



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Análisis de la implementación de un microgenerador eólico

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Juan Ortuz, Reinaldo De Lucca, Sebastián Díaz

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Mag. Ing. Michael Varela..... Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla..... Universidad de la República

Dr. Ing. Álvaro Giusto..... Universidad de la República

Ing. Federico Arismendi..... Universidad de la República

Montevideo
martes 25 abril, 2023

Análisis de la implementación de un microgenerador eólico, Juan Ortuz, Reinaldo De Lucca, Sebastián Díaz.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 178 páginas.
Compilada el martes 25 abril, 2023.
<http://iie.fing.edu.uy/>

El viento es un poderoso aliado en nuestra lucha
contra el cambio climático.

ORTUZ J., DE LUCCA R., DÍAZ S. (2022)

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecemos a nuestras familias, amigos y compañeros por el apoyo incondicional brindado a lo largo de toda la carrera.

También agradecemos a nuestros trabajos por el apoyo aportado en la utilización de herramientas necesarias para el desarrollo del proyecto. En especial al personal del taller eléctrico de la Central Termoeléctrica “José Batlle y Ordóñez”.

Además, agradecemos a los proveedores que nos cotizaron dedicando tiempo al armado de las distintas propuestas técnicas.

Al Dr. Ing. Alejandro Gutiérrez y el equipo del taller del IMFIA por su gran disposición para que contáramos con todas las herramientas que estuvieran a su alcance. También al Mag. Ing. César Briozzo por su disposición para brindar su apoyo técnico que fue de gran ayuda para encaminar el presente trabajo y a nuestro tutor Mag. Ing. Michael Varela por el acompañamiento a lo largo de este proyecto.

Por último, agradecemos profundamente a la educación pública de la cual somos hijos y sin ella no seríamos nada.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

En la actualidad, más del 10% de la población mundial no tiene acceso a energía eléctrica. En Uruguay, la cercanía con la conexión eléctrica debido a su característica geográfica permite que los tendidos eléctricos lleguen a diversos lugares del país mientras que en otros países con selvas, montañas o desiertos, es más costoso realizar un tendido eléctrico que implementar sistemas de microgeneración autónomos, que además colaboran con la lucha contra el cambio climático.

La fiabilidad y estabilidad de la red eléctrica uruguaya, acompañada de un gran crecimiento en materia de matriz energética, provoca que los sistemas de microgeneración autónomos sean pocos, en comparación con los conectados a la red de UTE. En otros países, donde por su geografía es difícil el acceso a la red eléctrica, este tipo de sistemas son una gran alternativa.

La discusión sobre qué tipo de sistema de microgeneración autónomo usar, depende de cuán eficientes sean, tomando en cuenta tres perspectivas: financiera, técnica y medio ambiental. El presente trabajo se centra en la microgeneración de energía eólica, para un cliente particular de demanda tipo doméstica ubicado en las afueras de la Ciudad de Pando, Canelones, Uruguay.

La implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaica frente a eólicos es mayor, por lo que el presente trabajo investiga este hecho y valida el uso de baterías de plomo ácido, que además de cumplir con los requisitos técnicos, presentan características de reciclado que convergen con los cuidados medio ambientales, concluyendo que los costos de acceso a la red y la microgeneración autónoma fotovoltaica, en Uruguay, provocan que las propuestas de microgeneración eólica sean las menos convenientes.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Glosario de acrónimos

▪ Instituciones nacionales

UTE Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

ADME Administración del Mercado Eléctrico.

FING Facultad de Ingeniería.

IMFIA Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental.

UDELAR Universidad de la República.

COMAP Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones.

INUMET Instituto Uruguayo de Meteorología.

▪ Instituciones internacionales

AIE Agencia Internacional de la Energía.

OMM Organización Meteorológica Mundial.

COP Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible.

ONU Organización de las Naciones Unidas.

IRENA Agencia Internacional de Energías Renovables.

MITECO Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CEPAL Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

EIA Administración de Información Energética.

IEEE Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	V
Glosario de acrónimos	VII
Introducción	1
1. Estado del arte	3
1.1. Entorno de generación de energía eléctrica	3
1.1.1. Importancia de las energías renovables	3
1.1.2. Energía limpia para combatir el cambio climático	4
1.1.3. Ventajas principales de las energías renovables	5
1.1.4. Energías renovables: caso Uruguay	5
1.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU	6
1.3. Microgeneración de energía eléctrica	6
1.3.1. Tendencia mundial	6
1.3.2. Generación autónoma	7
1.3.3. Microgeneración: caso Uruguay	8
1.4. Pequeños aerogeneradores de eje horizontal y vertical	10
1.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT's)	10
1.4.2. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT's)	11
1.4.3. HAWT y VAWT	12
1.4.4. Resumen de ventajas y desventajas	13
1.5. Almacenamiento de energía	14
1.5.1. Baterías de plomo ácido	15
1.5.2. Baterías de ion litio	16
1.5.3. Comparando ion litio con plomo ácido	17
2. Componentes de una SMEA	19
2.1. Introducción	19
2.2. Componentes	19
2.2.1. Aerogenerador	19
2.2.2. Baterías	21
2.2.3. Inversor	21
2.2.4. Controlador de carga	22

Tabla de contenidos

2.3. Funcionamiento del sistema SMEA en dos estados	23
2.3.1. Estado I - SMEA con generación	23
2.3.2. Estado II - SMEA con generación baja o sin generación	23
2.4. Relevamiento comercial de componentes	24
2.4.1. Notas finales	24
3. Diseño de una instalación de microgeneración eólica	25
3.1. Introducción	25
3.2. Elección de componentes	25
3.2.1. Necesidad energética	25
3.2.2. Elección aerogenerador	25
3.2.3. Inversor y controlador de carga	26
3.2.4. Baterías	28
3.3. Conductores y protecciones	29
3.3.1. Cableado de corriente continua (CC)	30
3.3.2. Cableado de corriente alterna (AC)	31
3.3.3. Protecciones	31
3.3.4. Puesta a tierra	34
3.3.5. Diagrama unifilar	35
3.4. Descripción del gasto y mano de obra	35
4. Aerogeneradores	37
4.1. Introducción	37
4.2. Marco teórico generadores eléctricos	37
4.2.1. Generador síncrono	37
4.2.2. Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG)	39
4.3. Análisis experimental de aerogeneradores	41
4.3.1. Análisis en terraza	42
4.3.2. Análisis aerogenerador tipo linterna en terraza	42
4.3.3. Relevamiento en terraza de generador tipo Savonius	43
4.3.4. Rendimiento del aerogenerador ensayado	44
4.3.5. Análisis generador tipo linterna en laboratorio	45
4.4. Mejoras al aerogenerador de imanes permanentes	47
4.4.1. Módulo algoritmo de perturbación y observación	50
4.5. Mantenimiento de sistemas de generación eólica vs. solar	53
4.6. Conclusiones aerogeneradores	54
5. Baterías	57
5.1. Introducción	57
5.2. Marco teórico	57
5.2.1. Conceptos generales	58
5.2.2. Profundidad de descarga y descarga profunda	61
5.2.3. Nivel de carga y capacidad de baterías	62
5.3. Modelo utilizado para el estudio de batería Pb-Ac AGM	63
5.3.1. Modelo elegido	64

5.3.2.	Determinación de parámetros	65
5.3.3.	Modelo implementado en Simulink	66
5.4.	Simulaciones	66
5.4.1.	Autonomía	66
5.4.2.	Simulación del sistema de generación eólica, almacenamiento y demanda	67
5.4.3.	Simulación del sistema de generación fotovoltaica, almacenamiento y demanda	68
5.5.	Vida útil y degradación	69
5.5.1.	Ciclos de vida útil en baterías Pb-Ac AGM-VRLA	69
5.5.2.	Factores que degradan a la batería	70
5.5.3.	Análisis vida útil batería DP 12280	70
5.5.4.	Estudio al 80 % de capacidad	71
5.6.	Reciclado de baterías Pb-Ac	72
5.6.1.	Conclusiones baterías	74
6.	Evaluación Económica	77
6.1.	Introducción	77
6.2.	Inversiones	77
6.2.1.	Obra civil y montaje	78
6.2.2.	Equipamiento	78
6.2.3.	Tendido eléctrico	78
6.2.4.	Gastos adicionales	78
6.2.5.	Distribución de inversiones	79
6.2.6.	Costos de suministro tradicional UTE	79
6.2.7.	Imprevistos y tasa de descuento	80
6.2.8.	Amortizaciones	80
6.2.9.	Calendario de inversiones	80
6.3.	Costos	81
6.3.1.	Mantenimiento y mano de obra	81
6.4.	Sistemas fotovoltaicos aislados - Plan Uruguay 100 % eléctrico	81
6.5.	Evaluadores y parámetros financieros	81
6.5.1.	SMEA y suministro tradicional	81
6.5.2.	SFA y electrificación rural	82
6.6.	Conclusiones de la evaluación financiera	82
7.	Conclusiones	83
8.	Sugerencias para trabajos futuros	87
	Anexos	88
A.	Tablas de costos	89
A.1.	Turbinas horizontales R&X	89
A.2.	Turbinas verticales	90
A.2.1.	Cotizaciones con componentes	90

Tabla de contenidos

A.3. Distribuidor nacional	91
A.4. Relevamiento baterías	91
B. Hojas de datos y referencias de fabricante	93
B.1. Baterías	93
B.1.1. Modelo Simulink	113
B.2. Aerogenerador y controlador de carga	114
B.2.1. Programa Matlab	119
C. Cálculos anexo	121
C.1. Cálculo energía consumida por el cliente	121
C.2. Cálculo conductores instalación	121
D. Análisis teórico convertidor Boost	125
D.1. Convertidor Boost	125
D.1.1. On-State	125
D.1.2. Off-State	126
E. Análisis experimental de aerogeneradores	129
E.1. Sistema de adquisición de datos	129
E.2. Relevamientos	130
E.2.1. Caracterización del lugar físico de instalación	130
E.2.2. Caracterización en banco de ensayo de generador tipo linterna	131
E.3. Segunda caracterización	132
E.3.1. Descripción segundo banco de pruebas	133
E.3.2. Relevamiento en terraza de generador tipo linterna	134
F. Descripción del gasto e inversión	135
F.1. Memoria descriptiva	135
F.2. Descripción del gasto	135
F.3. Tablas de costos de gastos y costos de inversión	139
F.3.1. Obra civil y montaje	139
F.3.2. Costos equipamiento	140
F.3.3. Costos tendido eléctrico	140
F.3.4. Costos adicionales	140
F.3.5. Costo instalador UTE	141
F.3.6. Descripción SFA UTE	141
G. Conceptos teóricos evaluadores financieros	143
G.1. Evaluadores financieros	143
G.1.1. Condiciones VAN y TIR	146
H. Conceptos baterías	147
H.1. Tecnologías de baterías	147
H.2. Baterías estacionarias	148
H.3. Baterías ion de litio	148

Tabla de contenidos

H.4. Estudio comparativo de precios de baterías	149
Referencias	151
Índice de tablas	156
Índice de figuras	159

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Introducción

Contexto

El acceso a energía eléctrica segura y continua condiciona las posibilidades de desarrollo humano, social y económico. Según [38], al año 2022 aproximadamente 733 millones de personas en el mundo no acceden a este tipo de energía.

La lucha contra el cambio climático es otro de los problemas que afronta el mundo, por tanto, abastecer las necesidades energéticas mediante el uso de energías renovables resulta fundamental. Garantizar el acceso a energía limpia, confiable y sostenible para el año 2030 es uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible planteados por la ONU.

A nivel mundial, la microgeneración autónoma de energía eléctrica mediante fuentes renovables, es una de las alternativas para satisfacer la necesidad mencionada anteriormente. Estos sistemas son fuentes de energía confiable, diversifican la matriz energética y brindan soluciones a hogares que se encuentran alejados o imposibilitados de acceder al suministro tradicional.

En Uruguay, la microgeneración de energía eléctrica mediante sistemas conectados a la red ha crecido en los últimos años, llegando a cerca de 1.000 usuarios en el año 2021, siendo el 99 % de estos, sistemas fotovoltaicos [21].

Respecto a microgeneración autónoma, el distribuidor local (UTE) indica que, en Uruguay, restan 2.500 hogares por conectarse al suministro eléctrico. UTE planea que 800 de estos, obtengan energía eléctrica, mediante un plan, que consiste en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos autónomos (SFA).

El uso de sistemas autónomos fotovoltaicos en lugar de eólicos por parte de UTE, converge con la tendencia mundial y local en sistemas de microgeneración. Sin embargo, según [56], en Uruguay el uso de sistemas de microgeneración autónoma eólica data desde el año 1930, en donde su uso estaba extendido por todo el país. A pesar de esto, en la actualidad, prácticamente no se escucha hablar de este tipo de sistemas. Es por esto que surge la necesidad de estudiar la implementación de un sistema de microgeneración eólica autónomo, analizando y discutiendo su conveniencia.

Descripción del trabajo

A lo largo del presente trabajo, se responden las inquietudes que surgen al implementar un sistema de microgeneración eólica autónomo (SMEA), para satisfacer la demanda de un cliente tipo doméstico, ubicado a las afueras de la Ciudad de Pando, Canelones, Uruguay.

Previo a la implementación del sistema, es necesario analizar la situación actual, tanto a nivel mundial como local. Por tanto, al inicio del trabajo se realiza una puesta a punto sobre energías renovables y sistemas de microgeneración. Luego se presentan distintos tipos de aerogeneradores y se realiza una breve introducción a las baterías de plomo ácido VRLA-AGM, elegidas para el sistema en estudio.

Entrando en el diseño del sistema, lo siguiente es responder: ¿Qué implica llevar adelante una instalación de este tipo?. La respuesta se da en los capítulos 2 y 3 donde se describe el cliente ficticio y su necesidad energética, se brinda información sobre cómo seleccionar los elementos necesarios que componen la instalación, se eligen y se presenta un relevamiento comercial.

En el capítulo 4 se realiza un análisis experimental de 2 aerogeneradores verticales para microgeneración, comprobándose un bajo rendimiento respecto al esperado. A raíz de esto, se investiga en el ámbito de laboratorio, el comportamiento del generador de uno de ellos y se presenta una mejora al sistema de microgeneración.

Luego de realizado el análisis, se utilizan los datos de viento obtenidos en terraza. Con base en estos, se estima la generación del aerogenerador elegido en el capítulo 3 y se realizan simulaciones mediante la herramienta Simulink, perteneciente a Mathworks, estudiando el comportamiento del banco de baterías de plomo ácido para una demanda doméstica real similar a la demanda esperada para el cliente ficticio.

También se realizan simulaciones para el caso en que la generación sea a mediante paneles fotovoltaicos y se comprueba que en ambos sistemas el banco funcionó de forma esperada, con la salvedad que para el caso fotovoltaico, la vida útil de las baterías fue aproximadamente la mitad que en el caso eólico.

Luego de recorrer los distintos puntos que involucra la instalación de un sistema de microgeneración eólica autónomo, surge la necesidad de realizar un análisis económico, por lo que, en el capítulo 6 se presenta un estudio, donde se compara la implementación de este sistema con la conexión tradicional de la red y el plan “Uruguay 100 % electrificado” que brinda UTE.

Al final del trabajo se presentan las conclusiones seguidas de una serie de sugerencias para posibles trabajos futuros.

Capítulo 1

Estado del arte

1.1. Entorno de generación de energía eléctrica

1.1.1. Importancia de las energías renovables

Las energías renovables ¹ son fuentes de energía que, a diferencia de los combustibles fósiles, existen en abundancia, diversidad y poseen un potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo no producen gases de efecto invernadero (gases causantes del cambio climático ²).

El uso de energías renovables a nivel mundial está en constante crecimiento. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó un informe donde menciona que el mundo tiene un camino viable para construir, un sector energético global con emisiones netas cero, para el año 2050. Esta hoja de ruta, es un estudio integral del mundo que muestra acciones prioritarias para alcanzar dicha meta [8].

Ese mismo informe garantiza un suministro de energía estable, con acceso universal a la energía y permitiendo un crecimiento económico sólido. Este camino da como resultado una economía energética limpia y dinámica, dominada por energías renovables, en lugar de los combustibles fósiles [8].

Según la AIE, esta hoja de ruta trae consigo un aumento histórico de la inversión en energía limpia, creando millones de nuevos empleos y aportando hacia el crecimiento económico mundial [8].

¹Informe de la Agencia Internacional de la Energía [AIE]. (s.f.). Energías renovables. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>

²Organización de las Naciones Unidas [ONU]. (s.f.). Cambio climático. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>

Capítulo 1. Estado del arte

1.1.2. Energía limpia para combatir el cambio climático

La implementación de energías renovables es imprescindible para combatir el cambio climático. La Organización Meteorológica Mundial en el año 2021 menciona que los últimos siete años han sido de los más calurosos de la historia desde que hay registros [36], con temperatura media de 1,2 °C, por encima del nivel pre-industrial, según el servicio de cambio climático de Copernicus (C3S ³).

Dicho informe, va en línea con lo tratado en la Conferencia de las Naciones Unidas (COP26 ⁴) sobre cómo mitigar el cambio climático ⁵.

En paralelo, al año 2022, aproximadamente 733 millones de personas en el mundo aún carecen de acceso a la electricidad. Esto implica un gran esfuerzo adicional en el desarrollo de las energías renovables para lograr uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible aprobados por Naciones Unidas; particularmente en el África subsahariana, como lo es el acceso universal a la electricidad en el año 2030 [38].

Esta meta de la ONU es ambiciosa si se la compara con las estimaciones de la AIE, donde plantea una hoja de ruta cuyo objetivo es lograr el acceso universal a energías limpias para el año 2050.

Uno de los hitos diplomáticos más relevantes en la lucha contra el cambio climático es el Acuerdo de París en el año 2015 ⁶, en el que cerca de 200 países se comprometen a reducir sus emisiones para limitar el aumento de la temperatura del planeta en 2 °C; haciendo un esfuerzo por mantenerla menor a 1,5 °C [53], ya que por encima de los 2 °C, las consecuencias serían catastróficas ⁷ [36].

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), alcanzar los Acuerdos de París implica duplicar la cuota de energías renovables en la generación eléctrica hasta situarla cerca del 60 % a nivel mundial para el año 2030 ⁸.

³Servicio de cambio climático de Copernicus. (s.f.). C3S. https://climate.copernicus.eu/sites/default/files/2022-01/C3S-CAMS%20annual%20temp%20data%20and%20CO2%202021_press%20release_ES_0.pdf

⁴Organización de las Naciones Unidas [ONU]. (s.f.). <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>

⁵Naciones Unidas. (s.f.). Pacto climático de Glasgow. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3_auv_2_cover%20decision.pdf

⁶Organización de las Naciones Unidas por el cambio climático. (s.f.). Acuerdo de París, <https://unfccc.int/es/most-requested/que-es-el-acuerdo-de-paris>

⁷[IRENA]. (s.f.). Perspectivas de la transición energética mundial. <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Perspectivas-de-la-transicion-energetica-mundial>

⁸[MITECO]. (s.f.). Plan nacional integrado de energía y clima. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima/plannacionalintegradodeenergíayclima2021-2030_tcm30-546623.pdf

1.1. Entorno de generación de energía eléctrica

1.1.3. Ventajas principales de las energías renovables

- **Mitigan el cambio climático:** Dado que los procesos de generación de energía no emiten gases de efecto invernadero, son el socio ideal contra el cambio climático. Esto las posiciona como una solución viable frente a la degradación medioambiental [23].
- **Son inagotables:** Las reservas de energías no renovables como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear son finitas. Las fuentes de energías renovables son inagotables, ya que se adaptan a los ciclos naturales [23].
- **Reducen la dependencia energética:** La necesidad de importar combustibles fósiles puede comprometer la seguridad del suministro energético. En cualquier parte del planeta hay algún tipo de recurso renovable como el viento, el sol, el agua, entre otras, susceptible de aprovecharlo para producir energía de forma sostenible [23].
- **Son crecientemente competitivas:** Las principales fuentes renovables, como la eólica y la solar, son, en general, económicamente más viables que los combustibles fósiles. Las energías renovables son una solución sostenible, no solo económica, sino también ambientalmente, para mover el mundo [23].
- **Poseen un horizonte político favorable:** Las conferencias sobre cambio climático (COP) han echado luz al futuro de las energías renovables. La comunidad internacional ha entendido la necesidad de fortalecer la transición hacia una economía de energías limpias, con reducción de carbono por el futuro sostenible del planeta, promoviendo el desarrollo de tecnologías renovables [23].

1.1.4. Energías renovables: caso Uruguay

Uruguay es un país que carece de reservas probadas de petróleo, carbón y gas natural, presentando dependencia del petróleo importado. Esto hace que las fuentes de energías renovables sean una alternativa atractiva para el abastecimiento energético del país y su desarrollo económico local [52].

Por otro lado, la tendencia del consumo de energía per cápita de Uruguay ha crecido a lo largo de los años. Esto hizo que se requieran grandes inversiones para ampliar la oferta de energía que acompañe el crecimiento sostenido de la actividad económica. Si se toma en cuenta el impacto ambiental y la posibilidad de contar con recursos genuinos y domésticos, las energías renovables no tienen competencia [52].

En Uruguay la generación de energía eléctrica la realizan grandes centrales de servicio público y generadores privados. La transmisión y distribución está a cargo de UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) y la administración del mercado mayorista de energía eléctrica pertenece a ADME (Administración del Mercado eléctrico) [52].

1.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, adoptados por las Naciones Unidas en el año 2015 son un llamado universal que pone foco en el fin de la pobreza, proteger el planeta y garantizar que para el año 2030 todas las personas disfruten de paz y prosperidad.

Estos 17 objetivos (figura 1.1) están integrados, es decir, reconocen que la acción en un área afectará los resultados en otras áreas y que el desarrollo debe equilibrar la sostenibilidad social, económica y ambiental. Varios de estos apoyan el crecimiento de las energías renovables.



Figura 1.1: Objetivos de Desarrollo Sostenible [20].

1.3. Microgeneración de energía eléctrica

1.3.1. Tendencia mundial

A nivel mundial, la microgeneración de energía eléctrica mediante fuentes renovables puede constituir una alternativa y complemento a la electricidad provista por las redes de distribución tradicionales. Algunos motivos para su implementación son:

- Diversificación de la matriz energética con fuentes autóctonas.
- Redes eléctricas poco confiables (cortes de energía o caídas de tensión).
- Larga distancia a los puntos de conexión más cercanos a la red eléctrica debido a lugares geográficamente de difícil acceso.

1.3. Microgeneración de energía eléctrica

- Reducción del impacto ambiental de la generación de energía eléctrica.
- Reducción de costos del abastecimiento de energía eléctrica.
- Generación de ingresos aprovechando las fuentes de energía ya disponibles.
- Promoción del desarrollo y conocimiento a través de la generación de empleos calificados.

Existen dos formas para implementar un sistema de microgeneración eléctrica. Los sistemas “off grid” (autónomos) y los sistemas “on grid” (con conexión a la red) [9].

Los sistemas “on grid” son aquellos que generan energía eléctrica y pueden o no, tener almacenamiento (baterías), inyectan la energía eléctrica generada a la red o suministro nacional, y su consumidor se alimenta de esta.

Los sistemas “off grid” o autónomos, se encuentran totalmente aislados de la red de suministro eléctrico, son para autoconsumo y almacenan la energía eléctrica en algún tipo de acumulador energético. A continuación se hace énfasis en esta última modalidad, dado que es el objeto del presente proyecto.

1.3.2. Generación autónoma

Los sistemas autónomos (AS) son completamente independientes de la red de suministro eléctrico [6]. Con excepción de los sistemas de uso directo como el bombeo de agua o la ventilación con energía fotovoltaica, los autónomos dependen de baterías para proporcionar almacenamiento de energía durante los momentos de consumo [48].

Un esquema de generación eólica de energía eléctrica autónoma se presenta en la figura 1.2, el mismo se compone de un aerogenerador que convierte la energía proveniente del viento en energía eléctrica y un controlador de carga con inversor para cargar las baterías y abastecer con tensión y corriente alterna la demanda eléctrica.

Actualmente, se estima que 136 millones de personas acceden a AS de electrificación fuera de la red a nivel mundial; el 85 % de estos sistemas son de energía solar fotovoltaica [6], mientras que el porcentaje restante se obtiene mediante eólica, biomasa o algún tipo de combustible fósil.

Ventajas y desventajas en AS

Las ventajas asociadas a AS se estudian desde dos perspectivas. Quienes quieren independizarse del suministro tradicional eléctrico y para quienes los AS se presentan como una opción financieramente más rentable al suministro tradicional.

Capítulo 1. Estado del arte

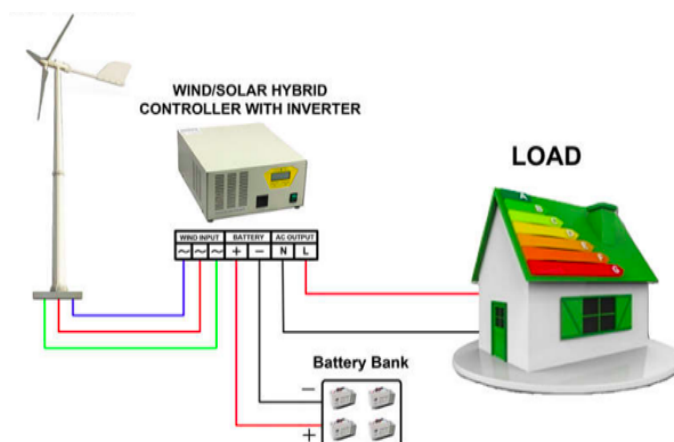


Figura 1.2: Esquema de sistema autónomo “off grid” [18].

En Uruguay, de acuerdo al acta de UTE ⁹, la tasa de conexión eléctrica mediante la red supera el 99 % del total de habitantes. Según proyecciones de la empresa, de los 2.500 hogares restantes, 1.700 se conectarán mediante extensión tradicional de la red y 800 a través del plan “Uruguay 100 % eléctrico” que consiste en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos autónomos (SFA) y finalizará el 31 de diciembre del año 2024.

Los AS no están sujetos a los términos y políticas de UTE, ni los propietarios del sistema están sujetos a aumentos o cambios de tarifas, apagones o caídas de tensión provenientes del suministro tradicional.

En nuestro país, según datos entregados por el departamento de generación autónoma de UTE, el costo de llegada del suministro por kilómetro de electrificación, para el caso rural, es de un valor promedio de USD 7.000.

1.3.3. Microgeneración: caso Uruguay

Uruguay es un territorio de “geografía noble” que facilita el transporte y la distribución del suministro eléctrico. Su relieve está dividido en dos grandes áreas estructurales: las penillanuras y las llanuras (alturas por debajo de 200 m).

Las penillanuras se extienden por la mayor parte del país, mientras que las llanuras se extienden en forma periférica y se subdividen en tres sectores, la planicie del litoral del Río Uruguay, la platense y la atlántica prolongada en torno a la laguna Merín. El punto más elevado del país es el Cerro Catedral, con 514 metros [47].

⁹Acta Pública N.º 8.471, CA 211105, R21-749 y R21-387. UTE

1.3. Microgeneración de energía eléctrica

Estas características geográficas hacen que optar por AS no sea una decisión basada en problemas de accesibilidad a los predios, sino, que depende de otros parámetros como el económico.

Según [4], el mínimo recurso anual de irradiación directa en incidencia normal (DNI) que permite a las aplicaciones solares, producción rentable de energía eléctrica, se encuentra en valores cercanos a los $2,0 \text{ MWh}/m^2$ al año. El mismo estudio indica que en Uruguay la DNI está dentro del rango $1,7$ a $2,1 \text{ MWh}/m^2$ al año.

En Uruguay el crecimiento de microgeneración de energía eléctrica avanzó en sistemas “on grid”, los cuales son regulados según el decreto 173/010¹⁰, propiciando inversiones en infraestructura que junto a proyectos de inversión presentados ante la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP), impulsan el desarrollo de sistemas de microgeneración eléctrica con fuentes renovables, permitiéndole a empresas reducir tributos fiscales.

En las gráficas de la figura 1.3 y la tabla 1.1, brindadas por el distribuidor local (UTE), se visualiza la situación actual de microgeneración en Uruguay:

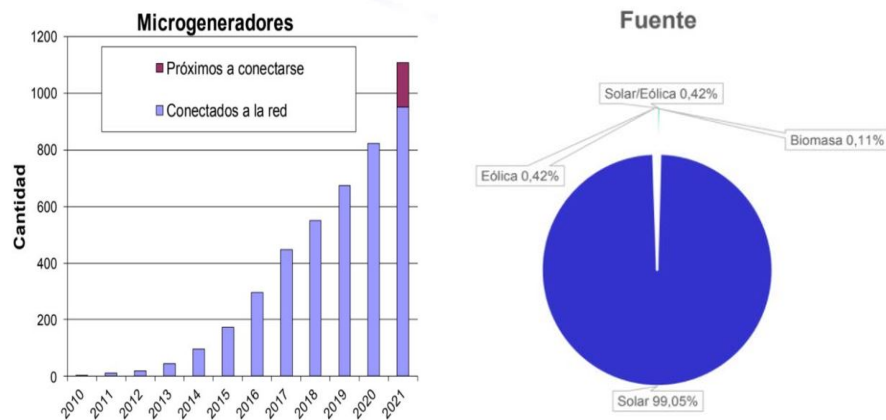


Figura 1.3: Microgeneración en Uruguay [21].

De los datos de la tabla 1.1, se observa el notorio crecimiento de la microgeneración desde el año 2010, alcanzando niveles cercanos al 1 % del total de la potencia instalada en nuestro país. De igual manera, se observa también que mayoritariamente la microgeneración en Uruguay se desarrolló mediante tecnología solar fotovoltaica, siendo la misma cercana al 99 %.

¹⁰ Autorización a suscriptores conectados a la red de distribución de BT a instalar generaciones de fuentes renovables.

<https://www.impo.com.uy/bases/decretos/173-2010/2>

Jul-21	En servicio		En trámite	
Regional	Cantidad	Potencia (kW)	Cantidad	Potencia (kW)
Norte	183	5598,68	28	1185,46
Este	102	2483,32	21	727,11
Oeste	194	6495,01	40	1580,92
Centro	184	5165,51	21	576,86
Montevideo	288	8985,44	48	1458,83
TOTAL	951	28727,95	158	5529,18

Tabla 1.1: Datos totales microgeneración Uruguay [21].

La microgeneración en AS, recibió el impulso de UTE, otorgando distintos tipos de subsidios que fomentan la construcción de este tipo de sistemas, con el objetivo de llegar al 100 % del territorio nacional electrificado. En la sección 1.3.2, se presenta el plan implementado por el distribuidor local titulado “Uruguay 100 % eléctrico”.

1.4. Pequeños aerogeneradores de eje horizontal y vertical

Existen básicamente dos tipos de turbinas disponibles para convertir la energía eólica en energía eléctrica, aerogeneradores de eje horizontal (HAWT) y aerogeneradores de eje vertical (VAWT) [27]. A nivel general, los HAWT's son tendencia respecto a los VAWT's debido a su gran capacidad de generación dentro de un área específica [3].

Se toma como referencia de pequeños aerogeneradores, equipos con capacidad instalada menor a 100 kW [17]. En este sentido, el viento en entornos urbanos o de poca altura (menor a 15 m) se caracteriza por una baja velocidad y altos niveles de turbulencia, que desembocan en vientos inestables y variables. Esto afecta directamente las características aerodinámicas de la turbina eólica y su desempeño [58].

1.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT's)

Los aerogeneradores HAWT's para microgeneración (ver figura 1.4) funcionan de la siguiente manera: La fuerza del viento se enfrenta de forma perpendicular al rotor del aerogenerador y la fuerza de sustentación del perfil genera un par de giro respecto al centro del rotor donde se encastran las palas (buje) [48].

1.4. Pequeños aerogeneradores de eje horizontal y vertical



Figura 1.4: Modelos HAWT convencionales de 3 y 5 aspas y otros menos tradicionales [17].

Dentro de los HAWT's para microgeneración se tienen dos tipos de aerogeneradores, los que se utilizan para la producción de energía eléctrica y las aerobombas. Estas últimas utilizan la energía del viento para impulsar una bomba y se utilizan para la extraer agua.

Otra manera de clasificar los HAWT's es conforme al número de palas (tripala, bipala o monopala) o por la orientación del viento (barlovento o sotavento) [39].

1.4.2. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT's)

Los aerogeneradores de eje vertical para microgeneración se clasifican en dos grupos, los de tipo Darrieus y los de tipo Savonius [39]. Para los de tipo Darrieus, la fuerza que permite que el rotor gire es la de sustentación de los perfiles aerodinámicos, mientras que en los de tipo Savonius es la fuerza de arrastre sobre el rotor [3].

Los VAWT's se instalan a alturas más bajas y aprovechan la energía de manera efectiva a velocidades de viento de entre 1,5 y 3 m/s [27]. La dirección del viento no afecta su funcionamiento [27]. Estas alturas permiten costos de instalación más bajos y mantenimientos más fáciles.

En la figura 1.5, se presentan de izquierda a derecha los aerogeneradores de eje vertical tipo Savonius, Darrieus y Darrieus-H.



Figura 1.5: Ejemplos de VAWT existentes [17].

Darrieus

Los aerogeneradores del tipo Darrieus presentan elevada eficiencia [3], sin embargo, manifiestan problemas de autoarranque, ya que requieren de una gran masa de aire para el inicio de la generación eléctrica [39].

Este tipo de aerogeneradores se consideran los de mayor éxito comercial [39], aunque presentan una complejidad constructiva de sus palas que provoca un descenso en sus niveles de producción [3].

Savonius

Compensando el problema de alta velocidad al inicio de la generación de los Darrieus, el Savonius se presenta como una posible alternativa. Existen configuraciones de sus palas en J, palas rectas, palas helicoidales, entre otras. La diferencia de generación de energía entre estas configuraciones es mínima.

Como se indica en [39], es el modelo más simple de rotor. Ofrece su parte cóncava al empuje del viento y su parte convexa gira en torno a su eje. De igual manera, pese a ser un modelo sencillo, es difícil predecir su comportamiento aerodinámico, ya que no existen modelos teóricos adecuados para determinar su desempeño [17].

Existen también otros tipos de turbinas de viento que nacen a partir del modelo Savonius de arrastre como los aerogeneradores Sistan, Zephyr y Banki [3].

1.4.3. HAWT y VAWT

En entornos urbanos, los equipos VAWT's son más adecuados [17], así como también lo son, para velocidades bajas, conforme a [27].

De acuerdo a [3], las dos características para comparar entre modelos de aerogeneradores son: El coeficiente de potencia "CP", que es la relación entre la potencia mecánica extraída del viento por la turbina y la potencia disponible en el

1.4. Pequeños aerogeneradores de eje horizontal y vertical

viento [27], y el “Tip-Speed Ratio” o TSR, que es el cociente entre la velocidad de la punta de la hélice o pala del aerogenerador respecto a la velocidad del viento [3].

Por lo estudiado en [27], se concluye que el CP (0,42) para VAWT está más cerca del valor ideal de 0,59 dado por la Ley de Betz que el obtenido para un HAWT, por tanto, el rendimiento de los VAWT’s es superior a los HAWT’s cuando se consideran para la generación de energía a bajas velocidades de viento.

Para los HAWT’s el TSR suele ser fijo, ya que su funcionamiento busca una generación eléctrica estable, mientras que para los VAWT’s este valor es variable, por lo que se elaboran gráficas para encontrar valores óptimos de funcionamiento en los mismos [3].

Según [27], donde se modeló y estudió el comportamiento teórico de tres tipos de aerogeneradores (un HAWT y dos VAWT’s), a velocidades bajas (en el entorno de 2 *m/s*) los dos modelos de tipo VAWT resultaron más eficientes que el modelo HAWT, por tanto, la tecnología de aerogeneradores de eje vertical para velocidades de viento bajas obtiene mejores resultados que los de eje horizontal.

Otra ventaja del VAWT sobre el HAWT es que aprovechan la energía del viento de manera efectiva a bajas velocidades y la dirección del mismo no afecta su funcionamiento [27]. Dada las características de viento mencionadas, en sistemas de microgeneración eólica, los VAWT’s son los indicados en este tipo de instalaciones.

Según el estudio realizado en [17] sobre generación en ambientes urbanos, se demostró que en algunos casos es rentable la instalación de aerogeneradores de eje vertical en hogares. Por otra parte, a nivel internacional, se obtuvo mediante un cálculo simplificado, que en muchos países donde el precio de la energía es alta, es económicamente viable la microgeneración eólica.

1.4.4. Resumen de ventajas y desventajas

En la tabla 1.2, se presentan algunas ventajas y desventajas fundamentales en HAWT’s y VAWT’s, con base a lo que se ha desarrollado hasta el momento.

Aerogeneradores de eje horizontal	
Ventajas	Ampliamente utilizados a nivel mundial, tecnología madura a distintos niveles de potencia eléctrica.
	Más económicos y mayores niveles de producción en comparación a los VAWT’s.
	Existen muchos fabricantes para todos los rangos de potencia eléctrica.
Desventajas	Son más ruidosos, de compleja instalación y mantenimiento.
	Tienen dificultad para soportar vientos turbulentos y pierden rendimiento debido a esto frente a los VAWT’s.

Aerogeneradores tipo Darrieus	
Ventajas	Simple orientación al viento.
	Son menos sensibles a las turbulencias que los HAWT's.
	Producen menos vibraciones que los HAWT's y por ende son menos ruidosos que estos.
	Comienzan a generar a velocidades más bajas que los de tipo Savonius.
Desventajas	Baja eficiencia para vientos altos y bajo par de arranque.
	No son muy utilizados a nivel mundial, ni existe la diversidad de fabricantes y modelos que presenta los HAWT's.
	Más sensibles a las turbulencias que los del tipo Savonius.
Aerogeneradores tipo Savonius	
Ventajas	Silenciosos, fiables y robustos.
	Simple orientación al viento.
	Menos sensible a las turbulencias que los HAWT's.
	Produce menos vibraciones que los HAWT's.
Desventajas	Difícil de predecir y analizar su rendimiento aerodinámico.
	Comercialmente, se encuentran en una etapa inicial.

