



Escuela de Posgrado y Educación Continua
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS INGENIERÍA Y AGRIMENSURA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO

TESIS

**“Guía para la Optimización de Sistemas Híbridos de
Energía, Dimensionamiento, Operación y Control”**



Maestrando: Ing. Ariel Bouhier

Director: Dr. José Cano

Co Director: Ing. Marcelo Cassín

Año 2017

RESUMEN

Esta tesis presenta una visión para el dimensionamiento y control de operación de Sistemas Híbridos de Generación de Energía Eléctrica con el objeto de minimización del Costo del ciclo de vida por KWh y el cumplimiento de la fiabilidad del suministro requerido.

Se tomó la decisión de este trabajo sobre la base de los objetivos específicos, priorizar el alcance del modelo y la viabilidad del algoritmo de solución frente a las alternativas de comparación con modelos preexistentes.

El método de optimización empleado hace uso de algoritmos genéticos, que son algoritmos de búsqueda basados en la mecánica de la selección natural y la genética natural. Combinan la supervivencia del más apto entre las estructuras de cuerdas con un intercambio de información estructurado pero aleatorio. Los algoritmos genéticos no son simples caminatas aleatorias, explotan información histórica para especular sobre nuevos puntos de búsqueda con el mejor rendimiento esperado.

La selección es un proceso en el que las cadenas individuales se copian de acuerdo con su aptitud, es decir, sus valores de función objetivo. Copiar cadenas de acuerdo con sus valores de adecuación significa que las cadenas con un valor más alto tienen una mayor probabilidad de contribuir con una o más crías en la próxima generación.

Los sistemas híbridos pueden ser modelados con un alto grado de exactitud teniendo en cuenta la gran complejidad de los sistemas de trabajo actuales, sin dejar de mantener el tiempo de cálculo a un nivel razonable. Los Algoritmos de optimización cambian los valores de las llamadas variables de decisión de un modelo subyacente de tal manera que se optimice el valor resultante de las funciones que son objetivo del modelado La función objetivo es una combinación de costos de ciclo de vida por Kwh y multas por KWh para la demanda insatisfecha. Además, el modelo para los sistemas híbridos se desarrolla a través de una descripción precisa de flujo de potencia de transmisión de energía en un sistema híbrido. Se abordará un análisis minucioso de Micro redes Eléctricas para la combinación de sistemas híbridos de energía, generando un abanico de posibilidades de selección de acuerdo a las diferentes necesidades que contemplen lo más óptimo.

Los sistemas híbridos de energía renovable permiten reducir los costos totales de la instalación, en términos de fuentes de generación y dispositivos de almacenamiento, en vista que cubren de una manera más uniforme la demanda de energía.

Una de las principales dificultades de esta Guía para optimización de Sistemas Híbridos, es la sintonización de los parámetros y pesos de la función objetivo. Los coeficientes fueron

propuestos de manera experimental, quedando su procedimiento de selección a criterio de la persona que realiza la sintonización del controlador.

En esta Guía para la Optimización de Sistemas Híbridos de Energía se muestra que utilizando algoritmos genéticos se puede mejorar el modelo de diseño del sistema híbrido desarrollado al minimizar los costos de su ciclo de vida y al mismo tiempo cumplir con el rendimiento requerido del sistema.

Se mantuvo el desarrollo de la tesis y su posterior escritura en los tiempos establecidos para una tesis de Maestría, contando así con un trabajo posterior que incluye comparaciones y valorización de modelos preexistentes que se plasmarían en futuros proyectos de investigación.

INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍA

1.1	Provisión de Electricidad en áreas rurales.....	01
1.1.1	Contexto de la Energía Rural	02
1.1.2	Provisión de electricidad en áreas rurales	03
1.2	Diseño y economía de los sistemas híbridos.....	03
1.2.1	El problema de optimizar el diseño.....	04
1.2.2	Consideraciones socioeconómicas y demanda.....	05
1.3	Enfoques convencionales para el diseño de sistemas híbridos	06
1.3.1	Reglas generales	07
1.3.2	Software basado en la evaluación del rendimiento	09

CAPÍTULO 2. COMPONENTES DEL SISTEMA Y SU OPERACIÓN EN EL SISTEMA HÍBRIDO

2.1	Paneles fotovoltaicos.....	11
2.1.1	Electricidad fotoeléctrica.....	11
2.1.2	Trabajo y Operación de paneles Fotovoltaiicos	11
2.1.3	Instalación de Paneles	13
2.1.4	Paneles Fotovoltaiicos en sistemas Híbridos	14
2.2	Aerogeneradores	14
2.2.1	Electricidad generada por turbina eólica	14
2.2.2	Trabajo y operación del aerogenerador	15
2.2.3	Instalación de Aerogeneradores	18
2.2.4	Aerogeneradores en sistemas híbridos	19
2.3	Microturbina.....	15
2.3.1	Hidro electricidad	19
2.3.2	Trabajo y Operación de Micro Turbinas	19
2.3.3	Micro Turbina en sistemas híbridos	20
2.4	Generador Diesel	20
2.4.1	Electricidad Motor Generador	20
2.4.2	Trabajo y Operación de Generadores Diesel.....	21
2.4.3	Encendido y parada de los Generadores Diesel	22

2.4.4 Mantenimiento	22
2.4.5 Generador Diesel en un sistema híbrido	23

CAPÍTULO 3. DISPOSITIVOS QUE COMPLEMENTAN LOS SISTEMAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

3.1 Almacenadores de Energía.....	24
3.1.1 Electricidad de las baterías	24
3.1.2 Trabajo y operación de las baterías	24
3.1.3 Instalación de las baterías	26
3.1.4 Las baterías en sistemas híbridos	26
3.2 Cargas.....	27
3.3 Dispositivos de conversión de energía	27
3.3.1 Inversores	27
3.3.2 Convertidores rotativos	28
3.3.3 Rectificadores	28
3.3.4 MPPT	29
3.4 Controladores	30
3.4.1 Reguladores	30
3.4.2 Integración de controladores	30

CAPÍTULO 4. MODELIZACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA HÍBRIDO

4.1 Introducción	32
4.2 Costos del ciclo de vida de los sistemas híbridos.....	34
4.3 Costos iniciales del sistema híbrido	37
4.3.1 Matriz de Costos Iniciales de la Energía fotovoltaica	39
4.3.2 Costos Iniciales de Aerogeneradores	41
4.3.3 Costos Iniciales de las Baterías	42
4.3.4 Costos Iniciales de Equilibrio del Sistema	42
4.4 Costos de Operación del Sistema Híbrido	43
4.4.1 Matriz de costos iniciales de la energía fotovoltaica	43
4.4.2 Costos de Operación de Paneles Fotovoltaicos	44
4.4.3 Costos de Operación de Turbinas Eólicas	45
4.4.4 Costos de Operación del Generador Diesel	45
4.4.5 Costos de Operación de las Baterías	46
4.4.6 Costos de Operación de estabilidad del sistema	50

