,42	7,05
Junio	5526,58	5130,48	7,17
Julio	6051,03	5693,34	5,91
Agosto	5630,98	5277,54	6,28
Septiembre	4576,60	4136,34	9,62
Octubre	3826,08	3429,70	10,36
Noviembre	2849,77	2556,07	10,31
Diciembre	2653,43	2340,58	11,79
Recurso Total (kWh)	47793,83		

Si recordamos los escenarios planteados en el apartado 7.2.2 Estudio de perfiles de consumo, y los relacionamos con la generación solar de nuestra instalación (apartado 7.4.6 Producción energética) podemos establecer un criterio que nos aproxime cuál será el funcionamiento real de la instalación. Todo ello en base a su generación y demanda por parte de los VE.

Los apartados siguientes muestran, a modo de visualización de este comportamiento, el balance energético en el mes de enero.

7.6.1 Balance por término de energía. Periodo 2020-2025

En este caso, debemos hacer un análisis energético en los cinco primeros años de instalación. Es decir, debemos saber el comportamiento que tendrá nuestra instalación en lo que a generación y demanda de energía se refiere, y saber si tendrá un balance positivo o negativo en nuestro proyecto.

En base a la energía demandada en los servicios de recarga podemos establecer el siguiente análisis mostrado en la Tabla 42 para el escenario 1 (Figura 61). Cabe destacar que la generación energética en los distintos tramos horarios establecidos se expresa de forma acumulada. Por tanto, se señala la energía producida por los MFV hasta ese instante.

Tabla 42. Demanda de energía. Escenario 1: día típico mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	
6:00	0,00	12,50	
7:20	0,00	0,00	
8:00	0,00	0,00	
9:20	1,37	0,00	
10:00	5,46	0,00	
11:20	12,86	0,00	
12:00	9,27	0,00	
13:20	15,86	0,00	
14:00	9,87	0,00	
15:20	14,88	0,00	
16:00	6,48	0,00	
17:20	5,95	0,00	
18:00	0,00	0,00	
19:20	0,00	0,00	
20:00	0,00	0,00	
21:20	0,00	12,50	
BALANCE/día	82,00	25,00	57,00

Como podemos observar, el balance energético es positivo en este escenario. Esto se debe a que tiene mucho mayor peso la generación que la demanda, la cual se produce en las horas de nula generación, por lo que debe ser proporcionada por la red.

Para el escenario 2, la Tabla 43 muestra su correspondiente registro de consumo diario (Figura 62):

Tabla 43. Demanda de energía. Escenario 2: día típico mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	
6:00	0	12,5	
7:20	0	0	
8:00	0,00	0	
9:20	1,37	0	
10:00	5,46	0	
11:20	12,86	0	
12:00	9,27	0	
13:20	15,86	0	
14:00	9,87	0	
15:20	14,88	12,5	
16:00	6,48	12,5	
17:20	5,95	0	
18:00	0,00	0	
19:20	0,00	0	
20:00	0,00	0	
21:20	0,00	12,5	
BALANCE/día	82,00	50	32,00

En este caso, se aprecia al igual que en el escenario 1, un balance energético positivo pero inferior. Esto se debe a que hay mayor demanda de recargas para un mismo nivel de generación. Al igual que en el caso anterior, las demandas de servicio de recarga que no puedan ser cubiertas al 100% por el GFV y se completarán con energía de la red.

Del mismo modo que en las tablas anteriores mostrábamos el balance energético del mes de enero, en las siguientes gráficas se recogen los balances energéticos de un día típico de cada mes, y así poder visualizar, desde un punto de vista energético, el comportamiento de la instalación:

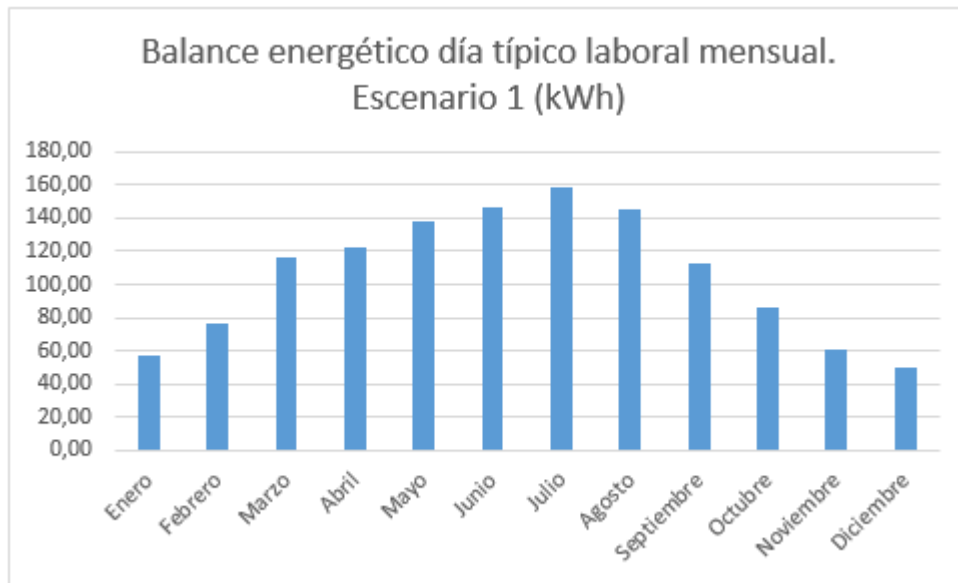


Figura 114. Balance energético día típico laboral por meses. Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo se representa en la Figura 115, el análisis del escenario 2:

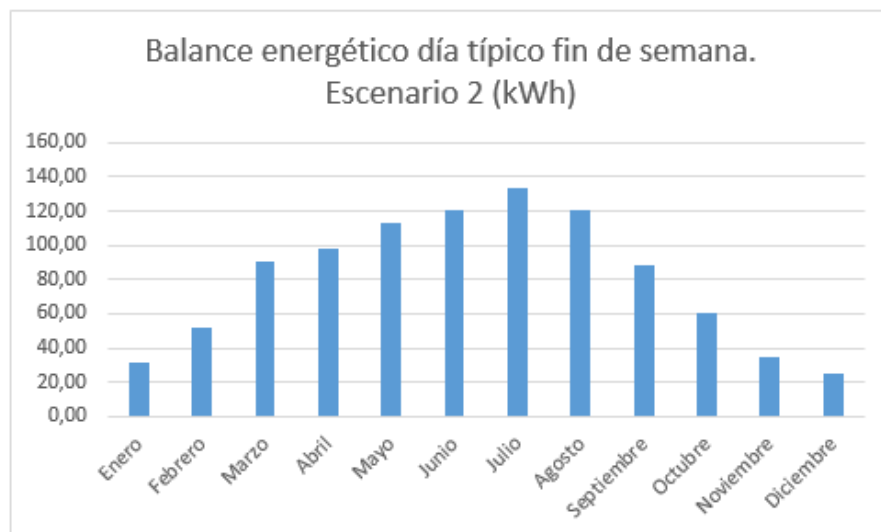


Figura 115. Balance energético día típico fin de semana por meses. Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar, en ambos balances energéticos el incremento positivo es altamente favorable en los meses cálidos, donde la radiación solar es más incidente sobre nuestro GFV, lo que favorece a su producción.

En todos los meses, tenemos un balance energético positivo, lo cual indica que la producción global al final del día es superior a la energía demandada por los VE, cuyo parque es mínimo en nuestras carreteras en este periodo actual.

7.6.2 Balance por término de energía. Periodo 2025-2030

En este caso, en el periodo 2025-2030 tendremos una demanda energética mucho más considerable (escenario 3 de la Figura 63), debido al aumento de la flota de VE. Este balance energético para un día típico del mes de enero se refleja en la Tabla 44:

Tabla 44. Demanda de energía. Escenario 3: día típico mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	
6:00	0,00	12,5	
7:20	0,00	12,5	
8:00	0,00	12,5	
9:20	1,37	0	
10:00	5,46	0	
11:20	12,86	12,5	
12:00	9,27	0	
13:20	15,86	12,5	
14:00	9,87	12,5	
15:20	14,88	12,5	
16:00	6,48	0	
17:20	5,95	0	
18:00	0,00	12,5	
19:20	0,00	0	
20:00	0,00	12,5	
21:20	0,00	12,5	
BALANCE/día	82,00	125	-43,00

Como vemos, el balance es negativo. Nuestro GFV no es capaz de abordar toda la demanda energética, la cual en cómputo global es superior a la generación haciendo que debamos adquirir gran cantidad de kWh de la red.

Al igual que en los escenarios anteriores, las demandas de recarga que no puedan ser cubiertas energéticamente al 100% deberán completarse con energía procedente de la red.

En la Tabla 45 se muestra el comportamiento para el escenario 4 (Figura 64):

Tabla 45. Demanda de energía. Escenario 4: día típico mes de junio. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	
6:00	0,00	12,5	
7:20	0,00	12,5	
8:00	0,00	12,5	
9:20	6,56	0	
10:00	7,64	0	
11:20	17,11	12,5	
12:00	12,30	78,5	
13:20	22,61	78,5	
14:00	15,77	78,5	
15:20	26,07	78,5	
16:00	14,82	0	
17:20	21,91	12,5	
18:00	10,76	0	
19:20	12,73	0	
20:00	2,74	12,5	
21:20	0,00	12,5	
BALANCE/día	171,02	401,5	-230,48

Este balance es el de mayor índice negativo en todos los meses. Ante una generación diaria constante de 171 kWh en un día típico del mes de junio (alta demanda energética), los servicios de recarga requieren demasiada energía que no puede ser cubierta en su totalidad. Esto requerirá gran aporte por parte de la red en la mayoría de las recargas para ser cubiertas.

Del mismo modo que en las tablas anteriores mostrábamos el balance energético para un día típico de los meses de invierno y verano, en la siguiente gráfica se recogen los balances energéticos de un día típico de cada mes, y así poder visualizar, desde un punto de vista energético, el comportamiento de la instalación:

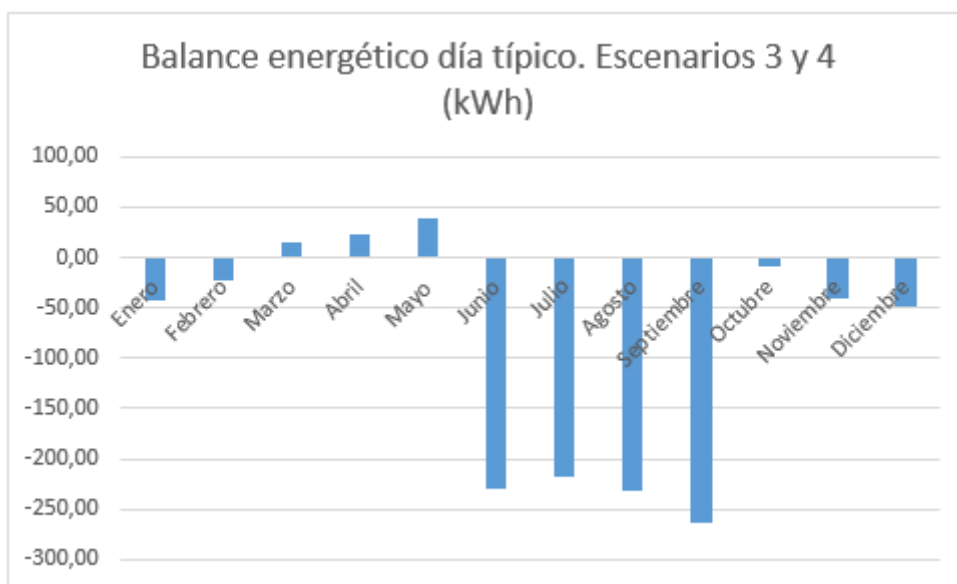


Figura 116. Balance energético día típico. Escenarios 3 y 4. Fuente: Elaboración propia

Como vemos en la Figura 110, existen balances negativos en los meses cálidos. Esto se debe al aumento considerable de la flota de VE, la cual no es capaz de ser abordable por parte de la producción del GFV a pesar de ser los meses de mayor incidencia de radiación solar.

Esto nos lleva a una conclusión clara, los primeros 5 años de funcionamiento de la instalación, tendremos un comportamiento favorable condicionado por el cubrimiento de todas las demandas de recarga. Al contrario que en el final de la década, donde la situación no podrá ser abordable por parte del GFV, teniendo que ser respaldada por el apoyo de la red eléctrica.

En el Capítulo 9. Estudio económico del proyecto, veremos cómo afrontar este balance negativo.

PARTE IV. PLANOS

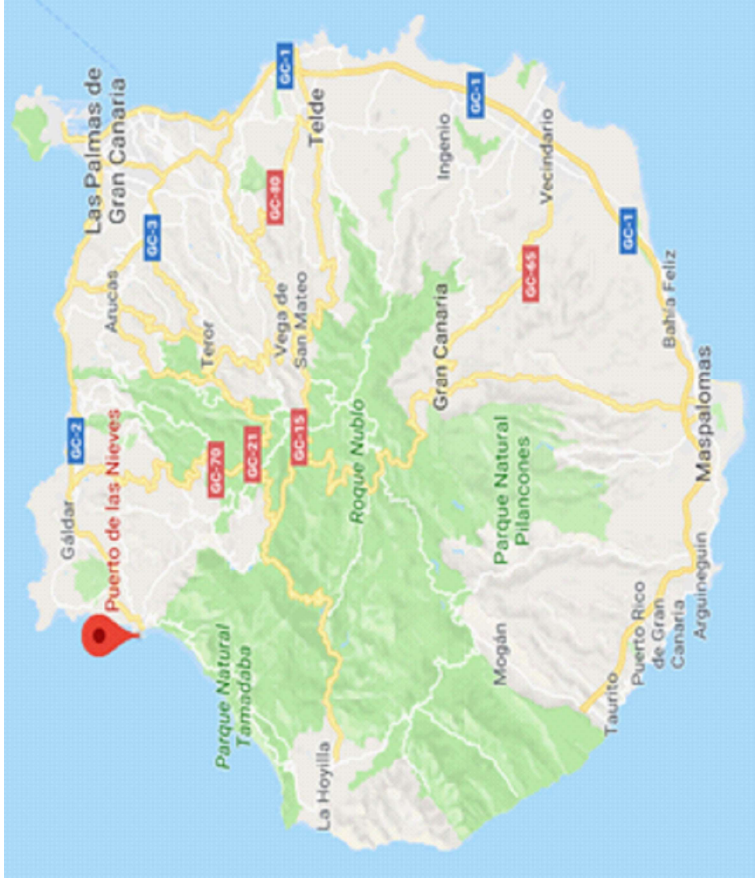
Capítulo 8. Planos

Plano número 1: Ubicación del generador.

Plano número 2: Distribución de componentes del generador y punto de recarga sobre parcela.

Plano número 3: Distribución de módulos fotovoltaicos sobre cubierta.

Plano número 4: Esquema unifilar.

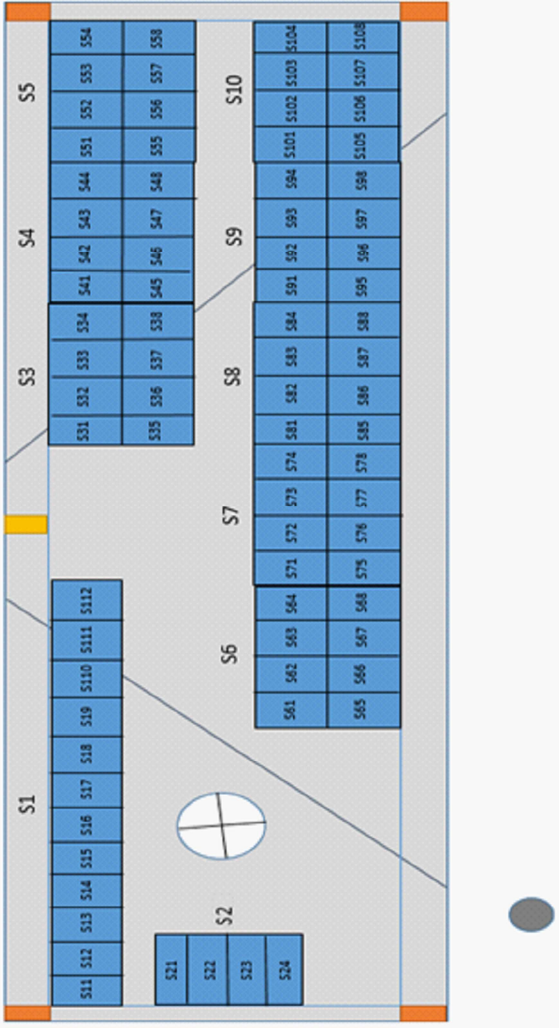


PROYECTO:	Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en el Puerto de Las Nieves (Agaete)		
	EMPLAZAMIENTO:	Puerto de las Nieves, Agaete, Gran Canaria	FECHA: Enero 2019
	AUTOR:	Carlos Jesús Granado Benítez	PETICIONARIO: Universidad de las Palmas de Gran Canaria
	DENOMINACIÓN:	Ubicación del generador	ESCALA: S/E



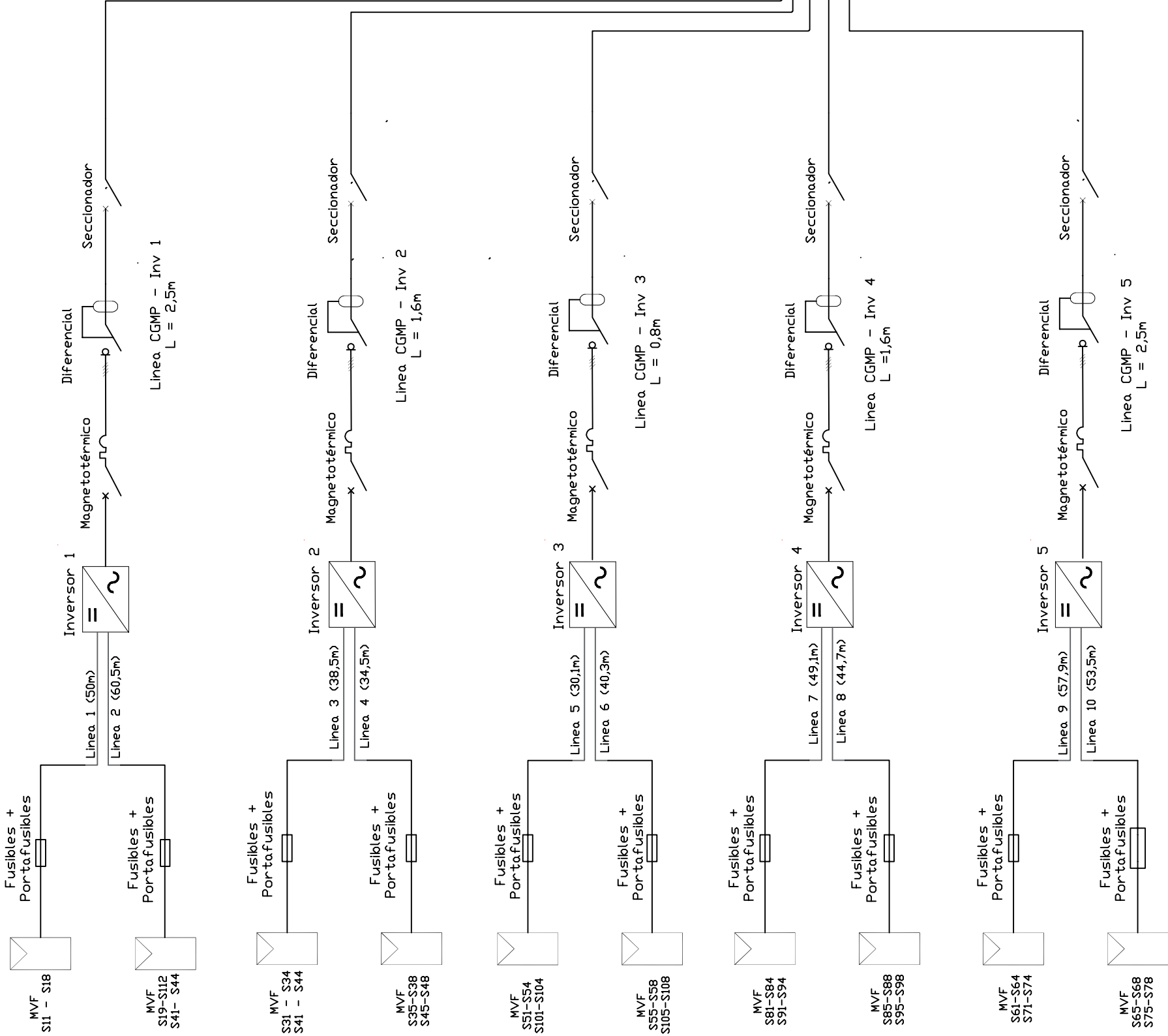
PROYECTO:	Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en el Puerto de Las Nieves (Agaete)		
EMPLAZAMIENTO:	Puerto de las Nieves, Agaete, Gran Canaria	FIRMA:	FECHA: Enero 2019
AUTOR:	Carlos Jesús Granado Benítez	PETICIONARIO:	Universidad de las Palmas de Gran Canaria
DENOMINACIÓN:	Distribución de componentes del generador y punto de recarga sobre parcela		
		ESCALA:	S/E