Tabla 1.2: Ventajas y desventajas HAWT's y VAWT's.

1.5. Almacenamiento de energía

El sistema de almacenamiento de energía (SA) es un instrumento vital para entregar la energía que es demandada. Los SA acumulan energía cuando está disponible y luego la entregan cuando el cliente la demanda [46].

Uno de los problemas de la generación fotovoltaica y eólica, es su intermitencia; por ejemplo, en el caso de los paneles solares, durante la noche no hay generación y en el caso de la eólica, depende de la variabilidad del viento. Esto provoca que estando en modalidad autónoma, es imprescindible el uso de alguna forma de almacenamiento que distribuya la energía en función de la demanda.

Existen diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento según la necesidad de la aplicación, el detalle de estas tecnologías se observa en el Anexo A. Este trabajo se centra en el almacenamiento para aplicaciones de energías renovables.

Este tipo de acumuladores energéticos es indispensable en sistemas autónomos de microgeneración de energía eléctrica, ya que, en ausencia de estos, solo se consume energía en momentos de generación y a una potencia máxima limitada por la potencia de generación de ese instante.

Existen cinco tipos diferentes de baterías (ácido de plomo, iones de litio, a base de sodio, a base de níquel, y batería de flujo) que se utilizan normalmente en sistemas de energía eléctrica [49].

1.5. Almacenamiento de energía

Las baterías a base de sodio y níquel no son consideradas para sistemas de microgeneración de energía eléctrica debido a que, además de la toxicidad de sus materiales, requieren de sistemas externos que aseguren su funcionamiento a altos niveles de temperatura, incrementando los costos de operación [46].

Este trabajo hace foco en baterías de plomo ácido y de ion litio.

1.5.1. Baterías de plomo ácido

En la tabla 1.3, se listan algunas características de las baterías de plomo ácido selladas que suponen ventajas respecto a otras tecnologías [51]:

Baterías de plomo ácido	
Ventajas	Libres de mantenimiento, bajo costo y alta capacidad de reciclado.
	Robustas y de buen desempeño para rangos de temperatura altos y bajos.
	Tolerantes frente a sobrecargas, baja impedancia interna.
	Alta disponibilidad, costo Watt por hora, bajo.
	500 a 2.000 ciclos de carga/descarga.
	Tecnología establecida y madura, con fabricantes en todo el mundo.
Desventajas	Pesadas y de gran volumen.
	Tasa de autodescarga mensual de 3 a 20 %.
	Peligro de calentamiento por baja tolerancia frente a sobrecargas.
	No disponibles para cargas rápidas.

Tabla 1.3: Ventajas y desventajas batería plomo ácido.

Tipos de baterías de plomo ácido:

- **Baterías de arranque de plomo ácido o SLI (starting, lighting and ignition)**
Las baterías de arranque de plomo ácido son utilizadas cuando se requieren fuertes descargas de potencia instantánea (como en el arranque de un motor); no son recomendadas para descargas mayores al 90 % de su carga total [2].
- **Baterías estacionarias**
Las baterías estacionarias se conocen también como “acumuladores solares” o “baterías de ciclo profundo”, y se destacan por presentar una vida útil larga, dependiendo de la temperatura, llegan a superar los 20 años. Para más información de este tipo consultar el Anexo H.
- **Baterías VRLA**
Las baterías VRLA (“valve regulated lead acid”) son selladas, por lo que no hay inconveniente en colocarlas tanto horizontal como verticalmente.

Capítulo 1. Estado del arte

Controlan los gases producidos por la electrólisis a través de una válvula sensitiva de presión y son libres de mantenimiento. Según el estado en que se encuentre el electrolito, se clasifican en baterías de gel o AGM (“absorbed glass mat”) y son muy utilizadas en régimen de flotación [2, 45].

Las baterías de gel son aquellas en el que el electrolito se inmoviliza en forma de gel tixotrópico (cambia su viscosidad en relación con la presión aplicada), y un polímero adicional separa las placas positivas de las negativas.

Debido a que poseen una alta densidad de plomo, tienen ciclos de descargas más profundas respecto a otros tipos de plomo ácido, entregando corriente eléctrica estable durante largos lapsos de tiempo, lo que las hace muy populares para sistemas de generación eólica y fotovoltaicos. Como contrapartida, esta alta densidad de plomo encarece su precio [2, 57].

1.5.2. Baterías de ion litio

Se consideran una de las formas de almacenamiento de energía más populares para una amplia variedad de aplicaciones. Desde el inicio de su comercialización (a principios del año 1990) ha dominado el mercado de consumo en dispositivos electrónicos portátiles como computadoras, celulares y dispositivos médicos [31].

El empeño de distintos países por disminuir la emisión de gases provocó que se destine mucho esfuerzo en el desarrollo de esta tecnología, principalmente para utilizarlas en vehículos eléctricos.

El auge de este tipo de baterías se debe principalmente a su alta densidad de energía (que llega a triplicar a las de plomo ácido), alta eficiencia energética (similar a las de plomo ácido) y prolongado tiempo de vida (que alcanza hasta 1.000 ciclos de descarga) [43].

En la tabla 1.4, se resumen ventajas y desventajas de las baterías de ion litio:

Ventajas	Desventajas
Células selladas; no requieren mantenimiento	Costo inicial moderado
Ciclo largo de vida	Se degrada a alta temperatura
Amplio rango de temperatura de operación	Necesidad de circuitos de protección
Larga vida útil	Pérdida de capacidad o fuga térmica cuando se sobrecarga
Baja tasa de autodescarga	Ventilación y posible fuga térmica cuando se aplasta
Capacidad de carga rápida	Los diseños cilíndricos suelen ofrecer menor densidad de potencia que NiCd o NiMH
Capacidad de descarga de alta velocidad y alta potencia	
Alta eficiencia energética	
Alta energía específica y densidad de energía	
Sin efecto de memoria	

Tabla 1.4: Ventajas y desventajas de las baterías de ion litio [28].

1.5. Almacenamiento de energía

En términos generales, las baterías de ion litio incluyen un electrodo positivo (cátodo), un electrodo negativo (ánodo) y un electrolito. El electrolito separa los electrodos y contiene sales de litio, lo que permite la transferencia de iones de litio entre los electrodos [31].

El electrodo negativo de la batería de litio está compuesto por grafito, mientras que el electrodo positivo está compuesto por distintas intercalaciones de litio. En función de este compuesto, las características de la batería varían [43]. Para más información referente a estas intercalaciones consultar el Anexo H.

En aplicaciones portátiles, las baterías basadas en óxido de cobalto y litio (Li-CoO₂) son las más usadas. Sin embargo, no tienen un buen comportamiento frente a la variabilidad térmica, por lo que no son recomendadas en autos eléctricos, por ejemplo. Otro tipo de baterías utilizadas para aplicaciones portátiles son las de (LiNiMnCoO₂).

Para aplicaciones de suministro eléctrico a la red, las más usadas son las Li-FeO₄. Este tipo de baterías presenta un menor voltaje por celda que las de LiCoO₂ (hasta un 20 % menor). Sin embargo, tienen mejores características de seguridad y desgaste [50].

1.5.3. Comparando ion litio con plomo ácido

Para una comparación es necesario definir variables técnicas que caracterizan las baterías, para acompañar el proceso [49]:

- Tensión de celda unitaria (V): Refiere al valor de tensión en voltios que puede entregar un tipo de batería por celda. Dicha variable define la capacidad de combinar distintos valores de tensión final [11].
- Densidad de potencia (W/L): Es una medida de potencia de salida por unidad de volumen asociada a la batería, la misma es útil frente a la elección de baterías para sistemas de energía [54].
- Densidad de energía (Wh/L): Es la cantidad de energía que se almacena en un determinado sistema, sustancia o región del espacio. La densidad de energía se mide en energía por volumen o por masa. Cuanto mayor es la densidad de energía de un sistema o material, mayor es la cantidad de energía que almacenó [12].
- Ciclos de vida (ciclos): Referente al número de ciclos de carga y descarga que una batería completa antes de perder su rendimiento [34].
- Vida útil (años): Refiere al tiempo en años que se almacena una batería como inactiva o con un uso mínimo, de forma que su capacidad se mantenga por encima del 80 % de su capacidad inicial.

Capítulo 1. Estado del arte

- Profundidad de descarga (%): La profundidad de descarga (DoD) indica el porcentaje de la batería que se descargó en relación con la capacidad total de la batería. La profundidad de descarga se define como la capacidad en que se descarga una batería completamente cargada, dividida por su capacidad nominal y normalmente se expresa como un porcentaje [11].
- Eficiencia de ida y vuelta (%): La eficiencia de ida y vuelta es el porcentaje de electricidad almacenada que luego se recupera. Cuanto mayor es la eficiencia de ida y vuelta, menor es la energía que se pierde en el proceso de almacenamiento ¹¹.

Para las baterías de plomo ácido (BPA) e ion de litio (BLI), se presenta la tabla 1.5, que indica valores asociados a las mismas [49]:

Parámetros	Plomo ácido	Ion litio
Tensión de celda unitaria (V)	2	3.7
Densidad de potencia (W/L)	10-400	1.500-10.000
Densidad de energía (Wh/L)	50	200
Ciclos de vida (ciclos)	500-2.000	1.000-5.000
Vida útil (años)	5-15	5-20
Profundidad de descarga (%)	70-80	80-90
Eficiencia de ida y vuelta (%)	85	92

Tabla 1.5: Parámetros de comparación [49].

Comparar los tipos de baterías, induce también a reflexionar sobre la influencia de las variables internas y su impacto en variables externas a los sistemas, tales como, económicas, ambientales, sociales, etc.

Según una publicación de la CEPAL [37], desde el punto de vista económico, el mercado de las baterías para sistemas de almacenamiento de energía a nivel mundial tendrá un crecimiento de USD 2.900 millones en el año 2020 a USD 12.100 millones en el año 2025, a una tasa del 32,8%.

La imagen H.2 anexada, refiere a un estudio realizado para Alemania, España, Italia y Francia [59], donde se reflejan los costos de inversión promedio totales para un sistema fotovoltaico de almacenamiento flexible, mediante distintos tipos de tecnología de baterías de capacidad nominal de energía 8 kWh. Se observa de la misma que el tipo AGM es la de menor costo.

Por todo lo descrito anteriormente, así como también utilizar la misma tecnología que UTE para sus kit fotovoltaicos autónomos, se define utilizar a la batería de plomo ácido AGM-VRLA para el desarrollo del presente trabajo de grado.

¹¹U.S. Energy Information Administration [EIA].
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46756>

Capítulo 2

Componentes de una SMEA

2.1. Introducción

Un sistema de microgeneración eólica autónomo (SMEA), ofrece energía eléctrica a una determinada demanda. Los componentes generales de un SMEA son, aerogenerador, controlador de carga, baterías e inversor.

El esquema general asociado a un SMEA se observa en la figura 1.2. En este capítulo se describe el procedimiento para elegir sus componentes, su funcionamiento general y todo lo necesario para su diseño.

También se realiza un relevamiento general de los componentes consultando proveedores del mercado local, regional y chino. Se obtienen cotizaciones para comparar aerogeneradores de 500, 600, 1000 y 2000 W y baterías de plomo ácido tipo AGM-VRLA de 12 V y 100, 120, 150, 200 y 280 Ah.

Como nota final, en el Anexo A se encuentran tablas con precios de distintos proveedores referidos a enero del año 2022 y expresados en Dólares Americanos (USD). Con base en esto, se brinda un panorama general respecto al costo de componentes para distintos niveles de potencia y energía de un SMEA.

2.2. Componentes

2.2.1. Aerogenerador

Un aerogenerador funciona entre dos rangos de velocidades de viento, una mínima y una máxima. Uno de los datos fundamentales para elegir de forma correcta el aerogenerador es la curva característica de potencia eléctrica generada contra velocidad de viento, que suele ser entregada por el fabricante de forma adjunta en la hoja de datos.

Capítulo 2. Componentes de una SMEA

En la figura 2.1, se presenta la curva de generación característica asociada a un aerogenerador de 1 kW del fabricante Greef Energy.

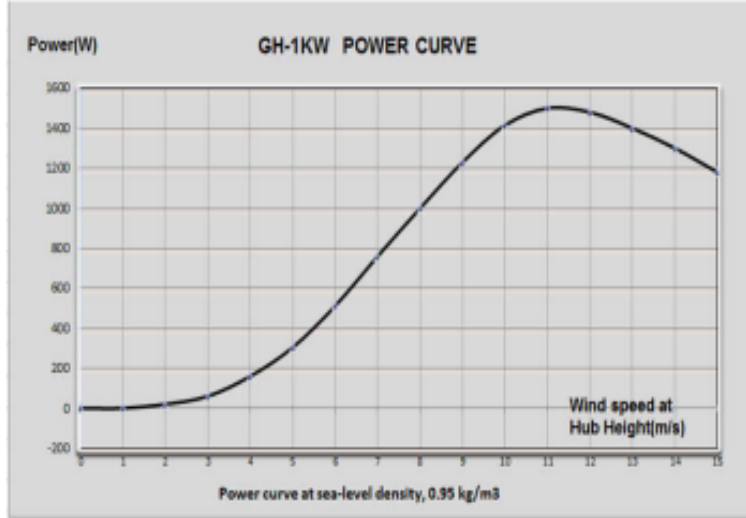


Figura 2.1: Curva característica aerogenerador 1 kW [18].

Obtenida esta curva, se caracteriza el comportamiento del viento. Para esto, se utiliza, por ejemplo, un modelo estadístico donde se describen las frecuencias de la distribución de velocidades del viento utilizando algunas funciones matemáticas. Las más utilizadas son las funciones de Weibull y Rayleigh [5].

En el modelo estadístico de Weibull, la probabilidad de que la velocidad del viento $f(x)$ esté en el intervalo comprendido entre x_0 y x_1 se calcula mediante la expresión 2.1, en la misma se observan los coeficientes de ajuste k y c de la distribución de Weibull [5].

$$P(x_0 \leq x \leq x_1) = \int_{x_0}^{x_1} f(x) * dx = \exp \left[-\frac{x_0}{c} \right]^k - \exp \left[-\frac{x_1}{c} \right]^k \quad (2.1)$$

Con la relación de la ecuación 2.1 y la gráfica del aerogenerador, potencia contra velocidad, se define el mínimo y máximo valor de viento y los intervalos de viento que se utilizarán. Para cada intervalo, se extraen los valores medios de potencia eléctrica generada y se aplica la sumatoria de la ecuación 2.2, que da como resultado una estimación de la generación esperada para el aerogenerador en estudio.

$$\sum_{i=0}^n P(x_i \leq x \leq x_{i+1}) \cdot \bar{P}(x_i, x_{i+1}) \quad (2.2)$$

Siendo $\bar{P}(x_i, x_{i+1})$ la potencia media del generador en el intervalo x_i y x_{i+1} .

2.2.2. Baterías

Al momento de elegir las baterías para un sistema de almacenamiento, se toman en cuenta distintos factores como la autodescarga, los ciclos de vida, las condiciones de ambiente y temperatura, los costos, las curvas de carga y descarga, la densidad de energía, el fabricante, la garantía, el mantenimiento, la potencia específica, los requisitos de funcionamiento, la tensión y la vida útil [32].

En este estudio, se hace foco en la elección de la tensión y la capacidad específica de las mismas.

- Tensión: La tensión será tal, que la implementación en serie de las baterías sumen el voltaje requerido por el inversor a utilizar.
- Capacidad específica: Para seleccionar la capacidad de la batería, se tomará como criterio, tener cierta cantidad de horas de autonomía (sin generación). Como primer paso para el cálculo de la capacidad específica se estima el consumo promedio por hora del cliente. A este dato se le agregan las estimaciones correspondientes a las pérdidas del sistema de generación.

Una vez calculado el dato total de energía demandada por hora, se estima cuánta potencia debe entregar cada celda de las baterías (suponiendo una entrega constante de potencia). Con este dato, se utiliza la hoja de datos del fabricante para extraer las horas de autonomía de las celdas si se las descarga a la potencia calculada previamente.

2.2.3. Inversor

Dado que las cargas tradicionales que se alimentan de un SMEA requieren, por lo general, una señal alterna AC (en Uruguay de 50 Hz y 230 Volts), es necesario convertir la señal de continua DC que proviene de las baterías. Esta es la función de mayor relevancia que cumple un inversor en un SMEA.

Los factores necesarios a tener en cuenta para seleccionar un inversor en un SMEA son los siguientes [33]:

- El tipo de señal y la forma de onda producida en relación con las cargas a alimentar.
- El valor de potencia máxima requerida por las cargas.
- El valor de sobretensión máxima que soportan las cargas.
- Los valores de corriente y tensión DC de entrada.

Los inversores tienen un valor máximo de potencia AC de salida que pueden entregar en forma constante que generalmente se expresa en vatios (W) o en voltio

Capítulo 2. Componentes de una SMEA

por amperio (VA). Este valor debe ser mayor o igual que la máxima potencia instantánea de consumo que presenten las cargas, por tanto, para elegir el inversor es fundamental conocer el total de cargas que se utilizarán de manera simultánea [33].

El inversor puede tener en algunos casos, valores de potencia máximos para cortos intervalos de tiempo (menores a 5 segundos). Esto se prevé para alimentar cargas de fuerza motriz, las cuales presentan corrientes de 5 o 7 veces sus valores en régimen al arranque [33].

También presentan rangos tanto para la tensión de entrada DC como para la tensión de salida AC. Por lo general, a la entrada, las configuraciones más comunes son de 12, 24 y 48 Vdc [33] y a la salida, 120 o 240 Vac, para modelos monofásicos. Ambos valores tienen porcentajes de tolerancia, indicados en la hoja de datos del fabricante, donde se puede observar también la eficiencia y otros datos de interés.

A continuación, se describe la función general y los parámetros a tener en cuenta para seleccionar un controlador de carga. Del relevamiento de componentes consultado a los distintos fabricantes, se encontró que muchas veces estas funciones también vienen integradas en el inversor, es decir, que el mismo equipo integra un inversor y un controlador de carga.

2.2.4. Controlador de carga

La función del controlador de carga en un SMEA es la de regular y establecer el correcto funcionamiento de carga del sistema de baterías, utilizando la energía eléctrica proveniente del aerogenerador y previniendo posibles estados de sobrecarga que reduzcan la vida útil de las baterías.

Algunos controladores de carga poseen desconexión de las cargas por bajo voltaje en las baterías. Lo anterior se conoce como “Low Voltage Disconnect” (LVD) y previene que las baterías se usen y continúen descargándose cuando su valor de tensión esté por debajo del nivel mínimo [33].

Los controladores de carga varían desde simples dispositivos de estado encendido o apagado que utilizan relés mecánicos conocidos como “shunt controllers” a controladores de estado sólido variable (PWM) que cambian su estado entre encendido y apagado, miles de veces por segundo [33].

En un SMEA es fundamental, previo a la elección del controlador, analizar exhaustivamente el generador. Para seleccionar un controlador que satisfaga los requerimientos de un SMEA [39], se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- Debe contar con un dispositivo rectificador (AC-DC), que convierta la señal de alterna del aerogenerador en continua, para cargar las baterías.

2.3. Funcionamiento del sistema SMEA en dos estados

- La tensión de salida del generador es variable conforme a la velocidad del viento y el valor de las cargas que alimenta, por tanto, el controlador debe tener un intervalo de tensiones de entrada variable. Cuando la tensión del generador se encuentre en este intervalo, el controlador deberá elevar o reducir la misma conforme al valor de tensión configurado para cargar las baterías.

Por otro lado, cuando la tensión de entrada sea menor al valor mínimo de este intervalo, el controlador quedará en vacío y cuando sea mayor al valor máximo deberá accionar su protección de sobretensión.

- De cara a posibles estados de falla como velocidad de rotación excesiva, sobretensión, sobrecorriente, corriente de carga y descarga por encima del valor máximo en las baterías, el controlador deberá accionar protecciones que aseguren una rápida respuesta.
- Disponer de conexión para el inversor y memoria interna para darle seguimiento al sistema.

2.3. Funcionamiento del sistema SMEA en dos estados

2.3.1. Estado I - SMEA con generación

Una vez instalado el SMEA, con las baterías cargadas al 100% y asumiendo que la velocidad del viento genera la potencia suficiente para alimentar la demanda sin utilizar energía de las baterías, las mismas permanecerán en estado de flotación. Allí, se mantiene sin intermitencia hasta que la generación de potencia entregada por el aerogenerador decaiga por debajo del consumo, o el consumo suba por encima de la generación. Esto se estudia en el estado II.

Por último, cuando el aerogenerador genera más potencia que la requerida para abastecer a la demanda, mantener las baterías en flotación y cubrir las pérdidas asociadas al sistema (conductores, eficiencia del controlador e inversor), el controlador de carga utiliza una o varias resistencias (según el modelo) conectadas internamente para consumir este exceso de energía a razón de proteger las baterías frente a posibles estados de sobrecarga.

2.3.2. Estado II - SMEA con generación baja o sin generación

Si la generación es baja, o lo que es equivalente, la demanda supera a la energía que genera el aerogenerador, las baterías suministran energía para abastecer la necesidad energética, las mismas se descargan, lo que se ve reflejado en una reducción paulatina de la tensión que presentan hasta llegar a un nivel mínimo, configurado en el controlador de carga, donde automáticamente este detiene la descarga de las baterías y la demanda queda sin suministro.

Capítulo 2. Componentes de una SMEA

Toda la potencia generada proveniente del aerogenerador se dispone para recargar las baterías hasta que las mismas lleguen a un valor de tensión en bornes por encima del mínimo (configurado también en el controlador de carga), reactivando la posibilidad de alimentar la demanda. Si la diferencia entre generación y demanda es muy alta, el tiempo de descarga es más rápido, caso contrario, las baterías tardan más en descargarse.

La potencia demandada debe coincidir con la potencia diseñada para que el inversor soporte su valor máximo. Caso contrario, y suponiendo que la demanda exige al sistema una potencia por encima del rango máximo que permite el inversor, este último activa sus protecciones y la demanda se queda sin suministro.

2.4. Relevamiento comercial de componentes

En la tabla 2.1, se detallan los costos promedio relevados para diferentes tipos de aerogeneradores y baterías. Se presentan más detalles en el Anexo A.

Aerogeneradores	
HAWT'S [W]	Costo promedio en USD CIF Montevideo
500-600	350
1.000	1.200
2.000	1.600

Baterías	
Tensión [V] - Capacidad [Ah]	Costo en USD plaza
12-100	332
12-150	607
12-230	760
12-280	850

Tabla 2.1: Costos relevados, aerogeneradores y baterías

2.4.1. Notas finales

Las cotizaciones presentadas son a fecha de enero del año 2022. Se presentan diferentes valores ofreciendo un panorama general de costos de componentes con el objetivo de diseñar SMEA's para distintos niveles energéticos. De acuerdo a lo estudiado durante el capítulo 1, se decide relevar baterías de plomo ácido VRLA-AGM para descarga profunda.

Capítulo 3

Diseño de una instalación de microgeneración eólica

3.1. Introducción

En la presente sección se diseña un SMEA, ubicado en las afueras de la ciudad de Pando, Canelones, Uruguay. Se presentan sus componentes, memoria de cálculos, memoria descriptiva, diagrama unifilar y descripción del gasto para un sistema de 150 *kWh* mensuales, con dos días de autonomía, sin generación.

3.2. Elección de componentes

3.2.1. Necesidad energética

Se propone un sistema para la necesidad energética de un cliente cuya parcela rural figura en el padrón 11272.

Se establece el consumo de energía eléctrica para la demanda de una casa de 150 *kWh* mensuales, cuya descripción se anexa en C.1.

3.2.2. Elección aerogenerador

Para la elección del aerogenerador, lo primero es caracterizar el viento acorde con la zona del consumidor. Para esto, se utilizan los datos de viento propuestos en el mapa de vientos Uruguay ¹. Para la ubicación del cliente, referida al mapa anterior, se utiliza el cuadrante J5, de donde se obtienen los valores de K y C para utilizar en la ecuación 2.1.

¹Mapa de vientos Uruguay @15 m <http://www.energiiaeolica.gub.uy/index.php?page=uruguay-15m>

Capítulo 3. Diseño de una instalación de microgeneración eólica

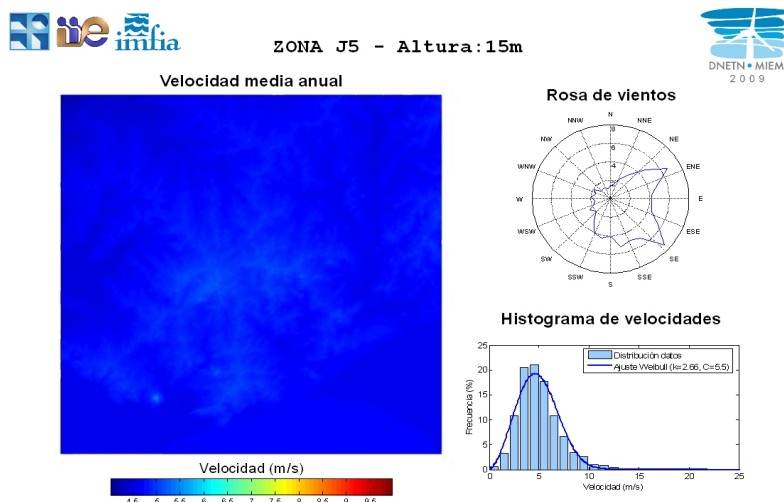


Figura 3.1: Mapa de vientos cuadrante J5 @15 m

Una vez caracterizado el viento, se realiza un primer filtro, considerando la velocidad de viento de mayor probabilidad es 5 m/s y la necesidad energética del cliente previamente fijada. Se establece que para lograr que el generador satisfaga la demanda, su generación a 5 m/s debe ser mayor que $\frac{150 \text{ kWh}}{30 \times 24 \text{ h}} = 208 \text{ W}$. Luego de este primer filtro se analizan con más detalle la curva de potencia vs. velocidad de viento y se realizan los cálculos explicados en 2.2.1 con Matlab (B.2.1).

Para este proyecto una vez analizadas las distintas ofertas se elige un aerogenerador horizontal de 1 kW del fabricante Greef Energy ² cuya curva de potencia se puede observar en la figura 2.1. Con su curva de potencia se eligen intervalos de 1 m/s ; desde 2 m/s (velocidad mínima de generación) hasta 11 m/s (velocidad máxima de generación). La generación resultante para los vientos esperados fue de **253 kWh** por mes, con lo que satisface las necesidades del cliente.

3.2.3. Inversor y controlador de carga

El inversor y controlador de carga seleccionado para la instalación también es el ofertado por el fabricante Greef Energy. Se trata de un solo equipo con ambas funciones. A continuación, se detallan sus especificaciones técnicas y las consideraciones indicadas en las secciones 2.2.3 y 2.2.4.

Equipo “Off-grid Wind-Solar Controller and inverter Integrated MODEL:GI2KW-48”

- Rango de tensión de entrada de hasta 64 Vac . De acuerdo a la hoja de datos del aerogenerador seleccionado se observa que la tensión nominal del mismo

²Fabricante Greef Energy. (s.f.). Página web: <https://www.greefenergy.com/>

3.2. Elección de componentes

es de 48 Vac y se comprueba que la misma se encuentra dentro del rango anterior.

- Interruptor de freno (“Brake by Hand”), interruptor que frena de forma manual al aerogenerador frente a posibles tormentas o velocidades de viento excesivas, se opera de manera manual y de la misma forma se libera.
- Freno para sobre corriente a valores superiores a 41 A y freno para sobre voltaje a valores superiores a 58 Vdc.
- Rectificación trifásica a la entrada, por otra parte la salida en la parte del inversor cumple con lo indicado anteriormente (230 Vac y 50 Hz).
- Rango de valores de tensión en continua a la entrada de la parte inversora de 43 a 68 Vdc. Este rango debe coincidir con la salida de tensión general en bornes del sistema de baterías.
- Punto de recuperación por subtensión en baterías. Este valor refiere al punto de tensión para la recuperación de carga de las baterías, es decir, que cuando las baterías se descarguen a un valor por debajo de su tensión mínima y se active la protección por bajo voltaje, el controlador solo restablecerá el sistema una vez que las baterías lleguen al valor de 44 Vdc.
- Intervalos de sobrecarga y protección térmica. Resiste 2,4 kVA durante 1 minuto y 4 kVA durante 10 segundos como en una protección por disparo térmico. Estos valores construyen una región de no disparo; si la demanda recae en valores por fuera a esta región, la protección integrada accionará dejando a la demanda sin energía. Del análisis de carga y la potencia que consumen las mismas, es fundamental establecer criterios para no superar estos rangos.

Notas finales sobre el conjunto inversor-controlador

El sistema de baterías se establece de forma tal que la salida de tensión en bornes generales para valores nominales es de 48 Vdc.

Dado el estudio de demanda desarrollado en C.1 y su tabla característica, es importante establecer que para el correcto funcionamiento del sistema no se puede utilizar al mismo tiempo el calefón cuando se encuentren funcionando el lavarropas y la bomba de agua. Esto se puede implementar mediante temporizadores eléctricos que no permitan el accionamiento de los tres componentes al mismo tiempo.

Tampoco se deben conectar cargas que superen el rango de protección térmica mencionado anteriormente, de lo contrario, la protección actuará y la demanda quedará sin suministro.

Frente a otras inquietudes, se adjunta la hoja de datos provista por el fabricante del inversor-controlador en el Anexo B.2.

3.2.4. Baterías

Para la elección de la batería se toma como criterio, lograr una autonomía de 48 hs sin generación. Teniendo en cuenta que el inversor a utilizar es de 48 V, como se explica en 3.2.3, se debe formar una serie de baterías que sumen este voltaje. Para esto, se calcula el consumo promedio diario del cliente ficticio como:

$$E_{diario} = \frac{150[kWh]}{30} \quad (3.1)$$

Tomando en cuenta la ecuación 3.1, se obtiene un consumo promedio diario de 5 kWh, por lo que para lograr dos días de autonomía es necesario cubrir 10 kWh. A efectos prácticos se le llamará este valor $E_{cliente}$

Una vez establecido el consumo del cliente durante 2 días, se debe sumar al total, el consumo estático del inversor durante 48 horas.

$$E_{inversor} = 48[V] * StaticLoss_{inversor}[A] * 48[h]. \quad (3.2)$$

Siendo “ $staticLoss_{inversor}$ ” las pérdidas por consumo estático del inversor, que para el elegido son de 0,625 A.

La energía entregada por el inversor tiene pérdidas, por lo que la energía entregada por las baterías depende de la eficiencia del inversor ($n_{inversor}$). Para el inversor elegido este valor es mayor a un 85 %, por lo que la energía entregada por 4 baterías en el peor caso es:

$$E_{entregada} = 4 * 12[V]Q[Ah] * n_{inversor} \quad (3.3)$$

Realizando un balance energético se tiene la ecuación 3.4:

$$E_{entregada} = E_{cliente}[Wh] + E_{inversor} \quad (3.4)$$

De esto, se despeja la capacidad necesaria para cada batería:

$$Q_{Ah} > \frac{E_{cliente}[Wh] + E_{inversor}}{4 * 12 * n_{inversor}} \quad (3.5)$$

Con los valores brindados por los fabricantes se obtiene que $Q > 275Ah$.

Una vez establecido el primer filtro, se aplica lo explicado en 2.2.2 y se calcula la potencia constante que deberá entregar cada batería del banco como 3.6:

$$P_{cte.} = \frac{275[Ah] * 12[V]}{48[h]} \quad (3.6)$$

Por lo tanto, cada batería se descarga a una potencia constante de 68,75 W. Como cada batería consta de 6 celdas, cada celda se descarga a una potencia constante de aproximadamente 11,46 W.

3.3. Conductores y protecciones

Las baterías elegidas son VRLA AGM de 12 V 280 Ah cuyo distribuidor es Reel, observando la tabla “Constant Power Discharging Rating-Watts Per Cell 20 °C” del Anexo B.1, para la fila de celdas de 1,75 V se realiza una aproximación polinomial y se obtiene la relación $h = 947,07p^{-1,176}$, siendo h las horas que demora en descargarse y p la potencia constante a la que se descarga la celda.

De la relación anterior, se estimó que para una potencia de 11,46 W las celdas demoran aproximadamente 53,7 hs en descargarse completamente.

3.3. Conductores y protecciones

Acorde con las notas citadas; “dimensionar un circuito implica básicamente determinar la sección de todos los conductores del mismo a corriente nominal y los dispositivos de protección correspondientes”³, considerando las siguientes etapas:

- Definir la tensión nominal de cable.
- Determinar la corriente de proyecto (I_b).
- Elegir el tipo de conductor y la forma de instalación.
- Determinar la sección por el criterio de corriente admisible, donde debe cumplir que $I_z > I_b$:

$$I_z = n * I_0 * K_1 * K_2 * K_3 \quad (3.7)$$

siendo:

- I_z : Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente.
 - n : Número de conductores por fase.
 - I_0 : Intensidad admisible en el conductor en servicio permanente.
 - k_1 : Factor de corrección por temperatura.
 - k_2 : Factor de corrección por agrupamiento de cantidad de conductores.
 - k_3 : Factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes, etc.
- Verificar la sección por el criterio de corriente de cortocircuito. Mediante la ecuación 3.8, se establece una coordinación entre el cable y su protección asociada.

$$I^2t \geq (S * K)^2 \quad (3.8)$$

donde:

³Notas curso Instalaciones Eléctricas, Canalizaciones Eléctricas, Facultad de Ingeniería, UDELAR.

Capítulo 3. Diseño de una instalación de microgeneración eólica

- I^2t : valor máximo de energía que el cable puede absorber durante un cortocircuito.
 - S : Sección del conductor elegido.
 - K : Factor referido a la aislación en el conductor utilizado.
- Verificar la sección por el criterio de caída de tensión.

$$\Delta U_{calculada} = \frac{P * l}{\sigma * U_n * Sección} \quad (3.9)$$

y para circuitos monofásicos:

$$\Delta U_{calculada} = \frac{2 * P * l}{\sigma * U_n * Sección}. \quad (3.10)$$

donde:

- P : potencia activa consumida por la carga, en Watts.
- l : Largo del conductor en metros.
- σ : conductividad del conductor, en $\frac{m}{\Omega mm^2}$.
- U_n : Tensión nominal de la instalación.

Conforme a los ítems mencionados anteriormente, se diseñan los conductores para las tres etapas de la instalación, aerogenerador a regulador de carga, regulador de carga a baterías e inversor a cargas.

Para los conductores se utilizan cables multipolares, aislación PVC, de cobre, dado que para instalaciones de tipo domésticas, comercialmente, es una alternativa de fácil y rápido acceso en cualquier casa de electricidad.

Para los cálculos se utilizan parámetros referidos al reglamento para instalaciones en baja tensión de UTE. Estos se presentan en el Anexo C.2.

3.3.1. Cableado de corriente continua (CC)

Los cables de corriente continua que conectan el controlador de carga e inversor a las baterías tendrán un largo de 5 metros y deberán soportar una tensión nominal de 48 Vdc. Las secciones resultantes se detallan en la tabla 3.1:

Cables CC	Sección (mm ²)
Regulador de carga e inversor - baterías	25
Chicotes batería - batería	25

Tabla 3.1: Sección de cables para la instalación de corriente continua

3.3. Conductores y protecciones

3.3.2. Cableado de corriente alterna (AC)

Los cables de corriente alterna que conectan el aerogenerador al regulador de carga tendrán un largo de 20 metros, teniendo que soportar una tensión trifásica nominal de 48 Vac. La distancia entre el inversor y la carga es de 40 metros, el cable tiene que soportar una tensión monofásica nominal de 230 Vac. Para el primero se utiliza un ducto de bajada a través de la torre del aerogenerador, y el segundo es conductor enterrado bajo suelo mediante ductos con una cámara de conexión intermedia. Las secciones resultantes se detallan en la tabla 3.2:

Cables AC	Sección (mm ²)
Aerogenerador - regulador de carga	4
Inversor - carga	4

Tabla 3.2: Sección de cables para la instalación de corriente alterna

3.3.3. Protecciones

Protección contra contactos directos e indirectos de la instalación

Los contactos directos son los contactos de las personas con las partes activas ⁴ de una instalación eléctrica. Para proteger a las personas contra contactos directos se verifica el correcto aislamiento de las partes activas de la instalación, debiéndose además etiquetar todos los sitios donde pudiese existir el contacto directo con un conductor activo.

Los contactos indirectos son los contactos de las personas con las masas ⁵ puestas bajo tensión debido a una falla del aislamiento. Para proteger a las personas contra contactos indirectos, las masas deben ser conectadas a la puesta a tierra de acuerdo con el tipo de sistema de distribución, se define IT ⁶ para el caso estudiado dada la configuración del inversor elegido, por otro lado, todas las masas accesibles simultáneamente deben ser conectadas a la misma puesta a tierra de protección.

Protecciones del lado de continua

- Sobrecargas por cortocircuitos debido a faltas en alguna etapa del circuito.

Para esta protección se utilizan fusibles e interruptores automáticos por lo que se definen dos interruptores termomagnéticos S201UDC-K50 (hoja de datos: B.1).

⁴Parte activa: todo conductor o toda parte conductora destinada a estar bajo tensión en servicio normal .

⁵Masa: toda parte conductora de un equipo eléctrico que puede ser tocada y que normalmente no está bajo tensión, pero que puede ser puesta bajo tensión en caso de falla del aislamiento principal .