4.4.7 Costos Globales del ciclo de vida	50
4.5 Cuantificación de Beneficios	52
4.6 Formulación de la función objetivo	59

CAPÍTULO 5. MODELIZACIÓN DE LA PERFORMANCE DEL SISTEMA HÍBRIDO

5.1 Generalidades	61
5.2 Modelos de los componentes del sistema	62
5.2.1 Componentes de energía renovable	62
5.2.2 Modelo del Módulo fotovoltaico	62
5.2.3 Modelo del Aerogenerador	65
5.2.4 Generador Diesel	68
5.2.5 Baterías	72
5.2.6 Inversores	77
5.2.7 Cargador de Baterías	80
5.2.8 Interruptores de Transferencia	83
5.2.9 Cargas	83
5.3 Flujos de Potencia	84
5.3.1 Limitaciones en Operación	85
5.3.2 Cargas de CA y CC	86
5.3.3 Ecuación de Balance de Cargas	91
5.3.4 Formulación de la estrategia de operación	94

CAPÍTULO 6. MICROREDES Y REDES INTELIGENTES

6.1 Generalidades	98
6.2 Configuración básica de micro redes	98
6.3 Estructura general de una micro red	99
6.3.1 Microredes para un solo consumidor	101
6.3.2 Microredes para varios consumidores	102
6.3.3 Microredes para centros comerciales y/o académicos	102
6.4 Almacenadores de energía	103
6.5 Demanda controlada	109
6.5.1 Mediciones de Energía intercambiada	110
6.5.2 Protecciones	111

CAPÍTULO 7. SIMULACIÓN Y NORMATIVA

- 7.1 Introducción 114
- 7.2 Implementación de la Estructura del Algoritmo 116
- 7.3 Enfoque de simulación 118
 - 7.3.1 Datos de entrada y salida 122
 - 7.3.2 Descripción de ejemplos de sistemas simulados 124
- 7.4 Problemas de simulación..... 125
 - 7.4.1 Simulación de diseño 125
 - 7.4.2 Análisis de sensibilidad 130
- 7.5 Normativa vigente (AEA 92559) 131
 - 7.5.1 Ajustes a la normativa de Redes Eléctricas Inteligentes 132
 - 7.5.2 Aplicaciones a nivel Provincial, Nacional y Mundial 139
 - 7.5.3 Recomendaciones para la implementación 142
- 7.6 Conclusiones y Trabajos futuros 143

- BIBLIOGRAFIA** 147

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componentes en un sistema híbrido	03
Figura 2. Curva I-V y curva de Potencia (paneles fotovoltaicos)	12
Figura 3. Curvas I-V que muestran el efecto de la Irradiancia y la temperatura en un panel FV.	12
Figura 4. Conexión de Paneles FV	13
Figura 5. Velocidad Tangencial y Resultante	15
Figura 6. Curvas para selección de Turbinas Eólicas.....	17
Figura 7: El uso de combustible diesel en función del factor de capacidad para un generador de 15 kVA, uno de 7 kVA y otro de 5 kV.....	21
Figura 8: Ejemplo ciclos de carga y descarga vs profundidad de descarga	25
Figura 9: Flujo de caja descontado [Marrison, Seeling-Hochmuth]	37
Figura 10: Costos iniciales de paneles FV por W pico.	39
Figura 11: Mejor tamaño de paneles FV de 12V para costo más bajo [Marrison, Seeling-Hochmuth]	40
Figura 12: Mejor tamaño de paneles FV de 24V para costo más bajo [Marrison, Seeling-Hochmuth]	40
Figura 13: Costos iniciales de Aerogeneradores	41
Figura 14: Costos iniciales de un sistema híbrido (fotovoltaico, eólico, diesel) vs el tamaño del sistema en euros/KWpico [Seeling-Hochmuth].....	42
Figura 15: Costos de mantenimiento de Generador Diesel en euros por KW de capacidad nominal y para 500 hs [Davis, Harvei-95]	46
Figura 16: Diagrama del nº de ciclos completos de la batería durante su tiempo de vida vs la profundidad de descarga [Purcell-91]	47
Figura 17: N° de ciclos completos vs profundidad de descarga para diferentes tipos de baterías [Purcell-91].....	47
Figura 18: Efecto de la T° sobre un N° de ciclos completos de la Batería [Purcell-91].....	48
Figura 19: ciclos completos de energía vs profundidad de descarga [Purcell-91].....	49
Figura 20: Costos del Ciclo de Vida de un sistema híbrido con fuente simple, con un promedio de ejecución del generador diesel de 2 hs/día y alto nivel de recursos de energía renovable (6 horas de sol por día, veloc. media del viento de 6 m/s), factor de capacidad promedio diesel es 100% [Seeling-Hochmuth].....	51

Figura 21: Costos del ciclo de vida de fuente simple y de sistemas, con un tiempo de ejecución promedio de generador diesel de 5 hs/día y los recursos energéticos renovables bajos (5 horas de sol por día, velocidad media del viento de 4 m / s), factor de capacidad promedio de diesel es de 100%. [Seeling-Hochmuth]	52
Fig. 22: función de penalización para alimentación simple y sistemas híbridos, con un tiempo de ejecución promedio del generador diesel 2 h/día y altos recursos energéticos renovables (6 horas promedio de sol por día, velocidad media del viento de 6 m/s), factor de capacidad promedio del diesel de 100% y el requisito de la demanda de 40 kWh / día. [Seeling-Hochmuth]	54
Figura 23: función de penalización para alimentación simple y sistemas híbridos, con un tiempo de ejecución promedio del generador diesel 5 h/día y bajos recursos energéticos renovables (5 horas promedio de sol por día, velocidad media del viento de 4 m/s), factor de capacidad promedio del diesel de 100% y el requisito de la demanda de 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]	54
Figura 24: Escenario de la función de penalización. [Seeling-Hochmuth]	55
Figura 25: funciones de beneficio con diferentes valores para W1 y W2, con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 2 horas/día y los recursos de energía renovables altos (6 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]	57
Figura 26: funciones de beneficio con diferentes valores para W1 y W2, con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 5 horas/día y los recursos de energía renovables bajos (5 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]	57
Figura 27: Descripción del costo Beneficio del ciclo de vida (W1 y W2 = 0,5 = 2), con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 2 horas/día y los recursos de energía renovables altos (6 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]	58
Figura 28: Descripción del costo Beneficio del ciclo de vida (W1 y W2 = 0,5 = 2), con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 5 horas/día y los recursos de energía renovables bajos (5 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 4 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]	59