Cubierta de la oficina



PROYECTO: Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en el Puerto de Las Nieves (Agaete)			FECHA: Enero 2019
EMPLAZAMIENTO: Puerto de las Nieves, Agaete, Gran Canaria	FIRMA:	 PETICIONARIO: Universidad de las Palmas de Gran Canaria	
AUTOR: Carlos Jesús Granado Benítez			
DENOMINACIÓN: Distribución de módulos fotovoltaicos sobre cubierta	ESCALA: S/E		

Marco de los módulos
puesto a tierra



Símbolo	Descripción	Características
	Mód. Fotovoltaico Panasonic VBHN330S147 / N330	8K 330 W (1 String)
	Inversor FRONIUS SYMO 5.0-3-M	5 KW-400 W
	Fusible: df Electric 491630. Base Portafusible: P40X- PV 10x38-485150	10x38 1x16 A
	Magnetotermico Schneider A9F79416	4x16 A Curva C
	Int. Diferencial DE FI63-4-300-63	4x63 A 300 mA Clase AC
	Int. Seccionador TeSys Mini-VARIO [VBDN20]	Vmax 690 V Imax 20 A
Conductor TECSUN (PV)(AS) S17Z-F		Tramo 1 (S=2x 2,5 mm ²) Tramo 2 (S=4x 4 mm ²)
Tramo 1 = conductor MPV-Inversor		
Tramo 2 = conductor Inversor-CGMP		

PROYECTO: Diseño de un generador híbrido asociado a una electrolinera en el Puerto de Las Nieves (Agaete)		
EMPLAZAMIENTO: Puerto de las Nieves, Agaete, Gran Canaria	FIRMA:	
	FECHA: Enero 2019	
AUTOR: Carlos Jesús Granado Benítez	PETICIONARIO: Universidad de las Palmas de Gran Canaria	
DENOMINACIÓN: Esquema unifilar de la infraestructura renovable para la generación eléctrica		ESCALA: S/E

**PARTE V. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO,
CONCLUSIONES Y BIBLIOGRAFÍA**

Capítulo 9. Estudio económico del proyecto

A la hora de analizar nuestro proyecto desde el aspecto económico debemos estudiar el coste de la instalación, así como su viabilidad. De esta manera, podremos saber si la inversión inicial y la producción energética de nuestro GFV serán rentables frente a su venta, acorde a su cantidad y precio, en un plazo razonable de tiempo.

En la actualidad para este tipo de instalaciones se establece un periodo de amortización de 8 años, aunque con la bajada de los precios en los componentes (módulos fotovoltaicos e inversores) este periodo de tiempo será menor.

9.1 Presupuesto de la instalación

Por un lado, el coste de nuestra instalación está básicamente definido por los sistemas a instalar y la gestión de dicha instalación, así como la compra de energía de la red para subsanar las recargas que no cubra el GFV y, por otro, el beneficio asociado a los ingresos que generaremos anualmente en nuestro GFV con la energía producida.

Respecto al coste de la instalación realizaremos un desglose de esta en GFV e instalación eléctrica. La Tabla 46 muestra un desglose del presupuesto del GFV:

Tabla 46. Presupuesto del GFV. Fuente: Elaboración propia

	Componente	Modelo	Unidades	Coste (u) (€)	Coste total (€)
GFV	MFV	Panasonic VBHN330SJ47 / N330	80	281,08	22486,40
	Inversor	FRONIUS SYMO 5.0-3-M	5	1250,00	6250,00
	Soporte	Solarstem OR-FLUSH	55	20,00	1100,00
				Total (€)	29836,40

Del mismo modo, podemos ver en la Tabla 47 el presupuesto de la instalación eléctrica:

Tabla 47. Presupuesto conductores y protecciones eléctricas. Fuente: Elaboración propia

		Componente	Modelo	Unidades	Coste (u) (€)	Coste total
Instalación eléctrica - Protecciones	CC	Fusible	df Electric 491630	10	3,28	32,80
		Portafusibles	PMX-PV 10x38 485150	10	6,81	68,10
	CA	Int_Diferencial	DE FI63-4-300-63	5	35,15	175,75
		Magnetotérmico	Schneider A9F79416	5	47,96	239,80
		Int_Seccionador	TeSys Mini-VARIO (VBDN20)	5	39,10	195,50
Instalación eléctrica - Conductores	CC	4 mm²	TECSUN (PV)(AS) S1ZZ-F	460	1,28	587,88
	CA	2,5 mm²		10	0,87	8,71
					Total (€)	1207,64

Tabla 48. Presupuesto PDR. Fuente: Elaboración propia

Componente	Modelo	Unidades	Coste (u)	Coste Total (€)
PDR	RAPTION 50 TRIO V17130	1	32470,00	32470,00

Tabla 49. Presupuesto del proyecto. Fuente: Elaboración propia

Total Presupuesto (€)	
GFV	29836,40
Instalación eléctrica	1207,64
PDR	32470,00
Total (€)	63514,04
IGIC 7 %	4445,98
Total Presupuesto (€)	67960,02

Sumando todos los presupuestos parciales tenemos un presupuesto total del proyecto de SESENTA Y SIETE MIL NOVESCIENTOS SESENTA CON DOS CÉNTIMOS DE EURO (67960,02 €).

Fecha: Enero 2019.

Firma: Carlos Jesús Granado Benítez.

9.2 Estudio económico en potencia

A la hora de estimar el presupuesto de nuestro proyecto, debemos tener en cuenta también cuál será el coste de nuestra factura eléctrica, el cual vendrá determinado tanto por la demanda de esta en forma de potencia eléctrica (kW) como por la venta en forma de energía (kWh).

En este apartado, haremos un análisis del coste de nuestra factura por término de potencia, haciendo un desglose para el mes de enero en los distintos escenarios a modo de ejemplo y, finalmente, presentando el coste final anual.

Para poder llevar a cabo este análisis debemos tener en cuenta la tarifa de electricidad contratada, la cual nos determinará el coste por término de potencia. En nuestro caso, hemos contratado la tarifa de electricidad 3.0A de ENDESA para consumos superiores a 15 kW.

Tabla 50. Tarifa electricidad 3.0A. ENDESA. Fuente: ENDESA

	Denominación Producto	Tarifa de Acceso	Precios	
			Término Potencia (€/kW mes)	Término Energía (€/kWh)
POTENCIAS > 15kW	Tarifa Elección +15	3.0A	Punta: 3,495896	0,1286
			Llano: 2,097537	
			Valle: 1,398358	

Como podemos observar, la tarifa 3.0A tiene una serie de tramos para el término de potencia: punta, llano y valle. Estos vienen definidos por el horario de consumo de dicha potencia. Por lo que el consumo de nuestros PDR vendrá asociado a la hora en la que se produce y al tramo de término de potencia correspondiente, condicionando el porte de la factura mensual.

En la Tabla 51 se puede ver el horario de estos tramos según el mes pertenezca a la franja de invierno o verano:

Tabla 51. Periodos de discriminación del término de potencia. Fuente: Elaboración propia

TARIFA DE ACCESO DE ELECTRICIDAD 3.0A		
Periodo de discriminación	Invierno	Verano
P1 - Punta	18-22h	11-15h
P2 - Llano	8-18h	8-11h
	22-24h	15-24h
P3 - Valle	0-8h	0-8h

Para estos horarios en los periodos de discriminación adjuntos se registrarán los escenarios energéticos establecidos a continuación:

9.2.1 Término potencia. Periodo 2020-2025

Si recordamos el escenario 1 (Figura 61), y presuponiendo la demanda establecida en este, nos refleja el siguiente comportamiento:

Tabla 52. Demanda de potencia. Escenario 1: mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Pot_80MFV (kW)	Demanda (kW)	P3 - Valle (€/kW)	P2 - Llano (€/kW)	P1 - Punta (€/kW)
6:00	0,00	50,00	-69,92		
7:20	0,00	0,00	0,00		
8:00	0,00	0,00		0,00	
9:20	6,41	0,00		13,44	
10:00	8,94	0,00		18,75	
11:20	11,98	0,00		25,12	
12:00	12,98	0,00		27,23	
13:20	13,32	0,00		27,93	
14:00	12,72	0,00		26,68	
15:20	9,27	0,00		19,44	
16:00	7,29	0,00		15,29	
17:20	0,00	0,00		0,00	
18:00	0,00	0,00			0,00
19:20	0,00	0,00			0,00
20:00	0,00	0,00			0,00
21:20	0,00	50,00			-174,79
Coste/mes (€)					-174,79

Como podemos observar, la factura en término de potencia será el pico más alto de esta en el día, que suponiendo el mismo comportamiento todo el mes tendríamos un coste de 174,79 € en factura por término de potencia. Esta se produce en el periodo punta donde no tenemos generación fotovoltaica.

El escenario 2 (Figura 62) nos cubrirá los horarios del fin de semana. En este caso, como habíamos establecido habrá cuatro demandas diarias, en las cuales debemos analizar qué pico de potencia demandan estas.

Tabla 53. Demanda de potencia. Escenario 2: mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Pot_80MFV (kW)	Demanda (kW)	P3 - Valle (€/kW)	P2 - Llano (€/kW)	P1 - Punta (€/kW)
6:00	0	50,00	-69,92		
7:20	0	0,00	0,00		
8:00	0,00	0,00		0,00	
9:20	6,41	0,00		13,44	
10:00	8,94	0,00		18,75	
11:20	11,98	0,00		25,12	
12:00	12,98	0,00		27,23	
13:20	13,32	0,00		27,93	
14:00	12,72	0,00		26,68	
15:20	9,27	50,00		-85,44	
16:00	7,29	50,00		-89,58	
17:20	0,00	0,00		0,00	
18:00	0,00	0,00			0,00
19:20	0,00	0,00			0,00
20:00	0,00	0,00			0,00
21:20	0,00	50,00			-174,79
Coste/mes (€)					-174,79

Como vemos, al estar dentro de la curva de generación, las demandas de recarga previstas para los horarios de mediodía “suavizan” el consumo de red eléctrica, por lo que no son valores a tener en cuenta en nuestro coste por factor de potencia mensual. Por lo tanto, con este tipo de factura, el porte a pagar en término de potencia será el establecido.

De forma resumida, y a término de análisis global del comportamiento anual de la instalación en los próximos 5 años, se presuponen los portes por término de potencia mostrados en la Tabla 54:

Tabla 54. Coste/año factura por término de potencia (2020-2025). Fuente: Elaboración propia

Índice de VE bajo (2020-2025)		Escenarios 1 y 2
Coste mensual en término de potencia (€)		
Enero	-174,79	
Febrero	-174,79	
Marzo	-174,79	
Abril	-104,88	
Mayo	-104,88	
Junio	-104,88	
Julio	-104,88	
Agosto	-104,88	
Septiembre	-104,88	
Octubre	-104,88	
Noviembre	-174,79	
Diciembre	-174,79	
Coste/año	-1608,11	

Donde podemos observar que los datos siguen un comportamiento durante todo el año similar al de la generación. Es decir, al estar dentro de la franja de no generación el consumo mayor, el pico de potencia es similar, lo que lo difiere es la consideración en la Tarifa 3.0A. En este caso, en los meses de verano (abril-octubre) el periodo de discriminación de la tarifa es diferente, lo que le da un precio más barato al €/kW.

9.2.2 Término potencia. Periodo 2025-2030

Si recordamos el escenario 3 (Figura 63), y presuponiendo la demanda establecida en este, nos refleja el siguiente comportamiento:

Tabla 55. Demanda de potencia. Escenario 3: mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Pot_80MFV (kW)	Demanda (kW)	P3 - Valle (€/kW)	P2 - Llano (€/kW)	P1 - Punta (€/kW)
6:00	0	50,00	-69,92		
7:20	0	50,00	-69,92		
8:00	0,00	50,00		-104,88	
9:20	6,41	0,00		13,44	
10:00	8,94	0,00		18,75	
11:20	11,98	50,00		-79,76	
12:00	12,98	0,00		27,23	
13:20	13,32	50,00		-76,95	
14:00	12,72	50,00		-78,20	
15:20	9,27	50,00		-85,44	
16:00	7,29	0,00		15,29	
17:20	0,00	0,00		0,00	
18:00	0,00	50,00			-174,79
19:20	0,00	0,00			0,00
20:00	0,00	50,00			-174,79
21:20	0,00	50,00			-174,79
				Coste/mes (€)	-174,79

Que, como vemos, aunque las demandas aumentan considerablemente, el pico de potencia sigue siendo el mismo, en las horas de generación nula.

Si atendemos al escenario 4 (Figura 64), vemos la combinación establecida de recargas rápidas y semirápidas en la demanda, lo cual refleja un comportamiento diferente a los anteriores escenarios. Sin embargo, al estar estas demandas también dentro de la curva de generación, el pico de potencia de consumo se mantiene inalterado.

Tabla 56. Demanda de potencia. Escenario 4: mes de junio. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Pot_80MFV (kW)	Demanda (kW)	P1 - Punta	P2 - Llano	P1 - Punta
6:00	0,00	50	-69,92		
7:20	0,00	50	-69,92		
8:00	0,00	50		-104,88	
9:20	9,20	0		0,63	
10:00	12,06	0		0,83	
11:20	15,83	50			-119,45
12:00	17,40	72			-190,86
13:20	20,92	72			-178,58
14:00	21,11	72			-177,92
15:20	20,17	72		-108,72	
16:00	18,81	0		1,29	
17:20	15,26	50		-72,88	
18:00	12,40	0		0,85	
19:20	0,00	0		0,00	
20:00	0,00	50		-104,88	
21:20	0,00	50		-104,88	
				Coste/mes (€)	-190,86

Cabe destacar que la representación de este balance, a modo de ejemplo, atiende al mes de junio, un mes de alta afluencia de VE.

De forma resumida, y a término de análisis global del comportamiento anual de la instalación en el periodo 2025-2030, se presuponen los portes por término de potencia mostrados en la Tabla 57.

Tabla 57. Coste/año factura por término de potencia (2025-2030). Fuente: Elaboración propia

Índice de VE alto (2025-2030)		
Coste mensual en término de potencia (€)		
Enero	-174,79	Escenario 3
Febrero	-174,79	
Marzo	-174,79	
Abril	-125,67	
Mayo	-121,36	
Junio	-190,86	Escenario 4
Julio	-186,38	
Agosto	-181,50	
Septiembre	-190,01	
Octubre	-129,67	Escenario 3
Noviembre	-174,79	
Diciembre	-174,79	
Coste/año	-1999,43	

Como conclusión del coste anual de ambos periodos podemos decir que la diferencia no es excesivamente grande entre ellos. La franja horaria es el factor clave en la diferencia de estos costes ya que la demanda es la misma.

Con ello, podemos llegar a una conclusion clara, las horas de pico de potencia son aquellas de nula generación y, por tanto, las más vulnerables. Pudiendo tomarse como medida alternativa la restricción de utilizar unicamente el servicio de recargas en la franja de generación y no al comienzo y final del día como hasta ahora.

9.3 Estudio económico en energía

Al igual que en el estudio económico por término de potencia, tendremos que hacer un análisis energético del GFV. En él tenemos que visualizar la demanda energética de los servicios de recarga frente a la venta de esta energía (capítulo 7.6. Balance Energético). La energía no demandada por los PDR será vendida a la red.

Si recordamos la Tabla 50, podemos ver el coste por término de energía que tendremos que cubrir en las demandas que así lo requieran. Por tanto, conviene hacer el mismo análisis que para el término de potencia, en los distintos escenarios.

Un aspecto a tener en cuenta es que en este caso sí podemos obtener beneficio por la energía producida en nuestro GFV que no sea consumida por los VE. Para ello debemos vender nuestra energía a la red figurando como un gestor de carga.

Acorde a la evolución de los precios en el mercado de la energía eléctrica, el cual es altamente variable, en los últimos años según OMI-Polo Español S.A. (OMIE) [52] y a precio medio anual a 2017, podemos establecer el precio al que venderemos nuestra energía a la red. Estos datos son mostrados en la Figura 117:

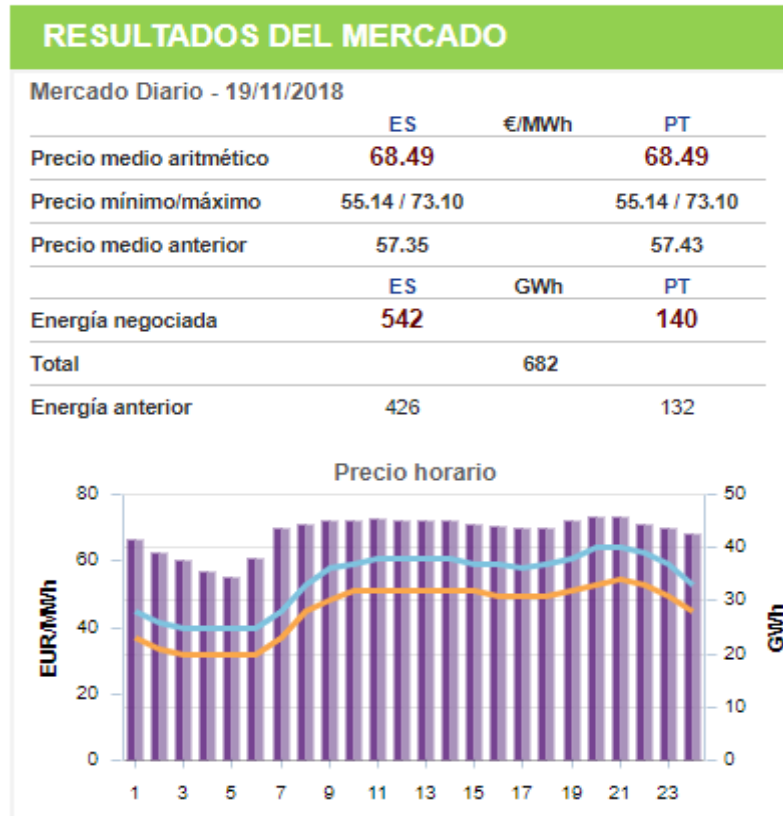


Figura 117. Precio de energía eléctrica a 19/11/2018. Fuente: OMIE

Donde podemos ver que a día 19/11/2018 el precio del kWh es de 0.06849 €.