⁶Sistema IT: tiene todas las partes activas aisladas de tierra, incluido el neutro (o el neutro del sistema conectado a tierra a través de una impedancia elevada 1000 a 2000 Ω), mientras que las masas de la instalación de baja tensión se conectan a tierra directamente.

Capítulo 3. Diseño de una instalación de microgeneración eólica

Protecciones del lado de alterna

- Sobrecorrientes debido a superar la corriente demandada nominal y por cortocircuitos debido a faltas en alguna etapa del circuito.
- Sobretensiones por descargas atmosféricas.

Para la protección contra sobrecorrientes, el inversor seleccionado ya cuenta con una función descrita en el último ítem de la sección 3.2.3.

Por otra parte, para la etapa entre inversor y carga, se instala conforme a lo indicado en el reglamento de baja tensión de UTE y pensando en futuras conexiones a la red, un interruptor termomagnético de 2P-10A y también un interruptor diferencial AR F202 AC-25/0.03, para proteger contra contactos directos. Se adjunta hoja de datos de ambos equipos en el Anexo B.1.

Para proteger al inversor contra sobretensiones por descargas atmosféricas se instala un descargador de sobretensión entre el aerogenerador y el conjunto regulador-inversor. Con este mismo fin también se realiza una conexión equipotencial entre la estructura metálica de la torre y la puesta a tierra de la instalación (carga de 150 *kWh* mensuales). A continuación se examina en detalle la protección contra descargas atmosféricas de la instalación.

Protección contra descargas atmosféricas

Un sistema de protección contra descargas atmosféricas está compuesto esencialmente por un captor del impacto del rayo, un conductor de bajada y una conexión a tierra [10]. El propósito de estas protecciones es evitar los daños que puede provocar un impacto de rayo local o remoto a personas, estructuras y a la continuidad de servicios. Esto se logra mediante sistemas que conduzcan a tierra la corriente de rayo directo y limiten, a niveles seguros, los efectos de rayos indirectos.

El dispositivo encargado de recibir el impacto directo de rayo (captor) es una barra metálica de acero, de 2 m de largo y 4 mm de espesor, acorde a los requisitos de la tabla 3.3 de no perforación frente a una descarga por rayo. La barra se dispone de forma vertical en el punto más alto de la torre de manera que su altura final se encuentre por encima del punto de máxima altura al que llegan las aspas del generador. La bajada hacia la puesta a tierra se realiza por la estructura de la torre.

Material	Espesor [mm]
Acero	4
Cobre	5
Aluminio	7

Tabla 3.3: Espesores recomendados de metales para impacto directo (Norma IEC 62305-3)

Conexión de los descargadores de sobretensión

En la figura 3.2, se indica el correcto conexionado de los descargadores de sobretensión:

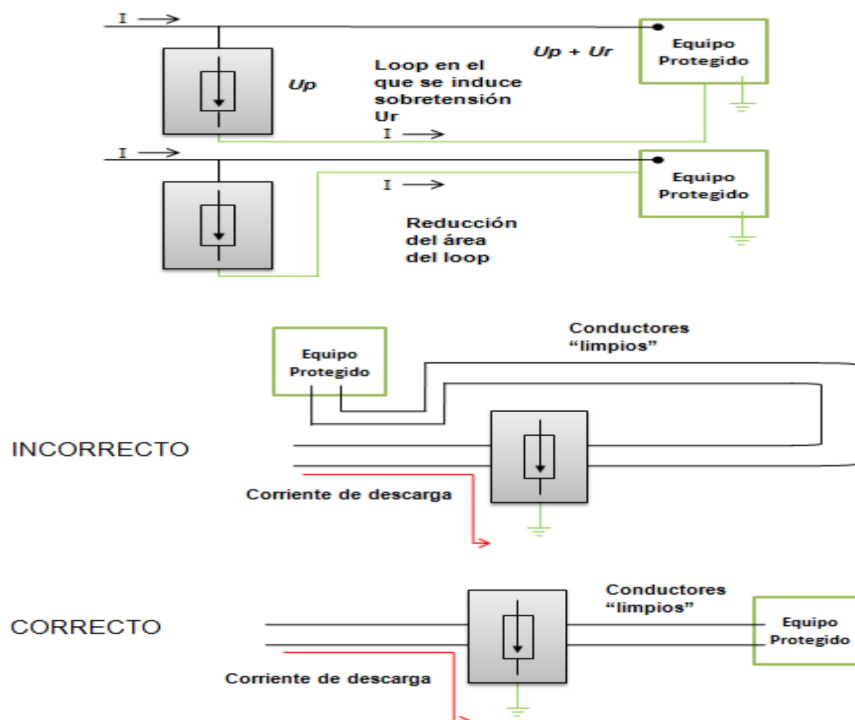


Figura 3.2: Ruta de los conductores [10].

Para proteger a la instalación respecto a descargas atmosféricas se suele utilizar dispositivos de protección, mejor conocidos como, descargadores. En [10] se indica para seleccionar correctamente un descargador de sobretensión, considerar los siguientes parámetros:

- Determinar el camino de descarga a tierra durante la actuación del descargador. En el caso de la instalación diseñada, el descargador estará conectado en paralelo entre la entrada del inversor y una conexión a tierra, dicha conexión define el camino que hará la corriente frente a una descarga para que la protección actúe y proteja tanto al inversor como a la instalación en general.
- Identificar los conductores que pueden causar diferencias de potencial adicionales al nivel de protección (U_p), en los terminales del equipamiento. El conductor entre el generador y el inversor, es el de mayor posibilidad de conducir descargas, dada la cercanía que tiene a la torre, se puede generar corrientes inducidas que se deberán descargar a tierra.
- Establecer la ruta de los conductores que llegan al equipo de forma tal que no se formen "loops" en los que se produzcan tensiones inducidas. El parámetro

Capítulo 3. Diseño de una instalación de microgeneración eólica

anterior es fundamental a la hora de conectar el descargador, se debe separar los conductores protegidos de los no protegidos, seleccionando correctamente el ángulo de cruce entre los conductores protegidos y los no protegidos, buscando reducir al máximo la posible área de “loop”, como se indica en la imagen 3.2.

- Realizar la conexión equipotencial entre el equipo a proteger y el descargador, atendiendo para este conductor a lo indicado respecto a reducir al máximo la posible área de “loop”. Lo anterior se establece por un lado en lo que refiere a equipotencialidad como fue indicado en el apartado de protección contra contactos directos y, por otro lado, como se evidencia en el unifilar, existe la misma puesta a tierra para toda la instalación.
- Respecto al lugar de instalación para el descargador, no es aconsejable instalarlo cerca del equipo a proteger, sino que es recomendable instalar el dispositivo en la entrada de la instalación, disminuyendo el nivel de las perturbaciones electromagnéticas en el interior.
- Realizar la elección del descargador de acuerdo a los requerimientos de coordinación. En el caso diseñado no se tiene en cuenta la coordinación entre descargadores, ya que solo se utilizará uno para proteger el inversor, el elegido es el anexo B.1 que cumple con las necesidades mencionadas anteriormente.

3.3.4. Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra (SPAT) del SMEA está formado por los conductores de protección, el borne de conexión principal, el conductor de tierra y el electrodo de tierra.

De acuerdo a lo indicado en el capítulo XXIII del reglamento de baja tensión de UTE, el electrodo de PAT es del tipo pica vertical y se encuentra separado al menos un metro de la casa y enterrado a una profundidad mayor a 0,8 m. La pica vertical de cobre tendrá como mínimo 14 *mm* de diámetro y 2 *m* de longitud.

En cuanto a las secciones de los conductores, las líneas principales de tierra son de una sección de 16 *mm*² y el conductor de tierra es de 35 *mm*².

3.4. Descripción del gasto y mano de obra

3.3.5. Diagrama unifilar

A continuación se presenta el diagrama unifilar de la instalación:

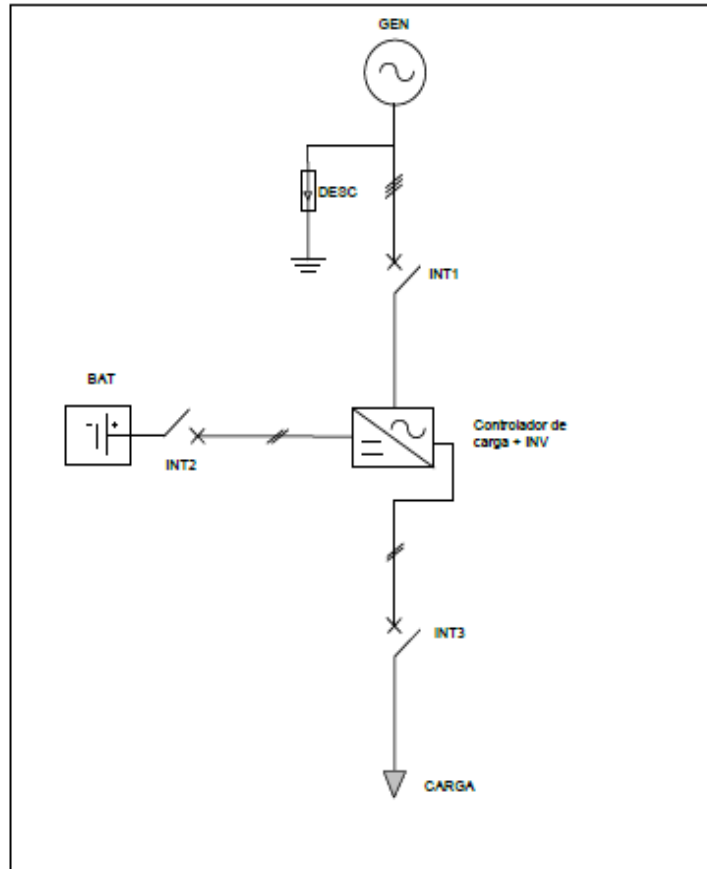


Figura 3.3: Diagrama unifilar de la instalación

3.4. Descripción del gasto y mano de obra

Durante la sección F.2 del Anexo F, se describe el cálculo para llegar a la totalidad de gastos respecto a la implementación del sistema descrito. Allí se exponen las horas hombre (HH) correspondientes a todas las etapas de la instalación.

Con el suministro del aerogenerador, el inversor y las baterías, el trabajo de instalación y puesta en marcha de todo el proyecto de aerogenerador culminó en un total de 117 horas hombre de personal directo por un mes, cuyo costo total es de USD 9.527.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Aerogeneradores

4.1. Introducción

El presente capítulo estudia el comportamiento de aerogeneradores síncronos de imanes permanentes de potencias menores a 300 Watts.

En la etapa inicial, se da contexto teórico sobre el funcionamiento de los generadores eléctricos de este tipo. Luego, se examina de forma práctica el comportamiento de dos aerogeneradores de eje vertical y se los caracteriza.

En la tercera etapa se buscan soluciones que mejoren el funcionamiento de los aerogeneradores de imanes permanentes.

Por último, se discute sobre el mantenimiento de este tipo de instalaciones y se la compara con una instalación de características similares pero de generación solar fotovoltaica.

4.2. Marco teórico generadores eléctricos

4.2.1. Generador síncrono

La ley de inducción electromagnética de Faraday expresa que en un circuito cerrado en el cual varía el flujo magnético, se induce una fuerza electromotriz (f.e.m.) proporcional a la variación temporal del flujo magnético, como se indica en la siguiente ecuación:

$$v = -\frac{\partial \Phi}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial t} \int_S \vec{B} \cdot d\vec{S} \quad (4.1)$$

A grandes rasgos, el funcionamiento de un generador síncrono se define por la Ley de Faraday descrita en la ecuación 4.1. Uno de los tipos de generador más comunes es en el cual se tiene en el interior de la máquina un campo magnético giratorio, creado por el rotor, con un devanado inducido en el estator. De acuerdo

Capítulo 4. Aerogeneradores

con la Ley de Faraday, la forma de onda de la f.e.m. es idéntica a la forma de onda del campo magnético en el espacio y la frecuencia de dicha f.e.m está relacionada con la velocidad de giro según la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{60 * f}{p} \quad (4.2)$$

donde:

- n_s es la velocidad de sincronismo de la máquina (rpm).
- p el número de pares de polos.
- f la frecuencia de la onda eléctrica del generador (Hz).

De acuerdo con [39], existen dos formas de crear el campo magnético giratorio necesario en el rotor a razón de producir la conversión de energía mecánica en eléctrica, mediante imanes permanentes o a través de polos inductores alimentados por corriente continua.

La referencia anterior también menciona que la principal diferencia entre ambos métodos se da en las pérdidas y el mantenimiento. Los imanes, a diferencia de los polos inductores, almacenan energía magnética sin consumir energía eléctrica y tampoco requieren de mantenimiento. En el desarrollo de este capítulo se hace énfasis en los generadores eléctricos de imanes permanentes (PMG), dado que en el relevamiento comercial indicado en el capítulo 2, se constató que son estos los que dominan el mercado de microgeneración.

Respecto al par eléctrico proveniente del sistema de la máquina, es fundamental tener en cuenta que se debe cumplir un determinado sincronismo, donde el rotor debe girar a la misma velocidad que el campo magnético giratorio producido en el estator. Esto es, si la velocidad del campo magnético producido en el estator y la velocidad del rotor son diferentes, el par eléctrico se anula.

Típicamente en un aerogenerador el par mecánico está dado por la expresión:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} \quad (4.3)$$

donde:

- P_m refiere a la potencia mecánica entregada por la turbina.
- ω_t es la velocidad angular de la turbina.

También se presenta una interacción entre el par mecánico y el par eléctrico; la misma viene dada por la siguiente expresión:

4.2. Marco teórico generadores eléctricos

$$T_m - T_e = J_{eq} * \frac{d\omega_r}{dt} \quad (4.4)$$

donde:

- T_e Par eléctrico generado por la carga.
- J_{eq} Inercia equivalente asociada al sistema.

4.2.2. Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG)

Los generadores síncronos de imanes permanentes son máquinas de corriente alterna que no necesitan magnetización externa, ya que la misma es generada por imanes dispuestos, por lo general, en el rotor. Para tratar el tema PMSG, inicialmente se mencionan los tipos de imanes. De acuerdo a [39], los más conocidos y desarrollados son Neodimio, Hierro, Cobalto-Boro y Samario, donde se destaca el primero por ser comercialmente más barato y presentar la energía suficiente para cubrir un sistema de microgeneración eólica.

Dado que no se necesitan corrientes para la magnetización externa, una ventaja en los PMSG refiere a que las pérdidas de conducción se ven reducidas exclusivamente a las corrientes de Foucault, las únicas presentes en el rotor. Por este motivo, las pérdidas en el rotor se ven limitadas a las corrientes parásitas a través de las láminas del rotor y a las corrientes que se inducen en el interior de los imanes.

Otra ventaja refiere a la posibilidad de multiplicar la cantidad de polos aumentando la cantidad de imanes. De acuerdo a la ecuación 4.2, esto permite reducir la velocidad de rotación en la máquina para una frecuencia dada. Como consecuencia, muchas veces no son necesarias cajas multiplicadoras de velocidad, que aumentan los costos de mantenimiento, y en pequeños aerogeneradores (donde optimizar el espacio físico es fundamental) terminan siendo una alternativa determinante.

Según [39], las topologías más importantes que existen en PMSG para generación eólica sin cajas multiplicadoras son:

- Generadores de flujo radial con imanes superficiales.
- Generadores de flujo radial de flujo concentrado con imanes embutidos en el rotor.
- Generadores de flujo axial con devanado toroidal.
- Generadores de flujo axial con imanes interiores.
- Generadores de flujo transversal.

Capítulo 4. Aerogeneradores

Flujo radial

En este tipo de configuración el flujo creado por los imanes permanentes está orientado radialmente. Esto facilita la construcción de este tipo de máquinas, pegando o estableciendo los imanes en la superficie del rotor, pudiendo alcanzar un número de polos elevado.

En las máquinas de imanes superficiales, los imanes se encuentran sobre la superficie del rotor. En este tipo de configuración, los imanes se ven expuestos a fuerzas centrífugas producidas por el movimiento del rotor. Lo anterior puede llevar a que los imanes se desprendan de la superficie del rotor si no se tiene presente este fenómeno en el diseño y construcción del sistema.

Por lo anterior es que este tipo de configuración no es recomendada para máquinas que trabajen a altas velocidades. De igual manera, esta configuración facilita el diseño de máquinas con un número de polos elevado, provocando que la misma reduzca su velocidad de trabajo. En la figura 4.1a, se presenta un ejemplo de este tipo de configuración.

Caso contrario, cuando los imanes se encuentran enterrados o embebidos en el cuerpo del rotor, la velocidad de funcionamiento de la máquina puede aumentar sustancialmente, dado que no existe el riesgo de fuerzas centrífugas como el mencionado anteriormente.

Flujo axial

En las máquinas de imanes de flujo axial, la dirección principal de flujo se encuentra orientada en la dirección del eje de giro de la máquina. En la figura 4.1b, se presenta un ejemplo de este tipo de configuración. Además, en [30], se indica que, normalmente, este tipo de máquinas suele ser de menor tamaño que las de flujo radial, consiguiendo una mayor densidad de potencia por volumen.

La configuración toroidal es la más común en este tipo de generadores. La misma está compuesta por un único estator enfrentado por un doble rotor. Ambos rotores disponen los imanes en su superficie.

Por otro lado, el estator, normalmente sin ranuras, se bobina toroidalmente.

Un estudio que compara PMSG de flujo radial y axial en una máquina con el mismo entrehierro concluye que los PMSG de flujo radial trabajan mejor que aquellos de flujo axial en el intervalo de 2 a 14 pares de polos [41].

4.3. Análisis experimental de aerogeneradores

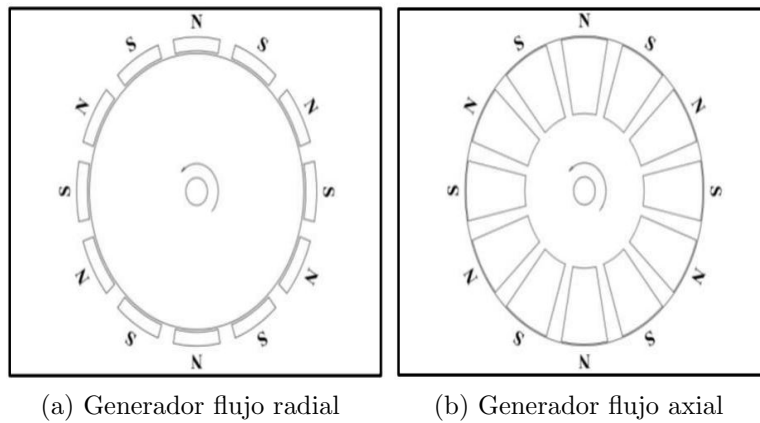


Figura 4.1: Generadores de imanes permanentes [30].

4.3. Análisis experimental de aerogeneradores

En esta sección se analizan dos aerogeneradores de potencias menores a 300 Watts que se instalaron en la terraza de la Facultad de Ingeniería UDELAR con la colaboración de integrantes del Instituto de Mecánica de la Facultad.

En la figura 4.2, se presentan los mismos. En el Anexo E, se detalla el procedimiento experimental de adquisición de datos, relevamientos, caracterización del lugar físico de la instalación y caracterización en banco de ensayo de un generador estudiado.

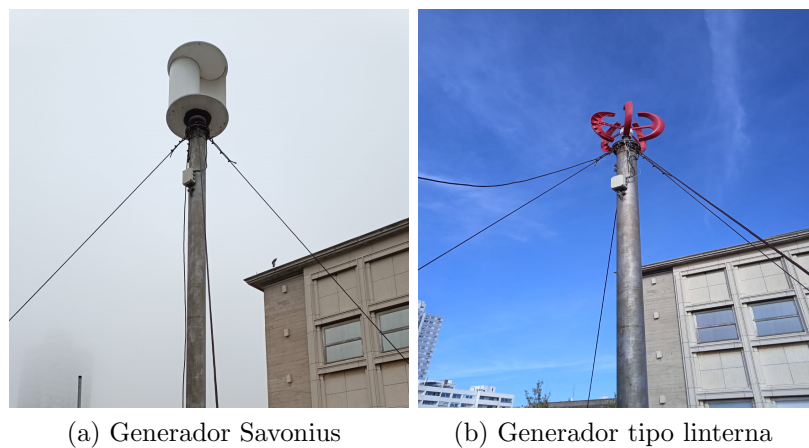


Figura 4.2: Instalación aerogeneradores verticales

4.3.1. Análisis en terraza

Antes de instalar aerogeneradores en una zona elegida es conveniente, para estimar el comportamiento de los mismos, caracterizar los vientos que afectan el lugar; en este caso, la terraza de Facultad de Ingeniería.

La caracterización del comportamiento de los vientos se detalla en el Anexo E. El resultado de dicho procesamiento son las Rosas de los vientos que se muestran en la figura 4.3.

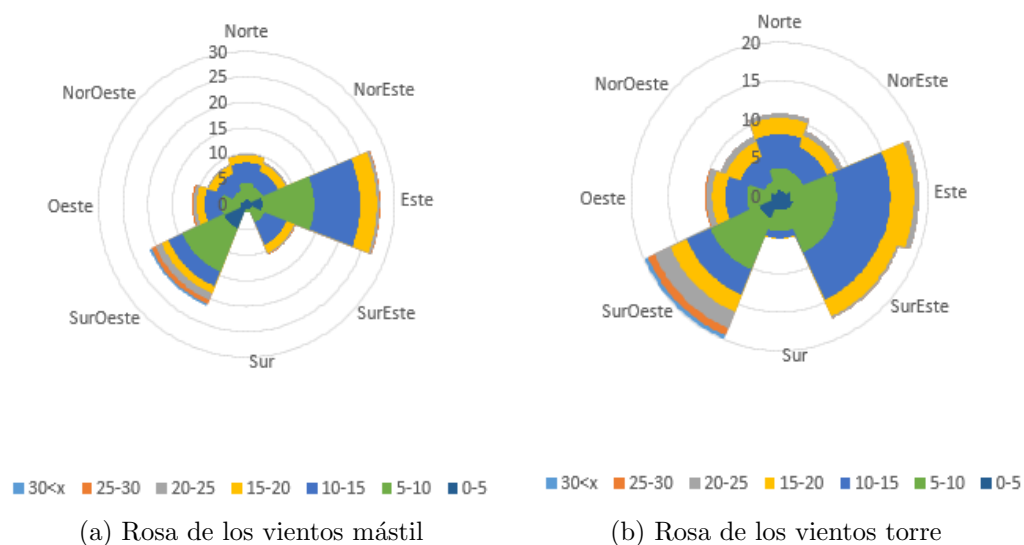


Figura 4.3: Rosa de los vientos: mástil y torre

De las Rosas de los vientos de la figura 4.3, se observa que tanto para el mástil como para la torre del aerogenerador, la dirección de vientos de mayor incidencia se da en las direcciones Suroeste y Este. En [13] se indica que en un entorno urbano, los edificios alrededor de un lugar estudiado son un factor determinante en el comportamiento de los vientos.

En las imágenes presentadas en E.2.1, se explica el comportamiento de los vientos debido a los edificios contiguos a la terraza. Por otro lado, la torre donde estará el generador recibe vientos a velocidades más bajas que donde se encuentra el mástil, el fundamento es igual al del fenómeno anterior, ya que donde se encuentra el mástil el efecto producido por los edificios contiguos es menor.

4.3.2. Análisis aerogenerador tipo linterna en terraza

Se instala el aerogenerador tipo linterna en Facultad de Ingeniería y se obtienen datos durante veintitrés días, trece con una resistencia por fase de 11Ω y los

4.3. Análisis experimental de aerogeneradores

restantes con una resistencia de $3,3 \Omega$. Estos datos se procesaron y se presentan en la figura 4.4.

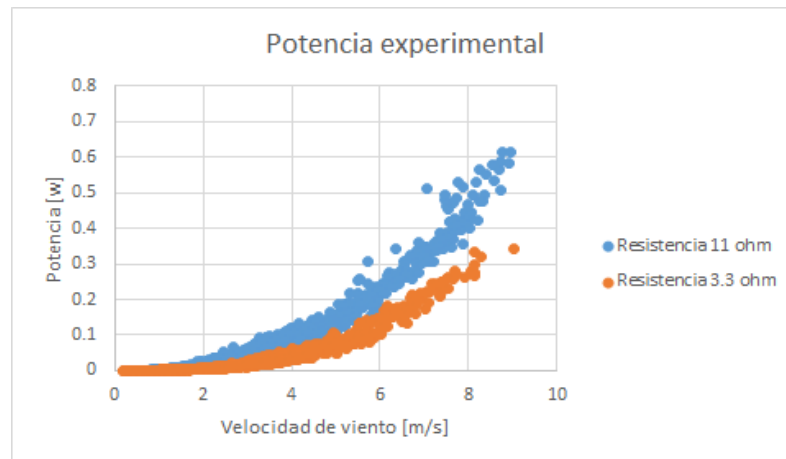


Figura 4.4: Velocidad horizontal de viento vs. potencia eléctrica generada

4.3.3. Relevamiento en terraza de generador tipo Savonius

El aerogenerador tipo Savonius de la figura 4.2a, que consta de un generador trifásico síncrono de imanes permanentes de potencia nominal 100 Watts fue instalado por alumnos de Ingeniería Mecánica en el marco de su tesis de grado [17]. Al igual que con el aerogenerador tipo linterna, se relevó su comportamiento y se obtuvieron los datos para valores de carga resistiva de 11 y 22Ω .

Con los datos del comportamiento presentados por el aerogenerador, se construyen curvas de comportamiento de igual manera que con el aerogenerador anterior.

En la figura 4.5, se observa la potencia en función de la velocidad de giro para una resistencia por fase de 22Ω y una de 11Ω .

Capítulo 4. Aerogeneradores

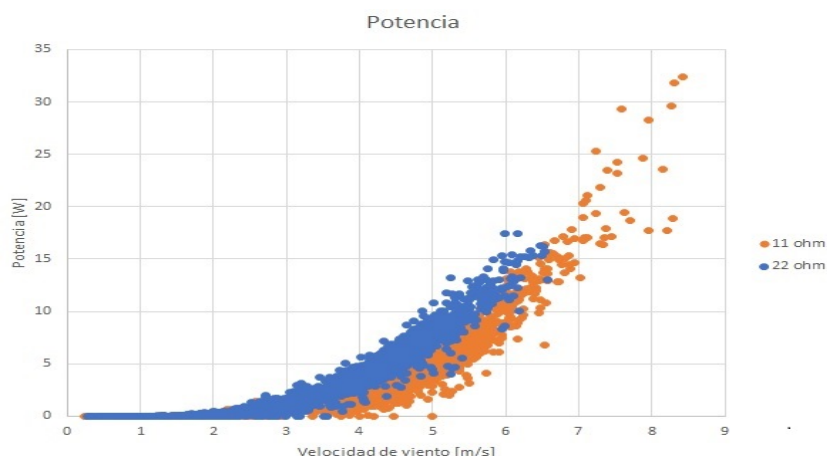


Figura 4.5: Potencia vs. velocidad de viento

4.3.4. Rendimiento del aerogenerador ensayado

Dado que el fabricante del modelo linterna no entregó curva característica de generación, se buscó otra, presentada en la figura 4.6, para un aerogenerador similar al anterior; de eje vertical ZONHAN VZH300, de potencia nominal 300 Watts, con generador de imanes permanentes.

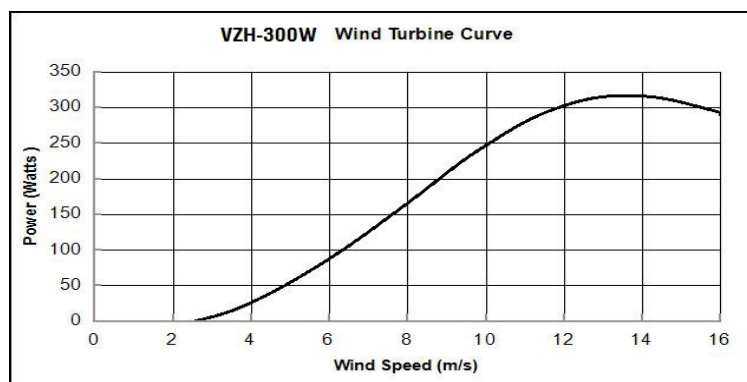


Figura 4.6: Curva característica aerogenerador ZONHAN VZH300

Utilizando los valores de la curva presentada en la figura 4.6, junto con los valores del mapa de vientos del cuadrante J5 y desarrollando mediante la distribución de Weibull como se realizó en el capítulo 3, se estima que la energía mensual generada para este aerogenerador es de aproximadamente 73 kWh .

Se evidencia el bajo rendimiento del aerogenerador cuando se lo compara con el rendimiento del aerogenerador tipo Savonius, cuya potencia nominal es 3 veces más baja; sin embargo, la generación es más alta como se observa en la figura 4.7, en donde en color naranja se muestra la generación del generador tipo linterna y en color azul la generación del generador tipo Savonius.

4.3. Análisis experimental de aerogeneradores

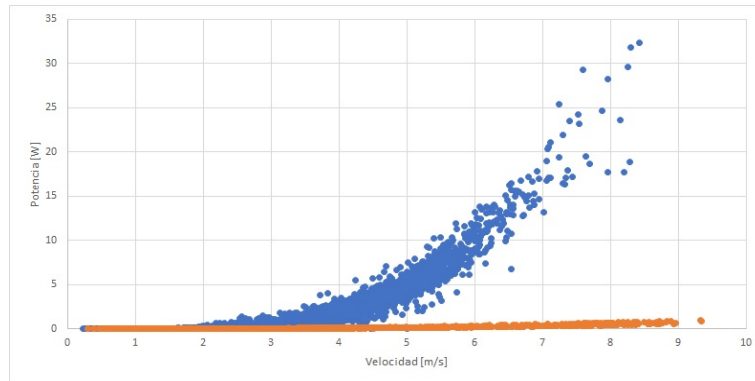


Figura 4.7: Curva de generación con 11Ω
Color naranja aerogenerador tipo linterna - Color azul aerogenerador tipo savonius

4.3.5. Análisis generador tipo linterna en laboratorio

Dado que el desempeño del aerogenerador tipo linterna estuvo lejos de los valores esperados, se procede a caracterizar el comportamiento de su generador de imanes permanentes.

La primera etapa del análisis experimental se centra en el estudio del generador propiamente dicho, realizando para esto, ensayos en el laboratorio. Los detalles de los ensayos se encuentran en el Anexo E.

Para los ensayos a resistencia fija y a velocidad constante se utilizó el esquema evidenciado en la figura 4.8, colocando los conectores de tensión del analizador E.4d en los terminales (S_a) , (S_b) y (S_c) y las tres pinzas de corriente entre líneas.

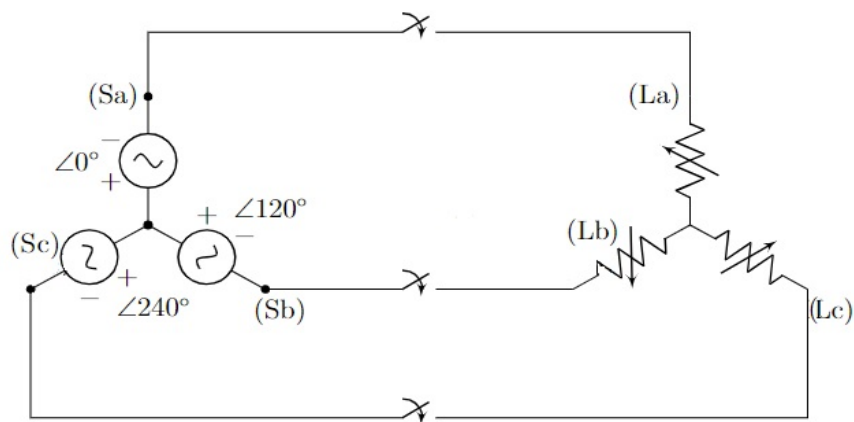


Figura 4.8: Circuito de conexión general

Números de polos y tipo de generador

En la primera etapa de las pruebas se busca encontrar el número de polos del generador. Para esto, se lo conecta a un motor de arrastre y se miden los datos de frecuencia para luego utilizar la relación de la ecuación 4.2. En este caso, la cantidad de polos obtenida es 12, con lo cual se asume que para una frecuencia de 50 Hz (frecuencia nominal de la red de Uruguay), la velocidad del generador debe ser de 500 rpm.

De las imágenes del Anexo E, se concluye que el generador es de tipo radial.

Ensayo a velocidad constante

En esta etapa, se coloca el generador a una velocidad constante de 500 rpm, para distintos valores de resistencia, tomando en cada caso los datos de potencia y obteniendo los datos de la figura 4.9, en donde se obtiene un valor máximo de potencia generada para una resistencia de 35 Ω .

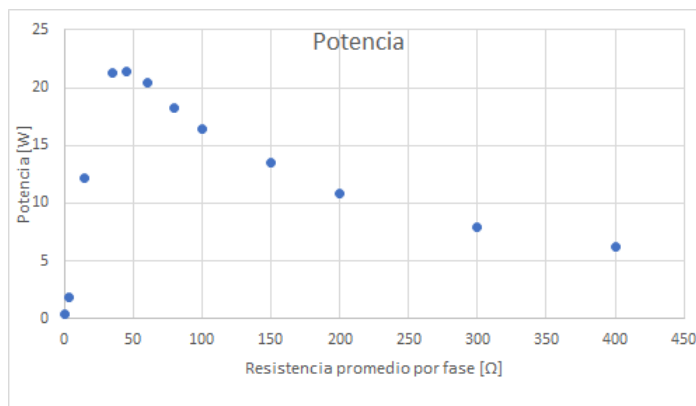


Figura 4.9: Potencia vs. resistencia por fase

Ensayo a resistencia fija

En esta etapa se coloca el generador a distintas rpm, manteniendo el valor de resistencia fijo en 35 Ω . Para cada velocidad de giro se mide la potencia generada. De este experimento se obtiene la figura 4.10.

4.4. Mejoras al aerogenerador de imanes permanentes

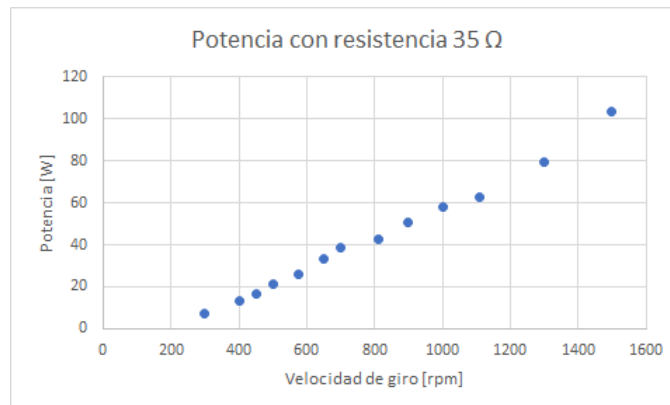


Figura 4.10: Potencia a resistencia fija

4.4. Mejoras al aerogenerador de imanes permanentes

Las turbinas eólicas presentan curvas de potencias que dependen tanto del viento como de parámetros propios del sistema de captura. La máxima potencia que es posible capturar del viento es una función que depende del viento y del rendimiento de la turbina, y su expresión se detalla en la ecuación 4.5:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho A v_w^3 \quad (4.5)$$

donde v_w es la velocidad del viento, A es el área de barrido de la turbina, ρ es la densidad del aire y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina que está limitado por el llamado “Límite de Betz” que define que el rendimiento teórico máximo que puede obtener una turbina es de aproximadamente 59,25% [30].

El rendimiento de la turbina eólica depende de parámetros constructivos de la turbina como el perfil aerodinámico, el número de álabes (palas) o su ángulo de ataque. En turbinas de potencias menores a 200 W, es habitual que la tecnología no permita modificar estos parámetros.

Otro de los elementos que influyen en el rendimiento es el cociente de velocidad lineal de la punta de los álabes y la velocidad del viento, denominado “tip speed ratio” (λ). Esto se traduce en que la potencia generada varía para una misma velocidad de viento, como se puede observar en la figura 4.11:

Capítulo 4. Aerogeneradores

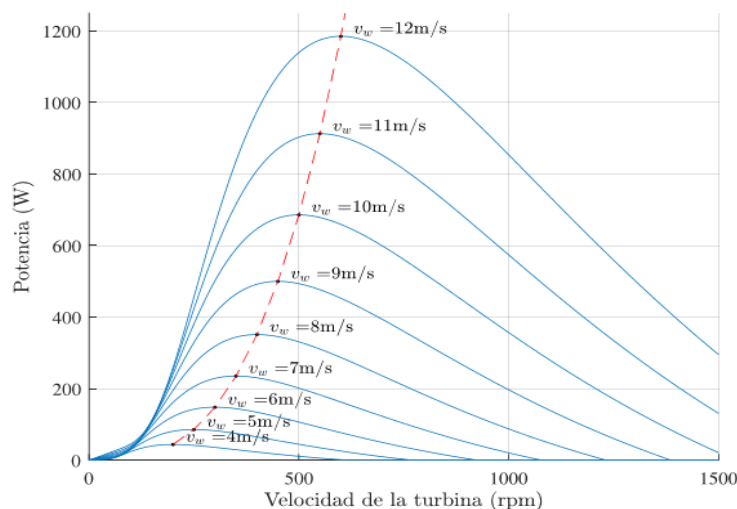


Figura 4.11: Curvas de potencia en función de la velocidad del viento [30].

En general, no se tiene la posibilidad de modificar parámetros constructivos, una forma de mejorar la eficiencia es variar el punto de funcionamiento para cada velocidad de viento, controlando la velocidad de giro de la turbina. Los algoritmos utilizados para realizar este control son los denominados “algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia” (MPPT).