Figura 29: Configuración Básica del Sistema Híbrido.....	61
Figura 30: Banco de Baterías	72
Figura 31: Relaciones de Corrientes y Eficiencia de Inversores conectados en paralelo	78
Figura 32: Relaciones de Corrientes y Eficiencia de cargadores conectados en paralelo	81
Figura 33: Suministro a la carga CA.....	86
Figura 34: Bus de CC	88
Figura 35: Distribución de corrientes del Bus de CC.....	89
Figura 36: Visión general sobre la estrategia de decisión para el funcionamiento del sistema. ...	96
Figura 37: configuración más básica de una microrred.	99
Figura 38: Estructura general de una microrred con múltiples fuentes de generación.	100
Figura 39: Estructura de una Microrred para un solo consumidor.....	101
Figura 40: Estructura de una Microrred para varios consumidores	102
Figura 41: Estructura de una Microred para Centros Comerciales y/o Académicos	102
Figura 42: Tiempos de almacenamiento	103
Figura 43: Integración de energías renovables intermitentes.....	105
Figura 44: Conexionado - Tiempos de carga y descarga	105
Figura 45: Aporte a la regulación de frecuencia	105
Figura 46: Aplicaciones operativas del almacenamiento de Energía.....	107
Figura 47: Propiedades de los sistemas de almacenamiento.....	108
Figura 48: Esquema de protecciones de una microrred	112
Figura 49: Tipos de esquemas de Protecciones.....	113
Figura 50: Estructura general del algoritmo de optimización	117
Figura 51: Independencia entre el dimensionamiento y la operación del sistema.....	119
Figura 52: Visión general sobre el algoritmo desarrollado	120
Figura 53: Set up del sub algoritmo	122

Figura 54: Datos de inicialización del algoritmo	123
Figura 55: Los perfiles de demanda regular D1 (izquierda) y D3 (derecha) con un pico nocturno y un pico diurno, respectivamente, (40kWh / día promedio).....	124
Figura 56: Los primeros 10 días del perfil de demanda irregular D2 con picos diurnos, (promedio de 40kWh / día)	124
Figura 57: Convergencia del Costo del Ciclo de Vida por kWh	127
Figura 58: Convergencia del Costo del Ciclo de Vida de Combustible por kWh	127
Figura 59: Convergencia de los Costos Iniciales	128
Figura 60: Niveles de Telemedición	137
Figura 61: Sistema de Gestión Integrado	139
Figura 62: Inserción de Proyectos REI en el mundo.....	142

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Reglas Generales.....	8
Tabla 2: Método de Amper horas.....	9
Tabla 3: Comparación de diferentes herramientas de software	10
Tabla 4: Resumen de resultados del diseño	129-130

ACRÓNIMOS

CCV: Costo del ciclo de vida.

Pmp: Punto de máxima potencia

CC: Corriente continua.

CA: Corriente alterna.

MPPT: Máximo punto de potencia.

PD: Potencia de diseño de aerogeneradores.

η_d : Eficiencia tren de engranajes.

η_g : Eficiencia del generador.

CPD: Coeficiente de potencia de diseño de la turbina eólica.

VD: Velocidad del viento para el diseño.

VP: Valor presente de un activo.

BDS: Balance del sistema.

CCFV: Costos de capital agregado para la instalación y parte del equilibrio del sistema.

CCD: Costos de capital de piezas de instalación y equilibrio del sistema para generador diesel.

NOMENCLATURA

FV: Fotovoltaico.

ISC: Corriente de cortocircuito.

VOC: Tensión de circuito abierto.

Ranual: Factor de descuento anual

r: costo de oportunidad

Unom,panel : tensión del panel

Ubus,nom: tensión del bus de conexión.

X FV,paralelo : número de módulos FV paralelos

I FVT: Corriente de salida del conjunto FV

RFV: Número de años de vida de los paneles.

η pérdida: la eficiencia debido a las pérdidas por conversión, las pérdidas en el cobre y del ciclo de la batería

Wesperada,panel FV : es la potencia de salida esperada del panel FV.

X tamaño,Tipo,AG,i,k: tamaño del tipo de turbina eólica en el bus i k.

XAG,paralelo: número de cadenas de turbinas eólicas en paralelo para un tipo determinado.

IAG: Corriente de salida del conjunto de Turbinas Eólicas

η AG, Conv. Energía: eficiencia de conversión de energía de la turbina eólica.

Pot cadena AG: potencia de salida de la cadena de aerogeneradores

UAG,i,nom: tensión nominal del tipo de turbina i

RTV: tiempo de vida de la turbina tipo i, en años

I RE - CC: Salida de Corriente Continua Renovable

I RE - CA: Salida de Corriente Alterna Renovable

I OFR-CC: salidas de corriente continua de otras fuentes renovables, diferentes a Turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos.

I OFR-CA: salidas de corriente alterna de otras fuentes renovables, diferentes a Turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos.

X Diesel: variable de salida de decisión del Generador Diesel

X tamaño D,i: Dimensión de la Potencia Nominal del Diesel

X Diesel,i,paralelo: número de generadores diesel de tipo i instalados en paralelo

I diesel max,i,bus,k: corriente de salida máxima posible del generador diesel Tipo i.

fc: factor de corrección

EDC: estado de carga de Baterías

X tamaño,Bat, banco,i: variable de diseño en cada banco i de baterías.

X bat,paralelo,banco,i: número de baterías en paralelo de una cadena de baterías del banco i.

I bat: Corriente de Batería.

σ : tasa de descarga segura

η : eficiencia de carga

X tamaño, inv: Variable de dimensionamiento de Potencia del Inversor

eff inv: eficiencia del inversor.

I inv: Corriente del Inversor

X tamaño, CB: variable de tamaño del cargador de baterías.

PCB: Potencia de salida del cargador de baterías.

Xs: Variable de posición del Interruptor.

XR: Variable de Ruteo.

I CC Alim: CC suministrada

I CC Carga: CC demandada

I CA Alim: CA suministrada

I CA Carga: CA demandada

Δt : Intervalo de tiempo

MT: Media tensión

BT: Baja Tensión

REI: Red eléctrica inteligente

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍA

1.1 Provisión de Electricidad en áreas rurales

Resumen:

Los procesos de electrificación rural mediante energías renovables han cambiado por completo en los últimos años. En las décadas pasadas, estos procesos fueron conceptualizados, por parte de la ayuda internacional, como asistencialismo o como intento de creación de una barrera a las migraciones internas o externas. Estas perspectivas para aliviar la pobreza fracasaron debido a la ausencia de interés real en generar desarrollo sostenible y equitativo en comunidades rurales dispersas y postergadas.

Luego, el concepto de asistencialismo fue reemplazado por el de sustentabilidad; el cual, en los procesos de electrificación rural, fue dejado en manos de las fuerzas del mercado, al menos en proyectos financiados por organismos multilaterales de crédito. El concepto fue que debía generarse un mercado genuino para que la electrificación rural sea llevada a cabo por empresas interesadas en desarrollar este mercado en áreas determinadas. Varios de estos modelos han tratado de implementarse en América Latina y en otras regiones del tercer mundo. Quizás uno de los más conocidos sea el modelo de concesión desarrollado para la Argentina (PAPER / PERMER).