9.3.1 Término energía. Periodo 2020-2025

Si recordamos el escenario 1 (Figura 61), y presuponiendo la demanda establecida en este, nos refleja el siguiente comportamiento:

Tabla 58. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 1. Mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	P3 - Valle (€/kWh)	P2 - Llano (€/kWh)	P1 - Punta (€/kWh)
6:00	0,00	12,50	-1,61		
7:20	0,00	0,00	0,00		
8:00	0,00	0,00		0,00	
9:20	1,37	0,00		0,09	
10:00	5,46	0,00		0,37	
11:20	12,86	0,00		0,88	
12:00	9,27	0,00		0,63	
13:20	15,86	0,00		1,09	
14:00	9,87	0,00		0,68	
15:20	14,88	0,00		1,02	
16:00	6,48	0,00		0,44	
17:20	5,95	0,00		0,41	
18:00	0,00	0,00			0,00
19:20	0,00	0,00			0,00
20:00	0,00	0,00			0,00
21:20	0,00	12,50			-1,61
BALANCE/día (kWh)	82,00	25,00		Coste/día (€)	-3,22
		57,00		Beneficio/día (€)	5,62

En este caso para el coste por término de energía se realiza un acumulado en nuestra factura de todos los gastos energéticos que las recargas de VE soliciten a diario, y que no puedan ser cubiertas por el GFV.

Del mismo modo, para el escenario 2 (Figura 62):

Tabla 59. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 2. Mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	P3 - Valle (€/kWh)	P2 - Llano (€/kWh)	P1 - Punta (€/kWh)
6:00	0	12,5	-1,61		
7:20	0	0	0,00		
8:00	0,00	0		0,00	
9:20	1,37	0		0,09	
10:00	5,46	0		0,37	
11:20	12,86	0		0,88	
12:00	9,27	0		0,63	
13:20	15,86	0		1,09	
14:00	9,87	0		0,68	
15:20	14,88	12,5		0,16	
16:00	6,48	12,5		-0,77	
17:20	5,95	0		0,41	
18:00	0,00	0			0,00
19:20	0,00	0			0,00
20:00	0,00	0			0,00
21:20	0,00	12,5			-1,61
BALANCE/día (kWh)	82,00	50		Coste/día (€)	-3,99
		32,00		Beneficio/día (€)	4,32

9.3.2 Término energía. Periodo 2025-2030

Tabla 60. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 3. Mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	P3 - Valle (€/kWh)	P2 - Llano (€/kWh)	P1 - Punta (€/kWh)
6:00	0,00	12,5	-1,61		
7:20	0,00	12,5	-1,61		
8:00	0,00	12,5		-1,61	
9:20	1,37	0		0,09	
10:00	5,46	0		0,37	
11:20	12,86	12,5		0,02	
12:00	9,27	0		0,63	
13:20	15,86	12,5		0,23	
14:00	9,87	12,5		-0,34	
15:20	14,88	12,5		0,16	
16:00	6,48	0		0,44	
17:20	5,95	0		0,41	
18:00	0,00	12,5			-1,61
19:20	0,00	0			0,00
20:00	0,00	12,5			-1,61
21:20	0,00	12,5			-1,61
BALANCE/día (kWh)	82,00	125		Coste/día (€)	-9,98
				Beneficio/día (€)	2,37

Al igual que en la Tabla 45 del apartado 7.6.2 Balance por término de energía. Periodo 2025-2030, debemos mostrar el comportamiento energético de un mes de verano, acorde al escenario 4 (Figura 64). Por lo que mostraremos, a modo de ejemplo, el coste energético de un día típico de junio.

Tabla 61. Ejemplo coste por término de energía por día. Escenario 4. Mes de junio. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Energ_80 MFV (kWh)	Demanda (kWh)	P3 - Valle (€/kWh)	P2 - Llano (€/kWh)	P1 - Punta (€/kWh)
6:00	0,00	12,5	-1,61		
7:20	0,00	12,5	-1,61		
8:00	0,00	12,5		-1,61	
9:20	6,56	0		0,45	
10:00	7,64	0		0,52	
11:20	17,11	12,5			0,32
12:00	12,30	78,5			-8,51
13:20	22,61	78,5			-7,19
14:00	15,77	78,5			-8,07
15:20	26,07	78,5		-6,74	
16:00	14,82	0		1,02	
17:20	21,91	12,5		0,64	
18:00	10,76	0		0,74	
19:20	12,73	0		0,87	
20:00	2,74	12,5		-1,25	
21:20	0,00	12,5		-1,61	
BALANCE/día (kWh)	171,02	401,5		Coste/día (€)	-38,20
				Beneficio/día	4,56

9.3.3 Balance económico en energía del GFV

Como resultado global del comportamiento de nuestro GFV, se adjuntan la Tabla 62 y Tabla 63, que resumen cuál será el comportamiento energético de nuestra instalación en la próxima década (estimados para un precio constante de energía eléctrica (€/kWh)).

Tabla 62. Balance económico. Periodo 2025-2030. Fuente: Elaboración propia

Balance económico. Índice de VE bajo (2020-2025)			Escenarios 1 y 2
	Coste (€)	Ahorro (€)	
Enero	-96,21	146,85	
Febrero	-94,73	183,34	
Marzo	-92,17	257,55	
Abril	-90,02	269,29	
Mayo	-90,02	298,98	
Junio	-90,02	314,26	
Julio	-90,02	338,50	
Agosto	-90,02	312,78	
Septiembre	-90,26	250,84	
Octubre	-92,17	199,61	
Noviembre	-95,86	151,14	
Diciembre	-96,53	134,56	
Total/año	-1108,03	2857,71	

Tabla 63. Balance económico. Periodo 2025-2030. Fuente: Elaboración propia

Balance económico. Índice de VE alto (2025-2030)			Escenario 3
	Coste (€)	Ahorro (€)	
Enero	-309,49	73,53	
Febrero	-274,03	100,76	
Marzo	-277,88	181,64	
Abril	-253,43	181,34	Escenario 4
Mayo	-251,94	214,96	
Junio	-1145,86	136,69	
Julio	-1155,17	152,70	
Agosto	-1170,36	132,31	
Septiembre	-1164,62	87,45	Escenario 3
Octubre	-291,59	138,01	
Noviembre	-297,80	76,83	
Diciembre	-315,03	62,69	Escenario 3
Total/año	-6907,21	1538,89	

Como podemos observar, el periodo crítico en nuestra instalación es el periodo 2025-2030, donde tenemos un balance anual negativo.

9.4 Viabilidad económica

Para poder dar valor a estos balances económicos y poder estudiar el en profundidad el periodo de amortización y rentabilidad de nuestra inversión en el periodo de tiempo deseado, utilizamos los conceptos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

El concepto de Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Este concepto se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (20)$$

Donde:

- I_0 : Inversión que se realiza en el momento inicial.
- k : tipo de interés que se exige a la inversión.
- F_t : flujos de dinero en cada periodo t .
- n : número de periodos de tiempo.

El concepto de Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado. Esta relación se muestra en la expresión siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (21)$$

Un proyecto de instalación de un generador fotovoltaico real debe contemplar todos los aspectos económicos de coste de la inversión, incluidos los de la financiación, el acceso a subvenciones, el de personal, obra civil, materiales y equipos, seguros, mantenimiento, etc.

En este TFG sólo se ha tenido en cuenta el coste de los materiales y equipos sobre los que se ha realizado el cálculo, es decir, módulos fotovoltaicos, inversores, cableado y protecciones debido a la dificultad de disponer de todos los datos económicos.

Además, se han hecho las siguientes consideraciones que afectarán al cálculo del VAN y el TIR:

- El importe de la inversión inicial es el de la cantidad que figura en el presupuesto.
- El flujo de dinero será el mismo para todos los años considerados en el estudio y su importe se calcula en base a los precios de la electricidad, tanto en la tarifa contratada por el Ayuntamiento (Tarifa 3.0) (Tabla 51), como en el precio medio del pool del mercado eléctrico en el último año (Figura 117).
- El periodo de tiempo para el estudio será aquel donde el VAN se haga positivo, lo que indicará que la instalación estará amortizada y empezará a ser rentable. Ese mismo periodo será el utilizado para el cálculo del TIR.

Para el cálculo del VAN de nuestro proyecto hemos presupuesto una subvención económica por parte de los distintos organismos oficiales y administraciones públicas, la cual subvenciona este tipo de instalaciones facilitando su amortización. En nuestro caso, la subvención presupuesta es del 40% del presupuesto total del proyecto. Esto se muestra en la Tabla 64, donde además mostramos el tipo de interés k que se exige a la inversión:

Tabla 64. Presupuesto del proyecto con subvención del 40%. Fuente: Elaboración propia

Presupuesto proyecto	
Presupuesto inicial (€)	67960,02
Subvención 40% (€)	27184,01
Inversión inicial	40776,01
Tipo de interés	1,00%

Como pudimos observar en los estudios económicos de los apartados 9.2 Estudio económico en potencia y 9.3 Estudio económico en energía, la instalación presenta un balance económico ligeramente positivo en el periodo 2020-2025 y esto se refleja en la Tabla 65:

Tabla 65. Balance económico del proyecto. Periodo 2020-2025. Fuente: Elaboración propia

	Coste_Potencia/año (€)	Coste_Energía/año (€)	Beneficio/año (€)
	-1608,11	-1108,03	2857,71
Balance/año (€)	141,57		
Balance (2020-2025) (€)	707,85		

Esto pequeño balance positivo nos da una clara idea de que no existirá un periodo en el que se amortice nuestro proyecto frente a tales ingresos económicos anuales. Este análisis se refleja en la Tabla 66:

Tabla 66. Amortización económica. Periodo 2020-2025. Fuente: Elaboración propia

Amortización económica (2020-2025)		
Año	Flujo de dinero (€)	VAN (€)
0	-40776,01	-40776,01
1	141,57	-40635,84
2	141,57	-40497,06
3	141,57	-40359,66
4	141,57	-40223,61
5	141,57	-40088,91

Cabe destacar, que se obvia el cálculo de los siguientes cinco años ya que el balance económico es negativo.

9.4.1 Adecuación del perfil de consumo al GFV

Un aspecto importante a tener en cuenta son los beneficios que supondrá nuestra instalación en las horas en las que el GFV produce energía y no tenemos ninguna demanda de esta.

Para ello debemos darnos de alta como productor energético a través de la figura del gestor de carga, el cual nos permitirá poder incorporar a la red toda la energía eléctrica producida.

Es importante recordar que el fin de nuestro proyecto es intentar realizar un generador cien por cien limpio, o, en su defecto, en su máximo exponente. Es por ello que nuestra figura como gestor de carga se basará en realzar a los futuros clientes de esta energía que su proveniencia es de fuentes limpias.

Además, otra alternativa es actuar como proveedor de esta energía si nos damos de alta en una cooperativa que ofrezca suministro eléctrico con un modelo cien por cien renovable. Para ello, nos hemos ceñido como referencia a la cooperativa “Som Energia”. Som Energia es una cooperativa de consumo de energía verde sin ánimo de lucro cuya principal actividad es la comercialización y producción de energía de origen renovable [53].

Como pudimos analizar en el los apartados 9.2 Estudio económico en potencia y 9.3 Estudio económico en energía, el principal inconveniente que influye en nuestro balance económico global del proyecto es la demanda de recargas a primera y última hora del día, acorde al primer y último servicio de naviera.

En ellos, el término de potencia es el que realmente incrementa el valor negativo de este balance, por estar en los periodos de discriminación P1 (Punta) y P3 (Valle), especialmente el coste de este último.

Una posible solución que subsane este hecho y que, además, cumpla con uno de nuestros objetivos, la alimentación eléctrica de los VE de manera cien por cien limpias, es que estas recargas se demanden en un horario donde la generación sea notoria y puedan ser cubiertas con ella sin ninguna necesidad de la red eléctrica.

Esta restricción planteada, con las solicitudes de recarga dentro de la curva de generación, tendrían un comportamiento diario similar al mostrado en la Figura 118:

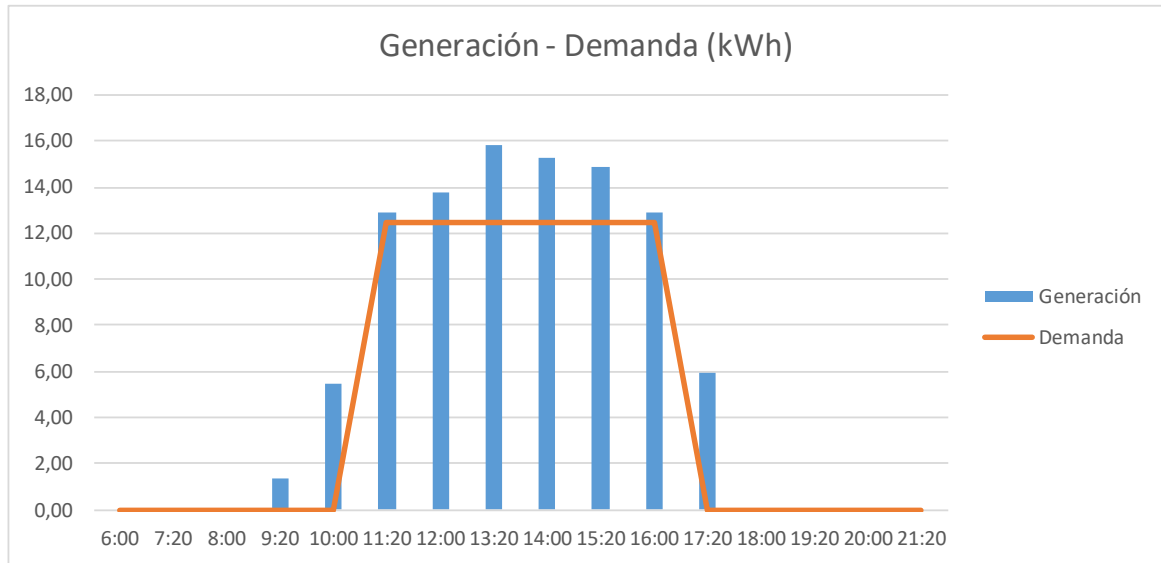


Figura 118. Generación - Demanda (kWh). Fuente: Elaboración propia

A modo de ejemplo, se muestra en la Figura 119 este posible escenario para el mes de enero, readaptando el escenario 1 (Figura 61), al cual llamaremos escenario 5:

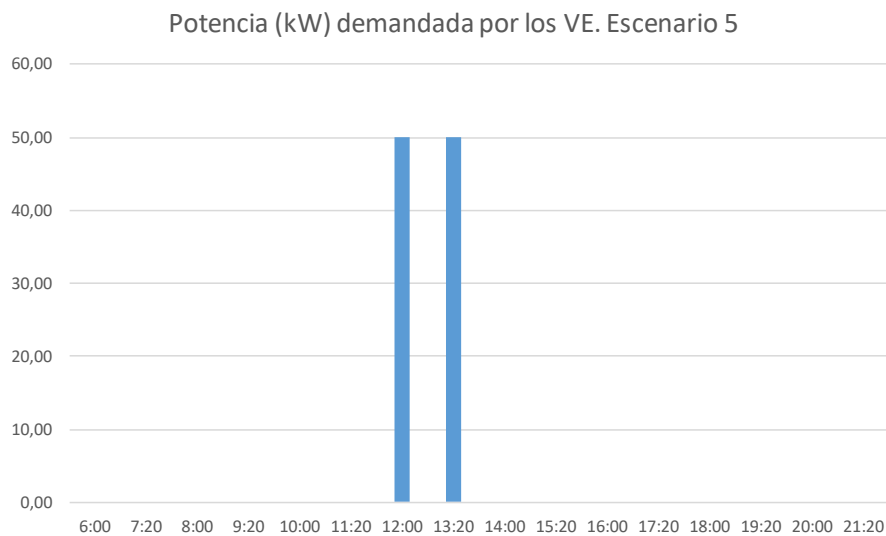


Figura 119. Escenario 5. Demanda dentro de curva de generación. Enero. Fuente: Elaboración propia

Y, analizando el comportamiento diario que tendrían estas demandas de potencia de los PDR, tendríamos de forma mensual una reducción considerable en nuestro coste de factura por término de potencia:

Tabla 67. Demanda de potencia diaria. Escenario 5. Mes de enero. Fuente: Elaboración propia

Entrada y salida de barcos	Pot_80MFV (kW)	Demanda (kW)	P3 - Valle (€/kW)	P2 - Llano (€/kW)	P1 - Punta (€/kW)
6:00	0,00	0,00	0,00		
7:20	0,00	0,00	0,00		
8:00	0,00	0,00		0,00	
9:20	6,41	0,00		13,44	
10:00	8,94	0,00		18,75	
11:20	11,98	0,00		25,12	
12:00	12,98	50,00		-77,65	
13:20	13,32	50,00		-76,95	
14:00	12,72	0,00		26,68	
15:20	9,27	0,00		19,44	
16:00	7,29	0,00		15,29	
17:20	0,00	0,00		0,00	
18:00	0,00	0,00			0,00
19:20	0,00	0,00			0,00
20:00	0,00	0,00			0,00
21:20	0,00	0,00			0,00
				Coste/mes (€)	-77,65

Si extrapolamos el comportamiento de este balance y lo equiparamos al del escenario 1 planteado (Figura 61), vemos como la diferencia es significativa a nuestro favor reduciéndose los costes por término de potencia en cien euros mensuales aproximadamente.

La Tabla 68, recoge la comparativa entre los costes para el escenario 1 y el nuevo escenario 5:

Tabla 68. Comparativa escenarios 1 y 2 frente a escenario 5. Fuente: Elaboración propia

Índice de VE bajo (2020-2025)		
Coste mensual en término de potencia (€)		
	Escenario 1	Escenario 5
Enero	-174,79	-77,65
Febrero	-174,79	-73,35
Marzo	-174,79	-65,24
Abril	-104,88	-114,38
Mayo	-104,88	-115,97
Junio	-104,88	-113,95
Julio	-104,88	-109,47
Agosto	-104,88	-104,59
Septiembre	-104,88	-113,10
Octubre	-104,88	-122,62
Noviembre	-174,79	-76,42
Diciembre	-174,79	-78,44
Coste/año (€)	-1608,11	-1165,18

Cabe destacar que a modo de simplificación se ha supuesto el mismo comportamiento del escenario 5 para todos los días del mes, al contrario que el estudio ya realizado en el proyecto que comprendía los escenarios 1 y 2 según día intersemanal o fin de semana.

Es notorio que, aunque uno de los objetivos que perseguíamos era evitar estos picos de potencia por el coste que suponía el periodo de discriminación P3 (Valle), en los meses de verano este es más negativo en el nuevo escenario, ya que las demandas de potencia se sitúan en el periodo P1 (Punta) (Tabla 51).

Con todo ello, se muestra a modo de visualización, el nuevo balance económico para el periodo 2020-2025 (Tabla 69) y la lenta amortización que tendría nuestro proyecto en este mismo periodo (Tabla 70):

Tabla 69. Balance económico del proyecto con escenario 5. Periodo 2020-2025. Fuente: Elaboración propia

	Coste_Potencia/año (€)	Coste_Energía/año (€)	Beneficio/año (€)
	-1165,18	-1108,03	2857,71
Balance/año (€)	584,5		
Balance (2020-2025) (€)	2922,50		

Tabla 70. Amortización económica con escenario 5. Periodo 2020-2025. Fuente: Elaboración propia

Amortización económica (2020-2025)		
Año	Flujo de dinero (€)	VAN (€)
0	-40776,01	-40776,01
1	584,5	-40197,30
2	584,5	-39624,32
3	584,5	-39057,01
4	584,5	-38495,31
5	584,5	-37939,18

9.4.2 Gestor de carga

Como hemos podido ver en el análisis anterior para el nuevo escenario planteado, resulta complicado sustentar una infraestructura de esta índole frente al recurso energético del que disponemos (principalmente en el periodo 2025-2030 estudiado) incluso con nuestra demanda energética dentro de la curva de generación.

Es por ello que planteamos la posibilidad de implantar un modelo de negocio que nos permita por un lado garantizar una recarga periódica y segura con total

disponibilidad para el cliente que demande el servicio, y por otro amortizar la inversión de la instalación en un plazo razonable de tiempo.