Este tipo de algoritmos busca que el aerogenerador trabaje en el punto máximo de la curva, que en la figura 4.11 se aprecia con la línea punteada de color rojo. En general, los algoritmos reducen el par demandado por el generador cuando la velocidad de giro es menor que la óptima y aumentan el par cuando la velocidad de giro es mayor a la óptima.

Existen distintos algoritmos de seguimiento del MPPT y en general, se diferencian en la forma en que buscan dicho punto [30].

■ Algoritmo basado en curvas características

Este tipo de métodos necesita conocer de antemano las curvas características de la turbina. Se mapean estas curvas y se utilizan tablas para realizar el control. En general, la entrada a estas tablas son velocidades de viento, velocidad de giro de la turbina y/o potencia eléctrica capturada. Estos métodos son sensibles a errores de medida de vientos y errores en las curvas características.

Cuando las turbinas tienen curvas más planas sobre sus puntos de máxima potencia, la probabilidad de fallas disminuye. Caso contrario, la probabilidad de fallas aumenta.

4.4. Mejoras al aerogenerador de imanes permanentes

Otra desventaja de este método es que las curvas características no siempre son accesibles, y cuando lo están, son para pocas medidas de viento, lo que implica en muchos casos, interpolar las curvas para el dato de viento que se tenga en el momento exacto en que se ejecuta el algoritmo.

Dentro de este tipo de algoritmos se pueden distinguir entre los que utilizan variables del generador para obtener la referencia de potencia y los que utilizan la velocidad de viento.

- Métodos basados en velocidad de giro.
El objetivo de este tipo de método se basa en el dato de la velocidad de giro y con esto se calcula la referencia de par óptima para el generador. Cuando la velocidad de giro es inferior a la óptima, el par del generador será inferior al par del viento, por lo que la turbina se acelerará.

Cuando la velocidad está por encima de la óptima, el par del generador será mayor al del viento, por lo que la turbina se desacelerará. De esta forma se converge a la velocidad de giro óptima.

La desventaja de este tipo de métodos son las desviaciones en el cálculo del punto de funcionamiento óptimo. Como ventaja, el algoritmo no requiere un sensor externo al generador para medir la velocidad de viento [30].

- Métodos basados en la velocidad de viento.
Los métodos basados en velocidad de viento precisan anemómetros para medir la velocidad de viento y utilizan las curvas características para el cálculo de la velocidad de giro de máxima eficiencia.

Las mayores desventajas de estos métodos son los ya mencionados sobre el problema de usar curvas características y, además, el hecho de tener que usar un sensor externo para medir el viento [30].

■ Métodos “Perturb and observe”

Los métodos “Perturb and observe” son basados en técnicas matemáticas de optimización para buscar el punto óptimo de una función determinada. Este tipo de métodos no requieren conocimientos previos de la turbina o el generador.

Su funcionamiento se basa en realizar pequeñas variaciones en el control y observar el efecto que este cambio produce. Como se observa en la figura 4.11, a la izquierda del punto óptimo la pendiente es positiva y a la derecha la pendiente es negativa.

Capítulo 4. Aerogeneradores

A la izquierda, un pequeño aumento de velocidad provocará un crecimiento en la potencia, por lo que el algoritmo deberá incrementar la velocidad. Si en vez de aumentar, se disminuye, se observará una disminución de la potencia eléctrica, por lo que se deberá aumentar la velocidad. Este mismo razonamiento se utiliza para la parte derecha pero con pendiente negativa. El algoritmo converge al punto óptimo de funcionamiento.

Existen otros tipos de implementación para este algoritmo en función de la variable elegida para realizar perturbaciones (corriente, tensión, etc.). Uno de los inconvenientes de este tipo de algoritmo es que pueden fallar frente a variaciones bruscas de viento [30].

4.4.1. Módulo algoritmo de perturbación y observación

De acuerdo a lo indicado anteriormente, el algoritmo de perturbación y observación (*P&O*), tiene como objetivo encontrar el punto en el cual el aerogenerador entrega toda la potencia disponible acorde con la intensidad de viento existente.

Una ventaja fundamental a la hora de implementar este tipo de algoritmos es que no es necesario conocer las características del aerogenerador en detalle, lo cual converge con lo desarrollado en el capítulo 2, donde se constató que para generadores de potencia menores a 1 kW, la información que entregan los fabricantes respecto a los mismos, es mínima. En muchos casos, ni siquiera se entrega la curva característica de potencia generada vs. velocidad de viento.

Por otra parte, los aerogeneradores de estas características son de eje fijo, es decir, que para mejorar su rendimiento no es posible cambiar el ángulo en que sus palas interactúan con el viento, por tanto, una estrategia adecuada para maximizar su eficiencia es modificar mediante electrónica de potencia la velocidad del rotor, buscando variar la carga equivalente que ve el generador.

Por todo lo anterior es que para implementar un SMEA y mejorar la eficiencia del sistema, se recomienda utilizar un método basado en el algoritmo *P&O* complementado con circuitos de electrónica de potencia.

Componentes del módulo basado en P&O

El siguiente módulo implementa la teoría de un algoritmo de *P&O*, donde se mide la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador a la salida del rectificador para modificar el ciclo de trabajo de un convertidor Boost, agregado de tal manera que al variar dicho ciclo de trabajo se varía la carga vista por el aerogenerador, cambiando también la velocidad del rotor, buscando el punto de máxima potencia.

4.4. Mejoras al aerogenerador de imanes permanentes

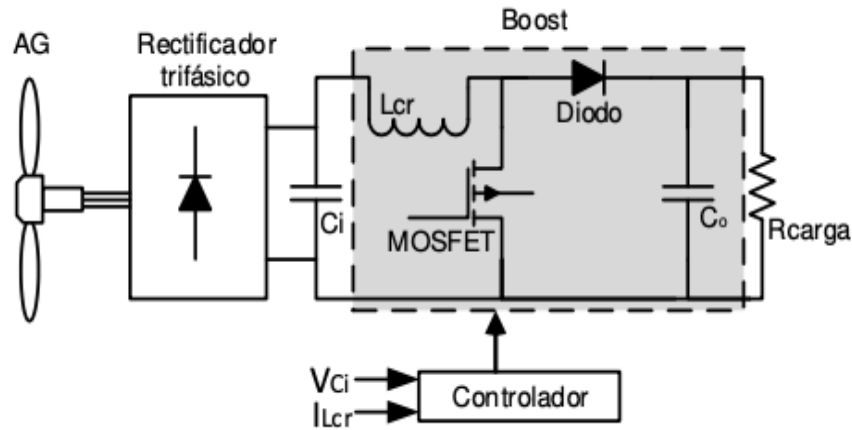


Figura 4.12: Sistema *P&O* [15].

En la figura 4.12 se presenta el sistema, donde:

- AG: Aerogenerador síncrono de imanes permanentes.
- Rectificador trifásico: Encargado de la conversión de corriente alterna trifásica proveniente del generador a corriente continua.
- C_i : Capacitor que actúa como filtro capacitivo para disminuir el ripple de tensión a la salida del rectificador.
- Convertidor Boost o Step-Up: compuesto por todo los elementos resaltados en el recuadro gris.
- Controlador: Bloque que implementa el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, controlando las conmutaciones en el convertidor Boost.

Convertidor Boost

En el Anexo D, se expone el funcionamiento general y las ecuaciones necesarias para calcular los componentes (L_{CR} y C_o) a razón de diseñar un convertidor Boost.

De acuerdo a lo indicado en [15], el objetivo principal del convertidor es controlar la potencia que entrega el aerogenerador de forma que siempre sea máxima en función de la intensidad del viento disponible. Lo anterior se logra variando la carga que ve el generador, a partir de modificar el ciclo de trabajo en la señal de disparo que comanda el Mosfet del convertidor Boost.

De acuerdo a lo anterior, la carga equivalente (Z_{eq}) que ve el generador está dada por la relación:

$$Z_{eq} = (1 - D)^2 * R_{carga} \quad (4.6)$$

Capítulo 4. Aerogeneradores

donde D corresponde al ciclo de trabajo de la llave (Mosfet) del convertidor. De allí se deduce que variando el ciclo de trabajo se varía también la impedancia equivalente que está viendo el aerogenerador a la salida del convertidor, buscando que el aerogenerador trabaje o se acerque al MPPT antes mencionado.

Para el diseño del convertidor y la elección de sus componentes es necesario tener en cuenta que, respecto a la inductancia del convertidor (L_{CR}), la misma está dada por la siguiente relación:

$$L_{CR} \geq \frac{V_{ccmax}}{2 * f * I_{omax}} * D_{max} * (1 - D_{max})^2 \quad (4.7)$$

donde:

- V_{ccmax} es la tensión media máxima en la entrada al convertidor Boost.
- f es la frecuencia de conmutación.
- I_{omax} máximo valor de corriente a la salida del convertidor.
- D_{max} Máximo ciclo de trabajo asociado al Mosfet.

Por otro lado, el capacitor C_o en el convertidor Boost se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_o = \frac{I_{omax} * D_{max}}{f * \Delta V_o} \quad (4.8)$$

Algoritmo P&O

El bloque del controlador es donde se implementa el algoritmo $P\&O$, buscando el punto de máxima potencia. El mismo controla la conmutación que es aplicada al convertidor Boost mediante una señal que dispara el Gate del Mosfet, de acuerdo a un análisis de valores V_o e I_o , calculando la potencia que está entregando el aerogenerador.

Como se indica en [15], el algoritmo funciona de la siguiente manera. Primero se inicializan las variables, luego se obtiene una medida de voltaje y corriente y se calcula la potencia. Seguido de esto se aplica un paso de ciclo de trabajo y se obtienen los nuevos valores de tensión y corriente con el que se calcula el nuevo valor de potencia.

Se pasa a comparar el valor actual de potencia con el anterior y en caso de que este último sea mayor, se duplicará el valor del ciclo de trabajo por cada vez que se cumpla esta condición, hasta un cierto valor de saturación preestablecido, acorde con el sistema y los componentes elegidos.

En caso de que la última potencia calculada sea menor al valor de potencia anterior, el salto se dividirá a la mitad cada vez que se cumplan las condiciones.

4.5. Mantenimiento de sistemas de generación eólica vs. solar

Con este proceso se busca variar la carga aplicada al AG, para encontrar el punto de máxima potencia para distintas velocidades de viento, optimizando el desempeño del aerogenerador [15].

4.5. Mantenimiento de sistemas de generación eólica vs. solar

La microgeneración de energía mediante sistemas eólicos y fotovoltaicos ha ganado popularidad en los últimos años como una forma de reducir la huella de carbono y la dependencia de los combustibles fósiles. Estos sistemas, además de ser sostenibles y eficientes, son más asequibles que los sistemas a gran escala. Sin embargo, es importante considerar la necesidad de un mantenimiento regular para garantizar su funcionamiento óptimo a lo largo del tiempo.

El mantenimiento de los sistemas de microgeneración de energía es crucial para su longevidad y eficiencia. Los sistemas a pequeña escala, como los eólicos y fotovoltaicos, tienen requisitos de mantenimiento diferentes a los de gran escala.

El mantenimiento a pequeña escala puede ser realizado por el propietario del sistema, mientras que los sistemas a gran escala requieren un equipo de mantenimiento especializado. El mantenimiento a pequeña escala incluye tareas como la limpieza de los paneles solares y el mantenimiento del rotor y el generador de viento, mientras que a gran escala incluye la reparación y reemplazo de equipos más grandes.

La instalación de paneles solares requiere que se cumplan ciertas normas y regulaciones eléctricas para garantizar la seguridad de los trabajadores y la calidad de la instalación. Además, el mantenimiento adecuado de los sistemas de microgeneración de energía también mejora su eficiencia y reduce la necesidad de reparaciones costosas.

En cuanto a la comparación entre los sistemas eólicos y solares a pequeña escala, ambos tienen diferentes requisitos de mantenimiento. Los sistemas eólicos requieren mantenimiento regular del rotor y el generador, así como de las torres. Los sistemas solares requieren una limpieza regular de los paneles para asegurar una buena eficiencia.

En términos de facilidad de mantenimiento, los sistemas solares son generalmente más fáciles de mantener debido a la falta de piezas móviles y la simplicidad de la tecnología.

4.6. Conclusiones aerogeneradores

Las pruebas experimentales con los aerogeneradores verticales resultaron con rendimientos más bajos de los esperados. En el caso del generador tipo linterna, se esperaba tener una potencia nominal del entorno de los 300 Watts, pero se obtuvo como máxima potencia del generador, 100 Watts.

Analizando los datos obtenidos con el aerogenerador instalado en la terraza, se obtuvo como promedio de generación de energía mensual $0,048 \text{ kWh}$, un valor prácticamente nulo, lejano de los 70 kWh estimados en la sección 4.3.4.

Por lo anterior de esta primera etapa, se concluye fundamental exigirle al fabricante la curva característica del aerogenerador que se va a adquirir. Si bien es cierto que para estos niveles de potencia (generadores menores a 300 W) son muy pocos los fabricantes cuyos modelos presentan la curva característica, lo anterior debería tomarse como requisito preliminar excluyente a la hora de elegir entre modelos, ya que en el caso de que se adquiriera un aerogenerador sin estos datos, nada asegura que el desempeño sea el esperado.

De los ensayos en banco con el generador de imanes permanentes tipo linterna se relevaron características importantes como el número de polos. De la bibliografía estudiada se encontró que para generadores con el número de polos similares al ensayado (12 polos), los generadores de flujo radial presentan mejor desempeño que los de flujo axial. Lo anterior, es consecuente con la imagen E.3, donde se constata que el generador sea de flujo radial.

Para el caso del generador Savonius se esperó una potencia nominal de 100 W. En este caso, solo se realizó ensayos en la terraza y la máxima potencia que obtenida fue de 57 W con una resistencia de 11Ω y una velocidad de viento de 10 m/s . La energía promedio mensual generada fue de 2 kWh .

En este caso, tampoco se contó con la curva característica del aerogenerador. Si se toma en cuenta un factor de rendimiento del 20% como se plantea en [29], se esperaría una energía mensual de 14 kWh , por lo que también, en este caso el rendimiento estuvo por debajo del esperado.

Para la búsqueda de mejoras en el rendimiento de pequeños aerogeneradores de imanes permanentes, se encontró que existen distintos estudios de aplicaciones que trabajan sobre el control de la carga que ve el generador y, a raíz de la modificación de la misma, mediante distintas estrategias, es posible mejorar el rendimiento trabajando en los puntos de máxima potencia.

Por lo anterior, se concluye que una de las estrategias para mejorar la eficiencia en un aerogenerador como el estudiado, está dada por la tecnología que implemente el controlador de carga, es decir, que este elemento, que fue descrito en el capítulo

4.6. Conclusiones aerogeneradores

3 como un cargador de baterías, puede adquirir otras funciones importantes para mejorar el desempeño del sistema.

Los sistemas a pequeña escala, como los eólicos y fotovoltaicos, tienen requisitos de mantenimiento diferentes a los de los sistemas a gran escala, y también deben cumplir con regulaciones eléctricas y de seguridad. La comparación entre sistemas eólicos y solares a pequeña escala revela que ambos sistemas tienen diferentes requisitos de mantenimiento, pero los sistemas solares son generalmente más fáciles de mantener debido a su simplicidad tecnológica.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Baterías

5.1. Introducción

En el presente capítulo se analiza el comportamiento del banco de baterías elegido en el capítulo 3.

Se brinda un marco teórico sobre baterías electroquímicas, su funcionamiento y los parámetros principales de las mismas. Luego se mencionan distintas características respecto al funcionamiento de una batería de plomo ácido, para estudiar su comportamiento con el sistema de microgeneración eólica autónomo (SMEA).

Una vez seleccionado el modelo, se lo implementa en el entorno de programación “Simulink” y se realizan distintas simulaciones, la descarga completa del banco de baterías, el comportamiento del banco conviviendo con la generación de un aerogenerador y el comportamiento con paneles solares.

Al final del capítulo se estudia la degradación de las baterías de plomo ácido (Pb-Ac) y se presenta información sobre el reciclado de las mismas.

5.2. Marco teórico

Como se indica en [42], una batería es un dispositivo formado por una o más celdas electroquímicas que convierten energía química en energía eléctrica. La configuración de celdas se determina cuando la tensión y corriente son las deseadas en el dispositivo final.

Por otra parte, una celda electroquímica es un dispositivo con capacidad para generar energía eléctrica a partir de reacciones químicas y se compone de dos electrodos, ánodo y cátodo, en contacto con un electrolito aislado por un separador.

Tanto el electrolito como el separador se diseñan para la conducción de iones y el aislamiento de electrones, mientras que los electrodos se diseñan para la con-

Capítulo 5. Baterías

ducción de electrones, ya que no son capaces de conducir iones.

Los electrolitos se basan en disolventes líquidos que en general se dividen en electrolitos acuosos y orgánicos no acuosos. Proporcionan un camino de conducción iónica para los aniones y cationes, así como una separación física de los electrodos positivo y negativo. El cátodo y el ánodo son el medio de transferencia de las cargas y albergan los productos necesarios para que tenga lugar la reacción Redox.

Las baterías primarias son aquellas que solamente ofrecen carga o descarga y se basan en el llamado principio irreversible donde la carga solo fluye en un sentido.

El funcionamiento de una batería secundaria se basa en el principio químico reversible llamado reducción-oxidación, también conocido como Redox. En dicho proceso, el ánodo se oxida y pierde electrones, mientras que el cátodo se reduce y gana electrones.

Lo anterior implica que los componentes no se consumen ni se pierden, sino que cambian su estado de oxidación, logrando, mediante el cierre del circuito externo durante la descarga y la aplicación de una corriente externa durante la carga, volver a su estado original [28].

5.2.1. Conceptos generales

Conforme a lo indicado en [42], las tecnologías de almacenamiento energético basadas en baterías electroquímicas existen desde hace más de 200 años; sin embargo, solo algunos de los miles de sistemas de baterías propuestos se comercializaron.

Los tipos de tecnologías más importantes de baterías electroquímicas secundarias son las basadas en plomo ácido (Pb-Ac), níquel (Ni) y litio (Li). Esto se deduce debido al alto porcentaje de las mismas en el mercado. En el capítulo 1 del presente trabajo se describen y comparan las tecnologías Pb-Ac y Li.

En [44], se indica que las baterías de plomo ácido selladas (SLA) fueron desarrolladas a mediados de los años 70, donde el término “selladas” refiere a que son libres de mantenimiento.

Por otra parte, también se indica que ninguna batería de plomo ácido es completamente sellada, por ello cuentan con válvulas (VRLA) que controlan la liberación de gases durante cargas intensas y descargas rápidas, regulando la presión entre las placas. Su mayor ventaja es la capacidad de combinar oxígeno e hidrógeno para crear agua, elemento fundamental para el correcto funcionamiento de este tipo de baterías.

De acuerdo a lo que se indica en [14], el funcionamiento de la batería es des-

5.2. Marco teórico

crito en modo carga o descarga, y el modo de operación depende del sentido de la corriente I_{bat} . Cuando la batería se carga, I_{bat} fluye hacia el terminal positivo de la batería, aumentando progresivamente el voltaje en sus terminales V_{bat} , y la carga almacenada. En modo descarga, I_{bat} sale por el terminal positivo, provocando la disminución de V_{bat} y de la carga almacenada.

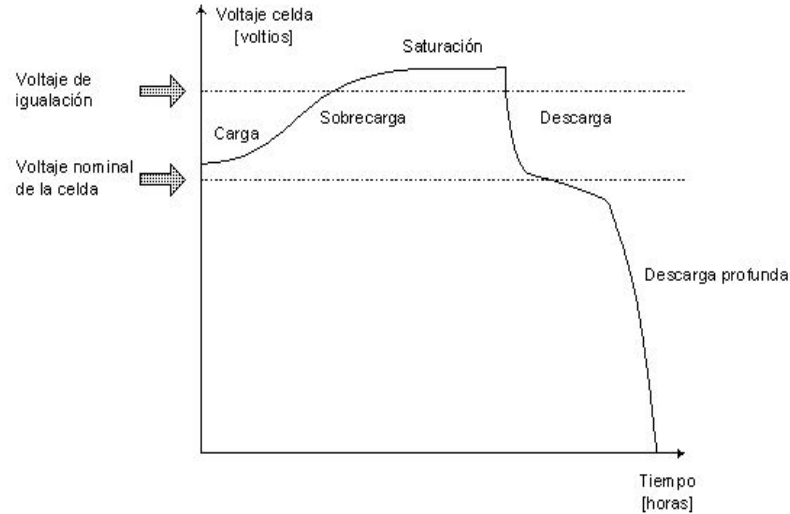


Figura 5.1: Modos de operación de batería [14].

En la figura 5.1 se observan las fases de carga y descarga, el régimen de saturación y la descarga profunda. Estos dos anteriores se consideran nocivos para baterías de Pb-Ac [14].

En el proceso de descarga la celda opera como una fuente de tensión, al cerrar el circuito se produce un flujo de electrones del ánodo hacia el cátodo en el interior de la celda a una tensión aproximadamente constante.

El material del ánodo (B) reacciona con el electrolito liberando electrones, es decir, se oxida, formando un material nuevo (D). El material del cátodo (A) reacciona de igual manera con el electrolito, pero ganando electrones, formando otro material (C) [28].

La reacción química anterior se evidencia en la expresión 6.1 y 5.2.



donde:

- b : coeficiente de material anódico.

Capítulo 5. Baterías

- ne : cantidad de electrones.
- c : coeficiente de material catódico.
- d y x : coeficientes de materiales obtenidos de las reacciones anódicas y catódicas con el electrolito.

Por otro lado, en el proceso de carga se transforma energía eléctrica en química. Conectando una fuente de corriente externa se obtiene el efecto inverso al descrito durante el proceso de descarga. El mismo se presenta en la expresión 5.4:



De acuerdo con lo indicado en [28], durante todo el proceso aparece una “impulsión a los electrones” cuya manifestación eléctrica es una tensión inducida (f.e.m.) entre el cátodo y el ánodo, la misma es una medida de cuánta energía se le suministra a cada Coulomb de carga que pasa por la celda.

El libro [28], realiza un punteo de las características físicas relevantes en las baterías Pb-Ac:

- Los materiales de las placas y el electrolito determinan la tensión inducida.
- El material activo o superficie que se encuentra en contacto con el electrolito es el determinante de la capacidad de almacenamiento en energía de la celda.
- La densidad del electrolito determina la velocidad de reacción (altas corrientes \implies altas densidades).

Un patrón relevante en una batería refiere a la capacidad en energía que se puede obtener de una celda. La expresión 5.5 define la energía eléctrica en una celda:

$$E_{eléctrica} = Volt * Ampere * tiempo [VAh] \quad (5.5)$$

Dependiendo el tipo de celda, la misma ya cuenta con una tensión impuesta, por lo que, la unidad de medida de una celda electroquímica son los amperios hora (Ah). Dada una celda de capacidad “ C ” Ah de V_o voltios de f.e.m., la misma debe dar A amperios bajo V_o voltios durante $\frac{C}{A}$ horas.

En las baterías de plomo ácido [28], el cátodo es de dióxido de plomo, el ánodo de plomo metálico y el electrolito de ácido sulfúrico. Durante el proceso de descarga la reacción produce agua, cayendo la densidad del electrolito, y durante la carga la reacción absorbe agua y libera hidrógeno. Por tanto, se realizan las siguientes puntualizaciones:

5.2. Marco teórico

1. Los bancos de baterías generan hidrógeno, lo que puede provocar peligros de explosión en ambientes muy confinados.
2. La medida de la densidad y tensión de la batería, da una idea del estado de carga de la misma.
3. En baterías abiertas el balance de agua es negativo, debiendo reponerse a una medida dada por el fabricante, de acuerdo con la medida de densidad que el electrolito presente.
4. La temperatura del electrolito no debe salirse de los valores indicados por el fabricante, caso contrario, el mismo no asegura su funcionamiento y se presentan fenómenos adversos que no permiten utilizar la misma.

5.2.2. Profundidad de descarga y descarga profunda

La capacidad obtenida de una batería está relacionada con su profundidad de descarga (“depth of discharge”) [28]. Por ejemplo, si el 80 % de la capacidad nominal de batería es usado, entonces la profundidad de descarga de la batería es también del 80 %.

La profundidad máxima de descarga permitida depende del nivel de corriente de descarga y temperatura. Para mantener saludables las baterías de Pb-Ac es importante no descargarlas por encima del valor máximo de profundidad de descarga que entrega el fabricante, que en general ronda el 80 % [28].

El número de ciclos de descarga de una batería se incrementa si no se excede el valor de descarga profunda máxima. Esto se observa en las curvas de carga y descarga que presenta el fabricante en su hoja de datos, como las del Anexo B.1.

Descarga profunda

El voltaje final de descarga es presentado como un valor específico por el fabricante, y refiere al valor por debajo del cual el voltaje no debe caer cuando ocurre la descarga. Sí la batería se descarga por encima de este nivel, entra en un área de descarga profunda. Los niveles de descarga son la clave para mantener la vida útil de las baterías, caer en el área de descargas profundas reduce sustancialmente la vida de la misma.

Lo anterior se observa en las gráficas presentadas por el fabricante para la batería elegida en el Anexo B.1, donde la cantidad de posibles ciclos de descarga se reducen sustancialmente al elevar el nivel de descarga.

5.2.3. Nivel de carga y capacidad de baterías

A medida que la batería se descarga, el voltaje desciende. Una manera de determinar de forma aproximada el estado de carga (SOC) es midiendo el voltaje del circuito abierto en los terminales de la batería, considerando que el mismo presenta un nivel de tolerancia cercana al 15 % [28]. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 5.2:

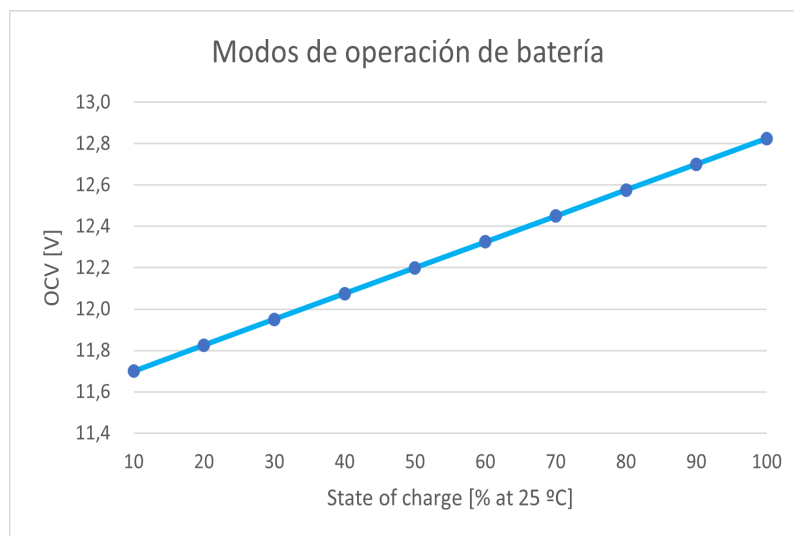


Figura 5.2: Modos de operación de batería [28].

Capacidad en baterías Pb-Ac

La capacidad C se representa en amperios-hora (Ah). En este tipo de baterías la capacidad depende de la corriente de descarga. Supongamos que se tiene una batería $C = 100 Ah$, esto no implica que la batería se descargue a una corriente de 100 A durante 1 hora, ya que el fabricante da un margen pequeño de valores de corriente para los cuales se entrega el total de su capacidad C .

La especificación de la capacidad de estas baterías el fabricante las presenta con la notación C_n para un valor de corriente de descarga óptimo, por ejemplo, si la batería mencionada anteriormente fuese C_{10} , significa que para obtener los 100 Ah debo descargar la misma a $\frac{100}{10}$ amperios.

En el mercado los valores más comunes son C_5 , C_{10} , C_{100} , la elección depende de la aplicación. Para arranques se utilizan baterías con C_n altos; por el contrario, para fuentes seguras y continuas, se utilizan C_n bajos [28].

Otro efecto importante a considerar es la disminución de la capacidad por efecto de la temperatura en el electrolito, como se evidencia en la figura 5.3.

5.3. Modelo utilizado para el estudio de batería Pb-Ac AGM

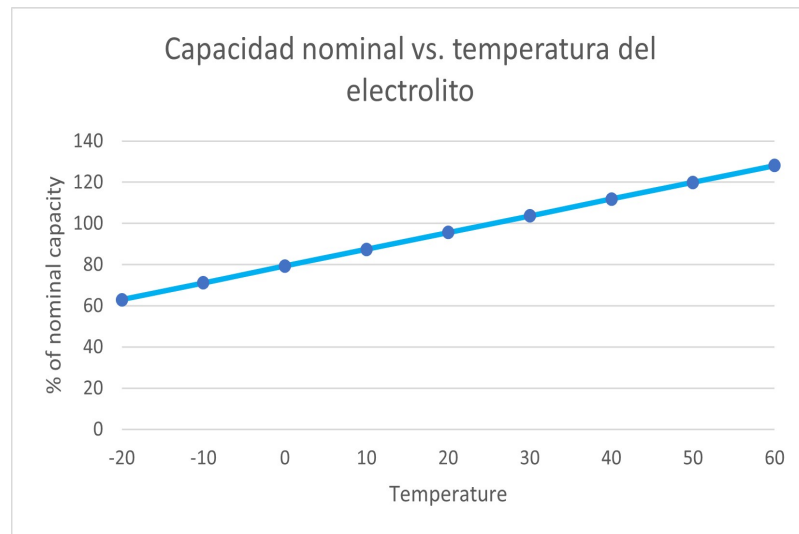


Figura 5.3: Capacidad nominal vs. temperatura electrolito [28].

Factores que influyen en la vida útil de una batería [28]

- Corrientes de descarga mucho mayores al valor C_n de la batería, por ejemplo cortocircuitos, provocan desprendimiento del material de las placas.
- En términos generales, profundidades de descarga superiores al 25 % de su capacidad nominal hacen que la batería pierda capacidad, se deben establecer los niveles de descarga en relación con lo que el fabricante informa en su hoja de descarga. Descargas de mayor nivel reducen la vida útil de la batería.
- La autodescarga es el proceso por el cual una batería pierde carga de manera permanente, estando sus bornes en circuito abierto. Si una batería es sometida por un largo tiempo a un proceso de autodescarga pierde capacidad en forma irreversible. Esto se debe a la sulfatación de las placas, por tanto, los bancos de baterías abiertas nunca se almacenan formados, el electrolito se debe almacenar aparte.

5.3. Modelo utilizado para el estudio de batería Pb-Ac AGM

De acuerdo a lo indicado en [35], existe variedad de modelos propuestos que determinan las principales características de funcionamiento en baterías del tipo Pb-Ac. Entre ellos, se destacan, modelo de Thevenin, monocapa y doble capa, modelo R_{int} , modelo de Copetti y Chenlo, modelos de tercer y cuarto orden y modelos centrados en la corriente continua circuital.

5.3.1. Modelo elegido

La elección de los elementos y del modelo que se use, depende esencialmente del uso y el tipo de estudio que se realice con la batería. Sobre todo depende si el modelo será utilizado como una herramienta para estudios más generales o para estudios específicos de la batería.

Otro aspecto fundamental para definir el modelo más adecuado a usar es el margen temporal de los estudios a realizar, es decir, si son estudios transitorios en el orden de magnitud de una hora o estudios en régimen permanente del orden de días.

Por último, para seleccionar el modelo, también se considera con qué información de la batería se cuenta, por ejemplo, si se cuenta o no con la batería de forma física para realizar pruebas o si simplemente se cuenta con datos brindados por el fabricante.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anterior y conforme a lo que se indica en [35] y lo desarrollado en el capítulo 4 de [42], dado que se trata de un sistema SMEA, donde se estudia el comportamiento de las baterías para tiempos de entre 2 y 7 días, estudiando la energía disponible en las mismas, y tomando en cuenta que solo se cuenta con los datos del fabricante más no con la batería física para obtener otras características, se define utilizar el modelo R_{int} .

El modelo teórico para caracterizar la batería de Pb-Ac tipo AGM se presenta en la figura 5.4, el mismo está compuesto por una fuente de voltaje $V_{oc}(t)$, la cual representa el voltaje del circuito abierto de la batería, y una resistencia interna R_{int} [35].

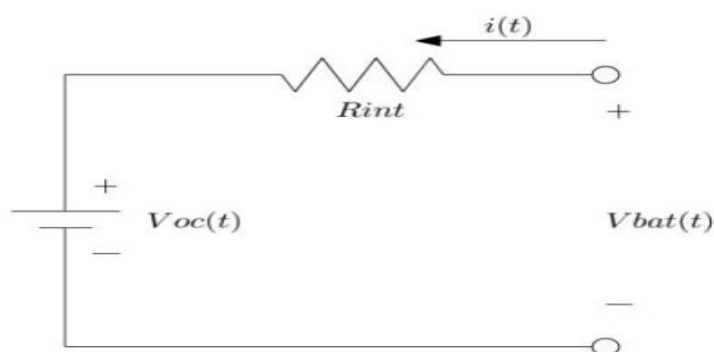


Figura 5.4: Circuito modelo equivalente R_{int} [35].

5.3. Modelo utilizado para el estudio de batería Pb-Ac AGM

Este modelo considera las etapas de carga y descarga, no tiene en cuenta el efecto de la temperatura ambiente, tomando como valor constante asociado a la misma 25 °C, cercano a los 18 °C, de temperatura media anual ¹ en la zona donde se diseña la instalación del SMEA.

Lo anterior es acorde con la información brindada en el Anexo B.1, donde se indica que la temperatura ideal de operación de la batería seleccionada se encuentra en el rango de 20 °C y 30 °C.

5.3.2. Determinación de parámetros

Para determinar el estado de carga $SOC(t)$ se utiliza la ecuación 1. En la misma se encuentran los parámetros $V_{oc(t)}$ e $i(t)$ de la imagen 5.4. SOC_o refiere al estado de carga inicial y SOC_m la energía máxima de la batería, parámetro que se obtiene de los valores nominales de tensión y capacidad de la misma.

$$SOC(t) = SOC_o + \frac{1}{SOC_m} \int_0^t \frac{i(\tau) \cdot Voc(\tau)}{3600} d\tau \quad (1)$$

Para determinar la tensión de circuito abierto de la batería ($V_{oc}(t)$), se consideran dos estados asociados a la misma, carga y descarga. La ecuación 2, describe el cálculo para obtener la misma durante el estado de carga. Dicha expresión y sus constantes se obtuvieron de [35], donde ns es el número de celdas en la batería y SOC es el estado de energía. La ecuación 3 representa el estado de descarga.

$$Voc(t) = (2 + 0,148 \cdot \beta)ns, \quad \beta = \frac{SOC}{SOC_m} \quad (2)$$

$$Voc(t) = (1,926 + 0,124 \cdot \beta)ns \quad (3)$$

Para obtener el valor de resistencia interna R_{int} , el modelo propuesto se describe en la ecuación 4, el mismo depende del estado de carga inicial y energía máxima de la batería.

$$R_{int} = \frac{\left(0,7 + \left(\frac{0,1}{|SOC_o - 0,2|}\right)\right)}{SOC_m} \cdot ns \quad (4)$$

Por último, y con todas las ecuaciones descritas anteriormente, se obtiene la tensión en bornes de la batería del modelo presentado bajo la ecuación 5.

$$Vbat(t) = Voc(t) + R_{int} \cdot i(t) \quad (5)$$

¹<https://www.inumet.gub.uy/clima/estadisticas-climatologicas/caracteristicas-climaticas#:~:text=El%20campo%20de%20temperaturas%20medias,1a%20costa%20at1%C3%A1ntica%20en%20Rocha.>

Capítulo 5. Baterías

5.3.3. Modelo implementado en Simulink

Para analizar el comportamiento de las baterías se utiliza la herramienta Simulink; allí se implementa el modelo explicado en 5.3.1, cuyos detalles de implementación se observan en el Anexo A.

5.4. Simulaciones

Una vez creado el módulo de sistemas de baterías se realizan las simulaciones que son de interés para este capítulo.

Cabe alertar al lector, que los resultados analizados a partir de las simulaciones, son en un lapso de tiempo acotado, si bien se buscó que estas ventanas sean representativas de la realidad, son en definitiva, meramente indicativos. Para obtener resultados con mayor certeza, se deberían realizar simulaciones de al menos algunos años que permitan visualizar la variabilidad del recurso y partir de datos que puedan ser certificados.

5.4.1. Autonomía

Para el análisis de la autonomía del banco de baterías, se expone el mismo a una corriente de descarga constante, de forma tal que se le extraiga a cada batería una potencia constante de 68,75 W, como se explica en la sección 3.2.4. Para lograr esta descarga, se utiliza como fuente una corriente negativa cuyo valor se calcula como $\frac{-68,75[W]}{12[V]} = -5,7[A]$.

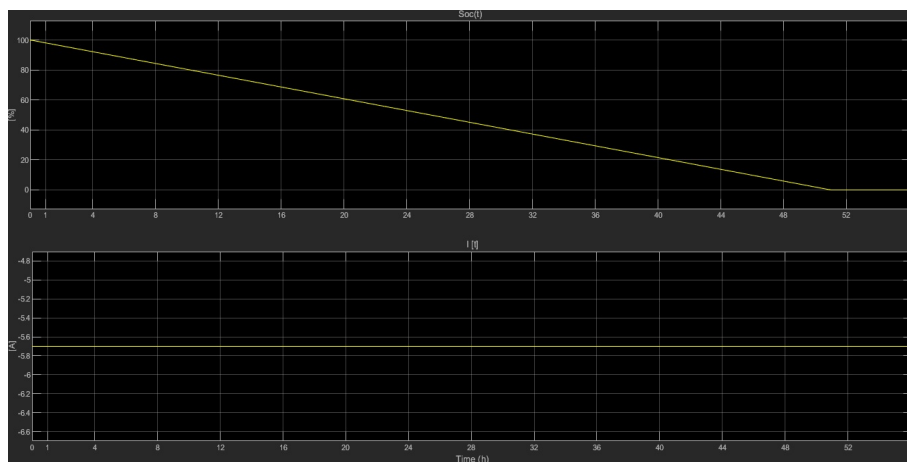


Figura 5.5: Autonomía de las baterías

En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y el eje de las x en ambos casos es en horas

En la figura 5.5, se aprecia que bajo estas condiciones el banco se descarga al 100 % en aproximadamente 50 horas y al 80 % en 40 horas.