Sin embargo, dado el contexto socioeconómico de la región, ninguno de estos modelos pudo ser implementado con éxito, con independencia de la voluntad (algunas veces transformada en voluntarismo) circunstancial de uno o más actores. Es por eso que debemos repensar estos modelos.

El concepto de sustentabilidad debe estar estrechamente relacionado con el de desarrollo socioeconómico local. Por otra parte, la electrificación rural debe ser un vector para el desarrollo social; y es en ese contexto que no puede depender exclusivamente del mercado y sus actores, sino que debe estar inmerso en la planificación del desarrollo rural.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, de la eólica, de la hidroeléctrica de pequeña escala, de la biomasa en la agricultura, en la pequeña industria rural, en servicios sociales han comenzado a dar una nueva dinámica.

La experiencia sugiere que hay espacio para nuevos modelos de desarrollo siempre que haya transferencia tecnológica adecuada; que las agencias donantes entiendan la dinámica del desarrollo socioeconómico. Que se respeten las distintas elecciones locales de pequeñas comunidades rurales y den ayuda financiera genuina.

También que se genere el marco regulatorio adecuado y que se incentive la participación activa tanto de la comunidad involucrada como de las empresas privadas locales, las cuales a su vez generarían trabajo para la creación de recursos, limitados; pero genuinos, autodeterminados y dignos.

1.1.1 Contexto de la Energía Rural

La energía, junto al agua, educación, transporte, capacitación y otros factores que impactan sobre el desarrollo, forman parte de un número de servicios a menudo con necesidades de urgencia en lugares alejados para contribuir al desarrollo rural y oportunidades de creación de trabajo.

El precio de las fuentes de energía convencionales en áreas remotas, como el gas, el carbón, el petróleo, es muchas veces superior respecto de áreas urbanizadas debido a la lejanía. Por otra parte el costo por el servicio de energía, por ejemplo para iluminación, es más caro para lugares rurales poco habitados que para aquellos que frecuentemente tienen acceso a la red de energía eléctrica.

Otros factores asociados con las fuentes de energía convencionales en áreas remotas tales como, el transporte necesario para obtener estos suministros de energía y de los peligros en su uso o almacenamiento. Por ejemplo, hombres y mujeres deberían caminar por varias horas para obtener madera para cocinar o calefaccionar su vivienda. También vienen aparejados problemas de salud por la exposición a la combustión de carbón o parafina.

1.1.2 Provisión de Electricidad en áreas rurales

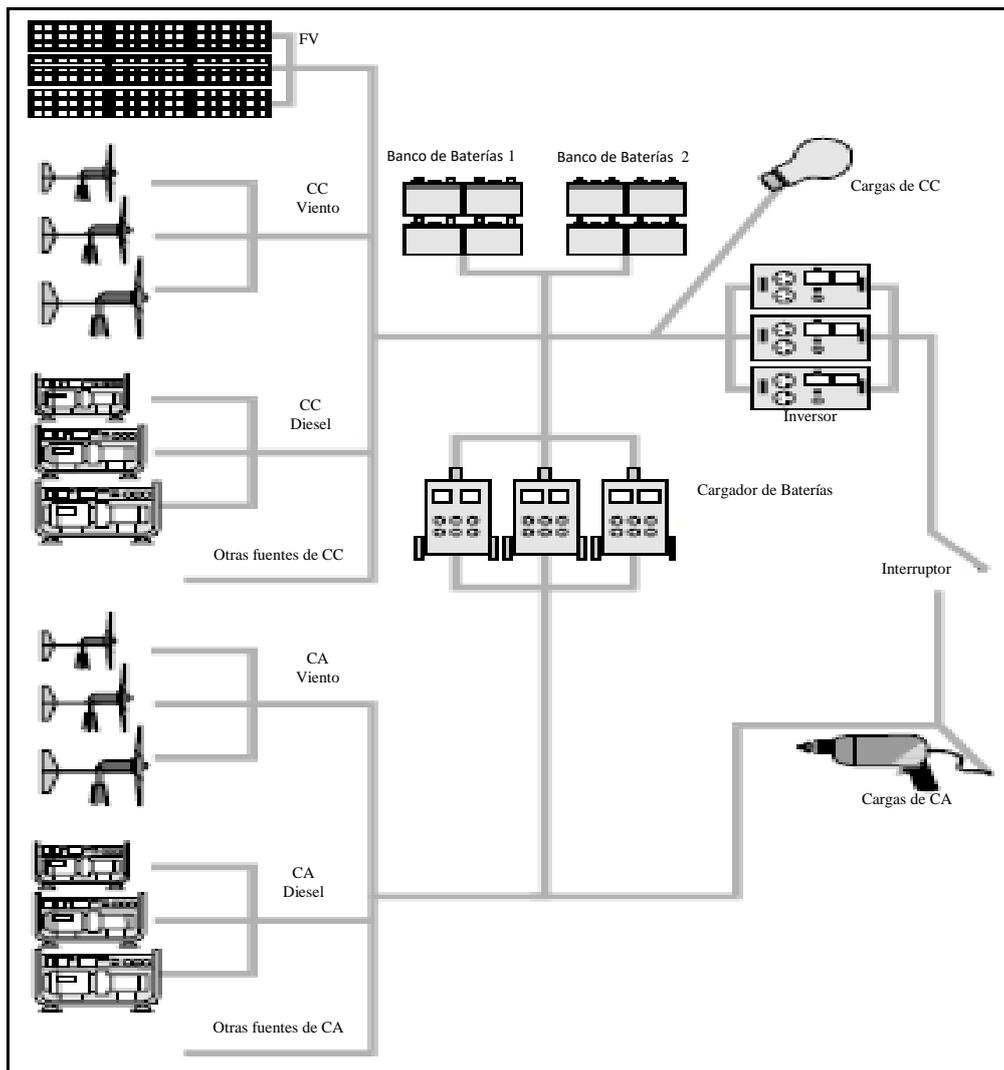


Figura 1. Componentes en un sistema híbrido

1.2 Diseño y economía de los sistemas híbridos

El uso de sistemas híbridos de energía para la provisión de electricidad depende de los costos comparativos, calidad de servicio, y accesibilidad a otras opciones de energía que estén habilitadas localmente. Depende más de la aceptación del usuario que de una tecnología de sistema: percepciones de cuán "bueno" y fiable es la tecnología de generación de electricidad. Una de las cuestiones que desarrollaremos estará basada en el diseño del sistema híbrido en términos de minimizar el costo del ciclo de vida abasteciendo una demanda dada de forma fiable.

Los costos del ciclo de vida (CCV) son la suma de los costos de los equipos y los costos de operación derivados desde el inicio del proyecto hasta el final del mismo, que se encuentra por lo general entre 20 y 30 años.