Para poder realizar una estimación del modelo de negocio, primeramente, nos hemos ceñido al parque de vehículos que circulan actualmente por nuestras carreteras a través de los datos proporcionados por el Instituto Canario de Estadística (ISTAC) [54], así como por las estimaciones del estudio realizado por el ITC [15].

Si relacionamos el parque de vehículos actual junto con las estimaciones realizadas por el ITC podemos saber qué cantidad de VE habrá aproximadamente en la próxima década. La Tabla 71 recoge estas cifras:

Tabla 71. Parque de vehículos en Canarias. Fuente: Elaboración propia

Fuente	Año	Ámbito	Parque de vehículos turismo
ISTAC	2017	Canarias	1134332
		Gran Canaria	439075
ITC	2030	Canarias	1428678 (298698 VE)
		Gran Canaria	117299 (VE)

Ciñéndonos al escenario 4 (Figura 64), como el escenario más vulnerable y futuro próximo para nuestros VE, estimamos 15 recargas diarias, lo cual hacen 450 recargas mensuales en nuestros PDR.

Esto supone únicamente el 0,4% de los VE tipo turismo que circularán por Gran Canaria en 2030 (117299).

Estimamos que establecerán recargas de 12.5 kWh (similares a las planteadas en los distintos escenarios del apartado 7.2.2 Estudio de perfiles de consumo, teniendo un gasto total por término de energía de:

Tabla 72. Costes demanda energética recargas VE. Fuente: Elaboración propia

Costes - Demanda energética recargas VE				
VE	Energía demandada (KWh)	Precio/KWh	Coste/día (€)	Coste/mes (€)
450	12,5	0,1286	723,38	21701,25

Por otro lado, debemos ver el beneficio que nos generarán estas recargas. Para ello debemos establecer el concepto del abono mensual. El abono mensual es un sistema a implantar en la red de PDR futura que nos garantizan una tarifa ilimitada de recargas, donde y cuando quiera, por un precio único al mes. Además, como comentamos anteriormente en este capítulo, garantizándonos el origen 100% limpio del suministro de esta energía.

Haciendo una estimación del gasto promedio mensual de carburante de un vehículo tipo turismo en Gran Canaria, establecemos unos valores promedio de 50, 75 y 100 € como precio del abono mensual. Esto supone un ahorro considerable si consideramos el precio del litro de carburante y el precio en alza del barril en los últimos años.

Por tanto, según el precio del abono contratado podemos concluir unos beneficios netos de:

Tabla 73. Beneficios por abono mensual. Fuente: Elaboración propia

	Ingresos - Abono mensual (€)		
VE	50	75	100
450	22500,00	33750,00	45000,00

Y concluyendo, el balance final entre beneficios y gastos que resultará finalmente se muestra en la Tabla 74:

Tabla 74. Balance económico con abono mensual para recargas de VE. Fuente: Elaboración propia

	Balance económico (€)		
Abono/mes (€)	50	75	100
Ingresos - Abono mensual (€)	22500,00	33750,00	45000,00
Costes - Demanda energética (€)	21701,25		
Beneficio/mes (€)	798,75	12048,75	23298,75
Beneficio/año (€)	9585,00		

Con todo ello, la amortización económica perseguida con este sistema de abonado mensual tendría el comportamiento que se muestra en la Tabla 75:

Tabla 75. Amortización económica con escenario 5. Periodo 2025-2030. Fuente: Elaboración propia

Amortización económica con abono mensual (2025-2030)		
Año	Flujo de dinero (€)	VAN (€)
0	-40776,01	-40776,01
1	9585,00	-31285,91
2	9585,00	-21889,78
3	9585,00	-12586,67
4	9585,00	-3375,67
5	9585,00	5744,13

Que como vemos empieza a ser amortizada a partir del décimo año del inicio del funcionamiento del proyecto (2020).

Cabe destacar que en este nuevo estudio económico no se ha tenido en cuenta el término de potencia sino el término de energía, ya que no son equiparables ambos costes. Esto se debe a que el término de potencia es independiente de la cantidad de VE existentes, teniendo un único coste nuestra factura al mes. Dato que sí es relevante para el término de energía por el alto coste energético que suponen la demanda energética de las recargas.

Capítulo 10. Conclusiones

En relación a cerrar una conclusión que englobe este proyecto podemos atacar esta desde distintos aspectos: temático, proceso de desarrollo del proyecto y económico.

Respecto al ámbito temático abarcado en este proyecto, las energías renovables, este es un proyecto más que refuerza la fuerte apuesta que se debe hacer por esta tecnología y especialmente en un sistema de red delicado como Canarias. Un modo de oferta-demanda energético que garantiza la sostenibilidad y da apoyo a otras alternativas en un mundo donde el progreso tecnológico es un hecho incuestionable.

Respecto al recurso energético disponible, los problemas existentes en cuanto al recurso eólico nos han hecho reducir nuestras expectativas en cuanto a la implantación de un generador híbrido, y optando finalmente solo por un GFV.

Este inconveniente se ha resuelto con gran notoriedad puesto que se ha optado por dar una gran viabilidad a los PDR que nos permitiera obtener un beneficio económico a corto plazo y que compensara en gran medida la limitada generación fotovoltaica.

Además, el hecho de dar apertura al uso de los PDR en horario de generación ha compensado en gran medida estos consumos de potencia, en horarios en los que la generación es mínima o nula, pudiendo proporcionar una recarga proveniente directamente de la energía generada en nuestra instalación.

Otro aspecto reseñable es la alta escalabilidad de este tipo de proyectos. Posee una gran flexibilidad a la hora de realizar cambios y adaptar o quitar elementos de la instalación sin suponer un coste elevado. Por lo que su reparación no supone pérdidas notorias, o ampliar o reducir la instalación en caso de modificación de la infraestructura donde se instale.

Respecto a la visión personal hacia las propuestas de mejora que se han concluido al cerrar este proyecto se puede extraer que la zona norte de isla es una zona explotable energéticamente donde existe un recurso solar abundante y donde se debe apostar por un medio de transporte limpio.

Capítulo 11. Bibliografía

- [1] M. G. Aller, “El mundo sin petróleo se acerca y no será el apocalipsis,” 2017. [Online]. Available: <https://www.elindependiente.com/economia/2017/02/04/el-mundo-sin-petroleo-se-acerca-y-no-sera-el-apocalipsis/>.
- [2] Redacción BBC Mundo, “COP21: aprueban histórico acuerdo contra el cambio climático en la cumbre de París,” 2015. [Online]. Available: https://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/12/151211_cumbre_clima_paris_cop21_acuerdo_az.
- [3] Ekidom S.L., “ekidom Energías Renovables,” *Historia de la Energía Eólica*. [Online]. Available: <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>.
- [4] Global Wind Energy Council - GWEC, “Global Wind Report 2017,” 2017. [Online]. Available: <http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/>.
- [5] Comisión Europea, “Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es#tab-0-0.
- [6] Red Eléctrica de España - REE, “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2017.” [Online]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2017.pdf.
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE, “Mapas de España.” [Online]. Available: http://atlaseolico.idae.es/index.php?pag=descarga_mapas_espana.
- [8] Asociación Empresarial Eólica - AEE, “Potencia instalada y generación.” [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion>.
- [9] Sitiosolar, “La historia de la energía solar fotovoltaica,” 2013. [Online]. Available: <http://www.sitiosolar.com/la-historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>.
- [10] Global Solar Council - GSC, “GLOBAL MARKET OUTLOOK For Solar Power.” [Online]. Available: http://www.globalsolarcouncil.org/global_market_outlook.
- [11] Ministerio de Industria Energía y Turismo, “BOE 13681 - Real Decreto 1053/2014,” 2014. [Online]. Available: <http://www.boe.es/boe/dias/2014/12/31/pdfs/BOE-A-2014-13681.pdf>.
- [12] Diario Oficial de la Unión Europea, “DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO,” 2014. [Online]. Available: <https://www.boe.es/doue/2014/307/L00001-00020.pdf>.
- [13] Francisco Martín Moreno, “Vehículos Eléctricos. Historia, Estado Actual Y Retos Futuros,” *European Scientific Journal*, 2016. [Online]. Available: <https://eujournal.org/index.php/esj/article/viewFile/7393/7121>.
- [14] International Energy Agency - IEA, “Global EV Outlook 2018,” 30 Mayo 2018. [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2018>.
- [15] Instituto Tecnológico de Canarias S.A. - ITC, “Estudio para la implantación del Vehículo Eléctrico en Canarias.” [Online]. Available:

http://ve.renovae.org/files/Estudio_Implantacin_Vehculo_Elctrico_-_Noviembre_2013.pdf.

- [16] C. y C.-G. de C. Consejería de Economía, Industria, “Directrices de Ordenación Sectorial de Energía (DOSE).” [Online]. Available: <http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/planificacion/dose>.
- [17] “Puntos de recarga.” [Online]. Available: <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/mapa?qsearch=Gran+Canaria>.
- [18] Consejo Insular de Energía - Cabildo de Gran Canaria, “PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES. ‘Red Insular de Recarga de Vehículos Eléctricos de Gran Canaria – Fase I,’” 2018. [Online]. Available: <http://www.energiagrancanaria.com/wp-content/uploads/2018/01/Pliego-de-Prescripciones-Técnicas-Particulares-OB01-2018.pdf>.
- [19] Óscar Perpiñán Lamigueiro - UPM, “Geometría Solar - Energía Solar Fotovoltaica.” [Online]. Available: <http://oscarperpinan.github.io/esf/GeometriaSolar.pdf>.
- [20] SunEarthTools, “Posición del Sol.” [Online]. Available: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es.
- [21] Asea Brown Bober Ltd - ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10 - Plantas fotovoltaicas,” 2011. [Online]. Available: <https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/interruptores-automaticos/documentacion/cuadernos-de-aplicaciones-tecnicas>.
- [22] Organización Meteorológica Mundial - OMM, “No Title.” [Online]. Available: https://www.wmo.int/pages/index_es.html.
- [23] Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS, “Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology,” *Último acceso - 2012*, 2012. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [24] Comisión Europea, “Instituto para la energía y el transporte - IET.” [Online]. Available: <https://iet.jrc.ec.europa.eu/>.
- [25] Lorenzo Rodríguez de Luis - Universidad de Jaén (UJA), “La célula solar,” 2006. [Online]. Available: https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/3_celula_00.htm.
- [26] “UNE-EN 50380:2003.” [Online]. Available: <https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas/une/?c=N0030343>.
- [27] J. L. Rodríguez Amenedo, S. Arnalte Gómez, and J. C. Burgos Díaz, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, 1st ed. 2003.
- [28] Asea Brown Bober Ltd - ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12 - Plantas eólicas,” 2012. [Online]. Available: <https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/interruptores-automaticos/documentacion/cuadernos-de-aplicaciones-tecnicas>.
- [29] Mukund R. Patel, *Wind and Solar Power Systems. Design, analysis and Operation*, 2nd ed. CRC Press - Taylor & Francis Group, 2006.
- [30] Infraestructura de Datos Espaciales de Canarias- IDECanarias - Gobierno de

- Canarias, “Visor GrafCan - Sistema de Información Territorial de Canarias.” [Online]. Available: <http://visor.grafcan.es/visorweb/>.
- [31] Puertos Canarios, “Puerto de Las Nieves,” 2016. [Online]. Available: <https://puertoscanarios.es/project/puerto-de-las-nieves/>.
- [32] G. de E. Ministerio para la transición ecológica, “AEMET - Agencia Estatal de Meteorología.” [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos>.
- [33] Boletín Oficial del Estado - BOE, “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-52 - Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/ITC_BT_52.pdf.
- [34] “CIRCUTOR.” [Online]. Available: <http://circutor.es/es>.
- [35] “KLiUX Energies.” [Online]. Available: <http://www.kliux.com/>.
- [36] “AEOLOS.” [Online]. Available: <http://www.windturbinestar.com/Aerogeneradores.html>.
- [37] Panasonic, “VBHN330SJ47 / N330.” [Online]. Available: <https://eu-solar.panasonic.net/en/solar-panel-vbhn325sj47-vbhn330sj47.htm#>.
- [38] “Solarstem.” [Online]. Available: <https://solarstem.com/>.
- [39] “Inversor FRONIUS SYMO 5.0-3-M.” [Online]. Available: <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos/todos-los-productos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-5-0-3-m>.
- [40] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-40 - INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf.
- [41] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-22 - PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf.
- [42] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-23 - PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_23_jul12R2.pdf.
- [43] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-19 - INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS. PRESCRIPCIONES GENERALES.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_19_feb09R2.pdf.
- [44] “PRYSMIAN GROUP.” [Online]. Available: <https://es.prysmiangroup.com/>.
- [45] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-01 - TERMINOLOGÍA.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/ITC_BT_01.pdf.
- [46] df Electric, “fusible 491630.” [Online]. Available: <http://www.df-sa.es/products/photovoltaic/gPV-cylindrical-fuse-links>.
- [47] df Electric, “Portafusibles PMX-PV 10x38 485150.” [Online]. Available: <http://www.df-sa.es/es/?portfolio=bases-portafusibles-fotovoltaicos-pmx-pv>.

- [48] Schneider Electric, “Magnetotérmico A9F79416.” [Online]. Available: <https://www.schneider-electric.es/es/product/A9F79416/interruptor-automático-magnetotérmico-ic60n---4p---16a---curva-c/>.
- [49] DIRECT electro, “Interruptor diferencial.” [Online]. Available: <https://www.direct-electro.es/interruptor-diferencial>.
- [50] Schneider Electric, “Interruptor seccionador VBDN20.” [Online]. Available: <https://www.schneider-electric.es/es/product/VBDN20/tesys-mini-vario---interruptores-seccionadores-para-montaje-en-puerta---20-a/?range=624-tesys-vario-y-tesys-mini-vario&node=166397905-interruptores-en-carga>.
- [51] “INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA (ITC) BT-08 - SISTEMA DE CONEXIÓN DE MASAS.” [Online]. Available: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/ITC_BT_08.pdf.
- [52] OMI-Polo Español S.A., “OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio>.
- [53] “Som Energia.” [Online]. Available: <https://www.somenergia.coop/es/>.
- [54] Gobierno de Canarias, “Instituto Canario de Estadística - ISTAC.” [Online]. Available: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/>.

ANEXOS

ANEXO I. Tablas de datos medioambientales

2014	MEDIAMÁX/MES (°C)	MEDIAMÍN/MES (°C)
ENERO	21	16
FEBRERO	20	16
MARZO	21	16
ABRIL	23	18
MAYO	23	19
JUNIO	24	20
JULIO	26	21
AGOSTO	27	22
SEPTIEMBRE	28	23
OCTUBRE	28	22
NOVIEMBRE	24	20
DICIEMBRE	23	17

2015	MEDIAMÁX/MES (°C)	MEDIAMÍN/MES (°C)
ENERO	21	16
FEBRERO	20	15
MARZO	22	16
ABRIL	22	17
MAYO	25	19
JUNIO	24	20
JULIO	28	22
AGOSTO	28	23
SEPTIEMBRE	28	23
OCTUBRE	27	22
NOVIEMBRE	26	20
DICIEMBRE	26	18

2016	MEDIAMÁX/MES (°C)	MEDIAMÍN/MES (°C)
ENERO	24	18
FEBRERO	21	17
MARZO	21	16
ABRIL	22	17
MAYO	23	18
JUNIO	26	20
JULIO	27	21
AGOSTO	29	23
SEPTIEMBRE	27	22
OCTUBRE	26	21
NOVIEMBRE	24	19
DICIEMBRE	24	18

MEDIA GENERAL NOCTURNA (2014-2015-2016)					
	2014	2015	2016	Media (km/h)	Media (m/s)
Enero	15	15	11	14	3,82
Febrero	16	17	17	16	4,57
Marzo	18	17	15	16	4,58
Abril	17	14	13	15	4,06
Mayo	17	16	14	16	4,34
Junio	16	14	19	16	4,46
Julio	18	22	21	20	5,62
Agosto	23	21	19	21	5,82
Septiembre	12	9	19	13	3,70
Octubre	9	10	11	10	2,79
Noviembre	15	13	13	14	3,82
Diciembre	13	8	12	11	3,08

MEDIA GENERAL DIURNA (2014-2015-2016)					
	2014	2015	2016	Media (km/h)	Media (m/s)
Enero	16	16	13	15	4,18
Febrero	18	19	19	19	5,22
Marzo	22	18	18	19	5,32
Abril	21	19	16	19	5,16
Mayo	21	19	19	20	5,48
Junio	20	20	23	21	5,78
Julio	22	25	26	24	6,74
Agosto	26	24	22	24	6,67
Septiembre	16	13	23	18	4,87
Octubre	13	14	15	14	3,91
Noviembre	17	15	17	16	4,52
Diciembre	13	8	13	11	3,15

ANEXO II. Emplazamiento y características de los puntos de recarga

	NSICLP	Potencia	Punto	Municipio	Coordenadas UTM	
					X	Y
1	291636	55	CAIRASCO DE FIGUEROA, FTE PIZZERÍA, PTO NIEVES, 35489, GRAN CANARIA, LAS PALMAS	Agaete	430160.00 E	3108698.00 N
2	295431	22	AV Polizón, PK Iglesia, Playa de Arinaga	Agüimes	460.864,19	3.081.599,25
3	291637	22	ALCALDE SUÁREZ FRANCHY 36, ARUCAS, 35400	Arucas	448596.00 E	3110354.00 N
4	295572	22	Cruce GC-41, GC-30	Firgas	444742.00 E	3109278.00 N
5	291638	22	CAPITAN QUESADA 26, V.ELECTRICO, GÁLDAR, 35460	Gáldar	435978.00 E	3113493.00 N
6	296224	22	Lomo Guillén junto Hiperdino	Guía	437613.00 E	3113073.00 N
7	295798	22	Avda. Carlos V	Ingenio	460009.00 E	3087353.00 N
8	291643	22	RECARGA V.E. en GABARRA, ESQUINA PS. CHARCO, LA PLAYA, 35479	La Aldea de San Nicolás	419675.00 E	3097959.00 N
9	291645	22	AV. TOMAS ROCA BOSCH, RECARGA VE, PUERTO RICO, 35130	Mogán	430085.00 E	3073937.00 N
10	291644	22	PICO LOMITO, FRENTE CEMENTERIO, MOYA, 35420	Moya	442676.00 E	3109476.00 N
11	295443	22	C/ Nueva 5-7	Santa Brígida	450969.00 E	3101048.00 N
12	295432	22	CR GC-65 Junto Iglesia	Santa Lucía	446734.00 E	3087626.00 N
13	295605	22	Cruz de Tejeda, s/n, (Aparcamiento Parador)	Tejeda	441050.21 E	3098125.89 N
14	292338	22	MARETA LA, V. ELECTRICO, TELDE	Telde	461810.00 E	3098513.00 N
15	295434	22	Pérez Villanueva ,22	Teror	446013.00 E	3103908.00 N
16	295604	22	Párroco José Hernández Acosta, 11. Museo Etnográfico	Valleseco	443435.00 E	3102975.00 N
17	291653	22	AVDA. JUAN CARLOS I 5, RECARGA VE	Valsequillo	451072.00 E	3096327.00 N

ANEXO III. Infraestructuras existentes de puntos de recarga de VE en Gran Canaria

PDR	Conector/Potencia	Ubicación	Municipio
1	TYPE 2 (Mennekes) 32A / 22 kW / 400 V	Parking de Guanarteme. Calle Rafael Almeida, 8-10, 35007	Las Palmas de Gran Canaria
2	2 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW	Centro Comercial Las Arenas. Ctra. del Rincón, 15, 35010	Las Palmas de Gran Canaria
3	4 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Mercadona Puerto Rico. Calle Madrid, 44- 48, 35130	Mogán
4	2 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Hotel Cordial Mogán Playa Av. Los Marrero, 2, 35138 Lomo Quiebre	Mogán
5	TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Zona Industrial Llano Alegre, Calle Carmelo Talavera Quevedo, 35458	Guía
6	60 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Centro Comercial Los Alisios	Las Palmas de Gran Canaria