5.4.2. Simulación del sistema de generación eólica, almacenamiento y demanda

En esta etapa, se recrea el comportamiento habitual que tendrá todo el sistema en una semana típica con generación y consumo dentro de lo esperado.

En este caso, y con el fin de observar el comportamiento por hora de la generación, se utiliza la información de una semana de vientos obtenida en la terraza de Facultad y utilizando la curva de carga del generador de 1 kW, se estima una curva de generación semanal.

Para el caso del cliente, se obtiene mediante consulta a UTE la curva de demanda de un cliente residencial con un consumo promedio mensual de aproximadamente 130 kWh. Para el sistema aquí planteado se tiene una generación de aproximadamente 40 kWh y una demanda de aproximadamente 30 kWh en la semana elegida.

A partir de los datos por segundo de energía, se calcula la corriente de demanda y la corriente de generación si se trabaja a una tensión de 48 V (valor del banco de baterías).

Una vez obtenidos estos valores, se realiza la resta generación menos demanda. De esta forma, se tiene una corriente positiva cuando la generación es más alta que la demanda, por lo que el banco de baterías se carga. Por su parte, se tiene valor de corriente negativa cuando la demanda es más alta que la generación, por lo tanto, el banco de baterías se descarga.

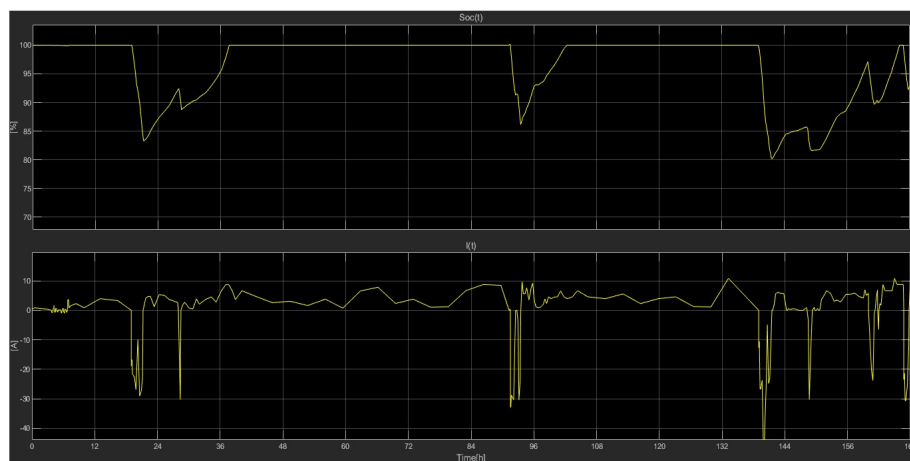


Figura 5.6: Régimen del banco de baterías

En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y eje de las x en ambos casos es en horas.

En la figura 5.6, se aprecia que las baterías tienen aproximadamente 3 ciclos de descargas cercanos a un 20% de SOC para el peor caso.

Capítulo 5. Baterías

5.4.3. Simulación del sistema de generación fotovoltaica, almacenamiento y demanda

Para el estudio del comportamiento del banco de baterías trabajando con generación de paneles solares y expuesto a demanda, se consiguieron las curvas de generación de un string de 4 paneles que durante una semana producen aproximadamente 40 kWh. Ver figura 5.7.

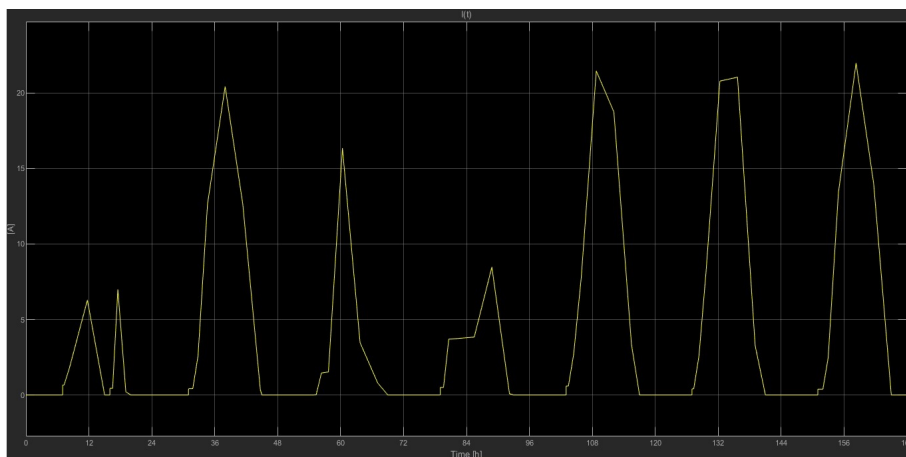


Figura 5.7: Generación semanal de paneles

A raíz de la figura 5.7, se realizó la simulación con el mismo banco de baterías que en el caso de aerogeneradores y se obtuvo el resultado de la figura 5.8. En esta figura se observa que el banco de baterías sufre aproximadamente seis ciclos de carga y descarga hasta aproximadamente el 30 % de profundidad si se toma el peor caso.

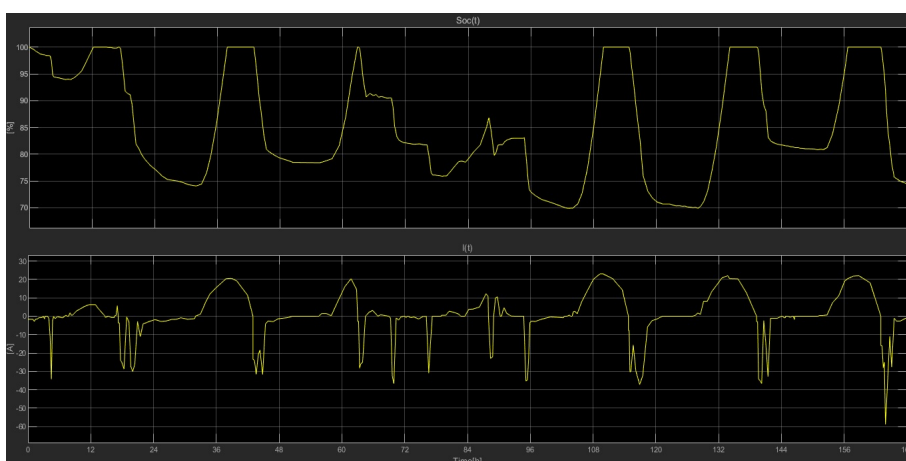


Figura 5.8: Simulación con generación paneles y demanda de cliente
En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y el eje de las x en ambos casos es en horas.

5.5. Vida útil y degradación

En la presente sección se introducen algunos conceptos teóricos importantes referidos a la vida útil y degradación de las baterías y se estudian los mismos con relación al comportamiento resultante de las simulaciones anteriores.

5.5.1. Ciclos de vida útil en baterías Pb-Ac AGM-VRLA

De acuerdo a lo indicado en [44], los ciclos de vida útil en una batería como la indicada se establecen en 3 etapas, la formación (“formatting”), el pico (“peak”), y el descenso (“decline”). Lo anterior se expone en la figura 5.9, donde:

- “Formatting”: en esta etapa las placas absorben el electrolito, logrando activar sus electrodos, consiguiendo un aumento inicial en la capacidad de batería. Para una batería de ciclo profundo, esta etapa toma entre 20 y 50 ciclos completos hasta llegar a la etapa pico.
- “Peak”: aquí la batería mantiene su valor de capacidad de forma prácticamente constante, se llega a esta etapa aproximadamente entre los 100 y 200 ciclos antes de comenzar la etapa de descenso.
- “Decline”: la última etapa o etapa de descenso la batería manifiesta un fuerte descenso de su capacidad, de acuerdo a lo indicado en un documento del IEEE ², una vez que la capacidad de la batería se encuentre por debajo del 80 % se recomienda su cambio.

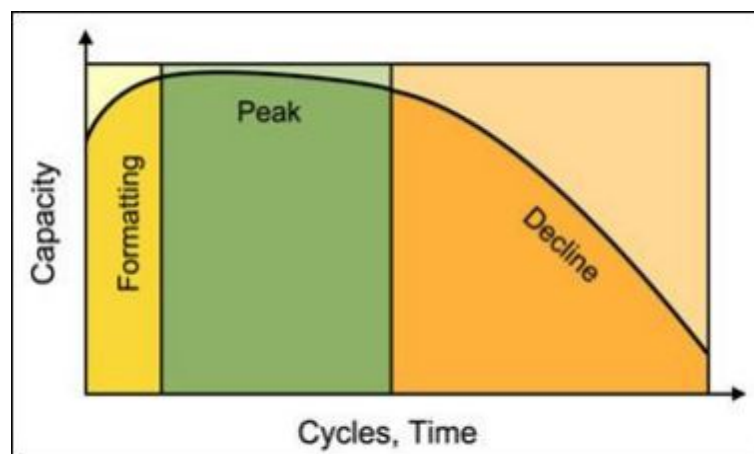


Figura 5.9: Ciclos de vida batería [44].

²IEEE Std 450™ -2002 IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications IEEE Standards

5.5.2. Factores que degradan a la batería

Existen diferentes factores que influyen en la degradación de las baterías [24]:

- **Sulfatación:** Cuando una batería se descarga, la masa activa de los polos positivo y negativo se convierte en pequeños cristales de sulfato. Si la batería no se recarga rápidamente, estos cristales crecen hasta formar una capa impermeable que no se reconvierte en material activo. El resultado es una pérdida progresiva de capacidad hasta que la batería se vuelve inservible.
- **Corrosión:** Sucede como resultado a los momentos de carga de las baterías, el efecto fundamental de la corrosión es que reduce la vida útil de la batería al aumentar la resistencia interna, con la posibilidad de desintegración de las placas positivas.
- **Pérdida del material activo:** El ciclado de la batería es el factor más influyente. El efecto de una repetitiva transformación química del material activo (demasiados ciclos de carga y descarga) en las placas, disminuye su cohesión, logrando que el líquido activo se almacene en la parte más profunda de la batería, haciendo su aprovechamiento más difícil.

Notas finales

Las descargas profundas son un factor fundamental a la hora de estudiar la degradación de una batería Pb-Ac, estas disminuyen la vida útil de la misma. Lo anterior surge como resultado de la pérdida del material activo y se evidencia en las gráficas de carga y descarga que entregan los fabricantes.

Por otro lado, es fundamental no dejar la batería descargada, puesto que las placas se sulfatarán ocasionando los problemas indicados anteriormente.

Respecto a almacenar baterías sin utilizar es necesario seguir un correcto procedimiento para que no se degraden y decaigan en inutilización. La compañía “Hoppecke” presenta en la sección 7 de su documento, instrucciones de almacenamiento ³, que son extrapoladas a baterías de otras marcas del tipo AGM, allí se indican condiciones ambientales de almacenamiento y valores de recarga periódica.

5.5.3. Análisis vida útil batería DP 12280

De acuerdo a lo indicado en la hoja de datos del fabricante, figura 5.1, se observa que existen diferentes valores máximos de ciclado conforme a porcentajes de descarga de la batería. Particularmente, si se descarga al 50 % de su capacidad, el fabricante establece que la vida útil de la misma está dada para 1.200 ciclos como cota superior.

³Baterías rail — power AGM Instrucciones de uso y mantenimiento https://www.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products-Import/rail_power_agm_manual_es.pdf

5.5. Vida útil y degradación

DOD (%)	Cantidad de ciclos según hoja de datos
10	4200
20	2700
30	2000
50	1200
80	800
100	700

Tabla 5.1: Cantidad de ciclos para porcentajes de descarga

Por otro lado, el fabricante también establece una vida útil asociada a la naturaleza de degradación física de los componentes, principalmente del material de construcción de sus placas. El mismo indica 12 años, con lo cual se compara dicho valor contra el desgaste producto de los ciclos de carga y descarga, y se toma como referencia para el recambio de la batería el menor de ellos.

De la figura 5.6, se observa que la batería presenta un ciclado semanal de 3 ciclos al 80 % de SOC, suponiendo el peor caso. Se deduce de lo anterior, un total de 156 ciclos al año. De acuerdo a lo indicado en la tabla 5.1, para este valor de descarga, el fabricante asegura una cantidad de 2.700 ciclos totales. Si se divide este valor entre los 156 ciclos al año se obtiene un valor de 17 años.

Para el caso de la generación con paneles solares se estima, de la figura 5.8, que por semana se tienen 6 ciclos de descargas hasta el 30 % de profundidad, por lo que anualmente se tienen 312 ciclos. Si se divide este valor entre los 2.000 ciclos que indica el fabricante, el total de años para esta situación es de 6 años y medio aproximadamente.

5.5.4. Estudio al 80 % de capacidad

En las secciones anteriores se indica el 80 % como límite teórico para la pérdida de capacidad que sufren las baterías producto del desgaste en el tiempo. El fabricante presenta en la hoja de datos una gráfica como la expuesta en el Anexo A. Allí se observa que el 80 % de la capacidad aparece a los 12 años. Se espera que este valor coincida con el que ofrece el fabricante como vida útil de la batería.

Se estudia el comportamiento del sistema cuando la capacidad de las baterías es del 80 %. Los resultados se presentan en la figura 5.10.

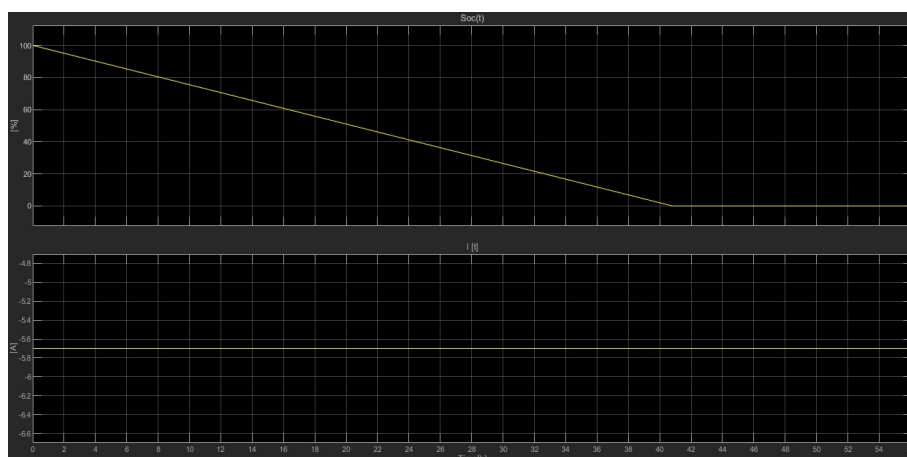


Figura 5.10: Comportamiento del sistema con capacidad de baterías al 80 %

5.6. Reciclado de baterías Pb-Ac

Estudiar el desempeño de un componente en un sistema impone también analizar su relación e interacción con su medio. Como se indica en [7], tres cuartas partes de una batería Pb-Ac fuera de uso están conformadas por residuos de plomo y plomo metálico; materiales altamente tóxicos. El resto de materiales son el ácido sulfúrico diluido y plásticos. Estos tienen efectos nocivos tanto para el medio ambiente como para la salud. Por tanto, la buena gestión, reciclaje y disposición final son necesarios en la sociedad actual.

El artículo [26], indica que en comparación con otros residuos de productos, la batería de plomo ácido tiene una tasa de reciclaje altamente favorable, cercana al 99 %. El texto citado también indica que otros productos de consumo como las cajas de cartón presentan una tasa del 88,5 %, las latas de metal 71 % y el aluminio 55 %.

Los materiales utilizados en las baterías de los automóviles son el producto de consumo más reciclado del mundo. En Europa, se recupera hasta el 95 % de los materiales de las baterías de plomo ácido [16].

La recuperación de plomo reciclado procedente de baterías gastadas es, en términos económicos, mejor que extraerlo y procesarlo directamente desde su fuente natural. Para procesar el plomo reciclado se requiere aproximadamente un 25 % menos de energía que lo que requiere la extracción natural [1].

El reciclaje de baterías de Pb-Ac se realiza en distintas etapas. De acuerdo a lo indicado en [1], la mayor parte de los agentes recicladores de baterías de Pb-Ac siguen los siguientes pasos:

5.6. Reciclado de baterías Pb-Ac

- **Recepción:** Las baterías se descargan, pesan y envían al centro de procesamiento de materias primas correspondiente.
- **Separación:** Las baterías se fragmentan en una trituradora y mediante tamizado y separación por gravedad se separan en tres componentes principales: plomo, plástico y ácido. Cada uno de los componentes ingresa a una cadena de procesamiento independiente.
- **Contención:** Después del procesamiento inicial, el plomo y otros desechos con plomo recuperados se almacenan en una estructura diseñada especialmente para su contención.
- **Purificación:** El sistema de purificación y tratamiento de aguas residuales neutraliza y purifica el ácido sulfúrico y lo convierte en un líquido con PH neutro, que se descarga por el sistema de alcantarillado conforme a las leyes y disposiciones reglamentarias locales. En algunos casos, el ácido se purifica y reutiliza generalmente en forma de electrolito para emplearse en baterías nuevas.
- **Fundición y refinación:** Una vez fundido en altos hornos, el plomo recuperado se mezcla con otros materiales para producir aleaciones de plomo.
- **Vaciado:** El plomo refinado se vacía en moldes y se enfría. Los moldes para lingotes vienen en tres tamaños: bloques grandes, barras rectangulares o panes, y varillas.
- **Embarque:** El plomo refinado y el plástico recuperado se envían a clientes de todo el país, para utilizarse en la fabricación de baterías nuevas y otros productos.

En cuanto al proceso descrito anteriormente, la literatura indica que se ha investigado a razón de reducir las cantidades energéticas utilizadas durante la ejecución del proceso, así como también los desechos y gases de efecto invernadero emitidos.

En el año 2020, como parte del proyecto “NUOVOpb” financiado por la UE, se introdujo una nueva forma de reciclado de baterías tipo Pb-Ac. Los investigadores separaron los materiales de desecho de las baterías de Pb-Ac y los recuperaron mediante un proceso de reciclaje a base de agua para producir óxido de plomo.

Este proceso tiene un costo inicial de aproximadamente una séptima parte de los métodos de reciclaje de baterías de Pb-Ac existentes y no genera emisiones tóxicas.

La tecnología “NUOVOpb” (comercializada con el nombre de FenixPB) reduce las emisiones de dióxido de carbono entre un 80 % y un 89 % [26].

Capítulo 5. Baterías

Como se indica en un informe presentado en la Comisión Europea ⁴, la principal innovación de “NUOVOpb” refiere a un novedoso proceso que transforma las baterías de Pb-Ac de desechos directamente en productos listos para utilizarse en la producción de baterías de Pb-Ac, a través de un método eficiente, limpio y rentable.

Esta tecnología transformará la industria mundial del reciclaje de baterías, que tiene un valor esperado de 9.500 millones de euros para el año 2024.

5.6.1. Conclusiones baterías

La primera etapa del estudio concluye que las baterías elegidas en el capítulo 3 son adecuadas respecto a la consigna de tener autonomía sin generación para un tiempo cercano a los dos días. Al presentar los resultados de la figura 5.5, las baterías llegan a un SOC de 0 % a las 50 horas.

Por otro lado, si se toma en cuenta la recomendación de no descargar las mismas por debajo del 80 % de su capacidad, la autonomía del sistema es de aproximadamente 40 horas.

Aunque las baterías seleccionadas son para descarga profunda y el fabricante valida 700 ciclos de vida útil para descargas del 100 %, no conviene llegar hasta este punto, dado que como se mencionó anteriormente, esto puede provocar problemas de sulfatación.

En otra conclusión, el comportamiento del modelo implementado durante la simulación se valida con lo esperado por el fabricante en la tabla de datos de descarga a corriente constante presentados en el Anexo B.1.

En la sección 5.4.2, se presentan los resultados del SMEA conviviendo con generación y demanda. Aquí se aprecia que el banco se mantiene aproximadamente la mitad de tiempo en régimen de flotación y sufre 3 descargas del 20 % de profundidad durante una semana.

Estos comportamientos de carga y descarga provocan que la degradación de la batería se produzca de forma más lenta que el desgaste natural de sus materiales, el cual es de 12 años conforme lo indicado por el fabricante.

Se concluye que para el SMEA propuesto la cantidad de ciclos de carga y descarga de una batería son un factor secundario a la hora de elegir el tipo de tecnología. Como se indicó en el capítulo 1, las baterías de ion de litio presentan mayores ciclos mientras que son más costosas; conforme a los resultados obtenidos, dicho costo extra no es necesario.

⁴<https://cordis.europa.eu/project/id/777780/reporting/es>

5.6. Reciclado de baterías Pb-Ac

Para la generación FV el banco de baterías se expone aproximadamente a un ciclo de carga y descarga diario de valores cercanos al 30 % de profundidad. En la figura 5.8, se aprecia el comportamiento. Este provoca que las baterías se desgasten más rápido que en el caso del SMEA (7 años vs. 12 años) a pesar de que la energía promedio generada por los paneles es la misma que la generada por los aerogeneradores.

La explicación es que en el caso del aerogenerador se genera durante todo el día mientras que en el caso de los paneles se genera solo en la mitad del día. Esto hace que la batería presente más ciclos de carga y descarga, por tanto, en este tipo de sistemas los ciclos de carga y descarga son más importantes que la vida útil por desgaste de componentes.

De lo expuesto durante el capítulo 1, y sin entrar en el detalle de la variable económica, las baterías de ion de litio, que presentan mayores ventajas en cuanto a ciclos de carga y descarga, son una alternativa.

Cuando se planificó el sistema, se supuso que las baterías se cambiarían a los 12 años, por lo que es importante saber cómo se comporta el banco al final de su vida útil. Para esto se simuló el banco de baterías con el 80 % de su capacidad inicial, tal cual lo dice el fabricante, y se la expuso a una demanda constante para medir su autonomía.

En la figura 5.10 se tiene una autonomía de aproximadamente 40 horas si se descargan las baterías hasta 0 % de su capacidad, por lo que el desgaste sufrido durante 12 años, equivale a aproximadamente 10 horas menos de autonomía sin generación. Este resultado ya se encuentra por debajo de las 48 horas establecidas, indicando la necesidad de recambio de baterías.

En el capítulo 1 se menciona el valor que se le da a los impactos medio ambientales que tiene un proyecto a la hora de definir su viabilidad. En este caso se estudió el reciclado de baterías de Pb-Ac y se constató que la capacidad de reciclado que presenta la tecnología, en comparación con otros productos de uso común como el cartón y algunos metales, es superior.

También se observa la necesidad de mejora en los métodos para el reciclaje de baterías de Pb-Ac, encontrando uno nuevo (2020) e incipiente como el “NUO-VOpb”.

Lo anterior permite concluir que aun cuando las baterías de Pb-Ac datan de hace más de 200 años, siguen en absoluta vigencia y su importancia para resolver problemas energéticos no perdió relevancia.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Evaluación Económica

6.1. Introducción

En el presente capítulo se estudia la viabilidad económica de un SMEA, detallando las inversiones, los costos y los ingresos económicos. El estudio, no pretende ser un análisis de rentabilidad financiera, su intención es la de comparar proyectos y se realiza mediante dolares constantes a valor de año 2022. Se considera la operación del sistema por un período de veinte años.

Se compara desde el punto de vista financiero, el modelo estudiado, un suministro tradicional de UTE y un sistema solar autónomo fotovoltaico provisto también por el distribuidor UTE.

Por último, se analizan puntos de equilibrio respecto a la evaluación financiera del SMEA desarrollado en el capítulo 3.

6.2. Inversiones

Se detallan las inversiones para realizar un SMEA conforme a lo indicado en el capítulo 3, las mismas se describen en 4 divisiones, obra civil y montaje, equipamiento, tendido eléctrico y gastos adicionales. En la sección F.3, se presenta la descripción del gasto para cada división.

Se consideran las etapas desde la fase inicial hasta la puesta en marcha. Para todos los rubros nominados en moneda nacional se utilizará un tipo de cambio de 40,1 \$U/U\$\$, valor correspondiente a la cotización del dólar del primero de junio del año 2022 ¹.

¹Banco Central del Uruguay
<https://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Paginas/Cotizaciones.aspx>

Capítulo 6. Evaluación Económica

6.2.1. Obra civil y montaje

Se considera una inversión inicial en obra civil de USD 4.585, relativa a todo lo mencionado en el capítulo 3 respecto al montaje y puesta en funcionamiento del sistema energético. Los costos enunciados en la tabla F.8 incluyen la mano de obra asociada a la obra civil.

Al determinar los costos asociados a la inversión se tiene en cuenta un período de construcción de treinta días. La cantidad de años de depreciación considerada para la obra civil es de veinte años.

6.2.2. Equipamiento

El total de inversiones en equipamiento asciende a USD 6.715, en la tabla F.9 se detallan todos los componentes y las inversiones consideradas a lo largo de la vida útil del proyecto.

El tiempo de amortización del equipamiento principal (aerogenerador) es de veinte años. Para las baterías se ha considerado un período de depreciación de doce años, acorde con las indicaciones del fabricante.

NOTA:

Se considera una reinversión de baterías a los doce años acorde con la vida útil manifestada por el fabricante, también se indica el costo de mano de obra por el recambio y mantenimiento anual del sistema.

6.2.3. Tendido eléctrico

En esta sección se incluyen las inversiones para realizar el tendido eléctrico desde el aerogenerador hasta el tablero general de BT (TGBT).

El tiempo de amortización del tendido eléctrico es de veinte años.

En la tabla F.10 se presentan los costos para realizar esta actividad, incluido mano de obra. El total es de USD 1.063.

6.2.4. Gastos adicionales

En la tabla F.11, se muestran una serie de gastos adicionales en el marco del proyecto. El total es de USD 3.879. Con lo anterior, se cumplen con todas las normativas laborales vigentes en Uruguay, manteniendo las hipótesis de trabajo necesarias para instalar el sistema de microgeneración de energía eólica en las afueras de la ciudad de Pando, Canelones.

6.2.5. Distribución de inversiones

En el gráfico de la figura 6.1, se observa la distribución general de las inversiones necesarias para comenzar el proyecto.

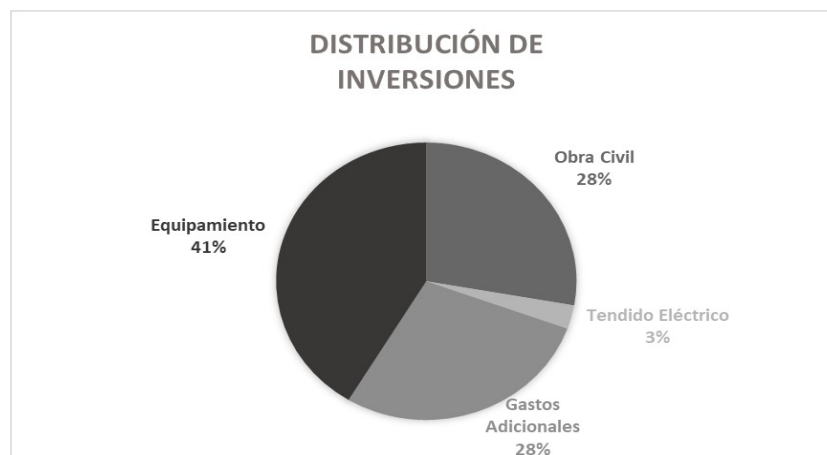


Figura 6.1: Distribución de inversiones

6.2.6. Costos de suministro tradicional UTE

De acuerdo con la Ley N.º 16832 ², el distribuidor del servicio eléctrico (UTE) tiene prohibido negar la conexión, sin embargo, el cliente es quien debe pagar los costos asociados a la misma.

Para llevar adelante una instalación eléctrica domiciliaria en zona rural o suburbana, es necesario consultar a la oficina comercial (OC) de UTE más cercana, en este caso en la ciudad de Pando.

La OC indicará el punto de conexión al cual el cliente deberá conectarse, cumpliendo con la normativa establecida por el distribuidor ³.

Para el caso estudiado, se encuentra que la distancia hasta donde se encuentra el punto de conexión del distribuidor (UTE) es de aproximadamente 600 metros.

También es necesario que quien realice la instalación, sea persona o empresa, cuente con la firma instaladora de categoría D o superior otorgada por UTE. En el caso de estudio, el instalador propuso los gastos indicados en la tabla F.12. Se observa que el total es de USD 4.965.

²Ley N.º 16832 - Ley Reguladora Del Marco Energético

³Norma de Instalaciones de Enlace en Baja Tensión-UTE; <https://portal.ute.com.uy/clientes/tramites-y-servicios/tecnicos-y-firmas-instaladoras/norma-de-instalaciones-de-enlace-en-baja-tension>

Capítulo 6. Evaluación Económica

Al implementar el sistema de microgeneración eólica propuesto no sería necesaria la conexión a UTE, por tanto, el costo total de USD 4.965 deberá ser considerado como un valor negativo asociado al total de la inversión inicial.

6.2.7. Imprevistos y tasa de descuento

Para cubrir determinadas contingencias en los precios obtenidos se estiman los imprevistos como un 3 % del total de las inversiones. El dato anterior puede variar en un máximo de 5 %.

Por otro lado, respecto a la tasa de descuento se tomó un valor de 6 %. Valor referente para este tipo de estudios financieros.

6.2.8. Amortizaciones

Por lo indicado en [22], las amortizaciones deberán establecerse en función de la vida útil de los bienes y de su valor residual, de acuerdo con la depreciación que los mismos sufran por su uso. En el caso de las inversiones detalladas, para la obra civil se considera un período de depreciación de veinte años, al igual que el aerogenerador y sus componentes, mientras que para las baterías se considera una depreciación de doce años; datos obtenidos del fabricante.

La referencia anterior también indica que para calcular la amortización del equipo con base a cuotas constantes, se debe utilizar la siguiente expresión:

$$K = \frac{V_o - V_r}{n} \quad (6.1)$$

donde:

- K es la cuota de amortización anual.
- V_o Valor inicial o coste de adquisición del equipo.
- V_r Valor residual del equipo.
- n tiempo de vida útil de equipo o período de duración de la amortización.

Como indica la fuente anterior, el valor residual de los equipos al final de su vida útil generalmente es considerado nulo.

6.2.9. Calendario de inversiones

En la tabla 6.1, se presentan las inversiones distribuidas a lo largo de todo el proyecto. En los costos asociados a los mismos se considera un 3 % referente a posibles imprevistos. Se agrega el costo de instalación al recambio de baterías para el año doce. Además, se incluye en el mismo el costo por ocho horas de trabajo de un oficial electricista más prestaciones sociales.

Año	Costos USD
Año 0	16.242
Año 12	3.553

Tabla 6.1: Tabla calendario de inversiones final

6.3. Costos

6.3.1. Mantenimiento y mano de obra

Se considera un servicio de mantenimiento anual que asciende a USD 92 para realizar las actividades de chequeo de baterías, mediciones de tensión y estado general de las instalaciones eléctricas. El mismo se calcula con referencia a ocho horas hombre de trabajo asignadas a un oficial electricista, incluyendo las prestaciones sociales.

6.4. Sistemas fotovoltaicos aislados - Plan Uruguay 100 % eléctrico

Durante la sección 1.3.2 del capítulo 1, se describe el plan mencionado. Por otra parte, durante la sección F.3.6, se detallan los componentes y variables técnicas del mismo. Como se puede observar, la energía promedio generada por este sistema es de un valor cercano a los 128 kWh y la potencia del inversor es la misma a la del SMEA propuesto.

6.5. Evaluadores y parámetros financieros

En el Anexo G, se exponen los conceptos teóricos utilizados para el cálculo de los parámetros y evaluadores financieros (VAN y TIR) indicados en las siguientes secciones.

6.5.1. SMEA y suministro tradicional

Se presenta el resumen de ingresos y costos obtenidos, suponiendo que la totalidad del capital necesario es aportado por los responsables del emprendimiento.

Como se evidencia en la tabla 6.1, la inversión inicial para el año cero es de USD 16.242, a la misma se le debe restar el costo por la instalación con UTE, resultando finalmente en USD 11.129.

Los costos anuales corresponden a USD 92, la tasa de descuento es de 6 % y los ingresos se calculan como la energía anual provista por el aerogenerador (1.752 kWh) multiplicado por el valor de la tarifa residencial simple de UTE obtenida

Capítulo 6. Evaluación Económica

del pliego tarifario 2023 (0,17 USD/*kWh*).

El flujo de caja total anual acumulado correspondiente al primer año fue de USD -11.072, terminando en el año veinte con una TIR negativa de -15,8 % y un VAN negativo de USD -10.686.

6.5.2. SFA y electrificación rural

De acuerdo a lo mencionado en la sección 6.4 del presente capítulo, se compara el kit SFA provisto por UTE con el sistema diseñado durante el presente trabajo. Tomando la misma tasa de descuento utilizada anteriormente, comparando conjunto al valor de la tarifa eléctrica encontrado para el kit SFA (0,58 USD/*kWh*), se obtuvo un TIR de 3,1 % y un VAN de USD -2.298.

Buscando otros puntos de interés y equilibrio al análisis financiero, se ajusta la variable de inversión inicial. Se busca como punto de equilibrio el valor necesario para conseguir un VAN de cero. Se obtiene que a partir de USD 15.650 como costo de inversión en conexión a la red de UTE, el VAN es cero.

De acuerdo a datos brindados por la sub-gerencia de distribución interior de UTE, actualmente el costo por kilómetro de electrificación rural en Uruguay es de USD 7.000, es decir, que una instalación rural que se encuentre en un rango de 2 kilómetros o más del suministro tradicional, se podría considerar viable desde el punto de vista financiero, para realizar mediante un SMEA.

6.6. Conclusiones de la evaluación financiera

Se concluye desde el punto de vista financiero que el proyecto no es conveniente. Esta conclusión se obtiene por los valores de TIR y VAN en los diferentes escenarios presentados, la comparación anterior no es excluyente para realizar este tipo de proyectos en otros lugares. De acuerdo con el análisis financiero, se encuentra que para proyectos domésticos donde las inversiones en la conexión de UTE sean equivalentes o superiores a USD 15.650, el sistema comienza a ser viable desde el punto de vista financiero.

De la comparación entre el sistema eólico con el SFA brindado por el distribuidor UTE, se concluye que los sistemas fotovoltaicos, en el ámbito de microgeneración autónoma, son más rentables desde el punto de vista financiero al sistema eólico. Se observa allí que el VAN referente al sistema con aerogenerador es negativo en comparación a la tarifa que ofrece UTE con el SFA.

Referente a los costos para la inversión, se evidencia que en los mismos el 52 % son asociados a mano de obra y prestaciones sociales. El ejercicio financiero anterior podría mejorar si el usuario tuviese la capacidad de instalar los equipos elegidos.

Capítulo 7

Conclusiones

Durante el presente trabajo se consultó a proveedores nacionales e internacionales, y se constató que existe una alta oferta de todos los componentes asociados a un sistema de microgeneración eólico autónomo (SMEA).

Para aerogeneradores de potencias menores a 500 W, se obtuvo respuesta de 5 fabricantes (Anexo A). De los 15 modelos ofertados por los mismos, se evidenció escasa información técnica como no indicar la curva característica de generación. También, para el mismo nivel de potencia, se evidenció que múltiples ofertas en las páginas web de Amazon, eBay y Alibaba, presentan el mismo déficit de información.

Por lo anterior, y conforme a lo desarrollado durante el capítulo 4, es determinante que cuando se elija el aerogenerador para un SMEA, se obtenga previamente la curva característica de velocidad vs. potencia eléctrica generada.

Respecto a la discusión sobre si generación fotovoltaica o eólica en microgeneración autónoma para necesidades domésticas en Uruguay, se concluye, conforme a la comparación realizada durante el capítulo 6, que desde el punto de vista financiero el sistema fotovoltaico propuesto por UTE es actualmente la opción más rentable, resultando en USD 2.298 (15 % de la inversión inicial) a su favor.

Desde el punto de vista técnico, se presentó una mejora en la eficiencia de pequeños aerogeneradores mediante el controlador con convertidor tipo “Boost”, el cual obtiene la máxima potencia posible generada en todo momento. Por lo tanto, en sistemas eólicos autónomos, el controlador, adquiere un papel adicional, además de cumplir la función de carga de baterías.

Las baterías eléctricas son un elemento central en los sistemas autónomos de microgeneración, representando para el SMEA desarrollado el 50 % de los costos de suministros. En el capítulo 1, se comparan las tecnologías de uso más frecuentes en la actualidad, plomo ácido y litio. Se observa que las segundas presentan un elevado número de ciclos de carga y descarga durante su vida útil, pero son más

Capítulo 7. Conclusiones

costosas que las primeras.

Por otra parte, mediante simulaciones, se constató que las baterías de plomo ácido se adecúan al comportamiento esperado para el sistema de microgeneración, ya que permiten la autonomía planificada y la continuidad necesaria del suministro eléctrico, a pesar de la variabilidad en los vientos.

Respecto a los ciclos de carga y descarga, se comprobó que el fin de su vida útil es más probable que ocurra por el desgaste natural de sus materiales a que ocurra debido a alcanzar la cantidad máxima de ciclos de carga y descarga indicada por el fabricante. Tomando en cuenta estas características y el valor de mercado, se concluye que estas baterías son las más adecuadas para este tipo de instalación.