Los costos de los equipos son los costos iniciales incurridos en el comienzo del Proyecto de electrificación del sistema híbrido; los costos de operación incluyen los gastos de funcionamiento, mantenimiento y costos de sustitución.

1.2.1 El problema de Optimizar el Diseño

Con base en los costos de los componentes, combustible, mano de obra, transporte y mantenimiento, se desea evaluar el más rentable dimensionamiento de todos los componentes y su estrategia de operación, el funcionamiento de los componentes que influye efectivamente los costos de operación y , por lo tanto, los costos globales del ciclo de vida. La necesaria optimización de la estrategia de operación de un sistema híbrido se centrará en la eficiencia del diesel, la operación de las baterías y prolongación de la vida de los componentes

Además, la gestión de la demanda [Rehm et al-95], el ajuste de la oferta de energía renovable, la maximización de los factores de carga es muy importante y tiene una influencia significativa en los costos de ciclo de vida y el dimensionamiento.

También se discutirá en esta tesis la evaluación de los diferentes escenarios.

Los sistemas híbridos cubren un amplio espectro de aplicaciones y estrategias de diseño. En algunos enfoques, los generadores renovables están dimensionados para cumplir con el 90-95 % de la carga durante el año, las baterías de almacenamiento son dimensionadas para suministrar la demanda de carga máxima, y el generador diesel se utilizará sólo para recargar las baterías. Esto minimiza el tiempo de ejecución y el uso de combustible. En el otro extremo del espectro de diseño hay estrategias donde los generadores diesel están dimensionados para trabajar todos los días a su punto de carga más eficaz y con esto poder ir directamente a la carga y a las baterías. La energía de las baterías puede satisfacer los picos de la demanda, y los generadores renovables reducirán el consumo de combustible y el mantenimiento motor generador. Como se puede ver entre estas dos estrategias de diseño diferentes existen muchas otras. Es la tarea de la optimización del diseño, recomendar un costo mínimo y el diseño fiable adecuado

para una determinada aplicación con el objetivo de mejorar el rendimiento del sistema y reducir los costos.

El problema de optimización de diseño del sistema híbrido puede ser formulado como sigue:

Dado un perfil de la demanda de electricidad para cada población con condiciones de tiempo estimados, los costos de los componentes, mano de obra, transporte y mantenimiento, el objetivo será encontrar el sistema compuesto de una o más fuentes de generación de energía, que cubra la demanda de forma fiable y tenga costos generales más bajos del ciclo de vida.

Las dificultades para obtener un perfil de la demanda, es una de las variables que debe ser tenida en cuenta en todos los procesos de diseño.

Esta tesis, sin embargo, se ocupa principalmente de los aspectos técnico-financieros del diseño del sistema híbrido.

Los programas de simulación de este proceso de optimización a menudo son indispensables porque la interacción de diferentes fuentes de generación de electricidad, almacenamiento, elementos de conversión, requieren de un procesamiento computacional de un gran número de combinaciones de sistema de configuraciones.

1.2.2 Consideraciones socioeconómicas y demanda

Además de la elección de una tecnología adecuada también es importante acercarse a la electrificación rural de manera integrada y abordar otros servicios requeridos y programas educativos para satisfacer las necesidades.

La evaluación de las necesidades y de los datos recogidos es una tarea difícil, ya que la construcción de un perfil de carga para diseñar un sistema de suministro de electricidad fuera de la red se complica, sobre todo en zonas donde no hay experiencia previa en el uso de la electricidad [Smith -95]. La determinación de la estrategia del proyecto y parte de la forma del procedimiento de control viable e integrada de la planificación general puede hacer que una aplicación de electrificación rural tenga éxito o fracase. Por lo tanto la técnica y diseño financiero de este tipo de tecnología a menudo forma sólo una parte de un diseño de proyecto más grande y enfoque de implementación.

La electricidad puede contribuir, junto con otros aportes, para aumentar la producción y el crecimiento de las empresas en áreas como el comercio, costura y carpintería.

El riego contribuye sustancialmente a una mayor productividad agrícola [James -95]. Sin embargo, el suministro de electricidad es un factor importante dentro de una variedad de servicios necesaria para estimular la transformación de una empresa, que apenas puede sostenerse como una pequeña empresa y que puede dar trabajo a algunas personas [Thom -97].

Muchos de estos temas importantes no se pueden integrar en el proceso de diseño técnico- financiero, pero se necesitan discutir cualitativamente.

1.3 Enfoques convencionales para el diseño de sistemas híbridos

Muchos enfoques diferentes se han seguido en la industria con el fin de aplicar los pasos básicos. Las consideraciones del tamaño de los componentes individuales de un sistema híbrido de energía han sido tenidos en cuenta por muchos investigadores, con diferentes enfoques aplicados que principalmente se basan en la simulación y análisis de escenarios. Sin embargo, el desarrollo e implementación de modelos de optimización para la fase de diseño no ha sido un enfoque común al problema. Además, en la mayoría de los casos, el tamaño óptimo se piensa que es un problema que debe ser considerado simultáneamente con la selección del conjunto de los componentes del sistema (configuración/síntesis), y el número óptimo y tipo de unidades en términos de conceptos técnicos y económicos.

La unidad de dimensionamiento y la configuración del sistema de energía híbrido integrado juega un papel importante en cuanto a su fiabilidad y economía. Un método a partir de la optimización del tamaño puede ayudar a garantizar la inversión más baja, con pleno uso de una turbina eólica, del campo fotovoltaico, y banco de baterías, de modo que el sistema híbrido puede funcionar en las condiciones óptimas en términos de inversión financiera y la fiabilidad del sistema.

Como ya se ha mencionado, no existe un modelo genérico y método de solución para el diseño óptimo y dimensionamiento de los sistemas de energía híbrido. Diversas herramientas han sido desarrolladas y aplicadas en este sentido. Una revisión de los modelos de simulación y de diseño que han sido utilizados se pueden encontrar en Bernal-Agustín y Dufo-López (2009). Los sistemas más estudiados son FV-diesel, fotovoltaico-eólico, fotovoltaico, eólico –diesel y sistemas eólico-diesel.

Varios grupos de investigación abordan el problema de diseño utilizando su propia simulación y herramientas de optimización de software (Kaldellis, 2008;. Kaldellis et al, 2008, 2009a, b, c, d, e), o el uso de software comercial, tales como Homero y

Hybrid2 (Nacional Renewable Energy Laboratory, 2005). La mayoría de los estudios se refieren a los aspectos de diseño y económicos de estos sistemas y tratan en menor medida los problemas de control. Las consideraciones medioambientales también han sido tomadas en cuenta, por lo general sobre la aplicación de sistemas de energía híbrido en zonas remotas.

Hay un constante incremento en el interés en los modelos de desarrollo para sistemas de energía híbridos (Deshmukh y Deshmukh, 2008), y de las diversas técnicas consideradas para el dimensionamiento óptimo de los sistemas energéticos híbridos.