		GC-308, 15, 35018	
7	3 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Concesionario BMW i Av. Escaleritas, 178, 35019	Las Palmas de Gran Canaria
8	2 x Tesla Dest.Charger (Mod S) 400V / 32A / 22 kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW	Centro Comercial El Mirador Av. Santa Rita de Casia, 55, 35220	Telde
9	2 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Urb. Residencial Las Huertas Calle Lomo Guillén, 11, 35450	Guía
10	3 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW	Institución Ferial de Canarias, INFECAR Av. de la Feria, 20, 35012	Las Palmas de Gran Canaria
11	2 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW	Aparcamientos Sagulpa FastPark Calle León y Castillo, 266, 35005	Las Palmas de Gran Canaria
12	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Centro de ocio Holiday World GC-500, Maspalomas, 35100	San Bartolomé de Tirajana

13	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW 1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW	Aparcamiento El Rincón, Carretera del Rincón, 29, 35010	Las Palmas de Gran Canaria
14	1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	BRICOMART, Centro Comercial El Mirador Av. Santa Rita de Casia, 55, 35220	Telde
15	6 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Lidl Av. Juan Carlos I, 5, 35019	Las Palmas de Gran Canaria
16	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Hotel Avenida de Canarias Av. de Canarias, 264, 35110	Santa Lucía
17	2 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Hotel Ocean Hill Av. de la Cornisa, 25, 35130	Mogán
18	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW 1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW	Aparcamiento Subida de Mata Sagulpa Calle Ing. José Bosch y Sintés, 5, 35014	Las Palmas de Gran Canaria
	2 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW	Aparcamiento Sanapú	Las Palmas de Gran Canaria

19	1 x Schuko (EU Plug) 2 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 4 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 16A / 3.7 kW	Avenida de Los Consignatarios, s/n, 35008	
20	2 x TYPE 2 (Mennekes) (*)	Concesionario de Automóviles Domingo Alonso Gran Canaria Calle Castor Gómez Navarro, 1, 35014	Las Palmas de Gran Canaria
21	1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 10A / 7.00kW (*)	Nissan – Brisa Motor Calle Dr. Juan Domínguez Pérez, 137, 35008	Las Palmas de Gran Canaria
22	2 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Eyser Hidráulica Servicios Hidráulicos y Neumática Calle Cuzco, 2 35008	Las Palmas de Gran Canaria
23	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 16A / 3.7 kW	Icamotor Calle Alfredo Martín Reyes, 7 35014	Las Palmas de Gran Canaria
24	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 10A / 2.50 kW (*)	Bandama	Santa Brígida

		Ctra. Bandama, 57, 35310	
25	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW	HiperDino Miller Calle Luis Correa Medina, 9, 35013	Las Palmas de Gran Canaria
26	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 16A / 3.7 kW 1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 16A / 3.7 kW	Ayuntamiento de Ingenio Av. Plaza de la Candelaria, 1 35250	Ingenio
27	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 12A / 2.76 kW (*)	CC El Mirador	Telde
28	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Restaurante Guiniguada Lugar Utiaca, 15 35328	Vega de San Mateo
29	2 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW 2 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW 1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4kW	Aparcamientos / Parkhaus Elder Calle Luis Morote 35007	Las Palmas de Gran Canaria
30	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Hotel Occidental Margaritas Av. de Gran Canaria, 40	San Bartolomé de Tirajana

		35100	
31	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Oceanográfica Calle Osa Mayor, 13, 35214	Telde
32	1 x TYPE 2 (Mennekes) 1 x Schuko (EU Plug)	Ayuntamiento de Santa Lucía Av. de las Tirajanas, 153 35110 Vecindario	Santa Lucía
33	1 x TYPE 2 (Mennekes) 1 x Schuko (EU Plug) (*)	Ayuntamiento de la Villa de Agüimes Calle Dr. Joaquín Artiles, 35260	Agüimes
34	1 x TYPE 2 (Mennekes) (*)	Calle los Cactus, 68-213, 35118	Agüimes
35	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	CC Las Ramblas Av. Juan Carlos I, 29, 35019	Las Palmas de Gran Canaria
36	1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 10A / 2.30 kW (*)	Renault Rafael Alonso Calle Luis Correa Medina, 7 35013	Las Palmas de Gran Canaria
37	1 x TYPE 2 (Mennekes) (*) 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 12A / 2.76 kW (*)	Calle Eduardo Benot, 17, 35008	Las Palmas de Gran Canaria
38	1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	El Corte Inglés	Las Palmas de Gran Canaria

	1 x CEE 2P+E (blue - camping) 230V / 16A / 3.7 kW	Av. Pintor Felo Monzón, 46 35019	
39	1 x TYPE 1 (SAE J1772) 230V / 32A / 7.4 kW 5 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Urbanización Sau, 23 35488	Gáldar
40	4 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 16A / 3.7 kW	Mercadona	Gáldar
41	1 x Schuko (EU Plug) 220V / 12A / 2.64 kW (*)	Plaza de Sintes, s/n 07003	Teror
42	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	CC OASIS BEACH C-132 26-A C/ MAR MEDITERRANEA 2 35100	San Bartolomé de Tirajana
43	1 x TYPE 2 (Mennekes) 400V / 32A / 22 kW 1 x Schuko (EU Plug) 230V / 16A / 3.7 kW	Hotel Lopesan Villa del Conde C/ Mar de Noruega, 35100	San Bartolomé de Tirajana
44	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 16A / 3.7 kW	ICAR MOTOR Mitsubishi Calle Diego Vega Sarmiento, 52, 35014	Las Palmas de Gran Canaria
45	1 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Parking Carvajal	Las Palmas de Gran Canaria

	4 x Schuko (EU Plug) 230V / 12A / 2.60 kW (*)	Calle Carvajal, 35004	
46	5 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	El Corte Inglés, Mesa y López Av. José Mesa y López, 18, 35007	Las Palmas de Gran Canaria
47	2 x TYPE 2 (Mennekes) 230V / 32A / 7.4 kW	Parking Portoluz Calle Albareda, 11, 35008	Las Palmas de Gran Canaria
48	4 x Schuko (EU Plug) 230V / 12A / 2.64 kW (*)	Parking Mercado del Puerto Plaza Ntra. Sra. de la Luz, 35008	Las Palmas de Gran Canaria

(*) Se ha decidido mantener la características de los PDR tal cual la proporcionan los distintos usuarios en [17], al igual que el resto de información mostrada en la tabla la cual, en algunos PDR, es desconocida.

ANEXO IV. Producción energética mensual de un MFV

Febrero						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
6:52	7:52	59	20,14	22,20	20,31	5,08
7:07	8:07	115	39,27	23,88	39,39	9,85
7:22	8:22	155	52,92	25,08	52,91	13,23
7:37	8:37	196	66,92	26,31	66,67	16,67
7:52	8:52	236	80,58	27,51	79,99	20,00
8:07	9:07	275	93,90	28,68	92,89	23,22
8:22	9:22	313	106,87	29,82	105,38	26,34
8:37	9:37	348	118,82	30,87	116,80	29,20
8:52	9:52	382	130,43	31,89	127,82	31,96
9:07	10:07	413	141,01	32,82	137,82	34,45
9:22	10:22	442	150,92	33,69	147,11	36,78
9:37	10:37	468	159,79	34,47	155,40	38,85
9:52	10:52	491	167,65	35,16	162,71	40,68
10:07	11:07	513	175,16	35,82	169,66	42,42
10:22	11:22	531	181,30	36,36	175,33	43,83
10:37	11:37	547	186,77	36,84	180,35	45,09
10:52	11:52	560	191,21	37,23	184,42	46,11
11:07	12:07	571	194,96	37,56	187,86	46,96
11:22	12:22	578	197,35	37,77	190,04	47,51
11:37	12:37	584	199,40	37,95	191,91	47,98
11:52	12:52	586	200,08	38,01	192,53	48,13
12:07	13:07	586	200,08	38,01	192,53	48,13
12:22	13:22	584	199,40	37,95	191,91	47,98
12:37	13:37	578	197,35	37,77	190,04	47,51
12:52	13:52	571	194,96	37,56	187,86	46,96
13:07	14:07	560	191,21	37,23	184,42	46,11
13:22	14:22	547	186,77	36,84	180,35	45,09
13:37	14:37	531	181,30	36,36	175,33	43,83
13:52	14:52	513	175,16	35,82	169,66	42,42
14:07	15:07	491	167,65	35,16	162,71	40,68
14:22	15:22	468	159,79	34,47	155,40	38,85
14:37	15:37	442	150,92	33,69	147,11	36,78
14:52	15:52	413	141,01	32,82	137,82	34,45
15:07	16:07	382	130,43	31,89	127,82	31,96
15:22	16:22	348	118,82	30,87	116,80	29,20
15:37	16:37	313	106,87	29,82	105,38	26,34
15:52	16:52	275	93,90	28,68	92,89	23,22
16:07	17:07	236	80,58	27,51	79,99	20,00
16:22	17:22	196	66,92	26,31	66,67	16,67
16:37	17:37	155	52,92	25,08	52,91	13,23
16:52	17:52	115	39,27	23,88	39,39	9,85
17:07	18:07	76	25,95	22,71	26,12	6,53
17:22	18:22	43	14,68	21,72	14,82	3,71
E_diaria(Wh)						1393,81

Marzo						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
6:22	7:22	62	21,17	22,97	21,29	5,32
6:37	7:37	116	39,61	24,59	39,65	9,91
6:52	7:52	164	56,00	26,03	55,83	13,96
7:07	8:07	213	72,73	27,50	72,20	18,05
7:22	8:22	262	89,46	28,97	88,43	22,11
7:37	8:37	310	105,85	30,41	104,18	26,05
7:52	8:52	357	121,89	31,82	119,48	29,87
8:07	9:07	402	137,26	33,17	134,01	33,50
8:22	9:22	444	151,60	34,43	147,45	36,86
8:37	9:37	484	165,26	35,63	160,16	40,04
8:52	9:52	522	178,23	36,77	172,15	43,04
9:07	10:07	557	190,18	37,82	183,11	45,78
9:22	10:22	589	201,11	38,78	193,07	48,27
9:37	10:37	618	211,01	39,65	202,04	50,51
9:52	10:52	644	219,89	40,43	210,05	52,51
10:07	11:07	667	227,74	41,12	217,09	54,27
10:22	11:22	687	234,57	41,72	223,19	55,80
10:37	11:37	705	240,72	42,26	228,66	57,17
10:52	11:52	719	245,50	42,68	232,91	58,23
11:07	12:07	730	249,25	43,01	236,23	59,06
11:22	12:22	739	252,32	43,28	238,94	59,74
11:37	12:37	745	254,37	43,46	240,75	60,19
11:52	12:52	748	255,40	43,55	241,66	60,41
12:07	13:07	748	255,40	43,55	241,66	60,41
12:22	13:22	745	254,37	43,46	240,75	60,19
12:37	13:37	739	252,32	43,28	238,94	59,74
12:52	13:52	730	249,25	43,01	236,23	59,06
13:07	14:07	719	245,50	42,68	232,91	58,23
13:22	14:22	705	240,72	42,26	228,66	57,17
13:37	14:37	687	234,57	41,72	223,19	55,80
13:52	14:52	667	227,74	41,12	217,09	54,27
14:07	15:07	644	219,89	40,43	210,05	52,51
14:22	15:22	618	211,01	39,65	202,04	50,51
14:37	15:37	589	201,11	38,78	193,07	48,27
14:52	15:52	557	190,18	37,82	183,11	45,78
15:07	16:07	522	178,23	36,77	172,15	43,04
15:22	16:22	484	165,26	35,63	160,16	40,04
15:37	16:37	444	151,60	34,43	147,45	36,86
15:52	16:52	402	137,26	33,17	134,01	33,50
16:07	17:07	357	121,89	31,82	119,48	29,87
16:22	17:22	310	105,85	30,41	104,18	26,05
16:37	17:37	262	89,46	28,97	88,43	22,11
16:52	17:52	213	72,73	27,50	72,20	18,05
17:07	18:07	164	56,00	26,03	55,83	13,96
17:22	18:22	116	39,61	24,59	39,65	9,91
17:37	18:37	72	24,58	23,27	24,71	6,18
17:52	18:52	34	11,61	22,13	11,71	2,93
E_diaria(Wh)						1885,05

Abril						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
6:07	8:07	69	23,56	24,33	23,61	5,90
6:22	8:22	130	44,39	26,16	44,24	11,06
6:37	8:37	174	59,41	27,48	58,98	14,75
6:52	8:52	219	74,78	28,83	73,94	18,49
7:07	9:07	264	90,14	30,18	88,79	22,20
7:22	9:22	309	105,50	31,53	103,51	25,88
7:37	9:37	352	120,19	32,82	117,46	29,37
7:52	9:52	393	134,19	34,05	130,66	32,67
8:07	10:07	433	147,84	35,25	143,45	35,86
8:22	10:22	471	160,82	36,39	155,51	38,88
8:37	10:37	506	172,77	37,44	166,54	41,63
8:52	10:52	539	184,04	38,43	176,87	44,22
9:07	11:07	570	194,62	39,36	186,52	46,63
9:22	11:22	598	204,18	40,20	195,18	48,80
9:37	11:37	623	212,72	40,95	202,88	50,72
9:52	11:52	646	220,57	41,64	209,93	52,48
10:07	12:07	666	227,40	42,24	216,03	54,01
10:22	12:22	684	233,54	42,78	221,50	55,38
10:37	12:37	699	238,67	43,23	226,05	56,51
10:52	12:52	712	243,11	43,62	229,98	57,49
11:07	13:07	722	246,52	43,92	232,99	58,25
11:22	13:22	729	248,91	44,13	235,10	58,78
11:37	13:37	734	250,62	44,28	236,61	59,15
11:52	13:52	736	251,30	44,34	237,21	59,30
12:07	14:07	736	251,30	44,34	237,21	59,30
12:22	14:22	734	250,62	44,28	236,61	59,15
12:37	14:37	729	248,91	44,13	235,10	58,78
12:52	14:52	722	246,52	43,92	232,99	58,25
13:07	15:07	712	243,11	43,62	229,98	57,49
13:22	15:22	699	238,67	43,23	226,05	56,51
13:37	15:37	684	233,54	42,78	221,50	55,38
13:52	15:52	666	227,40	42,24	216,03	54,01
14:07	16:07	646	220,57	41,64	209,93	52,48
14:22	16:22	623	212,72	40,95	202,88	50,72
14:37	16:37	598	204,18	40,20	195,18	48,80
14:52	16:52	570	194,62	39,36	186,52	46,63
15:07	17:07	539	184,04	38,43	176,87	44,22
15:22	17:22	506	172,77	37,44	166,54	41,63
15:37	17:37	471	160,82	36,39	155,51	38,88
15:52	17:52	433	147,84	35,25	143,45	35,86
16:07	18:07	393	134,19	34,05	130,66	32,67
16:22	18:22	352	120,19	32,82	117,46	29,37
16:37	18:37	309	105,50	31,53	103,51	25,88
16:52	18:52	264	90,14	30,18	88,79	22,20
17:07	19:07	219	74,78	28,83	73,94	18,49
17:22	19:22	174	59,41	27,48	58,98	14,75
17:37	19:37	130	44,39	26,16	44,24	11,06
17:52	19:52	88	30,05	24,90	30,06	7,51
18:07	20:07	51,00	17,41	23,79	17,47	4,37
					E_diaria(Wh)	1962,74

Mayo						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
5:37	7:37	50	17,07	24,84	17,08	4,27
5:52	7:52	94	32,10	26,16	31,99	8,00
6:07	8:07	135	46,09	27,39	45,78	11,44
6:22	8:22	179	61,12	28,71	60,46	15,12
6:37	8:37	224	76,48	30,06	75,36	18,84
6:52	8:52	270	92,19	31,44	90,47	22,62
7:07	9:07	315	107,55	32,79	105,12	26,28
7:22	9:22	360	122,92	34,14	119,66	29,92
7:37	9:37	404	137,94	35,46	133,76	33,44
7:52	9:52	446	152,28	36,72	147,11	36,78
8:07	10:07	486	165,94	37,92	159,72	39,93
8:22	10:22	525	179,26	39,09	171,93	42,98
8:37	10:37	561	191,55	40,17	183,12	45,78
8:52	10:52	595	203,16	41,19	193,62	48,41
9:07	11:07	627	214,08	42,15	203,44	50,86
9:22	11:22	656	223,98	43,02	212,28	53,07
9:37	11:37	682	232,86	43,80	220,17	55,04
9:52	11:52	706	241,06	44,52	227,41	56,85
10:07	12:07	727	248,23	45,15	233,72	58,43
10:22	12:22	746	254,71	45,72	239,41	59,85
10:37	12:37	762	260,18	46,20	244,18	61,05
10:52	12:52	775	264,62	46,59	248,05	62,01
11:07	13:07	786	268,37	46,92	251,31	62,83
11:22	13:22	793	270,76	47,13	253,39	63,35
11:37	13:37	799	272,81	47,31	255,16	63,79
11:52	13:52	801	273,49	47,37	255,75	63,94
12:07	14:07	801	273,49	47,37	255,75	63,94
12:22	14:22	799	272,81	47,31	255,16	63,79
12:37	14:37	793	270,76	47,13	253,39	63,35
12:52	14:52	786	268,37	46,92	251,31	62,83
13:07	15:07	775	264,62	46,59	248,05	62,01
13:22	15:22	762	260,18	46,20	244,18	61,05
13:37	15:37	746	254,71	45,72	239,41	59,85
13:52	15:52	727	248,23	45,15	233,72	58,43
14:07	16:07	706	241,06	44,52	227,41	56,85
14:22	16:22	682	232,86	43,80	220,17	55,04
14:37	16:37	656	223,98	43,02	212,28	53,07
14:52	16:52	627	214,08	42,15	203,44	50,86
15:07	17:07	595	203,16	41,19	193,62	48,41
15:22	17:22	561	191,55	40,17	183,12	45,78
15:37	17:37	525	179,26	39,09	171,93	42,98
15:52	17:52	486	165,94	37,92	159,72	39,93
16:07	18:07	446	152,28	36,72	147,11	36,78
16:22	18:22	404	137,94	35,46	133,76	33,44
16:37	18:37	360	122,92	34,14	119,66	29,92
16:52	18:52	315	107,55	32,79	105,12	26,28
17:07	19:07	270	92,19	31,44	90,47	22,62
17:22	19:22	224	76,48	30,06	75,36	18,84
17:37	19:37	179	61,12	28,71	60,46	15,12
17:52	19:52	135	46,09	27,39	45,78	11,44
18:07	20:07	94	32,10	26,16	31,99	8,00
18:22	20:22	57	19,46	25,05	19,46	4,86
18:37	20:37	26	8,88	24,12	8,90	2,23
					E_diaria(Wh)	2192,56