También mediante simulaciones, se comprobó que para el sistema planteado, la vida útil del banco de baterías de plomo ácido con generación eólica es aproximadamente el doble que en el caso fotovoltaico.

Lo anterior se explica debido a que en los sistemas fotovoltaicos, la generación se da solo durante las horas de sol, lo que provoca ciclos de carga y descargas diarios y con profundidades del entorno del 30 %; sin embargo, con aerogeneradores, la generación ocurre durante todo el día, por lo que los períodos de energía suministrada por las baterías ocurren solo cuando la demanda supera a la generación, y como se aprecia en el capítulo 5, esto ocurre en general, cuando existen picos de consumo, provocando menos ciclos de carga y descarga de menor profundidad.

Tomando en cuenta lo anterior, se concluye que, la diferencia de distribución de la generación entre ambos sistemas, provoca las diferencias de rendimientos de las baterías. En resumen, utilizar un sistema eólico, presenta la ventaja de menor frecuencia de cambio de baterías respecto al caso fotovoltaico.

Conforme al desarrollo del presente trabajo, se concluye que para el caso en estudio descrito durante los capítulos 3 y 6, la mejor opción para este cliente es conectarse directamente al suministro tradicional de UTE.

El estudio financiero demuestra que realizar el SMEA provoca USD 10.686 de pérdidas. El sistema conviene financieramente si los costos de conexión al suministro tradicional significan USD 15.650 o más, es decir, tres veces por encima de los actuales.

Por medio de consultas a UTE se obtuvo que el costo por kilómetro de electrificación rural actualmente ronda los USD 7.000, por tanto, para que el SMEA sea conveniente, la distancia de la demanda a la red de UTE debe ser mayor a 2 kilómetros; sin embargo, también se demostró que en este punto conviene más el kit fotovoltaico.

En el caso en que el factor económico no sea el determinante y se tome como criterio para la elección, utilizar energía proveniente de fuentes renovables, conectarse a la red tradicional de UTE igualmente cumple con creces en este ítem, ya que, según el informe de monitoreo energético ¹ presentado en setiembre del año 2022 por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en los últimos 5 años el 95 % de la energía generada se obtuvo mediante fuentes renovables.

Si a pesar de todo lo indicado durante el presente trabajo, el cliente igualmente opta por una instalación de microgeneración eólica, el mayor beneficio frente a la conexión de UTE es que no se afecta por las políticas de fijación de tarifas. Comparado con el caso fotovoltaico, la ventaja es una menor frecuencia de recambio de baterías, aunque el mantenimiento del sistema eólico resulta más complejo que el fotovoltaico.

Por último, el costo inicial de la instalación del sistema al año 2022 es de USD 16.242, y el recambio de baterías a los 12 años lleva un costo adicional de USD 3.555. Los elementos principales que componen dicha instalación son:

- Aerogenerador horizontal de 1 kW, del fabricante Greef Energy.
- Inversor y controlador de carga marca Greef Energy, modelo G2k-48.
- Cuatro baterías VRLA AGM de 12 V y 280 Ah.

Los detalles del resto de la instalación, como protecciones, torre, canalizaciones, mano de obra, entre otras, se observan en el capítulo 3 y en el Anexo F.

¹Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). Monitoreo energético, <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/publicaciones/Monitor%20Energ%C3%A9tico%20A%C3%B1o%20II%20N%C2%B019%20Setiembre%202022.pdf>

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 8

Sugerencias para trabajos futuros

El proyecto presentado cumplió el objetivo de analizar los pro y contras de la implementación de un sistema de microgeneración eólica autónomo. A raíz de esto, surgieron distintas posibles líneas de investigación que son complementarios a este proyecto:

- Realizar pruebas físicas del sistema completo diseñado.
- Realizar un estudio similar al llevado a cabo en la terraza, pero con aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), que tengan curva característica del fabricante.
- Desarrollar y probar un sistema con el controlador de carga mejorado tipo Boost.
- Desarrollar un sistema de control de demanda, que maximice la potencia extraída de los sistemas de generación y minimice las horas en que hay generación, pero no hay consumo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Anexo A

Tablas de costos

A.1. Turbinas horizontales R&X

Todas las cotizaciones extranjeras se presentan en Dólares Americanos (USD), modalidad CIF puerto de Montevideo Uruguay; Incoterms ¹.

Fabricante	Características generales	Potencia (kW)	Precio CIF (USD)
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-1200H3	1,2	820
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-1500H3	1,5	850
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-1800H3	1,8	970
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-2500H3	2,5	1.240
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-3000H3	3	1.320
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-3500H3	3,5	1.790
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-4000H3	4	1.990
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX-5000H3	5	2.390
R&X Techonolgy Group	Horizontal, AC, RX -10KH3	10	2.890

Tabla A.1: Tabla de costos de R&X Technology Group para horizontales

¹Incoterms <https://www.freightos.com/es/freight-resources/incoterms-2021-significado-grafico-y-lista-de-incoterms/>

Anexo A. Tablas de costos

A.2. Turbinas verticales

Fabricante	Características generales	Potencia (W)	Precio CIF (USD)
VAWT Spec	X type Vertical axis wind turbine	300	975
VAWT Spec	X type Vertical axis wind turbine	600	1025
VAWT Spec	X type Vertical axis wind turbine	800	1390
VAWT Spec	X type Vertical axis wind turbine	1.000	1.670
VAWT Spec	X type Vertical axis wind turbine	1.500	2.990

Tabla A.2: Tabla de costos de VAWT Spee

Fabricante	Características generales	Potencia (W)	Precio CIF (USD)
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV1	300-400	850-870
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV1	500-600	960-980
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV2	100-200	790-810
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV2	300-400	850-870
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV2	500-600	920-950
R&X Techonolgy Group	Spiral Type RX-SV2	800-1.000	970-1.040
R&X Techonolgy Group	X type RX-XV0	300-400	780
R&X Techonolgy Group	X type RX-XV1	500-600	970

Tabla A.3: Tabla de costos de R&X Technology Group para verticales

A.2.1. Cotizaciones con componentes

Las siguientes tablas de precios son en Dólares Americanos (USD), pago al contado, entrega en 30 días de trabajo una vez confirmada la compra, garantía de tres años para el aerogenerador y un año para los componentes inversor y controlador de carga.

Fabricante	Tipo	Potencia (KW)	Turbina (USD)	Controlador + Inversor (USD)	Total-CIF (USD)
Greet	Horizontal	1	1.386	326	1.712
Greet	Horizontal	2	1.626	651	2.277
Greet	Horizontal	3	2.305	868	3.173

Tabla A.4: Tabla de costos de Greet

A.3. Distribuidor nacional

Fabricante	Tipo	Potencia (W)	Precio total CIF (USD)
Dona-Living	Horizontal	500	250
Pikasola Turbine	Vertical	200	370

Tabla A.5: Tabla de costos de Dona-Living y Pikasola Turbine

Fabricante	Tipo	Potencia (kW)	Turbina (USD)	Controlador + Inversor (USD)	Total-CIF (USD)
R&X Techonolgy Group	Horizontal	0.6	140	105	835
R&X Techonolgy Group	Horizontal	1	180	160	930
R&X Techonolgy Group	Horizontal	2	590	380	1.560

Tabla A.6: Tabla de costos de R&X Technology Group

Fabricante	Características Generales	Potencia (kW)	Turbina (USD)	Controlador + Inversor (USD)	Total-CIF (USD)
Demotor	Horizontal	1	545	305	1.260
Demotor	Horizontal	3	1.860	755	3.025

Tabla A.7: Tabla de costos de Demotor

A.3. Distribuidor nacional

La siguiente cotización es de un distribuidor nacional (Montevideo, Uruguay), Enerlux energía renovable y eficiencia energética. El mismo ofertó, en modalidad de entrega inmediata a la fecha de enero de 2022, el precio indicado en la tabla A.8 por un generador más controlador de carga y torre de seis metros con riendas. El origen de fabricación del aerogenerador según indicó el proveedor, es australiano.

Distribuidor	Tipo	Potencia (kW)	Precio Turbina+ Controlador (USD)
Enerlux	Horizontal	2	2.500

Tabla A.8: Tabla distribuidor nacional (cotización plaza)

A.4. Relevamiento baterías

La siguiente tabla de precios es para costos de baterías a distintos proveedores en Uruguay, ya que la importación de baterías requiere permisos especiales, se consultaron proveedores que estuvieran o tuvieran representación en Uruguay.

Anexo A. Tablas de costos

Proveedor	Tipo	Voltaje (V)	Ampere/Hora	Precio total (USD)
Tienda Solar	Ciclo profundo VRLA AGM	12	100	375
Delta Tech	Ciclo profundo VRLA AGM	12	100	342
Reel	Ciclo profundo VRLA AGM	12	100	280
Teinda Solar	Ciclo profundo VRLA AGM	12	150	551
Delta Tech	Ciclo profundo VRLA AGM	12	150	518
Ruta-Ultracell	Ciclo profundo VRLA AGM	12	150	753
Tienda Solar	Ciclo profundo VRLA AGM	12	230	799
Delta Tech	Ciclo profundo VRLA AGM	12	225	722
Reel	Ciclo profundo VRLA AGM	12	280	850

Tabla A.9: Tabla de costos relevamiento de baterías

Anexo B

Hojas de datos y referencias de fabricante

B.1. Baterías

EXCELLENT CYCLING ABILITY

FOR
SOLAR / PHOTOVOLTAIC
WIND GENERATION
INVERTER / MOBILITY
TELECOMMUNICATION
APPLICATIONS



DP-12280

SEALED VRLA MONOBLOC AGM BATTERIES
VALVE REGULATED LEAD ACID BATTERY
FOR CYCLING APPLICATIONS

12V 280AH @ 20 HR RATE to 1.75VPC

12V 308AH @ 100 HR RATE to 1.75VPC

LONG DURATION

Innovative Features

- ◆ Thick positive plate design and high Tin alloy~12 years design life @ 20°C(68°F).
- ◆ Valve regulated lead acid battery (VRLA).
- ◆ High-Compression Absorbed Glass Mat technology (AGM) for greater than 99% recombination efficiency.
- ◆ Proprietary Fixed Orifice Plate Pasting technology applying active materials on both sides of the grid for consistent cell-to-cell performance, higher capacity and uniform grid protection.
- ◆ Operates at a low internal pressure.
- ◆ Heavy duty insert copper terminals for ease of assembly, reduced maintenance and increased safety.
- ◆ Advanced lead tin calcium alloy, reduces grid corrosion and promotes long battery life.
- ◆ Standard: Reinforced ABS (UL 94HB) container and cover.
- ◆ Optional: Flame-retardant reinforced ABS container and cover compliant with U.L.94 V-0 with an Oxygen limiting Index of greater than 28%.
- ◆ Over-sized, through the partition inter-cell welds provide low resistance connections, with minimal power loss.
- ◆ Flame arresting, low pressure safety release venting system for individual cells, recognized per U.L. 924.
- ◆ Multicell design for ease of installation and maintenance.
- ◆ Horizontal or vertical operation.

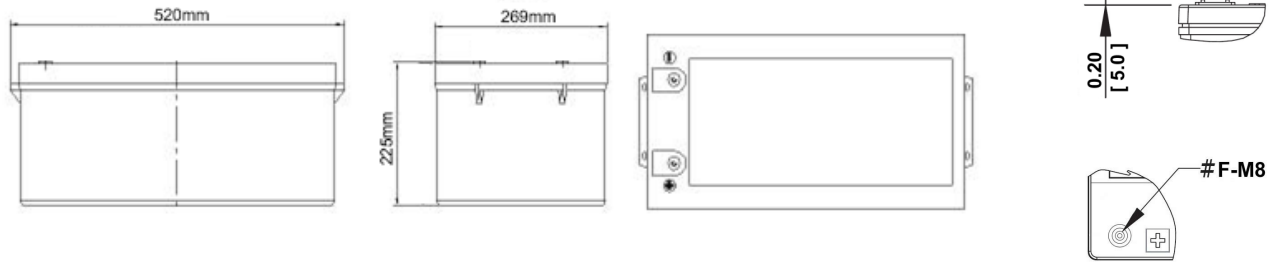
12 VOLTS - 280 AMPERE HOUR @ 20 HOUR RATE

AH Capacity to 1.75VPC @ 20°C (68°F)

End Point Volts/Cell	1.5hr	2hr	3hr	4hr	5hr	8hr	10hr	12hr	20hr	24hr	100hr
1.75	180	192	204	215	220	242	252	258	280	286	308

Deep Cycle AGM Range

EverExceed[®]
power your applications



Length: 520mm Width: 269mm Height: 225mm

Electrical Specifications						
Cells Per Unit	Voltage Per Unit	Weight	Electrolyte	Maximum Discharge Current(5s)	Short Circuit Current	Internal Resistance Milli-ohms
6	12.84	163.0lbs 74.0kg	SG = 1.300	2520 Amps	6100 Amps	2.2

Capacity	280 Ah @ 20 hr. rate to 1.75 volts per cell @ 20°C (68°F). 308 Ah @ 100 hr. rate to 1.75 volts per cell @ 20°C (68°F).
Applicable Operating Temperature Range	-40°C (-40°F) to +70°C (158°F).
Ideal Operating Temperature Range	+20°C (+68°F) to +30°C (+86°F).
Floating Charging Voltage	13.5 to 13.8 VDC/unit Average at 20°C (77°F).
Recommended Maximum Charging Current Limit	56 Amperes (0.20C20 Amperes)
Equalization and Cycle Service Charging Voltage	14.1 to 14.4 VDC/unit Average at 20°C (77°F).
Maximum AC Ripple (Charger)	0.5% RMS or 1.5% P-P of float charge voltage recommended for best results. Maximum voltage allowed = 1.4% RMS (4% P-P). Maximum current allowed = 1.40 amperes RMS (C/20) to 1.75VPC.
Self Discharge	EverExceed Deep Cycle AGM Range batteries may be stored for up to 12 months at 20°C (68°F) and then a freshening charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.
Accessories	F-M8 inter unit connectors racks and cabinet systems are available.
Terminal: Inserted	Threaded copper alloy insert terminal.
Terminal Hardware Initial Torque: Inserted Terminal	11 N-m

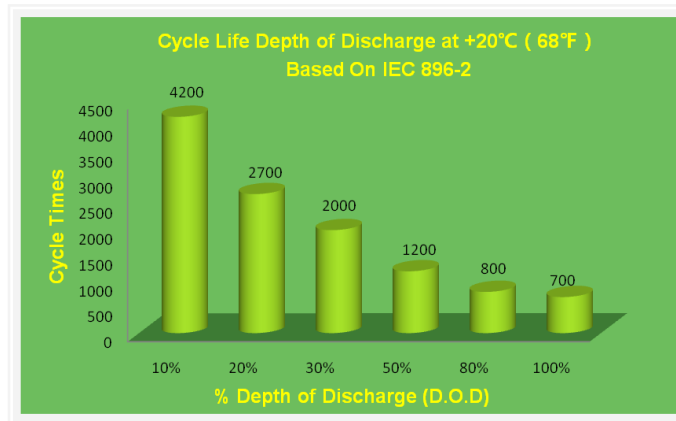
Constant Power Discharging Ratings - Watts Per Cell @ 20°C (68°F)											
End Point Volts/Cell	1.5hr	2hr	3hr	4hr	5hr	8hr	10hr	12hr	20hr	24hr	100hr
1.85	211	173	123	96.8	80.7	55.7	46.4	40.6	26.3	21.8	5.77
1.80	224	179	128	101	84.4	57.9	48.3	41.2	26.7	23.0	6.17
1.75	233	186	131	104	86.5	59.3	49.2	42.0	27.8	23.3	6.34

Constant Current Discharging Ratings - Amperes Per Cell @ 20°C (68°F)											
End Point Volts/Cell	1.5hr	2hr	3hr	4hr	5hr	8hr	10hr	12hr	20hr	24hr	100hr
1.85	111	87.8	62.4	49.0	40.8	28.3	23.3	19.9	13.0	11.1	2.89
1.80	117	93.7	66.0	52.0	43.3	29.3	24.4	20.7	13.5	11.5	2.94
1.75	120	96.1	68.0	53.7	44.1	30.2	25.2	21.5	14.0	11.9	3.08

Note: Batteries to be mounted with 0.39 in (1.00 cm) spacing minimum and free air ventilation.
Specifications subject to change without notification.

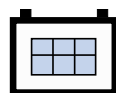
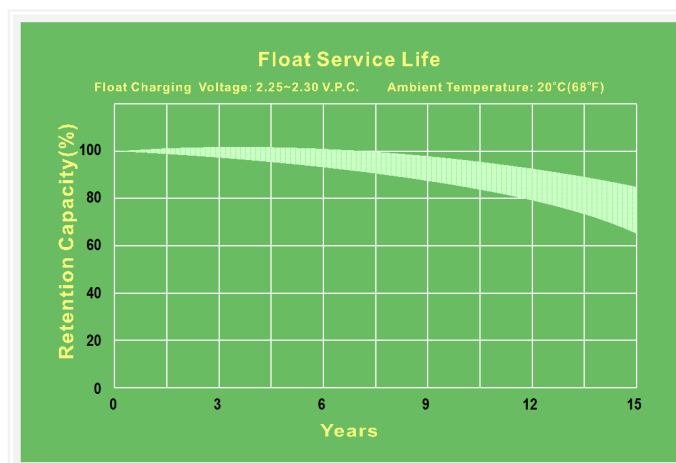
Deep Cycle AGM Range

EverExceed®
power your applications



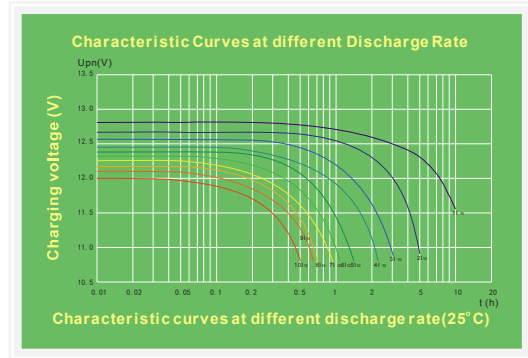
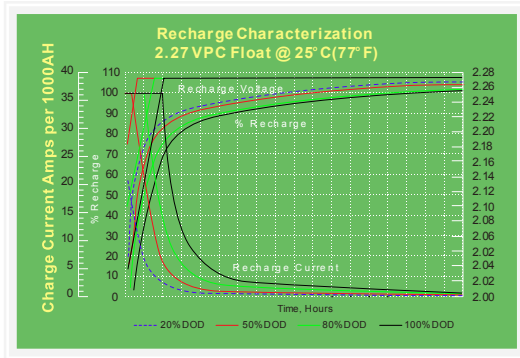
TYPICAL CYCLIC PERFORMANCE

CAPACITY WITHDRAWN	CYCLES
100%	700
80%	800
50%	1200
25%	2100
10%	4200



Deep Cycle AGM Range

EverExceed[®]
power your applications

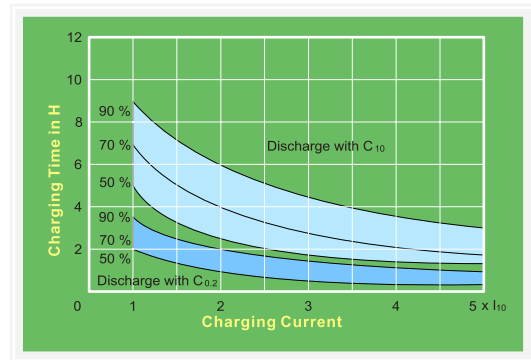
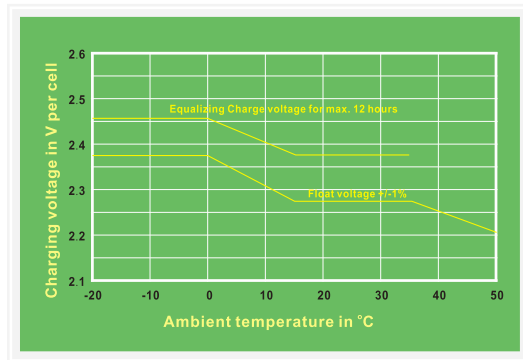


Float Voltage & charging

Constant Voltage charging is recommended
Recommended float voltage: 2.27VPC @ 25°C(77°F)
Float Voltage Range: 2.25VPC to 2.30 VPC @ 25°C(77°F)
Equalize voltage: 2.35VPC for 12 Hours

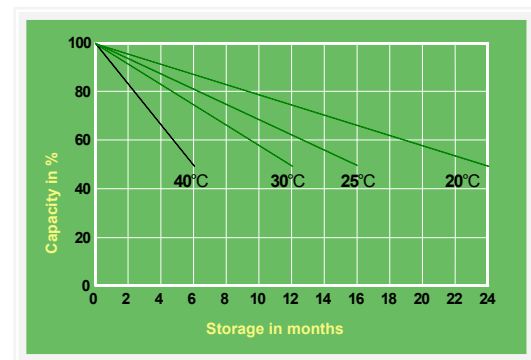
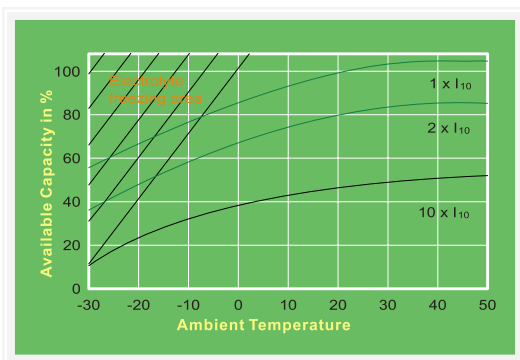
Temperature compensation:

Apply for temperature range of 0°C / 32°F to 40°C / 104°F. Subtract 3 mV / °C / cell or 1.7 mV / °F / cell, above 25°C / 77°F. Add 3mV / °C / cell or 1.7 mV / °F / cell, below 25°C / 77°F.



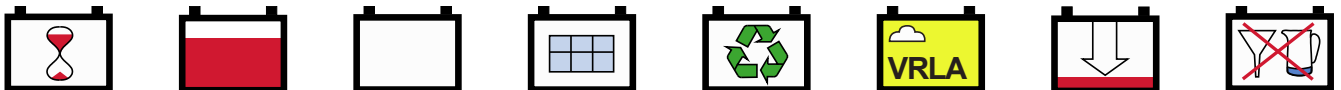
For charging 2.27 V/cell is recommended. The charging voltage must be compensated according to the curve for continuously different battery ambient temperature.

Recharging time in dependence of charging current (guide values) for up to 50, 70 and 90% of capacity at 25°C and with a charging voltage of 2.27 V/cell.



Extracted capacity in relation to the temperature.

Self-discharge in relation to the storage temperature.



PRODUCT-DETAILS

S201UDC-K50

S201UDC-K50 Miniature Circuit Breaker - 1P - K - 50 A



Información General

Tipo de producto extendido	S201UDC-K50
Código de producto	2CDS271517R0577
EAN	4016779826105
Descripción corta	S201UDC-K50 Miniature Circuit Breaker - 1P - K - 50 A

Descripción larga	<p>System pro M compact S200UDC current limiting miniature circuit breakers are specially designed for DC applications in the scope of UL489. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (K,Z), configurations (1P,2P) and rated currents (up to 63A).The Short-circuit current rating SCCR acc. UL489 is 14 kA. The S200UDC is suitable for DC voltages up to 125 VDC (2 pole). All MCBs of the product range S200UDC comply with UL489, allowing the use for commercial and industrial applications.</p>
-------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Technical

Normas	UL 489
Característica de tropiezo	K
Tensión nominal de operación	60 V DC acc. to IEC 60947-2 60 V
Tensión nominal de aislamiento (U _i)	440 V acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U _{imp})	4 kV at 2000 m 5 kV at Sea Level 6.2 kV

Tipo de tensión de entrada	DC
Corriente nominal (I _n)	50 A
Capacidad nominal de cortocircuito	(230 V AC) 14 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I _{cs})	(230 V AC) 14 kA
Frecuencia nominal (f)	DC
Pérdida de potencia	3 W at Rated Operating Conditions per Pole 3 W Please Note Polarity of Device
Conexión de la fuente de alimentación	
Indicación de la posición del contacto	Red ON / Green OFF
Clase de limitación de energía	3
Resistencia mecánica	20000 cycle
Número de polos	1
Número de postes protegidos	1
Categoría de sobretensión	III
Par de apriete	2.8 N-m
Tipo de terminal de tornillo	Failsafe Bi-directional Cylinder-lift Terminal
Marcado del actuador	I / O
Material del actuador	Insulation Group II, Black, Sealable
Material de la carcasa	Insulation Group I, RAL 7035
Montaje en contactores	TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Posición de montaje	Any
Destornillador recomendado	Pozidriv 2
Accesorios disponibles	Yes
Observaciones	Please note polarity of device
Capacidad de conexión	Busbar 10 / 10 mm ² Flexible with Ferrule 0.75 ... 16 mm ² Flexible 0.75 ... 16 mm ² Rigid 0.75 ... 25 mm ² Stranded 0.75 ... 25 mm ²
Tamaño de la instalación	acc. to DIN 43880 2
Tipo de terminal	Double Clamp

Ambiente

Temperatura ambiente	Funcionamiento -25 ... +55 °C Almacenamiento -40 ... +70 °C
Grado de protección	IP20 Enclosure with Cover IP40
Grado de contaminación	3
Condiciones ambientales	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
Resistencia a las vibraciones según IEC 60068-2-6	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Resistencia a los golpes según IEC 60068-2-27	30g / 3 shocks / 11 ms
Estado de RoHS	Following EU Directive 2011/65/EU and Amendment 2015/863 July 22, 2019
Información medioambiental	9AKK107680A6947

Technical UL/CSA

Tensión máxima de funcionamiento UL/CSA	60 V DC
Capacidad de interrupción según UL489	(60 V DC) 14 kA
Capacidad de conexión UL/CSA	Busbar 18-8 AWG Conductor 18-4 AWG
Par de apriete UL/CSA	25 in-lb

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	1
Ancho del product	17.5 mm
Alto del producto	85 mm
Largo del product	69 mm
Peso del product	0.15 kg
Peso neto del poste	0.14 kg
Profundidad incorporada (t ₂)	69 mm

Información de Embalaje

Embalaje Nivel 1 Unidades	carton 10 piece
Embalaje Nivel 1 Ancho	105 mm
Embalaje Nivel 1 Alto	80 mm
Embalaje Nivel 1 Largo	183 mm
Embalaje Nivel 1 Peso	1.55 kg
Embalaje Nivel 1 EAN	4016779826488

Clasificación

Cantidad mínima de pedido	1 piece
Código arancelario	85362010
País de origen	Germany (DE)

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Agencia de certificación	UL
Declaración de conformidad - CE	2CDK400630D2702
Información medioambiental	9AKK107680A6947
Instrucciones y manuales	No document needed
Información sobre RoHS	2CDK400630D2702

Descargas Populares

Ficha técnica, información técnica	No document needed
Instrucciones y manuales	No document needed

Clasificaciones

ETIM 7	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 8	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
Árbol de catálogo EPLAN	Electrical engineering / Protection devices / General
Definición de la función EPLAN	Circuit breaker / Single circuit breaker / Circuit breaker 1_2
Categoría RAEE	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)
WEEE B2C / B2B	Business To Business
CN8	8536 20 10
UNSPSC	39121614
Clase electrónica	V11.0 : 27141901
Código de clasificación de objetos	F

Accessories

Identifier	Description	Type	Quantity	Unit Of Measure
2CDS200914R0001	S2C-H6RU Contacto Auxiliar	S2C-H6RU	1	piece
2CDS200924R0001	S2C-S6RU Contacto señalización	S2C-S6RU	1	piece
2CDS200908R0001	S2C-A1U Bobina emision	S2C-A1U	1	piece
2CDS200908R0002	S2C-A2U Bobina emision	S2C-A2U	1	piece
2CDS200917R0001	S2C-TC20U Mechanical Accessories	S2C-TC20U	1	piece

Categorías

Productos y sistemas de baja tensión → Aparatos modulares de instalación → Interruptores automáticos modulares



PRODUCT-DETAILS

M202-10A

M202-10A Miniature Circuit Breaker - 2P - 10 A



Información General

Tipo de producto extendido	M202-10A
Código de producto	2CDA282799R0101
EAN	4016779614658
Descripción corta	M202-10A Miniature Circuit Breaker - 2P - 10 A
Descripción larga	M202- 10A Miniature Circuit Breaker OM 10A,2P

Technical

Normas	IEC/EN 60947-2
Tensión nominal de operación	acc. to IEC 60947-2 400 V AC
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	4 kV at 2000 m 5 kV at Sea Level 6.2 kV
Tipo de tensión de entrada	AC
Corriente nominal (I_n)	10 A
Capacidad nominal de cortocircuito	(230 V AC) 12.5 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito (I_{cu})	(400 V AC) 25 kA
Corriente nominal de cortocircuito condicional	(230 V) 25 kA

(Inc)

Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I _{cs})	(230 V AC) 12.5 kA (400 V AC) 12.5 kA
Frecuencia nominal (f)	50 / 60 Hz
Pérdida de potencia	3.2 W at Rated Operating Conditions per Pole 1.6 W
Conexión de la fuente de alimentación	Arbitrary
Indicación de la posición del contacto	Red ON / Green OFF
Clase de limitación de energía	3
Resistencia mecánica	20000 cycle
Número de polos	2
Número de postes protegidos	2
Categoría de sobretensión	III
Par de apriete	2.8 N·m
Tipo de terminal de tornillo	Failsafe Bi-directional Cylinder-lift Terminal
Marcado del actuador	I / O
Material del actuador	Insulation Group II, Black, Sealable
Material de la carcasa	Insulation Group I, RAL 7035
Opciones proporcionadas	Magnetic only protection
Montaje en contactores	TH35-15 (35 x 15 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715 TH35-7.5 (35 x 7.5 mm Mounting Rail) acc. to IEC 60715
Posición de montaje	Any
Destornillador recomendado	Pozidriv 2
Accesorios disponibles	Yes
Capacidad de conexión	Busbar 10 / 10 mm ² Flexible with Ferrule 0.75 ... 16 mm ² Flexible 0.75 ... 16 mm ² Rigid 0.75 ... 25 mm ² Stranded 0.75 ... 25 mm ²
Tamaño de la instalación	acc. to DIN 43880 1
Tipo de terminal	Screw Terminals

Ambiente

Temperatura ambiente	Funcionamiento -25 ... +55 °C Almacenamiento -40 ... +70 °C
Grado de protección	IP20 Enclosure with Cover IP40
Grado de contaminación	3
Condiciones ambientales	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
Resistencia a las vibraciones según IEC 60068-2-6	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Resistencia a los golpes según IEC 60068-2-27	30g / 2 shocks / 13 ms
Estado de RoHS	Following EU Directive 2011/65/EU and Amendment 2015/863 July 22, 2019
Información medioambiental	9AKK107680A6947

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	2
Ancho del product	35 mm
Alto del producto	88 mm
Largo del product	69 mm
Peso del product	0.28 kg
Peso neto del poste	0.14 kg
Profundidad incorporada (t2)	69 mm

Información de Embalaje

Embalaje Nivel 1 Unidades	carton 5 piece
Embalaje Nivel 1 Ancho	183 mm
Embalaje Nivel 1 Alto	80 mm
Embalaje Nivel 1 Largo	92 mm
Embalaje Nivel 1 Peso	1.45 kg
Embalaje Nivel 1 EAN	4016779614665

Clasificación

Cantidad mínima de pedido	1 piece
Código arancelario	85362010
País de origen	Germany (DE)

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Agencia de certificación	EN IEC
Declaración de conformidad - CE	2CDK403009D2703
Información medioambiental	9AKK107680A6947
Instrucciones y manuales	9AKK107046A9501
Información sobre RoHS	2CDK403009D2703

Descargas Populares

Ficha técnica, información técnica	4TRC000000D1901
Instrucciones y manuales	9AKK107046A9501

Clasificaciones

ETIM 7	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
ETIM 8	EC000042 - Miniature circuit breaker (MCB)
Árbol de catálogo EPLAN	Electrical engineering / Protection devices / General
Categoría RAEE	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)
WEEE B2C / B2B	Business To Business
CN8	8536 20 10
UNSPSC	39121614
Clase electrónica	V11.0 : 27141901
Código de clasificación	F

de objetos

Categorías

Productos y sistemas de baja tensión → Aparatos modulares de instalación → Interruptores automáticos modulares



PRODUCT-DETAILS

AR F202 AC-25/0.03

AR F202 AC-25/0.03 Residual Current Circuit Breaker



Información General

Tipo de producto extendido	AR F202 AC-25/0.03
Código de producto	1TMF202005R1250
EAN	not applicable
Descripción corta	AR F202 AC-25/0.03 Residual Current Circuit Breaker
Descripción larga	AR F202 AC-25/0,03 Residual Current Circuit Breaker

Technical

Tipo de corriente residual	AC type
Tensión nominal (U_r)	230 V
Tensión nominal de operación	230 V
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	500 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	4 kV
Corriente nominal (I_n)	25 A
Corriente residual nominal	30 mA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I_{cs})	1 kA
Corriente de choque máxima	0.25 kA

Tipo de corriente de fuga	AC
Frecuencia nominal (f)	50 / 60 Hz
Número de polos	2
Características de funcionamiento	Instantaneous
Tipo de montaje	DIN rail
Opciones proporcionadas	None
Sección transversal nominal	4 - Multi-Wired 0...25 mm ² 1 - Solid-Core 25...25 mm ²

Ambiente

Temperatura ambiente	-25...55 °C
Temperatura ambiente	Funcionamiento -25...55 °C
Grado de protección	IP2X
Grado de contaminación	2
Información medioambiental	Refer to RoHS

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	2
Ancho del producto	0.035 m
Alto del producto	0.085 m
Largo del producto	0.069 m
Peso del producto	0.200 kg
Profundidad incorporada (t ₂)	69 mm

Información de Embalaje

Embalaje Nivel 1 Unidades	box 1 piece
Embalaje Nivel 1 Ancho	80 mm
Embalaje Nivel 1 Alto	41 mm
Embalaje Nivel 1 Largo	94 mm
Embalaje Nivel 1 Peso	0.235 kg

Clasificación

Cantidad mínima de pedido	1 piece
Código arancelario	85363030
País de origen	Italy (IT)

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Declaración de conformidad - CE	9AKK106713A5602
Información medioambiental	Refer to RoHS
Instrucciones y manuales	No document needed
Información sobre RoHS	2CSC423001K2702

Descargas Populares

Ficha técnica, información técnica	9AKK107991A8329
Instrucciones y manuales	No document needed

Clasificaciones

ETIM 7	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
ETIM 8	EC000003 - Residual current circuit breaker (RCCB)
Categoría RAEE	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)
WEEE B2C / B2B	Business To Consumer
CN8	85363030
Clase electrónica	V11.0 : 27142201
Código de clasificación de objetos	F

Accessories

Identifier	Description	Type	Quantity	Unit Of Measure
2CDS200912R0001	S2C-H6R Contacto Auxiliar	S2C-H6R	2	piece
2CDS200922R0001	S2C-S/H6R Contacto auxiliar y señalización	S2C-S/H6R	2	piece
2CDS200946R0001	S2C-H6-11R Contacto Auxiliar	S2C-H6-11R	1	piece
2CDS200946R0003	S2C-H6-02R Contacto Auxiliar	S2C-H6-02R	1	piece
2CDS200946R0002	S2C-H6-20R Contacto Auxiliar	S2C-H6-20R	1	piece
2CSS200933R0011	F2C-A1 Bobina emision	F2C-A1	1	piece
2CSS200933R0012	F2C-A2 Bobina emision	F2C-A2	1	piece
2CSS200911R0005	S2C-UA 230 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 230 AC	1	piece
2CSS200911R0007	S2C-UA 24 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 24 DC	1	piece
2CSS200911R0002	S2C-UA 24 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 24 AC	1	piece
2CSS200911R0008	S2C-UA 48 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 48 DC	1	piece
2CSS200911R0004	S2C-UA 110 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 110 AC	1	piece
2CSS200911R0006	S2C-UA 400 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 400 AC	1	piece
2CSS200911R0001	S2C-UA 12 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 12 DC	1	piece
2CSS200911R0010	S2C-UA 230 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 230 DC	1	piece
2CSS200911R0009	S2C-UA 110 DC Bobina mínima tensión	S2C-UA 110 DC	1	piece
2CSS200911R0003	S2C-UA 48 AC Bobina mínima tensión	S2C-UA 48 AC	1	piece
2CSS200910R0005	S2C-OVP1 Bobina sobret.permanentes	S2C-OVP1	1	piece
2CSS200993R0005	S2C-OVP2 Overvoltage release	S2C-OVP2	1	piece
2CSF200997R0013	F2C-CM Mando motor	F2C-CM	1	piece
2CSF200996R0013	F2C-ARI Unidad de reconexión automática	F2C-ARI	1	piece
2CSF200995R0013	F2C-ARI30 Auto-reclosing unit	F2C-ARI30	1	piece
2CSF200992R0005	F2C-ARH Unidad de reconexión automática	F2C-ARH	1	piece
2CSF200991R0005	F2C-ARH -T Auto-reclosing unit with autotest	F2C-ARH -T	1	piece

Categorías

Productos y sistemas de baja tensión → Aparatos modulares de instalación → Interruptores diferenciales → Interruptores diferenciales



Ficha técnica del producto

Especificaciones



Descargador de Sobretensión Transitoria Tipo 1+2 IPRD1 12.5R 3P 230/400V

A9L16382

Principal

Range of product	Acti9
Nombre del producto	Acti9 iPRE
Tipo de producto o componente	Disipador de sobrevoltaje
Modelo de dispositivo	iPRD1 12.5
Aplicación del dispositivo	Distribución
Normas	EN 61643-11:2012 IEC 61643-11:2011
Etiquetas de calidad	CE EAC VDE
Número de polos	3P
Señalización remota	Donde
Composición contactos de señal	1 SD (1 C/A)
Tipo limitador sobretensión	Red de distribución eléctrica
Sistema de conexión a tierra	TN-C

Complementario

Tipo clase limitador de sobrete	Tipo 1 + 2
Tecnología de limitador de sobrete	MOV + GDT
Tensión asignada de empleo	230/400 V CA (+/- 10 %) a 50...60 Hz
[In] nominal discharge current	20 kA
[Imax] maximum discharge current	50 kA
Corriente impulso emergencia	Modo común: 12,5 kA L/PE
Uc max continuous opertg vltg	Modo común: 350 V L/PE
Nivel de protección de tensión	<1,5 kV tipo 1 + 2
Corriente residual	0,9 mA L/PE
[Ut] sobretensión temporal	442 V L / PE 120 min resistir a 1455 V L / PE 200 ms modo de fallo seguro
Tipo de dispositivo desconector	Fusible asociado gG 160 A 120 kA estándar Interr. auto. asociado Compact NSX160E 80 A 25 kA estándar

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios

Señalizaciones frontales	Operando: indicador mecánico (blanco) Fin de la vida: indicador mecánico (rojo)
Modo de montaje	Clip-on (carril DIN)
Pasos de 9 mm	6
Alto	89 mm
Ancho	54 mm
Profundidad	69 mm
Peso del producto	486 g
Color	Blanco (RAL 9003)
Material	PA6
Conexiones - terminales	Terminal tipo túnel (fase) 10...25 mm ² flexible Terminal tipo túnel (fase) 10...35 mm ² rígido Terminal tipo túnel (tierra en) 16...25 mm ² flexible Terminal tipo túnel (tierra en) 16...35 mm ² rígido
Longitud de pelado de cable	14 mm
Par de apriete	3,5 N.m

Entorno

Grado de protección IK	IK05 conforme a IEC 62262
Grado de contaminación	3
Humedad relativa	5...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...80 °C

Unidades de embalaje

Unit Type of Package 1	PCE
Number of Units in Package 1	1
Package 1 Height	6,5 cm
Package 1 Width	8 cm
Package 1 Length	9,5 cm
Package 1 Weight	525 g
Unit Type of Package 2	BB1
Number of Units in Package 2	4
Package 2 Height	8,5 cm
Package 2 Width	10 cm
Package 2 Length	27,5 cm
Package 2 Weight	2,173 kg
Unit Type of Package 3	S02
Number of Units in Package 3	12
Package 3 Height	15 cm
Package 3 Width	30 cm
Package 3 Length	40 cm
Package 3 Weight	6,761 kg

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto verde premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Reemplazo(s) recomendado(s)

B.1.1. Modelo Simulink

En la figura B.1, se observan los bloques implementados en Simulink para la simulación de las baterías:

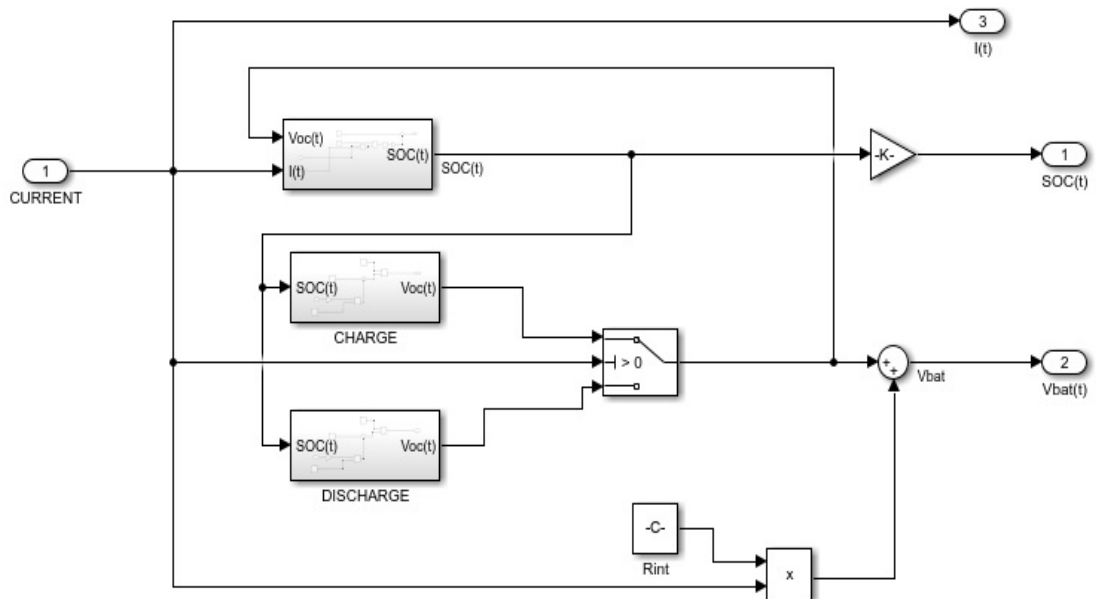


Figura B.1: Bloques de batería

En el bloque SOC se utiliza la ecuación 1, en el bloque CHARGE la relación 2 y en el bloque DISCHARGE la ecuación 3. Para el cálculo de la constante R_{int} se implementa la ecuación número 4.