A continuación algunos modelos de desarrollo:

- Programación lineal
- Aproximación probabilística
- Técnicas iterativas;
- Programación dinámica;
- Optimización multiobjetivo.

Las Técnicas de programación lineal minimizan el costo promedio de producción de electricidad. Tanto en el diseño como en las fases de operación, tener en cuenta los factores ambientales, garantiza el cumplimiento de los requisitos de carga de una manera fiable.

1.3.1 Reglas generales

Hay reglas de oro que especifican prácticas sobre cómo será el tamaño y la operación de un sistema híbrido basado en la experiencia con los sistemas instalados. Algunas de las reglas más comunes se compilan en la Tabla 1 y se describen brevemente en las secciones siguientes.

Tabla 1. Reglas generales

Definiciones		Regla general
Dimensionamiento	Dimensión energía renovable	40% - 60% de carga
	Dimensión generador Diesel	Pico de demanda en Vatios
	Dimensión Batería	1 día de almacenamiento
	Dimensión Inversor	Pico de carga en Vatios
	Dimensión Cargador Batería	Máxima corriente de carga
	Voltaje del BUS de CC	24v-48v (<5Kw), 96v(=5Kw),120v (>5 Kw)
Operación	Operación Generador Diesel	Factor de carga $\geq 50\%$
	Operación de Baterías	40% máx. descarga
Perfil de carga	Carga Doméstica	150 Wh/día(CC), 1Kwh/día (CA)

Los Métodos de Regla empírica son fáciles de usar. Las normas incluyen una gran cantidad de detalles técnicos derivados de la experiencia, que son a menudo difíciles de capturar en un diseño en método de papel o incluso una optimización del diseño basado en computadora. Sin embargo, ellos tienen sus limitaciones, ya que sólo pueden dar recomendaciones generales intuitivas que todavía pueden quedar abiertas a la mejora en algunas áreas.

Algunos de los enfoques para el dimensionamiento de sistemas híbridos FV / diesel son realizados en papel y emplean estas reglas [FSEC -87] , [Sandia -95] . A continuación se describe el método de Ampere horas para el dimensionamiento de los sistemas FV / diesel. El método de Ampere horas es útil y es relativamente simple. Se presta a ser implementado en las hojas de cálculo.

Tabla 2. Método de Amper Horas [Sandia -95]

Definición	Método Ah
PERFIL DE CARGA ESTIMADO	Compilar la carga en Wh/día
(Wh/día) y (Ah/día)	Multiplique por factores de pérdida (conversión de Potencia, ciclado baterías, ineficiencia cables)
	Divida por la tensión del sistema dando carga Ah / día
BATERIA	Seleccionar tipo de batería y números de días de carga
Número de baterías en serie o paralelo	Número de Baterías en serie obtenidas a través de dividir la tensión del sistema con la tensión de batería
	Número de cadena de Baterías en paralelo obtenido a través de la corriente de carga Ah adecuada con la tasa de descarga máxima
FV	Divida la carga en Ah / día por horas pico de sol por día, dando la llamada 'corriente de bus CC' en Amper
número de paneles FV en serie y paralelo	Número de paneles en serie obtenidos a través de la tensión del sistema dividida por la tensión del panel
	Número de paneles en paralelo obtenidos mediante la división de la corriente del bus de CC con la corriente de salida del panel
HIBRIDO? SI O NO	Seguir la siguiente guía
BATERIAS	
Redefinir almacenamiento?	En caso de que se desee un almacenamiento de batería más pequeño en la configuración del sistema híbrido, vuelva a realizar el cálculo del número de baterías necesarias con el nuevo número de días de almacenamiento
DIESEL	
Elija el tamaño de kW	Elija el tamaño del generador diesel para cubrir la demanda máxima más la tasa de carga máxima simultáneamente
FV	
Redefinir el número de Paneles fotovoltaicos en serie y en paralelo	Rehacer el cálculo del PV teniendo en cuenta el tamaño de la batería y del generador diesel
Redondear equilibrio del sistema y costos	Elija el tamaño del inversor, los tamaños del cableado y determine los costos del ciclo de vida (CCV)

1.3.2 Software basado en la evaluación del rendimiento

Hay algunas herramientas de software que evalúan el rendimiento del sistema híbrido para configuraciones de sistemas predefinidas : SIRENE [Bezerra et al -91], [RAPSYS Borchers -93], [RAPSIM Jennings -94], SEU – ARES [Morgan et al- 95 , Protogeropoulos et al- 91] , FOTO [Manninen , Lund -91] , HYBRID2 [Verde , Manwell-95] , SOMES [Dijk -94] , SOLSIM [Schaffrin , Litterst -97], HOGA [Dufo-Bernal -2005], HOMER [NREL-2010]. La mayoría de estas herramientas de software simulan un sistema híbrido predefinido basado en una descripción matemática de las características de los componentes, la operación y el flujo de energía del sistema ([Bodgan , Ziyad - 94], [Beyer, Langer- 95], [Kaiser et al- 97]) , y a menudo incorporar los costos financieros de la configuración del sistema. Estos paquetes son valiosos para evaluar un determinado diseño del sistema híbrido y permiten ver los efectos del cambio de dimensionamiento de los componentes y ajustes manualmente. Sin embargo, la mayoría de estos paquetes requieren que el usuario tenga un pre-diseño del sistema, por ejemplo a través de las reglas generales como

se describió anteriormente. Mejor funcionamiento del sistema y baja de los costos en muchos de estos diseños se podrían lograr si se optimiza la configuración del sistema híbrido.

Tabla 3. Comparación de diferentes herramientas de software

	Precisión Técnica Simulada	Optimización	Evaluación financiera	Selección de la configuración del sistema
HIBRID 2	Muy Alta	No	Si	Muchísimos
SOMES	Alta	Aleatorio dentro del intervalo definido por el usuario	Si	Muchos
HOMER	Baja	No	Si	Pocos
INSEL	Muy Alta	No	No es un bloque existente	Muchísimos
RAPSIM	Alta	No	Si	Muchos
SEU/ARES	Alta	No	??	??
SOLSIM	Muy Alta	No	Solo después de la simulación macro	Muchos
HIBRID DESIGNER	Alta	Si	Bueno	Muchos

CAPÍTULO 2. COMPONENTES DEL SISTEMA Y SU OPERACIÓN EN EL SISTEMA HÍBRIDO

2.1 Paneles Fotovoltaicos

2.1.1 Electricidad Fotoeléctrica

Una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad continua. La electricidad generada por el panel FV es "silenciosa", baja en mantenimiento y no necesita de combustible o suministros de aceite. Sin embargo, la energía fotovoltaica sólo está disponible cuando hay suficiente irradiación solar en el lugar. Los paneles fotovoltaicos están disponibles en gran variedad de clasificaciones de hasta 230 Wp. En algunos casos, se fabrican paneles de hasta 300 Wp cada uno. La inclusión de un inversor en la configuración de conexionado se utiliza para abastecer corriente alterna que es el tipo de corriente que utilizan las cargas domiciliarias, comerciales e industriales ([Schmid-97] , [Haas- 97] , [Engler- 97] , [Stoer- 97]). Una ligera economía de escala a menudo se puede observar por el tamaño diferente del panel, sin embargo después de analizar el tamaño, los costos irán aumentando linealmente con el mismo. La principal desventaja de la energía fotovoltaica es su alto costo de capital a pesar de que se espera que los costos de los paneles continúen bajando en el futuro. Por ejemplo para iluminación, los paneles FV serían rentables para pequeñas potencias y especialmente en zonas alejadas de la red eléctrica existente. Los Paneles fotovoltaicos pueden durar dependiendo de su tipo más de 20 años según el lugar de instalación (pueden llegar a 25 años).