Junio						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
5:22	7:22	40	13,66	25,83	13,62	3,41
5:37	7:37	79	26,97	27,00	26,82	6,70
5:52	7:52	118	40,29	28,17	39,92	9,98
6:07	8:07	160	54,63	29,43	53,93	13,48
6:22	8:22	205	70,00	30,78	68,82	17,21
6:37	8:37	250	85,36	32,13	83,59	20,90
6:52	8:52	296	101,07	33,51	98,57	24,64
7:07	9:07	342	116,77	34,89	113,42	28,36
7:22	9:22	387	132,14	36,24	127,83	31,96
7:37	9:37	430	146,82	37,53	141,48	35,37
7:52	9:52	473	161,50	38,82	155,03	38,76
8:07	10:07	513	175,16	40,02	167,53	41,88
8:22	10:22	552	188,47	41,19	179,62	44,91
8:37	10:37	588	200,77	42,27	190,71	47,68
8:52	10:52	623	212,72	43,32	201,41	50,35
9:07	11:07	655	223,64	44,28	211,14	52,78
9:22	11:22	684	233,54	45,15	219,90	54,97
9:37	11:37	711	242,76	45,96	228,00	57,00
9:52	11:52	735	250,96	46,68	235,18	58,79
10:07	12:07	757	258,47	47,34	241,72	60,43
10:22	12:22	776	264,96	47,91	247,35	61,84
10:37	12:37	792	270,42	48,39	252,07	63,02
10:52	12:52	805	274,86	48,78	255,90	63,98
11:07	13:07	816	278,62	49,11	259,13	64,78
11:22	13:22	824	281,35	49,35	261,48	65,37
11:37	13:37	830	283,40	49,53	263,23	65,81
11:52	13:52	832	284,08	49,59	263,82	65,95
12:07	14:07	832	284,08	49,59	263,82	65,95
12:22	14:22	830	283,40	49,53	263,23	65,81
12:37	14:37	824	281,35	49,35	261,48	65,37
12:52	14:52	816	278,62	49,11	259,13	64,78
13:07	15:07	805	274,86	48,78	255,90	63,98
13:22	15:22	792	270,42	48,39	252,07	63,02
13:37	15:37	776	264,96	47,91	247,35	61,84
13:52	15:52	757	258,47	47,34	241,72	60,43
14:07	16:07	735	250,96	46,68	235,18	58,79
14:22	16:22	711	242,76	45,96	228,00	57,00
14:37	16:37	684	233,54	45,15	219,90	54,97
14:52	16:52	655	223,64	44,28	211,14	52,78
15:07	17:07	623	212,72	43,32	201,41	50,35
15:22	17:22	588	200,77	42,27	190,71	47,68
15:37	17:37	552	188,47	41,19	179,62	44,91
15:52	17:52	513	175,16	40,02	167,53	41,88
16:07	18:07	473	161,50	38,82	155,03	38,76
16:22	18:22	430	146,82	37,53	141,48	35,37
16:37	18:37	387	132,14	36,24	127,83	31,96
16:52	18:52	342	116,77	34,89	113,42	28,36
17:07	19:07	296	101,07	33,51	98,57	24,64
17:22	19:22	250	85,36	32,13	83,59	20,90
17:37	19:37	205	70,00	30,78	68,82	17,21
17:52	19:52	160	54,63	29,43	53,93	13,48
18:07	20:07	118	40,29	28,17	39,92	9,98
18:22	20:22	79	26,97	27,00	26,82	6,70
18:37	20:37	46	15,71	26,01	15,66	3,92
18:52	20:52	19	6,49	25,20	6,48	1,62
					E_diaria(Wh)	2302,74

Julio						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
5:37	7:37	71	24,24	28,78	23,98	5,99
5:52	7:52	112	38,24	30,01	37,69	9,42
6:07	8:07	157	53,61	31,36	52,62	13,15
6:22	8:22	206	70,34	32,83	68,74	17,18
6:37	8:37	255	87,07	34,30	84,72	21,18
6:52	8:52	306	104,48	35,83	101,20	25,30
7:07	9:07	356	121,55	37,33	117,21	29,30
7:22	9:22	406	138,62	38,83	133,06	33,27
7:37	9:37	455	155,36	40,30	148,46	37,12
7:52	9:52	502	171,40	41,71	163,10	40,77
8:07	10:07	548	187,11	43,09	177,29	44,32
8:22	10:22	591	201,79	44,38	190,45	47,61
8:37	10:37	632	215,79	45,61	202,89	50,72
8:52	10:52	671	229,11	46,78	214,64	53,66
9:07	11:07	707	241,40	47,86	225,39	56,35
9:22	11:22	740	252,67	48,85	235,19	58,80
9:37	11:37	770	262,91	49,75	244,04	61,01
9:52	11:52	798	272,47	50,59	252,25	63,06
10:07	12:07	823	281,01	51,34	259,54	64,88
10:22	12:22	844	288,18	51,97	265,64	66,41
10:37	12:37	863	294,66	52,54	271,13	67,78
10:52	12:52	878	299,78	52,99	275,45	68,86
11:07	13:07	891	304,22	53,38	279,18	69,80
11:22	13:22	900	307,30	53,65	281,76	70,44
11:37	13:37	906	309,34	53,83	283,48	70,87
11:52	13:52	909	310,37	53,92	284,34	71,08
12:07	14:07	909	310,37	53,92	284,34	71,08
12:22	14:22	906	309,34	53,83	283,48	70,87
12:37	14:37	900	307,30	53,65	281,76	70,44
12:52	14:52	891	304,22	53,38	279,18	69,80
13:07	15:07	878	299,78	52,99	275,45	68,86
13:22	15:22	863	294,66	52,54	271,13	67,78
13:37	15:37	844	288,18	51,97	265,64	66,41
13:52	15:52	823	281,01	51,34	259,54	64,88
14:07	16:07	798	272,47	50,59	252,25	63,06
14:22	16:22	770	262,91	49,75	244,04	61,01
14:37	16:37	740	252,67	48,85	235,19	58,80
14:52	16:52	707	241,40	47,86	225,39	56,35
15:07	17:07	671	229,11	46,78	214,64	53,66
15:22	17:22	632	215,79	45,61	202,89	50,72
15:37	17:37	591	201,79	44,38	190,45	47,61
15:52	17:52	548	187,11	43,09	177,29	44,32
16:07	18:07	502	171,40	41,71	163,10	40,77
16:22	18:22	455	155,36	40,30	148,46	37,12
16:37	18:37	406	138,62	38,83	133,06	33,27
16:52	18:52	356	121,55	37,33	117,21	29,30
17:07	19:07	306	104,48	35,83	101,20	25,30
17:22	19:22	255	87,07	34,30	84,72	21,18
17:37	19:37	206	70,34	32,83	68,74	17,18
17:52	19:52	157	53,61	31,36	52,62	13,15
18:07	20:07	112	38,24	30,01	37,69	9,42
18:22	20:22	71	24,24	28,78	23,98	5,99
18:37	20:37	38	12,97	27,79	12,87	3,22
					E_diaria(Wh)	2439,93

Agosto						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
5:52	7:52	49	16,73	29,66	16,50	4,13
6:07	8:07	103	35,17	31,28	34,53	8,63
6:22	8:22	149	50,87	32,66	49,74	12,44
6:37	8:37	198	67,61	34,13	65,81	16,45
6:52	8:52	249	85,02	35,66	82,39	20,60
7:07	9:07	301	102,77	37,22	99,13	24,78
7:22	9:22	353	120,53	38,78	115,71	28,93
7:37	9:37	404	137,94	40,31	131,82	32,95
7:52	9:52	454	155,01	41,81	147,45	36,86
8:07	10:07	502	171,40	43,25	162,33	40,58
8:22	10:22	548	187,11	44,63	176,46	44,11
8:37	10:37	592	202,13	45,95	189,85	47,46
8:52	10:52	634	216,47	47,21	202,53	50,63
9:07	11:07	673	229,79	48,38	214,21	53,55
9:22	11:22	708	241,74	49,43	224,61	56,15
9:37	11:37	741	253,01	50,42	234,35	58,59
9:52	11:52	771	263,25	51,32	243,15	60,79
10:07	12:07	798	272,47	52,13	251,03	62,76
10:22	12:22	821	280,32	52,82	257,70	64,43
10:37	12:37	841	287,15	53,42	263,48	65,87
10:52	12:52	858	292,96	53,93	268,37	67,09
11:07	13:07	872	297,74	54,35	272,39	68,10
11:22	13:22	882	301,15	54,65	275,25	68,81
11:37	13:37	888	303,20	54,83	276,97	69,24
11:52	13:52	892	304,56	54,95	278,11	69,53
12:07	14:07	892	304,56	54,95	278,11	69,53
12:22	14:22	888	303,20	54,83	276,97	69,24
12:37	14:37	882	301,15	54,65	275,25	68,81
12:52	14:52	872	297,74	54,35	272,39	68,10
13:07	15:07	858	292,96	53,93	268,37	67,09
13:22	15:22	841	287,15	53,42	263,48	65,87
13:37	15:37	821	280,32	52,82	257,70	64,43
13:52	15:52	798	272,47	52,13	251,03	62,76
14:07	16:07	771	263,25	51,32	243,15	60,79
14:22	16:22	741	253,01	50,42	234,35	58,59
14:37	16:37	708	241,74	49,43	224,61	56,15
14:52	16:52	673	229,79	48,38	214,21	53,55
15:07	17:07	634	216,47	47,21	202,53	50,63
15:22	17:22	592	202,13	45,95	189,85	47,46
15:37	17:37	548	187,11	44,63	176,46	44,11
15:52	17:52	502	171,40	43,25	162,33	40,58
16:07	18:07	454	155,01	41,81	147,45	36,86
16:22	18:22	404	137,94	40,31	131,82	32,95
16:37	18:37	353	120,53	38,78	115,71	28,93
16:52	18:52	301	102,77	37,22	99,13	24,78
17:07	19:07	249	85,02	35,66	82,39	20,60
17:22	19:22	198	67,61	34,13	65,81	16,45
17:37	19:37	149	50,87	32,66	49,74	12,44
17:52	19:52	103	35,17	31,28	34,53	8,63
18:07	20:07	62	21,17	30,05	20,86	5,21
18:22	20:22	30	10,24	29,09	10,12	2,53
E_diaria(Wh)						2270,56

Septiembre						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
6:22	8:22	77	26,29	29,87	25,92	6,48
6:37	8:37	120	40,97	31,16	40,24	10,06
6:52	8:52	166	56,68	32,54	55,44	13,86
7:07	9:07	214	73,07	33,98	71,16	17,79
7:22	9:22	262	89,46	35,42	86,75	21,69
7:37	9:37	311	106,19	36,89	102,53	25,63
7:52	9:52	359	122,58	38,33	117,84	29,46
8:07	10:07	405	138,28	39,71	132,38	33,10
8:22	10:22	450	153,65	41,06	146,49	36,62
8:37	10:37	493	168,33	42,35	159,86	39,96
8:52	10:52	533	181,99	43,55	172,20	43,05
9:07	11:07	571	194,96	44,69	183,83	45,96
9:22	11:22	606	206,91	45,74	194,47	48,62
9:37	11:37	638	217,84	46,70	204,13	51,03
9:52	11:52	667	227,74	47,57	212,83	53,21
10:07	12:07	693	236,62	48,35	220,59	55,15
10:22	12:22	716	244,47	49,04	227,42	56,86
10:37	12:37	736	251,30	49,64	233,34	58,34
10:52	12:52	752	256,76	50,12	238,06	59,51
11:07	13:07	765	261,20	50,51	241,88	60,47
11:22	13:22	775	264,62	50,81	244,81	61,20
11:37	13:37	782	267,01	51,02	246,86	61,71
11:52	13:52	785	268,03	51,11	247,73	61,93
12:07	14:07	785	268,03	51,11	247,73	61,93
12:22	14:22	782	267,01	51,02	246,86	61,71
12:37	14:37	775	264,62	50,81	244,81	61,20
12:52	14:52	765	261,20	50,51	241,88	60,47
13:07	15:07	752	256,76	50,12	238,06	59,51
13:22	15:22	736	251,30	49,64	233,34	58,34
13:37	15:37	716	244,47	49,04	227,42	56,86
13:52	15:52	693	236,62	48,35	220,59	55,15
14:07	16:07	667	227,74	47,57	212,83	53,21
14:22	16:22	638	217,84	46,70	204,13	51,03
14:37	16:37	606	206,91	45,74	194,47	48,62
14:52	16:52	571	194,96	44,69	183,83	45,96
15:07	17:07	533	181,99	43,55	172,20	43,05
15:22	17:22	493	168,33	42,35	159,86	39,96
15:37	17:37	450	153,65	41,06	146,49	36,62
15:52	17:52	405	138,28	39,71	132,38	33,10
16:07	18:07	359	122,58	38,33	117,84	29,46
16:22	18:22	311	106,19	36,89	102,53	25,63
16:37	18:37	262	89,46	35,42	86,75	21,69
16:52	18:52	214	73,07	33,98	71,16	17,79
17:07	19:07	166	56,68	32,54	55,44	13,86
17:22	19:22	120	40,97	31,16	40,24	10,06
17:37	19:37	77	26,29	29,87	25,92	6,48
17:52	19:52	42	14,34	28,82	14,18	3,55
					E_diaria(Wh)	1906,92

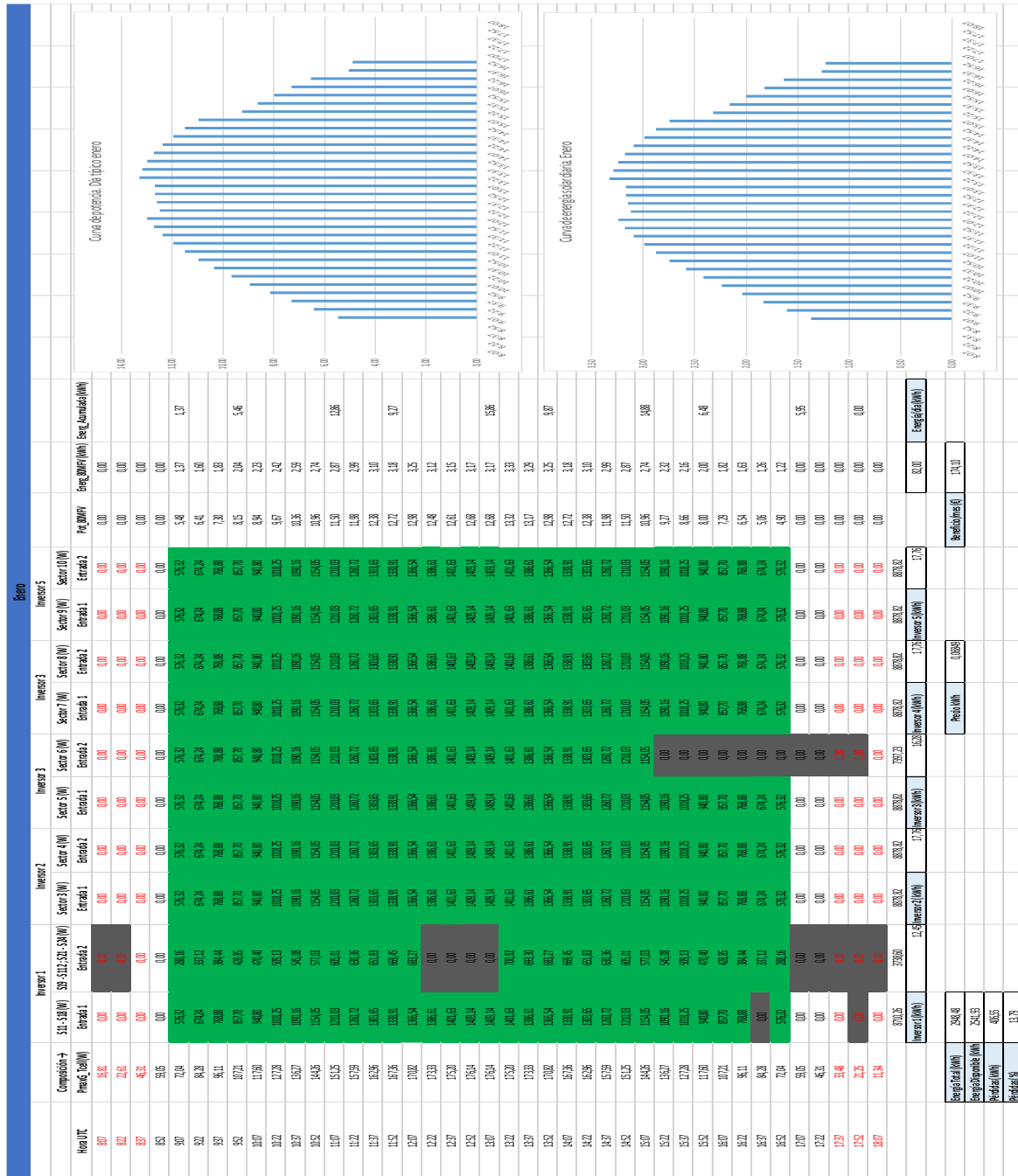
Octubre						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	Pmax_G_Tcell(W)	E(Wh)
6:37	8:37	47	16,05	28,49	15,89	3,97
6:52	8:52	68	23,22	29,12	22,94	5,74
7:07	9:07	134	45,75	31,10	44,94	11,24
7:22	9:22	177	60,43	32,39	59,14	14,78
7:37	9:37	222	75,80	33,74	73,88	18,47
7:52	9:52	266	90,82	35,06	88,17	22,04
8:07	10:07	309	105,50	36,35	102,03	25,51
8:22	10:22	351	119,85	37,61	115,46	28,87
8:37	10:37	391	133,50	38,81	128,16	32,04
8:52	10:52	428	146,14	39,92	139,81	34,95
9:07	11:07	464	158,43	41,00	151,08	37,77
9:22	11:22	497	169,70	41,99	161,33	40,33
9:37	11:37	527	179,94	42,89	170,60	42,65
9:52	11:52	555	189,50	43,73	179,20	44,80
10:07	12:07	579	197,69	44,45	186,54	46,64
10:22	12:22	601	205,21	45,11	193,24	48,31
10:37	12:37	619	211,35	45,65	198,69	49,67
10:52	12:52	635	216,81	46,13	203,53	50,88
11:07	13:07	647	220,91	46,49	207,14	51,79
11:22	13:22	656	223,98	46,76	209,85	52,46
11:37	13:37	662	226,03	46,94	211,65	52,91
11:52	13:52	666	227,40	47,06	212,85	53,21
12:07	14:07	666	227,40	47,06	212,85	53,21
12:22	14:22	662	226,03	46,94	211,65	52,91
12:37	14:37	656	223,98	46,76	209,85	52,46
12:52	14:52	647	220,91	46,49	207,14	51,79
13:07	15:07	635	216,81	46,13	203,53	50,88
13:22	15:22	619	211,35	45,65	198,69	49,67
13:37	15:37	601	205,21	45,11	193,24	48,31
13:52	15:52	579	197,69	44,45	186,54	46,64
14:07	16:07	555	189,50	43,73	179,20	44,80
14:22	16:22	527	179,94	42,89	170,60	42,65
14:37	16:37	497	169,70	41,99	161,33	40,33
14:52	16:52	464	158,43	41,00	151,08	37,77
15:07	17:07	428	146,14	39,92	139,81	34,95
15:22	17:22	391	133,50	38,81	128,16	32,04
15:37	17:37	351	119,85	37,61	115,46	28,87
15:52	17:52	309	105,50	36,35	102,03	25,51
16:07	18:07	266	90,82	35,06	88,17	22,04
16:22	18:22	222	75,80	33,74	73,88	18,47
16:37	18:37	177	60,43	32,39	59,14	14,78
16:52	18:52	134	45,75	31,10	44,94	11,24
17:07	19:07	92	31,41	29,84	30,97	7,74
17:22	19:22	55	18,78	28,73	18,58	4,64
17:37	19:37	24	8,19	27,80	8,13	2,03
					E_diaria(Wh)	1542,77