Una vez realizado el bloque de baterías, se modela el sistema completo presentado en la figura B.2, que consta de cuatro baterías en serie, un bloque “Scope” que permite observar el comportamiento de las señales y un bloque “Current” cuya entrada es un archivo con los datos de corriente a entregar o consumir por el banco de baterías. La combinación de estos bloques es una simplificación de un bloque de control de carga, en donde si el SOC de las baterías supera el 100 %, se deja de inyectar corriente al banco.

Lo anterior, y de acuerdo con lo descrito en la sección 5.2.1, para evitar fenómenos de sobrecarga y saturación, los cuales reducen la vida útil de las baterías. En el caso del archivo con datos de corriente, cuando la corriente es de signo positivo se entrega corriente al banco y cuando es negativo se consume corriente del banco.

Anexo B. Hojas de datos y referencias de fabricante

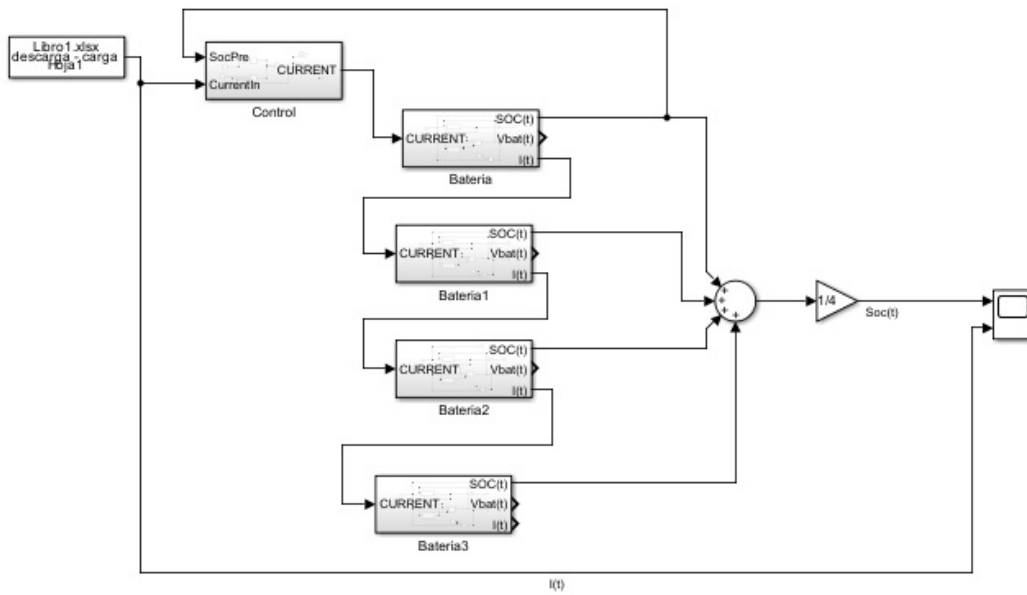





Figura B.2: Sistema de almacenamiento

B.2. Aerogenerador y controlador de carga

GH-1KW QUOTATION SHEET (OFF-GRID SYSTEM)

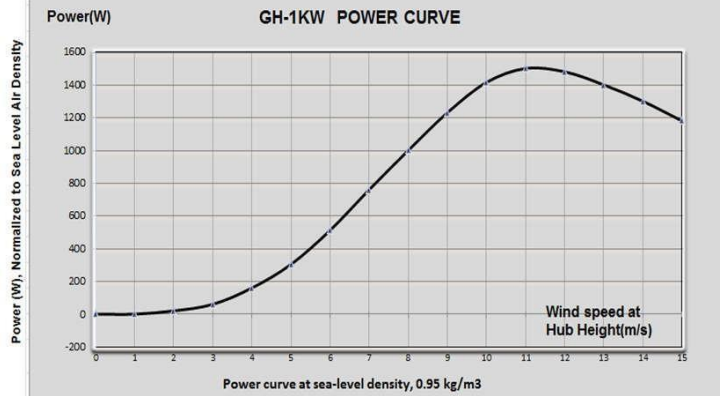
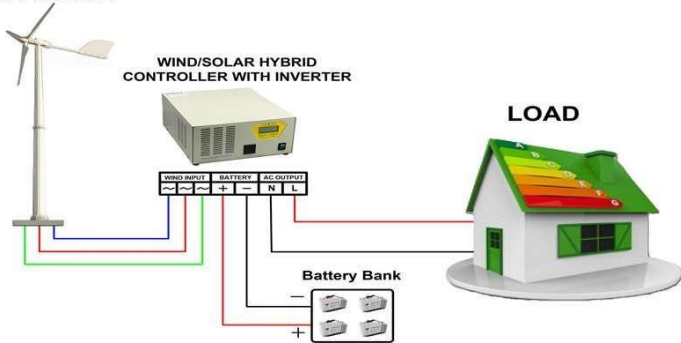
PICTURE	SPECIFICATIONS	MODEL:GH-1KW	UNIT PRICE	REMARK
 <p>Wind Generator</p>	Blades Rotor Diameter	3 m (9.18 ft.)	\$796	Including generator blades,nose cone,tail Advantage: 20 -25years lifelong times 30% more energy output Maintanance free Rust prevention SKF bearing High quality permanent Magnent Light weight
	Blades Quantity & Material	3 Pcs / FRP		
	Rated Power	1000W		
	Max Power	1500W		
	Rated Rotate Speed	400rpm		
	Start up Wind Speed	3 m/s (6.72 mph)		
	Rated Wind Speed	8m/s (17.92mph)		
	Working Wind Speed	3-25m/s (6.72-56 mph)		
	MAX.Design Wind Speed	40m/s (89.6mph)		
	Protection Method	Autofurling+PWM control		
	Output Voltage	48V		
	Top Weight	57kg		
	Generator Type /Material	PMG AC Direct Drive		
Generator Material /Surface treatment	Aluminium alloy body+copper wire+electrostatic painting			
Swept Area	6.15 m ²			
 <p>Controller and Invertor</p>	Off-grid solar and wind hybrid controller - inverter MODEL:G12K-48	Rated wind input power:2KW Max solar input power:600W Battery voltage:48Vdc Invertor output: 2kw Single phase Rated Output Voltage:110/120/220 VAC Output Frequency:50/60 Hz±0.05Hz LCD Display	\$326	Have the auto-protection function of the batteries Reverse protection, anti-disconnect battery protection, battery damage protection, with a manual emergency brake switch.Pure sine wave output can drive any household appliances.Excellent protection includes over voltage shutdown, under voltage shutdown, over load protection, short circuit protection, over thermal protection, etc.
 <p>Tower</p>	Guy Wire Tower MODEL:GW-GH1K-6M	Height of pole: 6 m Material: Q235 Steel pipe Surface treatment: Hot-dip galvanizing spray		With four push wire .Including tower poles,base,cables, anchors, bolts etc WITHOUT PACKAGE
 <p>Battery</p>	Gel Storage battery Professional for solar and wind power MODEL:6-CNFJ-100	12V100AH 4pcs Working temperature: -40-60℃ Size:331*172*215mm Weight:29.5kg/pcs Design life time :8years (4pcs in series)		Including battery connection cables.Germany plate&grid design.Enhance the corrosion resistance,increasing the recycled life of the battery.
TOTAL AMOUNT			\$1,122	FCA QINGDAO

Remark:

- | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. MOQ:1PC
2. Payment:T/T 100% in advance
3. Delivery date: 20 working days upon deposit arriving | 4.Packing Info:Plywooden Case
5.Quotation Vality date: 2021-12-30
6.Guranteee: 3 years for free |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|

OFF-GRID WIND POWER GENERATOR SYSTEM

WIND TURBINE



Contact:Victor Chen | www.greefenergy.com | Mob:+86-19861465398 | E-mail: info@greefenergy.com

QINGDAO GREEF NEW ENERGY EQUIPMENT CO.,LTD

Wind&Solar Hybrid Controller and Inverter Integrated Machine



Applications

This product can be applied to household off-grid system and power supply for the coastal islands.

Features

- Wind&solar hybrid, controller and inverter integrated machine
- Industrial frequency isolation. Safe and reasonable
- Complete protection functions
- Comply with the CE certification

Technical Parameters

Model	GL2K-48
Wind Turbine Input	
Rated input power	2000W
Input voltage range	0~64V
Rated input current	41A
Brake by hand	Turn on the brake switch,and it will unload completely. Then, it need be recovered by manual operation
Brake by over current	41A
Brake by overvoltage	Refer to "output overvoltage" control
PV input	
Rated input power	600W
Max. Open circuit voltage	96V
Rated input current	13A
Charge Parameters	
Rated battery voltage	48V
Output overvoltage point	58V
AC Output	
DC input voltage range	43.2V~68V
Undervoltage recovery point	Refer to "rated battery voltage"
Rated output power	2000VA
Rated output voltage	110/120/220/230/240V
Rated phase number	Single phase
Rated output frequency	50/60±0.5Hz
THDi	<5%
Max. conversion efficiency	≥85%
Overload protection	120% rated DC output -1min,150% rated DC output -10s

General Parameters	
Display mode	LCD
Display information	Battery voltage, charge current, brake display, battery overvoltage/undervoltage, overload, load short circuit, and equipment overheat status.
Isolation mode	Industrial frequency isolation
Static loss	$\leq 0.625A$
Protection function	Lightning protection; Wind turbine: manual brake, automatic brake; PV:PV reversed connection protection, reversed charging protection; Battery: battery reversed connection protection, overvoltage protection; Load:overload protection, short circuit protection, overheating protection; and so on.
Ambient temperature	$-20^{\circ}C \sim +40^{\circ}C$
Humidity	5%~95%, No condensing
Noise	$\leq 65db$
Cooling mode	Natural cooling
Cover protection class	IP20
Product dimension (W*H*D)	344*165*402 mm
Product net weight	15kg
Note: the listed specs are just for your reference	

B.2. Aerogenerador y controlador de carga

B.2.1. Programa Matlab

```
%Weibull
clear all
clc
close all

x0=[1.5:1:10.5];
x1=[2.5:1:11.5];
c=5.5;
k=2.66;
prob=exp(-(x0./c).^k)-exp(-(x1./c).^k)
w=sum(prob)

y0=[0 25 90 300 500 780 1000 1200 1400 1500];
pot_med=sum(y0.*prob)

E_mes=pot_med*24*30/1000
```

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Anexo C

Cálculos anexo

C.1. Cálculo energía consumida por el cliente

	a	b	c = a x b	d	e = c x d x (30/1.000)
Componentes	Cantidad (un.)	Potencia unitaria consumida (W)	Potencia total consumida (W)	Horas de consumo al día (hs.)	Energía consumida al mes (kWh)
Lámparas LED para iluminación	5	5	25	6	4,50
Televisor LED de 32" a 50"	1	60	60	4	7,20
Cargador de celular	2	5	10	2	0,60
Laptop	1	50	50	2	3,00
Refrigerador eficiente (clase A), 200 lts.	1	80	80	12	28,80
Lavarropas automático de 5 kg	1	500	500	0,20	3,00
Bomba de agua para uso domiciliario	1	745	745	0,5	11,18
Calefón eficiente (clase A), 30 lts.	1	1500	1500	2	90,00
Demanda total energía (kWh)					148,24

C.2. Cálculo conductores instalación

Cables AC

Aerogenerador - regulador de carga

Corriente de diseño:

- Longitud del cable: 20 m.
- $I_b: \frac{P(kW)}{\sqrt{3} \cdot V(V)} = \frac{1kW}{\sqrt{3} \cdot 48V} * 1,25 = 15 \text{ A.}$
- Tensión: 48 V.
- Caída de tensión máxima 5 %.

Anexo C. Cálculos anexo

De acuerdo a lo indicado en las tablas el valor para K_1 a 35 grados centígrados aislación PVC es de 0.94, dado que el conductor será un único cable multipolar desde el generador bajando por la torre a través de un ducto hasta el controlador, el K_2 y $K_3 = 1$. Luego I_z para conductor de $3X4 \text{ mm}^2$:

$$I_z = 0,94 * 34 = 31,96 > I_b[A] \quad (C.1)$$

Verificación por caída de tensión: De acuerdo a para calcular la caída de tensión en conductores menores a 25 mm^2 se debe obtener el valor de:

$$\Delta U_{calculada} = \frac{P * l}{\sigma * U_n * Sección} = \frac{1000 * 20}{58 * 48 * 4} = 1,79V = 3,7\% \quad (C.2)$$

Corriente de corto circuito: De acuerdo a lo indicado en Se calcula la reactancia subtransitoria asociada al generador sincrónico de la siguiente forma:

$$X_g'' = 0,2 * \frac{48^2}{1000} = 0,46 \Omega \quad (C.3)$$

Por tanto, la máxima corriente de cortocircuito que se verá aguas arriba del controlador de carga será:

$$\begin{aligned} R_{conductor} &= \frac{\rho_{cu} * l}{S} = \frac{0,018 * 20}{4} = 0,09 \Omega. \\ X_{conductor} &= X_l * l = 0,08 * 0,02 = j1,6 \text{ m}\Omega. \\ Z_{kg} &= 0,09 + 0,46j. \\ I''_{ccg} &= \frac{48}{\sqrt{3 * \sqrt{(0,09^2) + (0,46^2)}}} = 60 \text{ A}. \end{aligned}$$

Validación del conductor por criterio de corriente de CC: Se debe verificar que:

$$(K * S)^2 > I^2 * t \quad (C.4)$$

Donde K para conductores de cobre aislados en PVC es 115 y S es la sección del conductor.

Se utilizará interruptores termomagnéticos según norma IEC 60898 limitadores (cortocircuito de duración menor a 0,1 segundos). Utilizando el conductor de 4mm^2 de Cu aislado en PVC se observa claramente el cumplimiento de la desigualdad para la I''_{ccg} descrita anteriormente.

Inversor - carga

- Longitud del cable: 40 m.
- $I_b: \frac{S(kVA)}{V(V)} = \frac{2kVA}{230V} = 8,7 \text{ A}.$
- Tensión: 230 V.
- Caída de tensión máxima: 1 %.

C.2. Cálculo conductores instalación

Para el cálculo siguiente se tomó que el conductor del inversor a la ICP iría en cable multipolar mediante conducto de sección no circular enterrado, donde los factores de corrección son iguales al caso anterior y sacando de tabla $I_z = 38 A$ para sección de $2X4mm^2$.

$$I_{z4mm} = 0,96 * 38 = 36,48 > I_b \quad (C.5)$$

Calculo caída de tensión:

$$\Delta U_{calculada} = \frac{2 * P * l}{\sigma * U_n * Sección} = \frac{2000 * 40}{58 * 230 * 4} = 0,65 \% \quad (C.6)$$

Cables CC

Regulador de carga e inversor - batería

- Longitud del cable: 5 m.
- $I_b: \frac{P(kW)}{V(V)} = \frac{2kW}{48V} = 41 A$
- Tensión: 48 V.
- Caída de tensión máxima: 1 %.

$$I_{z16mm} = 82 > 41[A]$$

Cálculo caída de tensión:

$$\Delta U_{calculada} = \frac{2 * P * l}{\sigma * U_n * Sección} = \frac{2 * 2000 * 5}{58 * 48 * 16} = 0,93 \% \quad (C.7)$$

Validación del conductor por criterio de corriente de CC: Para calcular la corriente de cortocircuito en el sistema de baterías se utilizó un método del cuaderno de aplicaciones técnicas de ABB ¹, cuya ecuación es:

$$I_{pb} = \frac{E_b}{0,9 * R_{tot}} I_{pb} = \frac{48}{0,9 * 8,8} = 6 kA \quad (C.8)$$

donde:

- I_{pb} : Corriente de CC en baterías de plomo ácido.
- E_b : Máxima tensión de descarga.
- R_{tot} : Valor total de resistencia interna del sistema, otorgado individualmente por el fabricante.

¹Cuaderno de aplicaciones técnicas N.º 5 Interruptores ABB para aplicaciones en corriente continua; https://library.e.abb.com/public/d38937d3831ed6d3c125791a003a43d9/1TXA007104G0701_CT5_.pdf

Anexo C. Cálculos anexo

Luego, tanto la sección elegida como la protección deberán soportar esta corriente de cortocircuito. Para la sección de C.4 se obtiene:

$$S > \frac{6000}{115 * \sqrt{0,1}} = 16,49mm^2 \quad (C.9)$$

De tal manera que se debe aumentar la sección del conductor elegido, pasando a una de $25mm^2$, se elige conductor de cobre aislado en PVC $2X25mm^2$.

Anexo D

Análisis teórico convertidor Boost

D.1. Convertidor Boost

El convertidor Boost es un convertidor DC a DC que se utiliza para obtener una salida de tensión DC mayor que la tensión de entrada.

Como se muestra en la figura 4.12, el mismo usualmente está compuesto por dos interruptores semiconductores (diodo y transistor), un elemento inductor a la entrada y un capacitor a la salida.

La energía a la entrada puede venir de diferentes tipos de fuentes de alimentación de corriente continua, tales como paneles solares, baterías, generadores DC o como en el caso estudiado, de rectificadores.

Para el siguiente estudio referido al comportamiento del convertidor Boost mediante el uso de un transistor Mosfet como elemento central, se asumen condiciones ideales de todos sus componentes, por lo que no se tienen en cuenta las pérdidas en los mismos.

El principio del convertidor presenta dos estados respecto al estado en que se encuentre el Mosfet. Los mismos se describen a continuación.

D.1.1. On-State

En la figura D.1, se presenta el estado del convertidor cuando el interruptor se encuentra cerrado, lo que es equivalente a decir que el Mosfet conduce. El diodo tiene polarización inversa y, por tanto, no conduce y la carga (R) está siendo alimentada directamente por el capacitor.

Anexo D. Análisis teórico convertidor Boost

On-State

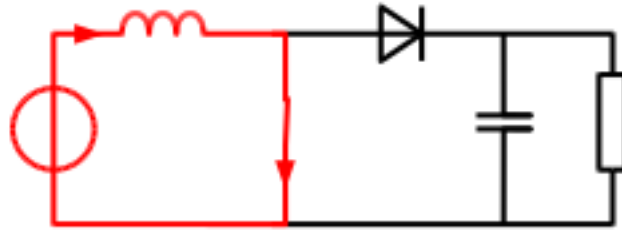


Figura D.1: Mosfet en conducción [55].

Para el estado anterior la tensión en la bobina V_L está dada por:

$$V_L = V_i = L * \frac{di}{dt} \quad (D.1)$$

$$\frac{di}{dt} = \frac{\Delta i}{\Delta t} = \frac{\Delta i}{DT} \quad (D.2)$$

donde V_i es la tensión de entrada al convertidor. En el caso de estudio, la tensión de salida del rectificador Δi es la variación de corriente en la bobina y DT es el ciclo de trabajo o tiempo en que el Mosfet se encuentra cerrado. Por tanto, de la ecuación D.2 se obtiene:

$$\Delta i_{on} = \frac{V_o * DT}{L} \quad (D.3)$$

D.1.2. Off-State

Ahora, cuando el Mosfet deja de conducir, el estado del convertidor pasa a ser el reflejado en la figura D.2. En la misma se observa que el diodo se polariza en directa, conduciendo, y ahora la tensión de salida en la carga ya no es la tensión del capacitor.

Off-State

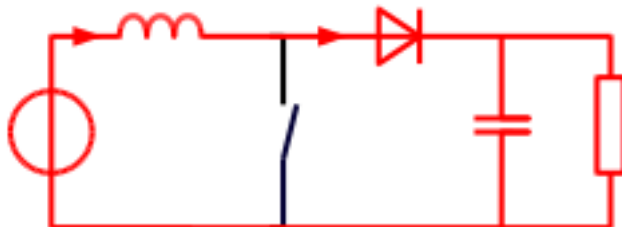


Figura D.2: Mosfet no conducción [55].

Ahora la tensión en la bobina es la tensión en la entrada menos la de la salida y está dada por la expresión:

D.1. Convertidor Boost

$$V_L = V_i - V_o = L * \frac{di}{dt}; \frac{di}{dt} = \frac{\Delta i}{\Delta t} = \frac{\Delta i}{(1 - D) * T} = \frac{V_i - V_o}{L} \quad (D.4)$$

donde V_o es la tensión de salida en la carga y $(1 - D) * T$ es el tiempo en el que el Mosfet no conduce. Nuevamente despejando el incremento de la corriente por la bobina se obtiene:

$$\Delta i_{off} = \frac{V_i - V_o * (1 - D) * T}{L} \quad (D.5)$$

Para obtener la transferencia y el ciclo de trabajo del convertidor se asume que la suma en ambos estados respecto al incremento en la corriente de la bobina debe ser igual a cero; dicho de otra manera:

$$\Delta i_{on} + \Delta i_{off} = 0 \quad (D.6)$$

$$\frac{V_o * DT}{L} + \frac{V_i - V_o * (1 - D) * T}{L} = 0 \quad (D.7)$$

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \quad (D.8)$$

Expresado de otra forma, el ciclo de trabajo D será igual a:

$$D = 1 - \frac{V_i}{V_o} \quad (D.9)$$

Por otra parte, la corriente media en la bobina se calcula teniendo en cuenta que la potencia entregada por la fuente (generador), en este caso a la salida del rectificador, debe ser igual a la potencia absorbida por la resistencia de la carga, es decir:

$$P_o = \frac{V_o^2}{R} = V_i * I_i = V_i * I_L = \frac{V_i^2}{(1 - D)^2 * R} = \frac{V_i^2}{(1 - D) * R} \quad (D.10)$$

Para obtener la corriente por la bobina, se despeja de la ecuación $I = \frac{P}{V}$, resultando:

$$I_L = \frac{V_o}{(1 - D)^2 * R} \quad (D.11)$$

Para obtener el valor límite de corriente por la bobina se debe imponer la condición de que la corriente mínima por la bobina siempre sea mayor que cero. Lo anterior, debido a que se pretende un estado de conducción continua, donde se realizó el análisis anterior y el sistema es estable.

$$I_{min} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} = \frac{V_o}{(1 - D)^2 * R} - \frac{V_o * DT}{2 * L} \quad (D.12)$$

Conforme a lo anterior; $I_{min} > 0$, el valor límite para obtener el mínimo valor de inductancia de diseño del convertidor viene dado por:

Anexo D. Análisis teórico convertidor Boost

$$I_{min} = 0 = \frac{V_o}{(1-D)^2 * R} - \frac{V_o * DT}{2 * L}; \quad (D.13)$$

Luego, despejando y pasando de período a frecuencia se obtiene:

$$L_{min} = \frac{D * (1-D)^2 * R}{2 * f} \quad (D.14)$$

$$L_{min} \geq \frac{D * (1-D)^2 * V_{omax}}{2 * f * I_{omax}} \quad (D.15)$$

Por último, para obtener el rizado en la tensión de salida requerido se tiene que:

$$\Delta Q = \frac{V_o}{R} * DT = C_o * \Delta V_o \quad (D.16)$$

$$\Delta V_o = \frac{V_o * DT}{R * C_o} = \frac{V_o * D}{R * C * f} \quad (D.17)$$

$$\frac{\Delta V_o}{V_o} = \frac{D}{R * C_o * f} \quad (D.18)$$

De esta última ecuación y conociendo el valor de rizado máximo en la tensión de salida se obtiene el valor de diseño del capacitor:

$$C_o = \frac{V_o * D_{max}}{f * \Delta V_o * R} \quad (D.19)$$

$$C_o = \frac{I_{omax} * D_{max}}{f * \Delta V_o} \quad (D.20)$$

Anexo E

Análisis experimental de aerogeneradores

E.1. Sistema de adquisición de datos

Para tomar los datos necesarios para estudiar los aerogeneradores, se contó con equipamiento brindado por el Instituto de Mecánica:

- **Anemómetro**

En la terraza existen dos anemómetros conectados a un PC que se utilizan para medir las características del viento. Los mismos son marca YOUNG, modelo 8000, de característica 3D, lo que implica que utilizan tecnología ultrasónica de tres ejes para medir la velocidad y dirección del viento en las componentes cartesianas U-V-W.

- **Placa adquisidora**

El sistema de adquisición cuenta con una placa programable adquisidora de National Instrument con una rutina de Matlab que permite recolectar de forma periódica datos eléctricos.

Debido a las limitantes en los voltajes y corrientes de entrada que permite leer la placa, el sistema consta también de seis circuitos que adaptan dichas señales para ser legibles. En el extremo del cable del generador se encuentra un puente de resistencia equilibrado, el cual se utiliza como carga trifásica para el generador y permite medir los voltajes y las corrientes de fases.

Una vez adquiridos los datos, los mismos se procesan a través de un software creado con Python como parte de la tesis [17] al cual se lo modificó para que permita obtener un post-procesamiento según nuestras necesidades.

Anexo E. Análisis experimental de aerogeneradores

E.2. Relevamientos

La toma de datos constó de distintas instancias. Por un lado, se caracterizó el lugar físico donde se instalarán los equipos, luego se realizaron pruebas a los generadores en el laboratorio y por último, se tomaron y examinaron los datos de generación con los aerogeneradores ya instalados en terraza.

E.2.1. Caracterización del lugar físico de instalación

Los aerogeneradores estudiados se instalaron en una terraza de la Facultad de Ingeniería, UDELAR, Montevideo, Uruguay.

Referente al viento y las condiciones del mismo en el lugar de instalación, se estudiaron datos relevados mediante dos anemómetros ubicados en las cercanías del aerogenerador. Los mismos registraron medidas durante seis meses (desde fines de febrero a fines de agosto), en dos posiciones, una llamada “mástil meteorológico” y otra en la torre donde posteriormente se probaron los aerogeneradores.

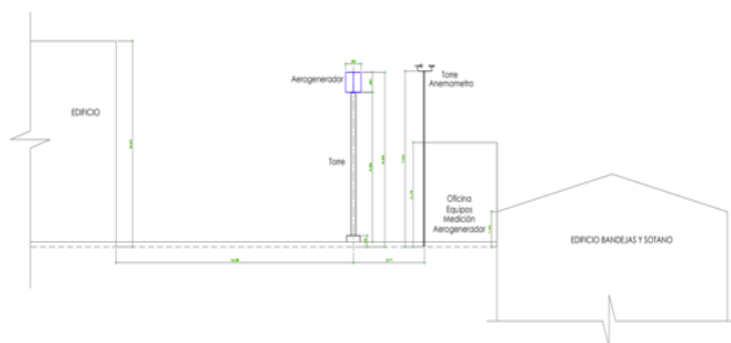


Figura E.1: Ubicación anemómetros vista frontal, costado oeste

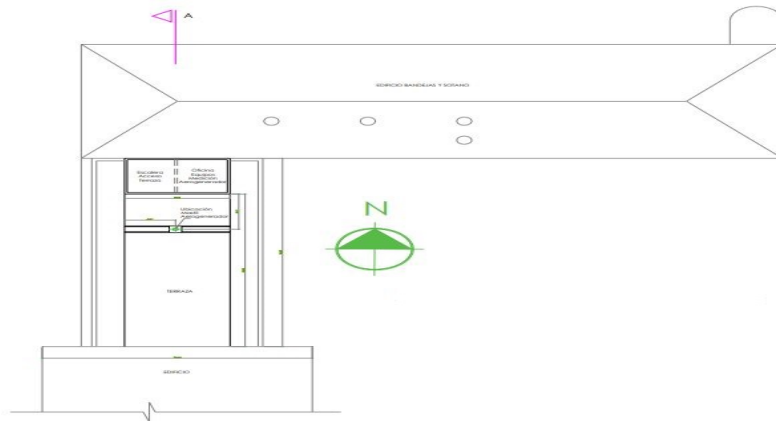


Figura E.2: Ubicación anemómetros vista superior

Las figuras E.1 y E.2 presentan la ubicación física de los anemómetros, así como también las construcciones civiles a su alrededor.

Se obtuvieron datos de velocidad y ángulos de viento en ambas posiciones. El objetivo de estas medidas fue el armado y posterior estudio de la Rosa de los vientos. Con ella se obtuvo un estudio más certero del viento referente al lugar específico de instalación y a mayor altura en el mástil meteorológico.

E.2.2. Caracterización en banco de ensayo de generador tipo linterna

Este aerogenerador fue comprado por el Instituto de Mecánica de la Facultad de Ingeniería. El fabricante evidencia muy pocos datos técnicos en los manuales y documentación entregada; solo indica que es un generador trifásico de imanes permanentes de 12 Volts, 200 Watts. No indica otros datos típicos como velocidad nominal, pares de polos del generador o pruebas características realizadas anteriormente, con lo cual, el primer paso de los relevamientos es la medida en el taller de los números de pares de polos del generador.

Para esto, se armó una pieza mecánica compuesta por un motor asíncrono de 180 W utilizado como motor de arrastre, que hizo girar a velocidad controlada el generador. Posteriormente, y dejando el generador en vacío (sin carga) se midió la velocidad de giro con un tacómetro láser y mediante la relación de la ecuación 4.2, se obtuvo el número de polos.

De dicha instancia se obtuvieron los datos detallados en la tabla E.1:

Anexo E. Análisis experimental de aerogeneradores

Amplitud [V]	Velocidad de giro [rpm]	Frecuencia [Hz]	Número de polos
10,8	126	12,5	11,9
12,6	147	14,6	11,9
16,4	189	19,1	12,1
18,2	210	20,9	11,9
20,0	230	20,3	12,2

Tabla E.1: Datos relevados para caracterización del aerogenerador

De la tabla de datos relevada anteriormente, se concluye que el generador de imanes permanentes de 12 V, 200 W, tiene seis pares de polos.

Otros de los puntos a considerar del generador es conocer si su flujo es radial o axial. Para esto se contactó al fabricante que envió la figura E.3, donde se observa que el generador es de tipo radial.



Figura E.3: Imagen interna del generador

E.3. Segunda caracterización

Dadas las limitaciones que condicionaban estudios a mayores valores de carga y velocidad en el primer ensayo característico, debido fundamentalmente al valor máximo de potencia que podía entregar el motor de arrastre inicial (180 W), se procede en otra instancia, mientras el generador es relevado en la terraza, a realizar otros ensayos en un nuevo banco de prueba.

E.3. Segunda caracterización

E.3.1. Descripción segundo banco de pruebas

Se instaló el banco de pruebas del aerogenerador en el taller eléctrico de la Central Termoeléctrica “José Batlle y Ordóñez” conformado, entre otros, por:

- Taladro de pie marca Aciera, trifásico, de 16 kVA de potencia nominal, con regulación de velocidad en el rango de 100 rpm a 3.000 rpm.
- Pieza de acople entre el taladro y el generador.
- Tres reóstatos variables, de 0 Ω a 1.000 Ω .
- Luz estroboscópica, marca SKF, modelo TKRS 10.
- Analizador de redes marca Fluke, modelo 434 y multímetro marca Fluke modelo 117.
- Tablero riel din, con interruptor termomagnético trifásico, bornera de conexión, cables y conectores.



(a) Generador y motor de arrastre

(b) Reóstato

(c) Multímetro Fluke



(d) Analizador de redes Fluke 434

(e) Luz estroboscópica

Figura E.4: Segundo montaje en banco de pruebas

Anexo E. Análisis experimental de aerogeneradores

E.3.2. Relevamiento en terraza de generador tipo linterna

El aerogenerador se colocó sobre el mástil al que hace referencia la figura E.1.

En la terraza, el Instituto de Mecánica instaló una torre de 15 metros que funciona como brazo. El brazo se sostiene vertical gracias a que está atornillado a una base y tiene cuatro lingas que lo sostiene.

Mediante un aparejo eléctrico, se colocó la torre en horizontal y se atornilló el generador a la torre por medio de un acople fabricado por el Instituto de Mecánica de la Facultad de Ingeniería.



(a) Elevación del aerogenerador

(b) Generador en vertical

Figura E.5: Instalación aerogenerador tipo linterna

Una vez colocado el aerogenerador se comenzó con la recolección de datos mediante el software de adquisición.

Anexo F

Descripción del gasto e inversión

F.1. Memoria descriptiva

- **Estructura metálica**

La bulonería se establece tal que asegure la perfecta puesta a tierra de las masas metálicas y la equipotencialidad de todos sus componentes metálicos.

- **Conductores**

Estarán en un todo de acuerdo con las reglamentaciones de UTE. Todos los conductores instalados en forma subterránea o canalizaciones son de cobre, con aislación XLPE.

Los conductores de protección (líneas de tierra) y sus conexiones a la barra de descarga a tierra, serán, de acuerdo con el reglamento de UTE ¹ forrados y su aislación de los colores reglamentarios (amarillo y verde).

Solo se utiliza conductores de cobre desnudos para conectar la jabalina con la puesta a tierra de la carga de modo de equipotenciar la instalación.