2.1.2 Trabajo y Operación de paneles Fotovoltaicos

Una célula PV es un dispositivo semiconductor que puede convertir la energía solar en electricidad de corriente continua a través del efecto fotovoltaico. Un panel fotovoltaico se compone de varias células fotovoltaicas conectadas. La potencia nominal de un panel es especificada en las condiciones de prueba estándar (STC) que incluyen una temperatura de unión celular definido (normalmente 25 °C) y la irradiación solar (por lo general 1000 W/m²) y es la máxima potencia de salida en este estado expresada en Watts pico (Wp). La potencia de un panel depende del área de las celdas y la eficiencia.-

A continuación se muestran ejemplos de curvas I-V de un panel solar de 50Wp y su curva de Potencia. En la Gráfica de la figura 2 se observa el Punto de máxima potencia (P_{mp}) que coincide con un valor de corriente ligeramente menor a la de Cortocircuito (I_{sc}) y un valor de tensión un poco menos que la de circuito abierto (V_{oc})

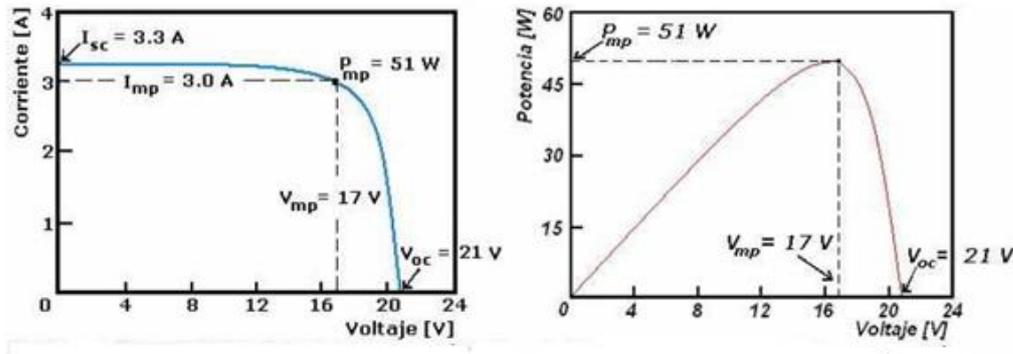


Figura 2. Curva I-V (izquierda) y curva de Potencia (derecha) [material del Prof. Buitrago de la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible FCEIA – UNR]

A medida que la irradiancia aumenta se puede disponer de más potencia desde el panel ya que aumenta la corriente, pero al aumentar la temperatura empeora el rendimiento del panel ya que su tensión de circuito abierto disminuye (según se observa en las figura siguiente).

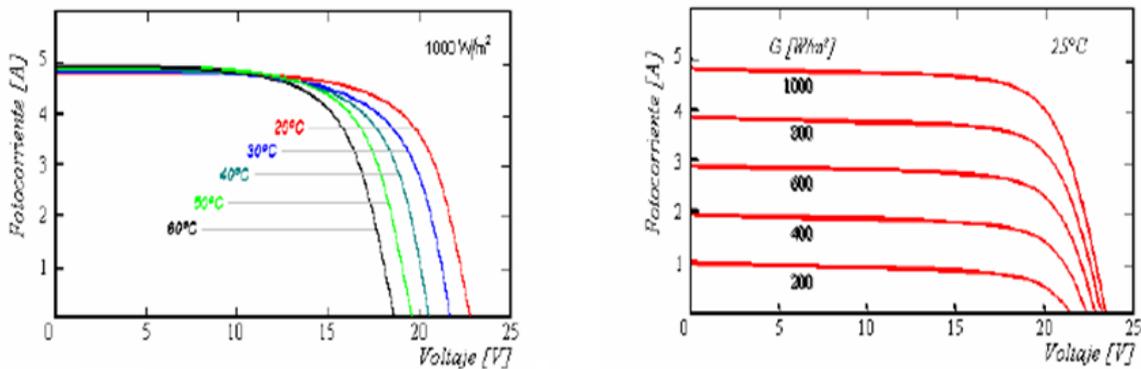


Figura 3. Curvas I-V que muestran el efecto de la Irradiancia (izquierda) y la temperatura en un panel FV (derecha). [material del Prof. Buitrago de la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible FCEIA – UNR]

2.1.3 Instalación de Paneles

Para obtener más corriente, se conectan paneles en paralelo y para lograr más tensión se colocan en serie, con lo cual de acuerdo a los niveles que se necesiten de tensión y corriente se suele utilizar una combinación de serie y paralelo.

En las gráficas a continuación se observan las 2 configuraciones básicas.

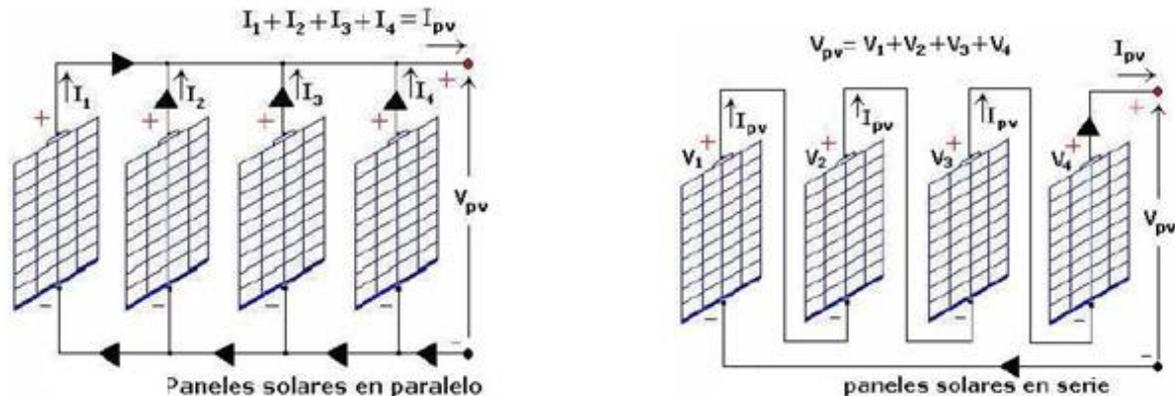


Figura 4. Conexión de Paneles FV

El ángulo de inclinación de una matriz de paneles FV se puede ajustar para optimizar diversos objetivos del sistema, como maximizar la producción de energía anual, de verano o la de invierno. El uso de soportes fijos ajustables y ajuste del ángulo de inclinación periódicamente a través del año pueden aumentar aún más la producción de energía [Jiménez -98]. Montajes fijos implican costo más bajo que las instalaciones con seguimiento solar.