Noviembre						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
7:07	8:07	52	17,75	26,45	17,68	4,42
7:22	8:22	103	35,17	27,98	34,86	8,72
7:37	8:37	140	47,80	29,09	47,23	11,81
7:52	8:52	178	60,78	30,23	59,85	14,96
8:07	9:07	216	73,75	31,37	72,39	18,10
8:22	9:22	253	86,38	32,48	84,51	21,13
8:37	9:37	288	98,33	33,53	95,90	23,98
8:52	9:52	322	109,94	34,55	106,90	26,72
9:07	10:07	354	120,87	35,51	117,18	29,30
9:22	10:22	383	130,77	36,38	126,45	31,61
9:37	10:37	411	140,33	37,22	135,36	33,84
9:52	10:52	436	148,87	37,97	143,27	35,82
10:07	11:07	458	156,38	38,63	150,20	37,55
10:22	11:22	477	162,87	39,20	156,16	39,04
10:37	11:37	494	168,67	39,71	161,47	40,37
10:52	11:52	508	173,45	40,13	165,84	41,46
11:07	12:07	520	177,55	40,49	169,57	42,39
11:22	12:22	528	180,28	40,73	172,05	43,01
11:37	12:37	534	182,33	40,91	173,91	43,48
11:52	12:52	537	183,35	41,00	174,84	43,71
12:07	13:07	537	183,35	41,00	174,84	43,71
12:22	13:22	534	182,33	40,91	173,91	43,48
12:37	13:37	528	180,28	40,73	172,05	43,01
12:52	13:52	520	177,55	40,49	169,57	42,39
13:07	14:07	508	173,45	40,13	165,84	41,46
13:22	14:22	494	168,67	39,71	161,47	40,37
13:37	14:37	477	162,87	39,20	156,16	39,04
13:52	14:52	458	156,38	38,63	150,20	37,55
14:07	15:07	436	148,87	37,97	143,27	35,82
14:22	15:22	411	140,33	37,22	135,36	33,84
14:37	15:37	383	130,77	36,38	126,45	31,61
14:52	15:52	354	120,87	35,51	117,18	29,30
15:07	16:07	322	109,94	34,55	106,90	26,72
15:22	16:22	288	98,33	33,53	95,90	23,98
15:37	16:37	253	86,38	32,48	84,51	21,13
15:52	16:52	216	73,75	31,37	72,39	18,10
16:07	17:07	178	60,78	30,23	59,85	14,96
16:22	17:22	140	47,80	29,09	47,23	11,81
16:37	17:37	103	35,17	27,98	34,86	8,72
16:52	17:52	68	23,22	26,93	23,09	5,77
17:07	18:07	38	12,97	26,03	12,94	3,23
					E_diaria(Wh)	1187,40

Diciembre						
Hora Solar	Hora UTC	G(W/m2)	Pmax_G (W)	Tcell_G (°C)	PmaxG_Tcell(W)	E(Wh)
7:07	8:07	38	12,97	25,13	12,97	3,24
7:22	8:22	54	18,44	25,61	18,41	4,60
7:37	8:37	109	37,22	27,26	36,97	9,24
7:52	8:52	145	49,51	28,34	49,03	12,26
8:07	9:07	181	61,80	29,42	61,01	15,25
8:22	9:22	217	74,09	30,50	72,91	18,23
8:37	9:37	251	85,70	31,52	84,08	21,02
8:52	9:52	284	96,97	32,51	94,86	23,71
9:07	10:07	316	107,90	33,47	105,25	26,31
9:22	10:22	345	117,80	34,34	114,61	28,65
9:37	10:37	372	127,02	35,15	123,28	30,82
9:52	10:52	396	135,21	35,87	130,95	32,74
10:07	11:07	418	142,72	36,53	137,95	34,49
10:22	11:22	438	149,55	37,13	144,29	36,07
10:37	11:37	454	155,01	37,61	149,35	37,34
10:52	11:52	468	159,79	38,03	153,76	38,44
11:07	12:07	480	163,89	38,39	157,53	39,38
11:22	12:22	488	166,62	38,63	160,04	40,01
11:37	12:37	494	168,67	38,81	161,92	40,48
11:52	12:52	496	169,35	38,87	162,54	40,64
12:07	13:07	496	169,35	38,87	162,54	40,64
12:22	13:22	494	168,67	38,81	161,92	40,48
12:37	13:37	488	166,62	38,63	160,04	40,01
12:52	13:52	480	163,89	38,39	157,53	39,38
13:07	14:07	468	159,79	38,03	153,76	38,44
13:22	14:22	454	155,01	37,61	149,35	37,34
13:37	14:37	438	149,55	37,13	144,29	36,07
13:52	14:52	418	142,72	36,53	137,95	34,49
14:07	15:07	396	135,21	35,87	130,95	32,74
14:22	15:22	372	127,02	35,15	123,28	30,82
14:37	15:37	345	117,80	34,34	114,61	28,65
14:52	15:52	316	107,90	33,47	105,25	26,31
15:07	16:07	284	96,97	32,51	94,86	23,71
15:22	16:22	251	85,70	31,52	84,08	21,02
15:37	16:37	217	74,09	30,50	72,91	18,23
15:52	16:52	181	61,80	29,42	61,01	15,25
16:07	17:07	145	49,51	28,34	49,03	12,26
16:22	17:22	109	37,22	27,26	36,97	9,24
16:37	17:37	75	25,61	26,24	25,52	6,38
16:52	17:52	45	15,36	25,34	15,35	3,84
17:07	18:07	20	6,83	24,59	6,84	1,71
					E_diaria(Wh)	1069,93

ANEXO V. Producción energética solar

Enero



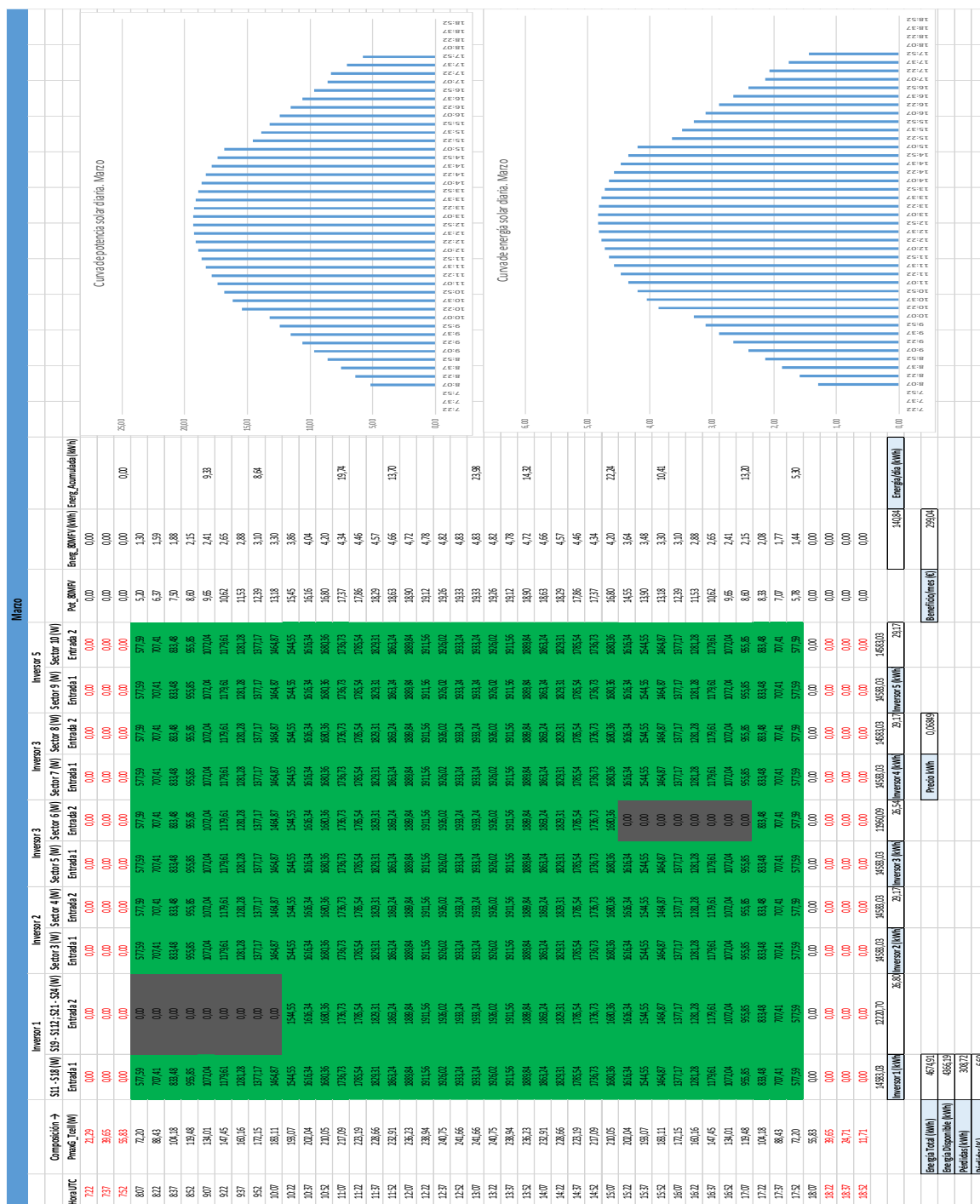
Energía Total (kWh)	2948,48
Energía Disponible (kWh)	2541,93
Pérdidas (kWh)	406,55
Pérdidas (%)	13,79

Febrero

Febrero																			
Horario	Composición → PwG Total (W)	Inversor 1			Inversor 2			Inversor 3			Inversor 3			Inversor 5			Inversor 5		
		S11 - S18 (W)	S19 - S22 (W)	S23 - S24 (W)	Sector 3 (W)	Sector 4 (W)	Sector 5 (W)	Sector 6 (W)	Sector 7 (W)	Sector 8 (W)	Sector 9 (W)	Sector 10 (W)	Sector 11 (W)	Sector 12 (W)	Sector 13 (W)	Sector 14 (W)	Sector 15 (W)	Sector 16 (W)	Sector 17 (W)
Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 1	Entrada 2
7:52	20,31	0,00	0,00	0,00	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94
8:07	39,39	0,00	0,00	0,00	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14
8:22	52,91	0,00	0,00	0,00	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01
8:37	66,67	0,00	0,00	0,00	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38
8:52	79,59	0,00	0,00	0,00	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58
9:07	92,89	0,00	0,00	0,00	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52
9:22	105,38	0,00	0,00	0,00	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89
9:37	116,80	0,00	0,00	0,00	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23
9:52	127,92	0,00	0,00	0,00	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64
10:07	137,92	0,00	0,00	0,00	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29
10:22	147,11	0,00	0,00	0,00	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64
10:37	155,40	0,00	0,00	0,00	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92
10:52	162,71	0,00	0,00	0,00	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38
11:07	169,66	0,00	0,00	0,00	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87	1507,87
11:22	175,33	0,00	0,00	0,00	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28
11:37	180,35	0,00	0,00	0,00	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26
11:52	184,42	0,00	0,00	0,00	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26	1540,26
12:07	187,86	0,00	0,00	0,00	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28	1535,28
12:22	190,04	0,00	0,00	0,00	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97	1520,97
12:37	191,91	0,00	0,00	0,00	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33	1503,33
12:52	192,53	0,00	0,00	0,00	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38	1475,38
13:07	192,53	0,00	0,00	0,00	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92	1442,92
13:22	191,91	0,00	0,00	0,00	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64	1402,64
13:37	190,04	0,00	0,00	0,00	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29	1357,29
13:52	187,86	0,00	0,00	0,00	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64	1301,64
14:07	184,42	0,00	0,00	0,00	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23	1243,23
14:22	180,35	0,00	0,00	0,00	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89	1176,89
14:37	175,33	0,00	0,00	0,00	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52	1107,52
14:52	169,66	0,00	0,00	0,00	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58	1027,58
15:07	162,71	0,00	0,00	0,00	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38	934,38
15:22	155,40	0,00	0,00	0,00	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01	840,01
15:37	147,11	0,00	0,00	0,00	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14	743,14
15:52	137,92	0,00	0,00	0,00	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94	639,94
16:07	127,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:22	116,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:37	105,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:52	92,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:07	79,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:22	66,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:37	52,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:52	39,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:07	26,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:22	14,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		10392,10	9835,38	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	8465,08	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10	10392,10
		Energía Total (kWh)														Energía disponible (kWh)			
		3122,14														2840,27			
		Energía Disponible (kWh)														Pérdidas (kWh)			
		2840,27														Pérdidas (%)			
		281,87														9,03			

Energía Total (kWh)	3122,14
Energía Disponible (kWh)	2840,27
Pérdidas (kWh)	281,87
Pérdidas (%)	9,03

Marzo



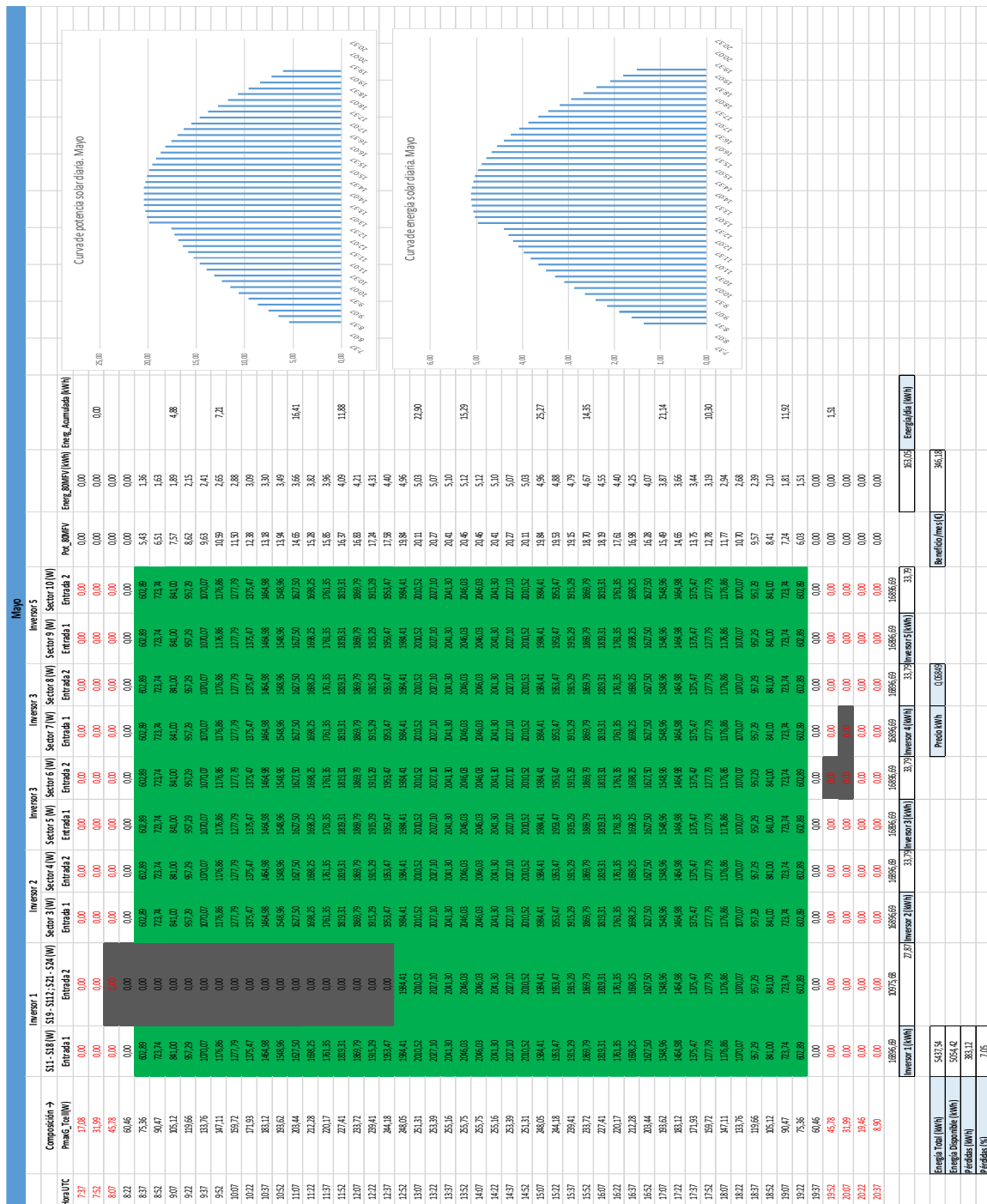
Energía Total (kWh)	4674,91
Energía Disponible (kWh)	4366,19
Pérdidas (kWh)	308,72
Pérdidas (%)	6,60

Abril

[illegible]

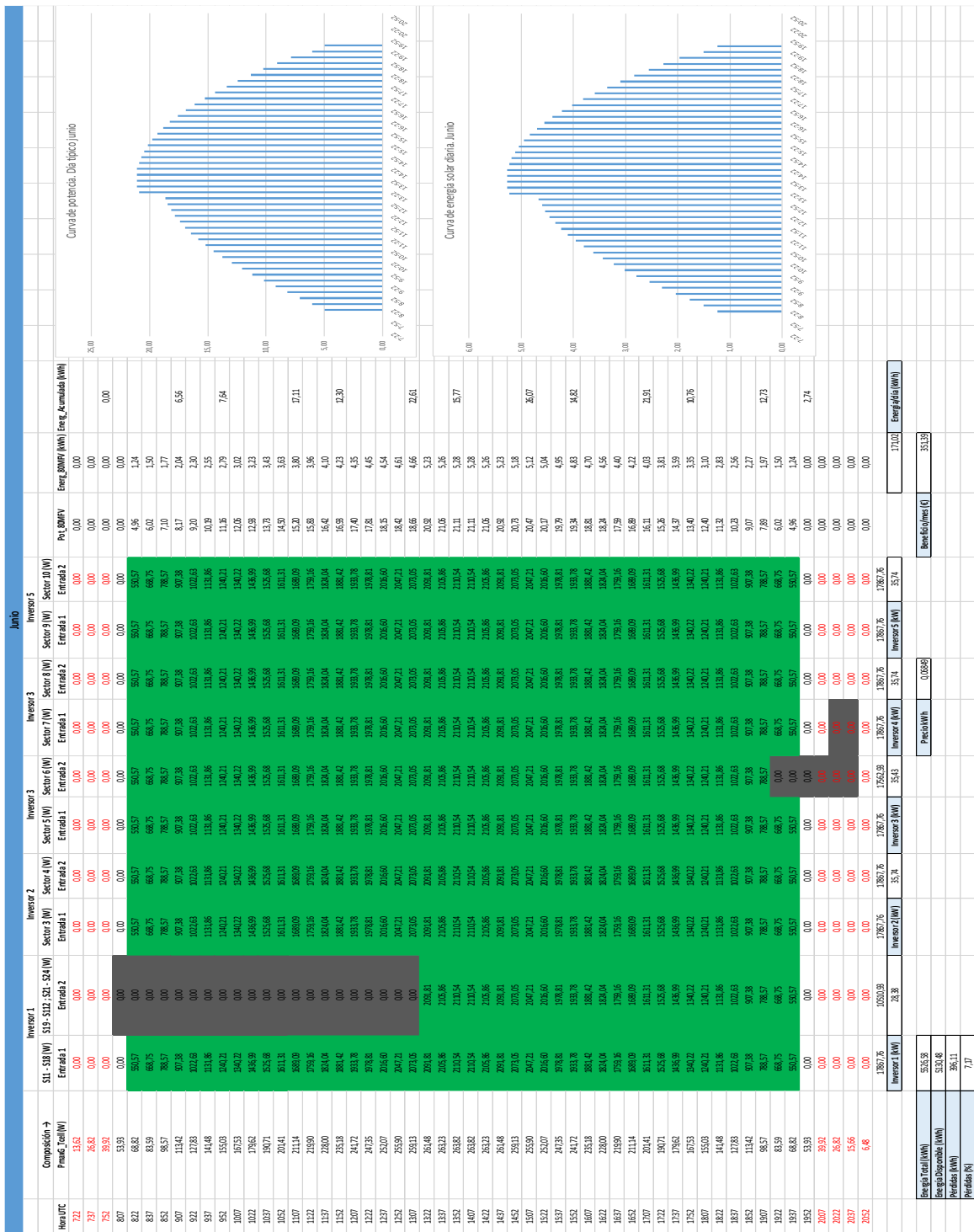
Energía Total (kWh)	4710,58
Energía Disponible (kWh)	4426,96
Pérdidas (kWh)	283,62
Pérdidas (%)	6,02