F.2. Descripción del gasto

Replanteo, excavación, fundación y zanja

Para el armado del costo de la instalación se enfoca el estudio en las características del lugar relevado, a unos 30 km de Montevideo.

El terreno se divide en 70 % arcilla y 30 % arena, dato fundamental para costear la excavación y la fundación de la torre del aerogenerador, así como también la zanja para el tendido de los cables subterráneos y la malla de tierra.

¹Reglamento de BT de UTE <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/C-02-anexo.pdf>

Anexo F. Descripción del gasto e inversión

En la tabla F.1 puede observarse la cuantía y las horas hombre consideradas para las etapas de replanteo, excavación, fundación y zanja:

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Replanteo	global	1,0	1,0	1,0
Excavación en arcilla	m^3	1,5	0,32	0,47
Excavación en arena	m^3	0,60	0,36	0,23
Fundación tipo para poste	m^3	0,70	17	12
Zanja acometida	m.l.	50	1,0	50
Total HH				64

Tabla F.1: Cuantía y horas hombre de replanteo, excavación, fundación y zanja.

Se considera una hora hombre para la etapa de replanteo de obra, antes de iniciar los trabajos.

Para la excavación, se considera el uso de albañiles y herreros categoría V ² (ayudante electricidad - ayudante montaje) y categoría VIII, cuyas horas hombres se dividen de igual forma.

Para la excavación en arcilla se utilizan 0,16 horas hombre por m^3 (excavación con máquina), mientras que para la excavación en arena 0,18 horas hombre m^3 por cada categoría de personal directo.

Por otra parte, la fundación se calcula como $1,5 + 0,08 * CH + 1,8 * CE$ siendo CH la cuantía de hierro tipo de fundaciones (60 kg) y CE la cuantía de enconfrado ($6,15 m^3$), lo que da un total de 17,38 HH ³ unitarias de personal directo.

Las cantidades de excavación se calculan considerando $0,7 m^3$ de fundación, repartidas en 70 % en arcilla y 30 % en arena. Finalmente, la zanja estimada en 50 metros lineales, donde se asume una hora hombre por metro lineal de zanja.

Estructura metálica

La estructura metálica se diseña para soportar los 60 kg del aerogenerador. Además, se consideran lingas en cuatro extremos desde la cima de la torre hasta el suelo, para ayudar a la estabilidad de la misma. Bajo esas hipótesis, la estructura metálica es un poste de hierro galvanizado y pintado, de 15 metros de alto, con forma cilíndrica y espesor 0,3 mm, que totaliza un peso de 169,1 kg.

²Categorías de personal directo para la industria de la construcción
https://www.gub.uy/ministerio-trabajo-seguridad-social/sites/ministerio-trabajo-seguridad-social/files/2022-04/9.1_0.pdf

³Abreviación de horas hombre

F.2. Descripción del gasto

En la tabla F.2, se observa la cuantía y las horas hombre consideradas para la etapa de estructura metálica:

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Lingas 5,6 mm^2	m.l.	64	0,10	6,4
Suministro y montaje de poste	un.	1,0	5,1	5,1
Total HH				11

Tabla F.2: Cuantía y horas hombre de lingas y estructura metálica.

Se consideran 16 metros de lingas en cuatro extremos, logrando los 64 metros contabilizados. Su tendido se define en 10 metros por cada hora ($\frac{1}{10}$ HH). Por otra parte, el montaje del poste se establece en $\frac{30}{1000}$ x (kgs-torre), es decir, en 30 HH por tonelada, por los 169,1 kilogramos de estructura metálica calculados.

Para el cálculo de la estructura metálica se considera un poste de 6 pulgadas de diámetro (0,15 metros) y 0,3 cm de espesor. Esto significa un total de 11,28 kg/m calculados como $\pi \times 0,15 \text{ m} \times 0,003 \text{ m} \times 7.850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ siendo esto último la densidad del hierro, lo que (multiplicado por los 15 metros de estructura) totalizando en una masa de 169,1 kg.

Cableado, conexión y canalizaciones

El costo también incluye cableado, conexión y canalizaciones.

En la tabla F.3, se observa la cuantía y las horas hombre consideradas para cada una de las antes mencionadas tareas:

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Canalizaciones	m.l.	15,0	0,300	4,50
Cableado 25 mm^2	m.l.	12,0	0,170	0,800
Cableado 4 mm^2	m.l.	140	0,170	9,33
Cable de Cu desnudo 35 mm^2	m.l.	48,0	0,170	3,20
Jabalinas 5/8" 2m	un.	2,00	2,50	5,00
Conexión cable 1x25 mm^2	un.	4,00	0,600	2,40
Conexión cable 1x4 mm^2	un.	10,0	0,601	6,01
Total HH				31,2

Tabla F.3: Cuantía y horas hombre de cableado, conexión y canalizaciones

Se considera canalización en los 15 metros de estructura metálica y su montaje se calcula como 0,3 HH por metro lineal. Posteriormente, se eligen los cables cuyo rendimiento es de 15 metros por hora (1/15 HH). La cantidad de cables se detalla en la tabla F.4:

Anexo F. Descripción del gasto e inversión

Denominación	Cantidad	Unidad
Altura torre	m.l.	15
Dist. batería-(regulador+inversor)	m.l.	5,0
Dist. inversor-casa	m.l.	40
Cables aerogenerador	un.	3,0
Cables batería-(regulador-inversor)	un.	2,0
Cables inversor-casa	un.	2,0

Tabla F.4: Cableado de potencia

Por esto, el cable $1 \times 25 \text{ mm}^2$ que se utiliza para la conexión batería-(controlador-inversor) tiene un total de 5 m multiplicado por la cantidad de cables (2), el cable $1 \times 4 \text{ mm}^2$ el cual se utiliza para la conexión inversor-casa tiene un total de 40 m multiplicado por la cantidad de cables (2) y el cable $1 \times 4 \text{ mm}^2$ a utilizar para la conexión generador-(controlador-inversor) tiene un total de 20 m multiplicado por la cantidad de cables (3).

Las conexiones se calculan como una por punta de cable, es decir, dos por cada tramo o unidad de cable indicada en la tabla F.4 y sus rendimientos son de 0,6 HH.

Se consideran dos jabalinas copperweld de $5/8''$ 2 m para complementar el sistema de puesta a tierra. Las mismas irán soldadas a la malla de puesta a tierra enterrada debajo de la torre y su rendimiento es de 2,5 HH cada una.

Montaje y puesta en marcha de aerogenerador

Por último, se calcula el montaje y puesta en marcha del aerogenerador.

En la tabla F.5, se observa la cuantía y las horas hombre consideradas para el montaje y puesta en marcha del aerogenerador:

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Montaje de aerogenerador	un.	1	3	3
Puesta en marcha aerogenerador	un.	1	3	3
Total HH				6

Tabla F.5: Cuantía y horas hombre de montaje y puesta en marcha del aerogenerador.

El montaje y puesta en marcha del aerogenerador se dispone en 3 HH por cada tarea. A eso se le suman la mitad de las HH totales de montaje electromecánico, un total de 2,56 HH para pruebas finales, cuya referencia se encuentra en la tabla F.6:

F.3. Tablas de costos de gastos y costos de inversión

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Pruebas finales	HH	2,56	1	2,56
Total HH				2,56

Tabla F.6: Cuantía y horas hombre de pruebas finales.

Protección contra descargas atmosféricas

Se incluye como protección contra descargas atmosféricas la instalación de descargadores de sobretensión de 25 kA entre el generador y el conjunto regulador-inversor. El objetivo es proteger el conjunto y el rendimiento por su instalación es de 0,5 HH por descargador, como se muestra en la tabla F.7:

Denominación	Unidad	Cantidad	HH unit.	HH tot.
Descargadores 25 kA	un.	3	0,5	1,5
Total HH				1,5

Tabla F.7: Cuantía y horas hombre de descargadores de sobretensión 25 kA.

F.3. Tablas de costos de gastos y costos de inversión

F.3.1. Obra civil y montaje

Componentes	Costos \$
Replanteo	4.070
Excavación en arcilla	742
Excavación en arena	361
Fundación tipo dado para poste en terreno arcilloso o arenoso	14.478
Zanja acometida	46.307
Canalizaciones	22.247
Lingas 5,6 mm ²	4.438
Suministro y montaje de poste	28.967
Montaje de aerogenerador	3.861
Nicho de baterías e inversor	58.408
Total pesos uruguayos	183.878
TOTAL USD	4.585

Tabla F.8: Costos obra civil.

Anexo F. Descripción del gasto e inversión

F.3.2. Costos equipamiento

Componentes	Costos USD
Aerogenerador, inductor y controlador de carga más cargos por importación	3.355
Baterías	3.360
Total equipamiento USD	6.715

Tabla F.9: Costos equipamiento general en Dólares Americanos.

F.3.3. Costos tendido eléctrico

Componentes	Costos \$
Cableado general 4 mm^2 y 25 mm^2	14.644
Cablea PATS	14.211
Conexión general de cableado	4.696
Jabalinas Copperweld 5/8" 2 m	3.870
Descargadores de 25 kA	5.200
Total en pesos uruguayos	42.621
TOTAL USD	1.063

Tabla F.10: Tabla de costos tendido eléctrico.

F.3.4. Costos adicionales

Componentes	Costos \$
Apoyo comisionamiento	16.394
PRL (protección contra riesgos laborales)	67.500
EPP (equipos de protección personal)	2.308
Herramientas menores para operarios	2.427
Viáticos	6.296
Transporte	4.979
Alojamiento	8.961
Gastos de luz y agua en viviendas operarios	1.761
Consumo de agua potable (1,5 lt/día)	245
Trabajo en altura	2.117
Puesta en marcha aerogenerador	5.844
Pruebas (incluyendo dos peones más prestaciones sociales)	36.735
Total en pesos uruguayos	155.567
TOTAL USD	3.879

Tabla F.11: Tabla de costos adicionales

F.3. Tablas de costos de gastos y costos de inversión

F.3.5. Costo instalador UTE

Componente	Costos USD (IVA incluido)
Cable súper plástico 2 x 10 mm^2	1.025
Canalización subterránea mediante caño PVC 3,2 mm x 63 mm	1.960
Cámaras 20 x 20 mm	120
Columna 4 m de 10 x 10 mm	110
Conectores, PAT y materiales extra.	250
Mano de obra instalador, incluye firma instaladora ante UTE.	1.500
Total USD	4.965

Tabla F.12: Tabla de costos conexión a UTE

F.3.6. Descripción SFA UTE

El sistema fotovoltaico aislado (SFA), tiene una potencia de salida de 2 kW , un promedio mensual de energía de 128 kWh y los siguientes componentes:

- 4 paneles fotovoltaicos.
- Inversor/regulador de 2 kW y 230 V .
- Banco de baterías compuesto por 12 baterías de 2 V cada una y 500 Ah de plomo ácido VRLA AGM.
- Estructura de aluminio para el montaje de paneles en piso y gabinete de baterías.

El sistema anterior es libre de inversiones para el cliente.

Por otra parte, el distribuidor le cobra \$ 2.268,37 + IVA, como costo fijo por mes durante 25 años. De los datos anteriores se concluye que la tarifa es de 0,53 USD/ kWh . El distribuidor no indica si este valor se ajusta por IPC u otra modalidad como resolución del poder ejecutivo; sin embargo, se toma una tasa de descuento del 6% a la hora de calcular el valor actual neto.

Por último, se indica que el distribuidor se encarga de la totalidad del mantenimiento, así como también del recambio de baterías y demás componentes que lo requieren conforme a definiciones técnicas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Anexo G

Conceptos teóricos evaluadores financieros

G.1. Evaluadores financieros

Como se indica en [19], la inversión se entiende como el sacrificio de posponer un consumo en la actualidad, con el objetivo de obtener una compensación futura mayor a cambio de posponer el consumo.

Un inversor estudia dos factores a la hora de realizar una inversión, la pérdida de consumo que provoca efectuar dicha inversión y los beneficios que se obtendrían si se invirtiera dicha cantidad en otra alternativa.

Dos conceptos aparecen para estudiar lo mencionado anteriormente:

- **Valor capitalizado (VF)**: Llevar adelante una inversión o ahorro supone que a futuro se recibirá una cantidad mayor a la cantidad ahorrada.

$$VF = I(1 + i)^n \quad (\text{G.1})$$

donde:

- I refiere al monto de la inversión.
 - i tasa de interés considerada acorde al proyecto realizado.
 - n año considerado de la inversión.
- **Valor actualizado (VA)**: refiere a la cantidad de dinero que un inversor espera recibir teniendo en cuenta que en el futuro debe considerar a dicha cantidad un valor actual menor.

$$VA = \frac{I}{(1 + i)^n} \quad (\text{G.2})$$

Anexo G. Conceptos teóricos evaluadores financieros

Los conceptos anteriores se explican por dos motivos:

El dinero tiende a valer menos con el tiempo, y no contar con un determinado capital impide efectuar otra determinada inversión.

Al igual que lo expuesto anteriormente y como se indica en [19], el concepto de valor actualizado (VA) es fundamental para evaluar el flujo de caja de un proyecto, tomando en cuenta que el interés considerado es un interés compuesto, es decir, los intereses de cada año se suman al capital inicial.

Para determinar la viabilidad del proyecto se construyen y calculan los siguientes indicadores financieros: flujo de caja del proyecto, tasa interna de retorno y valor actual neto. Seguidamente, se exponen las bases teóricas de cada aspecto.

- Flujo de caja del proyecto:

El flujo de caja de un proyecto de inversión es un cuadro donde se muestran las entradas y salidas netas de dinero, como consecuencia de la realización del proyecto. Por tanto, los flujos de caja indican si el proyecto es solvente económicamente, es decir, es capaz de pagar los gastos y costos necesarios para llevar adelante las actividades que se desarrollan en el marco del mismo.

- Valor actual neto (VAN).

El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se ganará o perderá con esa inversión.

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente, el beneficio neto (BN) anual se actualiza aplicando el denominado factor de descuento; $\frac{1}{(1+i)^n}$, donde i es la tasa de descuento considerada.

Luego el VAN está dado por la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} = -I_0 + \frac{BN_1}{(1+i)} + \frac{BN_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{BN_n}{(1+i)^n} \quad (G.3)$$

Como se observa en la ecuación G.3, el valor del VAN depende de la tasa de descuento i . Se deduce también que el VAN cambiará en función de la misma. Cuanto mayor sea la tasa de descuento considerada, menor será el VAN obtenido, pudiendo incluso volverse negativo para proyectos con rentabilidad deficiente.

G.1. Evaluadores financieros

Para evaluar la viabilidad de un proyecto, es esencial elegir la tasa de descuento adecuada. La misma es el precio que se pagará por los fondos requeridos para el financiamiento de la inversión. En otras palabras, aquello que se ganaría al invertir el capital en otra alternativa.

Cómo se indica en [19], en el caso de que no exista ningún proyecto de inversión alternativo en procesos productivos, puede considerarse por ejemplo la tasa de interés que se obtendría por colocar el dinero en una entidad bancaria.

- Tasa interna de retorno (TIR):
La tasa interna de retorno es el valor de descuento que hace que el VAN del proyecto se anule. Concretamente:

$$I_0 = \sum_{t=0}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} \quad (\text{G.4})$$

Siendo I_0 la inversión inicial del proyecto.

La TIR corresponde a la tasa máxima a la que se puede remunerar el capital utilizado para financiar el proyecto, sin que la inversión provoque pérdida de capital a los inversionistas.

La tasa interna de retorno permite evaluar qué tan conveniente es invertir el capital propio en esta inversión y no en otra.

Evaluando el proyecto a veinte años se tiene que:

$$C = \frac{M_1}{1+i} + \frac{M_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{M_{10} + INA + V_{res}}{(1+i)^{20}} \quad (\text{G.5})$$

donde:

- C: Capital propio.
- M_x : Monto parcial que se recibe en cada período.
- i : Tasa interna de retorno (TIR).
- V_{res} : Valor residual de las inversiones con amortización mayor a veinte años.
- INA: Inversiones no amortizables.

Anexo G. Conceptos teóricos evaluadores financieros

G.1.1. Condiciones VAN y TIR

- El VAN permite determinar, entre diferentes proyectos, cuál es la mejor inversión. La TIR dice a qué tasa.
- El VAN calcula la rentabilidad de la inversión y arroja sus resultados en términos de unidades de valor monetario. El TIR realiza el análisis de esa misma rentabilidad, pero expresando sus resultados en términos relativos, en forma de porcentaje.
- $VAN = 0$. Si el resultado es igual a cero, se determina que el proyecto no dará ganancias ni pérdidas. O sea, es indiferente.
- $VAN > 0$. Cuando el valor obtenido es mayor a cero, se asume que el proyecto será rentable.
- $VAN < 0$. Si el valor obtenido es menor a cero, se considera el proyecto no viable.
- TIR; Sus resultados se interpretan de la siguiente manera identificando “r” como el costo de oportunidad.
- Si la TIR es $< r$ se determina que el proyecto debe ser rechazado.
- Si la TIR es $> r$ entonces el proyecto será viable y puede ser aprobado.
- En el caso de que la TIR sea igual a cero, el proyecto en principio debe ser rechazado. Desde el punto de vista estratégico, se podría invertir, pero a nivel financiero no compensa asumir dicho riesgo.

Anexo H

Conceptos baterías

H.1. Tecnologías de baterías

Existen diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento según la necesidad. Por ejemplo, para potencias de 100 MW a 1 GW, se utilizan bombeos hídricos o baterías (CAES).

Cuando se trabaja a potencias menores y se desea mejorar la calidad de la red (continuidad del servicio, forma de onda, entre otras), se utilizan supercapacitores o baterías magnéticas (SMES) debido a su gran rapidez de carga y descarga de energía.

Cuando se apoya a la red, con el objetivo de administrar la potencia generada en función de la demanda, se utilizan las baterías electroquímicas. Las formas de almacenamiento según su aplicación se aprecian en la figura H.1:



Figura H.1: Tecnologías de almacenamiento [46].

H.2. Baterías estacionarias

Dentro de este tipo de baterías se destacan dos:

- **OPzS**

Las OPzS tienen un diseño tubular ventilado, son de electrolito líquido y están formadas por celdas de 2 V. Precisan mantenimiento, aunque leve (se necesita reponer agua destilada cada 2 o 3 años), y sus vasos transparentes permiten realizar un análisis a simple vista de sus niveles de ácido [2].

- **OPzV**

Las OPzV son baterías selladas, de tecnología VRLA con electrolito gelificado, lo que la hace libre de mantenimiento. Debido a su estructura física se utilizan tanto de forma horizontal como vertical y tiene un ciclo de carga y descarga similar a la de las OPzS.

Estas baterías son adecuadas para el uso en pequeños sistemas fotovoltaicos y eólicos con niveles de carga predeterminados y alta densidad de potencia.

En estas condiciones, el uso de OPzV es apropiado en términos de mantenimiento mínimo, condiciones de temperatura y número promedio anual de ciclos de carga/descarga [25].

Las baterías de almacenamiento OPzS son una buena opción para sistemas de energía autónomos de tamaño medio. Son menos costosos que los OPzV, con capacidad similar y soportan descargas de alta corriente. Además, las baterías de almacenamiento FLA y OPzS tienen un número alto de ciclos de carga/descarga a una profundidad de descarga del 80 % [25].

H.3. Baterías ion de litio

Tipos de ion de litio

- Óxido de cobalto litio (LiCoO_2)
- Litio óxido de manganeso (LiMn_2O_4)
- Litio ferrofosfato (LiFePO_4)
- Litio-manganeso-níquel-óxido de cobalto (LiNiMnCoO_2)
- Litio níquel óxido de aluminio (LiNiCoAlO_2)
- Titanato de litio

H.4. Estudio comparativo de precios de baterías

En la tabla H.1, se comparan tecnologías del cátodo de las baterías de ion litio.

Comparación de los materiales de ánodo y cátodo más relevantes		
Material del electrodo [Cátodo/Ánodo]	Voltaje nominal de celda [V]	Capacidad específica Positivo/Negativo [mAh/g]
LiCoO2/Grafito	3,7	120/370
LiMn2O4(LMO)/grafito	3,7	100/370
LiNiO2/grafito	3,7	170/370
LiFePO4(LFP)/grafito	3,3	150-160/370
LiCoNiMnO2(NMC)/grafito	3,7	130-160/370
LiNiMnCoO2/grafito	3,7	200/370
LiNiCoAlO2(NCA)/grafito	3,7	180/370
Grafito/LiTiO2	2,2	175/160

Tabla H.1: Comparación entre los materiales más relevantes de cátodos de baterías ion litio [40].

H.4. Estudio comparativo de precios de baterías

En la figura H.2, se comparan económicamente distintas tecnologías de baterías:

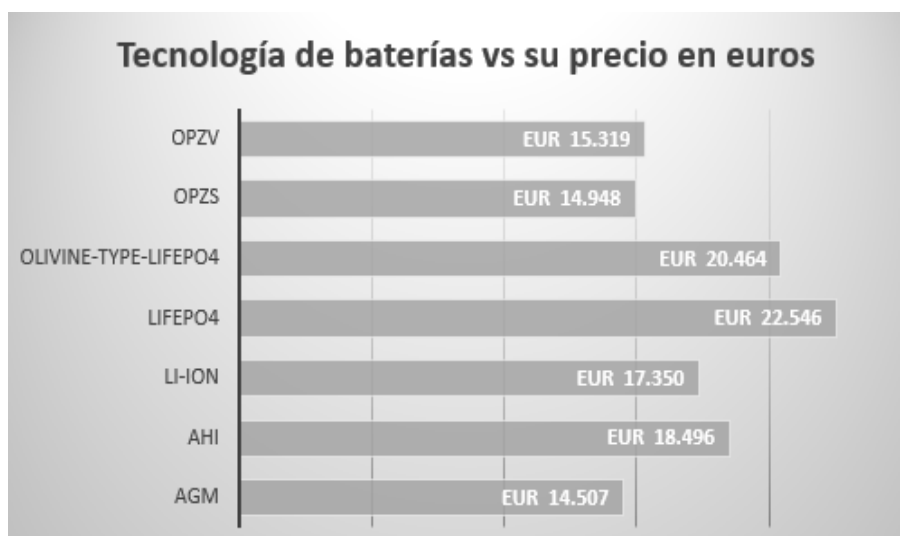


Figura H.2: Comparación económica de distintas tecnologías de baterías [59].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] CCA (2016). Manejo ambientalmente adecuado de baterías de plomo-ácido usadas en américa del norte: directrices técnicas. 2016.
- [2] Wilmar Alexis Alarcon Vanegas and Sebastián Sánchez Jaimes. Características de baterías para instalaciones de sistemas fotovoltaicos aislados en zonas rurales del departamento de santander colombia. 2021.
- [3] Eduard Matheo Alave-Vargas, Renán Orellana Lafuente, and Daniel Felipe Sempértégui-Tapia. Estado del arte sobre aerogeneradores de eje vertical (monografía). *Revista Investigación & Desarrollo*, 22(1), 2022.
- [4] Alonso-Suárez, R. Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales. Tesis de doctorado. Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería.
<https://hdl.handle.net/20.500.12008/20200>, 2017.
- [5] Angel Franco Garcia. Energías Renovables, curso interactivo.
<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>, 2016.
- [6] Fernando Antonanzas-Torres, Javier Antonanzas, and Julio Blanco-Fernandez. State-of-the-art of mini grids for rural electrification in west africa. *Energies*, 14(4):990, 2021.
- [7] Manuel Bañeres Sorinas. Estudio de alternativas en el reciclaje de baterías de plomo fuera de uso. 2003.
- [8] Stéphanie Bouckaert, Araceli Fernandez Pales, Christophe McGlade, Uwe Remme, Brent Wanner, Laszlo Varro, Davide D'Ambrosio, and Thomas Spencer. Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. 2021.
- [9] P. Breeze. *Power Generation Technologies*. Elsevier, Oxford, UK, 3rd edition, 2019.
- [10] Grupo Proteccion contra Descargas Atmosfericas. *Notas para el curso de Proteccion contra Descargas Atmosfericas*. Facultad de Ingenieria, Instituto de Ingenieria Electrica., 2015.
- [11] Linden David and B Reddy Thomas. Handbook of batteries, 2001.

Referencias

- [12] Carrington Dillon. How far will energy go?-an energy density comparison, 2009.
- [13] UDELAR Facultad de Ingeniería y Facultad de Arquitectura. Eólica urbana, cuarto informe. 2015.
- [14] Herman Fernández, Abelardo Martínez, Víctor Guzmán, and María Isabel Giménez. Modelaje y simulación de una batería de plomo ácido mediante fuentes dependientes de voltaje-corriente y bloques de funciones aritméticas. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 9(33):35–41, 2005.
- [15] R Gastón Frias and Maximiliano E Asensio. Comparación de algoritmos mppt de perturbación y observación de paso ajustable y de paso fijo aplicado a un aerogenerador aislado de la red.
- [16] Tao Gao, Lidan Hu, and Mengxiao Wei. Life cycle assessment (lca)-based study of the lead-acid battery industry. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, volume 651, page 042017. IOP Publishing, 2021.
- [17] Federico González Madina. Análisis de aerogeneradores de eje vertical para entornos urbanos. modelación numérica 2d de rotores savonius. Master's thesis, Udelar, AS, 2020.
- [18] Greef Energy. Datasheet Sistema 1 kW, fabricante Greef Energy. <https://www.greefenergy.com>, 2021.
- [19] Marcello Gregorio, Lucas Narbondo, and Michael Varela. Parque eólico castillos 81 mw-estudios y anteproyecto eléctrico. 2016.
- [20] ONU imagen CEPAL. <https://www.cepal.org/es/temas/agenda-2030-desarrollo-sostenible/objetivos-desarrollo-sostenible-ods>, 2022.
- [21] Documentación interna de UTE (PPT). Microgeneración UTE . Technical report, Departamento Comercial de microgeneración - UTE, 2021.
- [22] José Luis Fernández Iparraguirre. *Contabilidad Financiera Para Directivo 5*. Esic Editorial, 2008.
- [23] IPCC. Mitigación contra el cambio climático IPCC.pdf . Technical report, IPCC, 2011.
- [24] Z Fernando Antonio Padrón Jabib. Manual de baterías y acumuladores. *Bolivia: Universidad Pontificia Bolivariana*, 37, 2013.
- [25] Dmitriy N Karamov and Konstantin V Suslov. Storage battery operation in autonomous photovoltaic systems in siberia and the russian far east. practical operating experience. *Energy Reports*, 8:649–655, 2022.

- [26] Agnieszka Kujawinska, Adam Hamrol, and Krzysztof Brzozowski. Minimizing the emission of material waste in the production process of batteries. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences*, pages e144049–e144049, 2022.
- [27] M Sateesh Kumar, YV Pavan Kumar, D John Pradeep, and Ch Pradeep Reddy. Analysis on the effectiveness of vertical axis wind turbine for domestic consumers. In *2020 International Symposium on Advanced Electrical and Communication Technologies (ISAECT)*, pages 1–6. IEEE, 2020.
- [28] D Linden and TB Reddy. Handbook of batteries third ed, 2002.
- [29] Melissa Olloniego Lucía Adiego, Rodrigo Castillo. *Microgeneración eólica con conexión a la red de baja tensión*. PhD thesis, UDELAR, Facultad de Ingeniería, Junio 2012.
- [30] Carlos Lumbreras Iglesias et al. Alternativas de diseño y control de sistemas de microgeneración eólica. 2020.
- [31] Dandan Lyu, Bo Ren, and Shaofan Li. Failure modes and mechanisms for rechargeable lithium-based batteries: a state-of-the-art review. *Acta Mechanica*, 230(3):701–727, 2019.
- [32] Jesús Castro Martínez, Manuel Domínguez Gómez, Rafael Villaseñor Madero, and José Luis Rodríguez Amenedo. Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. contribución a la integración de energías renovables. *UC3M, Madrid*, 2019.
- [33] Augustin McEvoy, Tom Markvart, et al. *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier, 2003.
- [34] Meysam Qadrddan; Jianzhong Wu. McEvoy’s handbook of photovoltaics (Third edition)
<https://www.sciencedirect.com/book/9780128099216/mcevoys-handbook-of-photovoltaics>, 2018.
- [35] Danny Montenegro, Simón Rodríguez, Javier Revelo Fuelagán, and John Barco Jiménez. An estimation method of state of charge and lifetime for lead-acid batteries in smart grid scenario. In *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, pages 564–569, 2015.
- [36] Organización Meteorológica Mundial.
https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10859
. Technical report, WMO, 2021.
- [37] Martín Obaya and Mauricio Céspedes. Análisis de las redes globales de producción de baterías de ion de litio: implicaciones para los países del triángulo del litio. 2021.

Referencias

- [38] ODS7. Informe de progreso de la energía 2022.pdf . Technical report, Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático N°26, 2022.
- [39] Pablo Oliveros Rubio. *Desarrollo eléctrico de un sistema de microgeneración eólica*. PhD thesis, Universidad politécnica de madrid, 2016.
- [40] Noshin Omar, Mohamed Daowd, Peter Van Den Bossche, Omar Hegazy, Jelle Smekens, Thierry Coosemans, and Joeri Van Mierlo. Rechargeable energy storage systems for plug-in hybrid electric vehicles—assessment of electrical characteristics. *Energies*, 5(8):2952–2988, 2012.
- [41] Asko Parviainen et al. Design of axial-flux permanent-magnet low-speed machines and performance comparison between radial-flux and axial-flux machines. 2005.
- [42] M Plaza, Joaquín Eloy, García Carrasco, Jaime Alonso, and Martínez de las Morenas. *Estudio y modelado de la respuesta dinámica de baterías electroquímicas destinadas a las aplicaciones estacionarias*. PhD thesis, Ph. D. tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III . . . , 2015.
- [43] Vanessa Quintero. Lithium ion batteries: features and applications. 2021.
- [44] Andrés Felipe Ramírez Vélez et al. Desarrollo de un sistema de monitoreo electrónico para diagnosticar el estado de salud de las baterías de los conectadores automáticos del sistema de distribución eléctrica de emcali eice esp de la ciudad de santiago de cali. B.S. thesis, Universidad Autónoma de Occidente, 2017.
- [45] Adrián José Ramón Soliz and René Edelberto Pineda Erreyes. Análisis del rendimiento de los acumuladores de energía del sistema fotovoltaico existente en la universidad politécnica salesiana sede cuenca. B.S. thesis, 2015.
- [46] Alberto Santillán Tituaña. Estudio de la incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos. 2016.
- [47] Ricardo Michael Pinheiro Silveira and CT Silveira. Clasificación morfológica del relieve uruguayo basada en modelos digitales de elevación y técnicas morfométricas. *Geografía y Sistemas de Información Geográfica.(GESIG-UNLU, Luján)*, 6(6):19–36, 2014.
- [48] Ana Patricia Talayero Navales and Enrique Telmo Martínez. *Energía eólica (Serie Energías renovables)*, volume 140. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2011.
- [49] Kusum Lata Tharani and Ratna Dahiya. Choice of battery energy storage for a hybrid renewable energy system. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 26(2):666–676, 2018.

- [50] Claudio David Torrealba Orellana. Estudio comparativo de baterías de ion litio y celdas de combustible regenerativas como sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en una planta fotovoltaica del norte de Chile. 2020.
- [51] SIRIYALA TRILOCHANA, C. N. SANGEETHA, and N. RAMCHANDRA. A comparative study and recent research of battery technologies. *Journal on Electrical Engineering*, 15(1):1 – 10, 2021.
- [52] UCU. Energías renovables y desarrollo - Uruguay.pdf . Technical report, UCU, 2013.
- [53] UNFCCC. Adoption of the Paris Agreement FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. In *United Nations Framework Convention on Climate Change*, 2015.
- [54] Uni. South Carolina. Description of energy and power [Online]. Available: http://www.che.sc.edu/centers/RCS/desc_e_and_p.htm, 2003.
- [55] Freddy Fernando Valderrama, Henry Moreno, and Héctor Manuel Vega. Análisis, simulación y control de un convertidor de potencia dc-dc tipo boost. *Ingenium Revista de la facultad de ingeniería*, 12(24):44–55, 2011.
- [56] El País Viajes. Domando el viento desde 1930. 2014.
- [57] Akhmad Zainuri, Unggul Wibawa, Mochammad Rusli, Rini Nur Hasanah, and Rosihan Arby Harahap. Vrla battery state of health estimation based on charging time. *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)*, 17(3):1577–1583, 2019.
- [58] JY Zhu, L Zhang, QL Qu, and PQ Liu. Experimental investigation of aerodynamic characteristics for three typical micro wind turbines at low Reynolds number. *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 13(4):1143–1148, 2020.
- [59] Henrik Zsiborács, Nóra Hegedűsné Baranyai, András Vincze, István Háber, and Gábor Pintér. Economic and technical aspects of flexible storage photovoltaic systems in Europe. *Energies*, 11(6):1445, 2018.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

1.1. Datos totales microgeneración Uruguay [21].	10
1.2. Ventajas y desventajas HAWT's y VAWT's.	14
1.3. Ventajas y desventajas batería plomo ácido.	15
1.4. Ventajas y desventajas de las baterías de ion litio [28].	16
1.5. Parámetros de comparación [49].	18
2.1. Costos relevados, aerogeneradores y baterías	24
3.1. Sección de cables para la instalación de corriente continua	30
3.2. Sección de cables para la instalación de corriente alterna	31
3.3. Espesores recomendados de metales para impacto directo (Norma IEC 62305-3)	32
5.1. Cantidad de ciclos para porcentajes de descarga	71
6.1. Tabla calendario de inversiones final	81
A.1. Tabla de costos de R&X Technology Group para horizontales	89
A.2. Tabla de costos de VAWT Spee	90
A.3. Tabla de costos de R&X Technology Group para verticales	90
A.4. Tabla de costos de Greet	90
A.5. Tabla de costos de Dona-Living y Pिकासola Turbine	91
A.6. Tabla de costos de R&X Technology Group	91
A.7. Tabla de costos de Demotor	91
A.8. Tabla distribuidor nacional (cotización plaza)	91
A.9. Tabla de costos relevamiento de baterías	92
E.1. Datos relevados para caracterización del aerogenerador	132
F.1. Cuantía y horas hombre de replanteo, excavación, fundación y zanja.	136
F.2. Cuantía y horas hombre de lingas y estructura metálica.	137
F.3. Cuantía y horas hombre de cableado, conexionado y canalizaciones	137
F.4. Cableado de potencia	138
F.5. Cuantía y horas hombre de montaje y puesta en marcha del aerogenerador.	138
F.6. Cuantía y horas hombre de pruebas finales.	139
F.7. Cuantía y horas hombre de descargadores de sobretensión 25 kA.	139

Índice de tablas

F.8. Costos obra civil.	139
F.9. Costos equipamiento general en Dólares Americanos.	140
F.10. Tabla de costos tendido eléctrico.	140
F.11. Tabla de costos adicionales	140
F.12. Tabla de costos conexión a UTE	141
H.1. Comparación entre los materiales más relevantes de cátodos de baterías ion litio [40].	149

Índice de figuras

1.1. Objetivos de Desarrollo Sostenible [20].	6
1.2. Esquema de sistema autónomo “off grid” [18].	8
1.3. Microgeneración en Uruguay [21].	9
1.4. Modelos HAWT convencionales de 3 y 5 aspas y otros menos tradicionales [17].	11
1.5. Ejemplos de VAWT existentes [17].	12
2.1. Curva característica aerogenerador 1 kW [18].	20
3.1. Mapa de vientos cuadrante J5 @15 m	26
3.2. Ruta de los conductores [10].	33
3.3. Diagrama unifilar de la instalación	35
4.1. Generadores de imanes permanentes [30].	41
4.2. Instalación aerogeneradores verticales	41
4.3. Rosa de los vientos: mástil y torre	42
4.4. Velocidad horizontal de viento vs. potencia eléctrica generada	43
4.5. Potencia vs. velocidad de viento	44
4.6. Curva característica aerogenerador ZONHAN VZH300	44
4.7. Curva de generación con 11 Ω Color naranja aerogenerador tipo linterna - Color azul aerogenerador tipo savonius	45
4.8. Circuito de conexión general	45
4.9. Potencia vs. resistencia por fase	46
4.10. Potencia a resistencia fija	47
4.11. Curvas de potencia en función de la velocidad del viento [30].	48
4.12. Sistema <i>P&O</i> [15].	51
5.1. Modos de operación de batería [14].	59
5.2. Modos de operación de batería [28].	62
5.3. Capacidad nominal vs. temperatura electrolito [28].	63
5.4. Circuito modelo equivalente R_{int} [35].	64
5.5. Autonomía de las baterías En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y el eje de las x en ambos casos es en horas	66

Índice de figuras

5.6. Régimen del banco de baterías En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y eje de las x en ambos casos es en horas.	67
5.7. Generación semanal de paneles	68
5.8. Simulación con generación paneles y demanda de cliente En el cuadrante superior se observa el SOC(t) en [%], en el cuadrante inferior se observa la corriente de entrada al inversor en [A] y el eje de las x en ambos casos es en horas.	68
5.9. Ciclos de vida batería [44].	69
5.10. Comportamiento del sistema con capacidad de baterías al 80% . .	72
6.1. Distribución de inversiones	79
B.1. Bloques de batería	113
B.2. Sistema de almacenamiento	114
D.1. Mosfet en conducción [55].	126
D.2. Mosfet no conducción [55].	126
E.1. Ubicación anemómetros vista frontal, costado oeste	130
E.2. Ubicación anemómetros vista superior	131
E.3. Imagen interna del generador	132
E.4. Segundo montaje en banco de pruebas	133
E.5. Instalación aerogenerador tipo linterna	134
H.1. Tecnologías de almacenamiento [46].	147
H.2. Comparación económica de distintas tecnologías de baterías [59]. .	149

Esta es la última página.
Compilado el martes 25 abril, 2023.
<http://iie.fing.edu.uy/>