Mayo



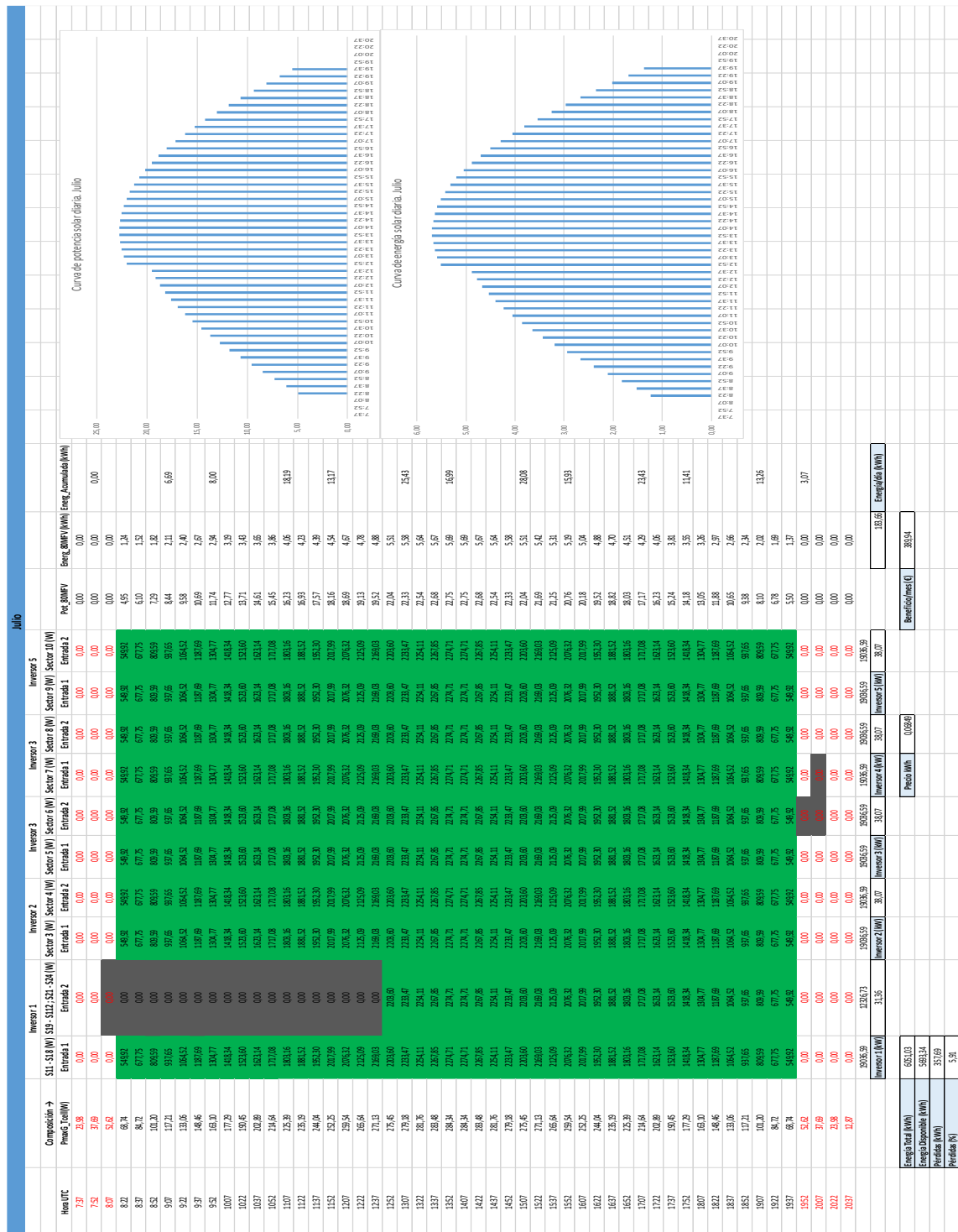
Energía Total (kWh)	5437,54
Energía Disponible (kWh)	5054,42
Pérdidas (kWh)	383,12
Pérdidas (%)	7,05

Junio

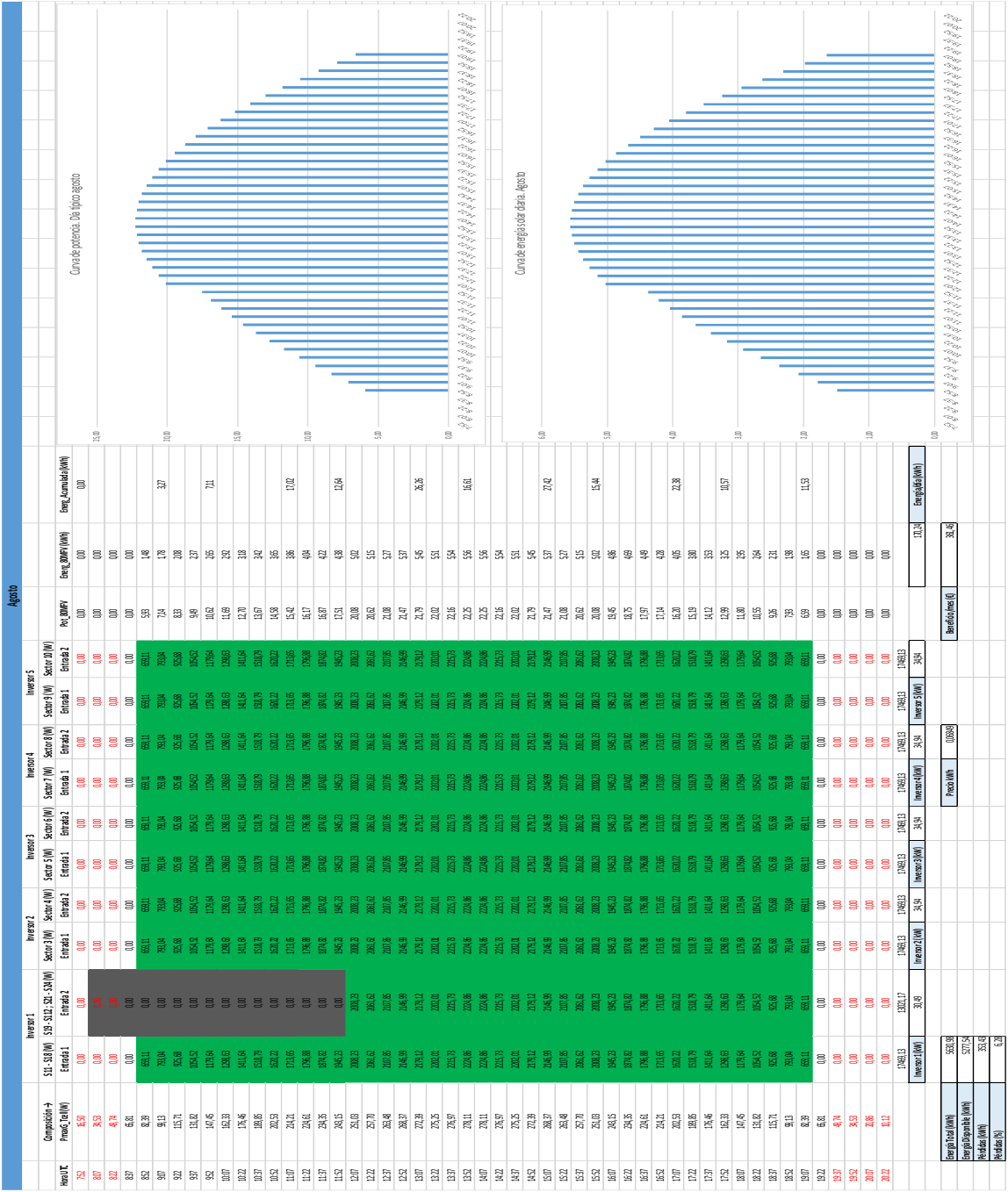


Energía Total (kWh)	5526,58
Energía Disponible (kWh)	5130,48
Pérdidas (kWh)	396,11
Pérdidas (%)	7,17

Julio

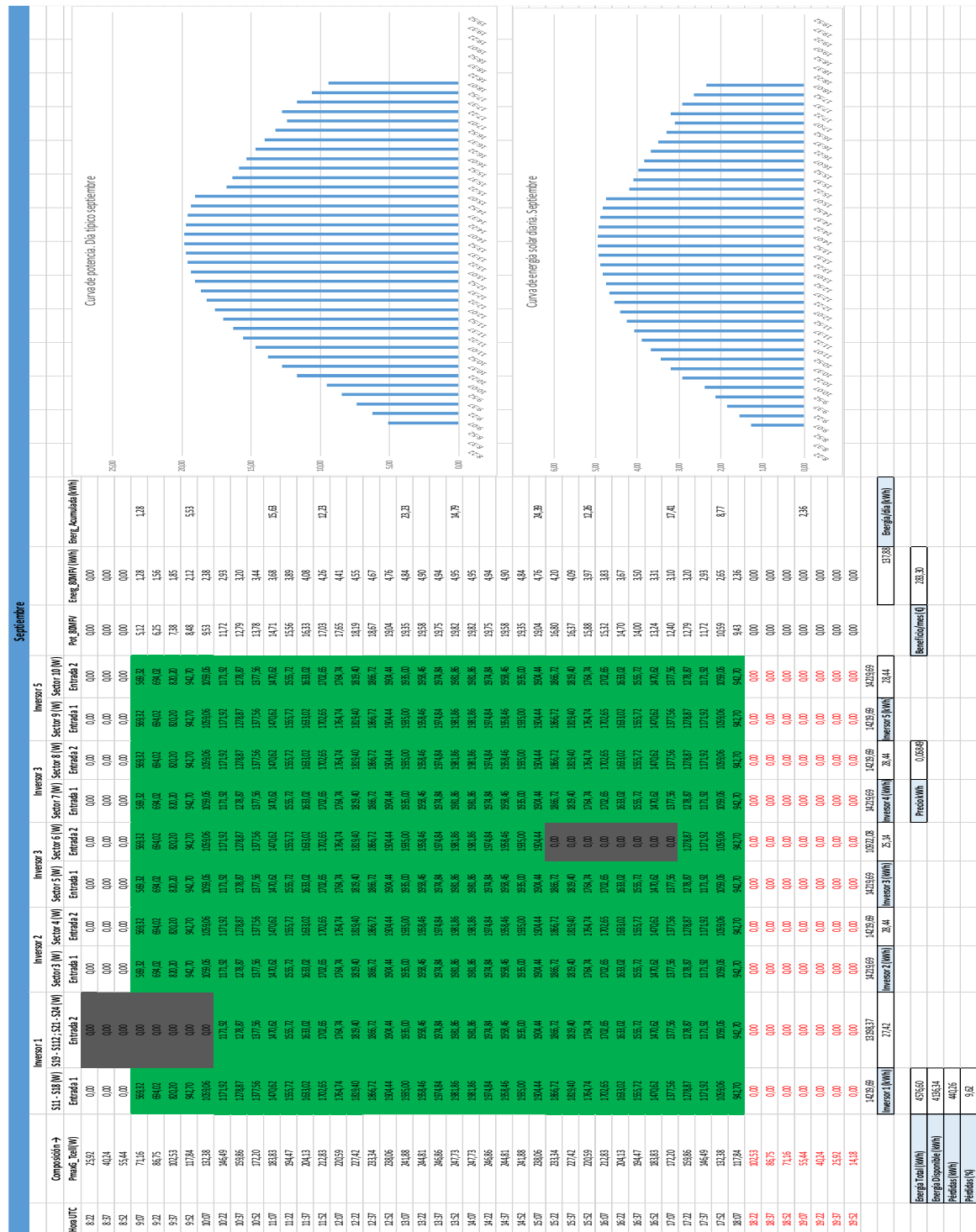


Energía Total (kWh)	6051,03
Energía Disponible (kWh)	5693,34
Pérdidas (kWh)	357,69
Pérdidas (%)	5,91



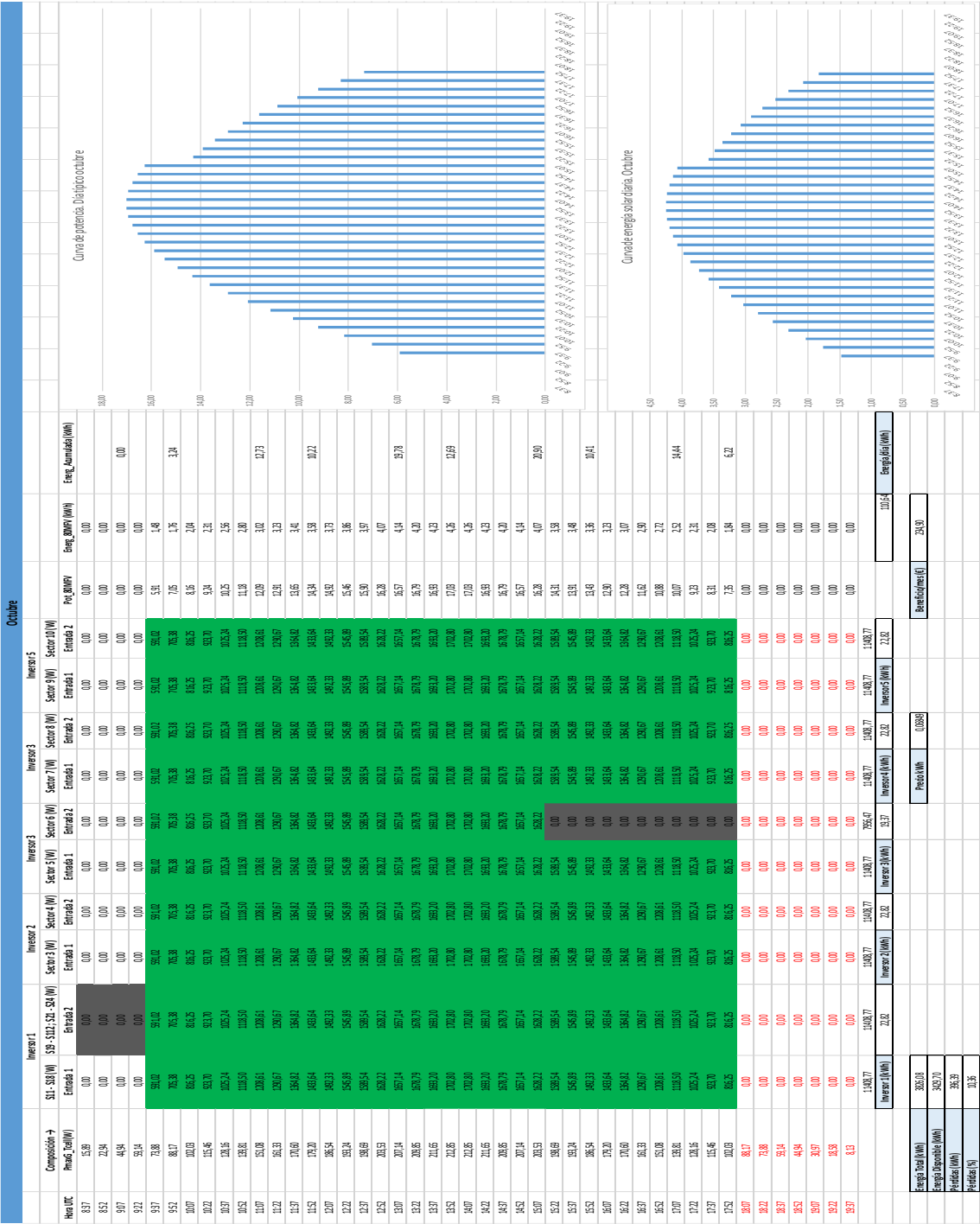
Energía Total (kWh)	5630,98
Energía Disponible (kWh)	5277,54
Pérdidas (kWh)	353,43
Pérdidas (%)	6,28

Septiembre



Energía Total (kWh)	4576,60
Energía Disponible (kWh)	4136,34
Pérdidas (kWh)	440,26
Pérdidas (%)	9,62

Octubre

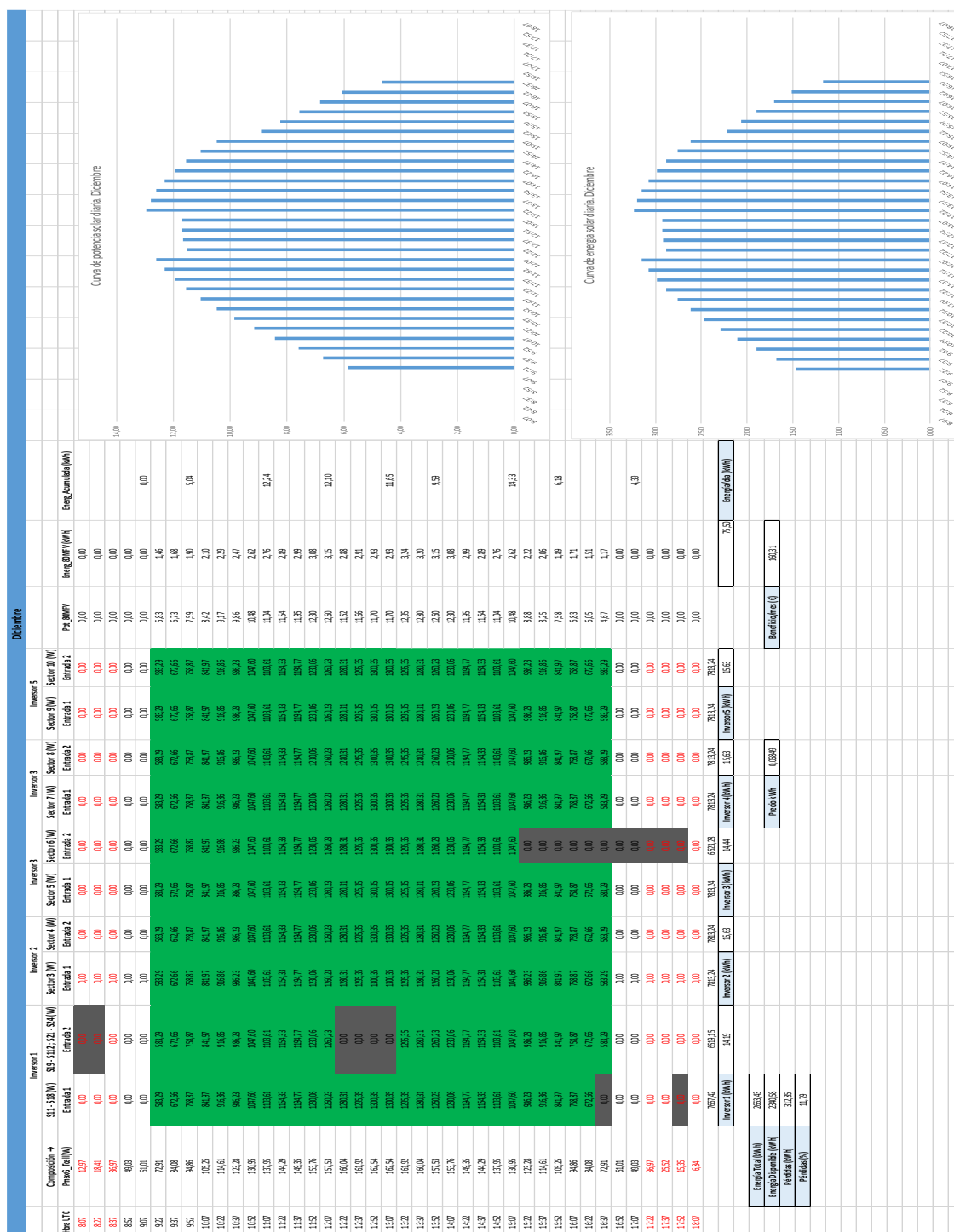


Noviembre

[illegible]

Energía Total (kWh)	2849,77
Energía Disponible (kWh)	2556,07
Pérdidas (kWh)	293,69
Pérdidas (%)	10,31

Diciembre



Energía Total (kWh)	2653,43
Energía Disponible (kWh)	2340,58
Pérdidas (kWh)	312,85
Pérdidas (%)	11,79