Se debe tener cuidado que en los paneles no aparezcan zonas sombreadas durante el día, incluso la sombra parcial puede reducir su potencia valores muy pequeños. El generador fotovoltaico se puede conectar a continuación a las cargas de CC, directamente o a través de baterías y / o reguladores [Jimenez -98]. Aparatos de CC pueden ser un poco más caros que los de CA, pero lo que se debe tener en cuenta es la necesidad de instalar un inversor CC / CA para el caso de cargas de alterna.

Cuando los módulos fotovoltaicos están instalados en paralelo pueden ser agregados en grupos separados para adecuar la carga actual de la batería. Sin embargo, esto sólo es factible para los sistemas grandes.

Los paneles fotovoltaicos deben mantenerse limpios, libres de eclipsado, y las conexiones eléctricas necesitan una inspección periódica, por ejemplo conexiones sueltas y corrosión [Jiménez -98] .

2.1.4 Paneles Fotovoltaicos en sistemas Híbridos

Utilizando un sistema híbrido se mejora el uso del sistema y el funcionamiento, y pudiéndose lograr mejores resultados que con una aplicación de una sola fuente.

La instalación fotovoltaica en un sistema híbrido a menudo reduce la necesidad de sobredimensionar el generador fotovoltaico para lograr la autonomía del sistema, especialmente cuando la complementariedad de las diferentes fuentes de energía puede utilizarse eficazmente.

En un sistema híbrido, la matriz fotovoltaica puede utilizarse como un cargador de batería de velocidad lenta para el extremo superior del ciclo de carga, en el que la batería se completa con una corriente de goteo.

La selección de un dispositivo seguidor del máximo punto de potencia (MPPT) está sujeta a elección del instalador, y se ha encontrado que algunos prefieren un enfoque de bajo costo (sin un MPPT) mientras que otros adoptan un enfoque de mejor calidad y rendimiento (incluyendo un MPPT).-

2.2 Aerogeneradores

2.2.1 Electricidad generada por turbina eólica

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del aire en movimiento en energía mecánica o eléctrica. Las turbinas eólicas necesitan algo más de mantenimiento que un generador fotovoltaico, pero con vientos moderados producen a menudo más energía que una matriz de paneles fotovoltaicos de paneles fotovoltaicos de precio similar [Jimenez -98]. Varias turbinas de eólicas pueden ser instaladas en paralelo para producir más energía.

Existen aerogeneradores de diferentes tipos en términos de proceso de fabricación y los materiales utilizados.

Correspondientemente los precios varían ampliamente. Las velocidades del viento son muy irregulares, por lo tanto, la producción de la energía de turbinas eólicas se vuelve altamente variable, y esto puede reducir la rentabilidad del aerogenerador.

Es conveniente montar la turbina más arriba donde se capturan las velocidades del viento más altas y se produce más energía [Jiménez - 98].

2.2.2 Trabajo y Operación del Aerogenerador

Las palas, que utilizan sustentación aerodinámica, captan la energía del viento para hacer girar el eje. En pequeñas turbinas de viento normalmente desde el eje se impulsa el generador directamente. El generador convierte la energía mecánica rotacional en electricidad.

La siguiente Figura nos muestra un esquema de una pala y el viento medio incidente junto con la respectiva velocidad tangencial y la velocidad resultante de la combinación de ambas:

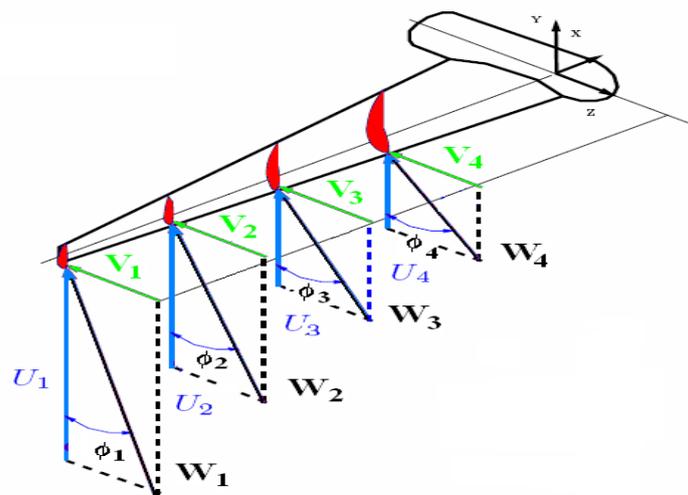


Figura 5. Velocidad Tangencial y Resultante

Donde V es el viento incidente, U la velocidad tangencial y W la resultante, ϕ el ángulo de la velocidad resultante con respecto al plano de rotación.

Es claro que el viento medio incidente, normal al plano de rotación, no será constante a lo largo de la longitud de la pala (grandes palas). Tampoco será constante la velocidad tangencial en el plano de rotación, resultando máxima en las puntas y mínima en el centro o “cubo” de las palas. Con ello, la velocidad efectiva que actúa sobre cada pala será distinta a lo largo del radio de las mismas.

En aplicaciones fuera de la red es difícil mantener la frecuencia de la corriente resultante constante, ya que depende de la velocidad del viento que es muy variable. Por lo tanto, la corriente se rectifica generalmente para obtener una CC.

La mayoría de las turbinas eólicas tienen dos o tres palas. Las máquinas de 2 palas son algo menos caras. Las máquinas de 3 palas sufren menos tensión mecánica y son menos vulnerables a problemas de fatiga.

Si nos remitimos a turbinas pensadas para entregar bajas potencias, por ejemplo, 5 kW, las dimensiones de las mismas no serán grandes, digamos, entre 4,5m y 2,75m para velocidades medias del viento de 7m/s y 10m/s, respectivamente. Para este tipo de turbinas, podemos despreocuparnos de los muy pequeños cambios de dicha velocidad media a lo largo del radio de las palas. Ello ayuda a simplificar algo el prediseño aerodinámico de las mismas. Para potencias de diseño de 10 kW, los radios (longitudes) de las palas serán de 6m y 3,9m respectivamente, según las velocidades medias mencionadas más arriba. También para estas potencias podremos asumir constante la velocidad media del viento en el plano de rotación de las palas.

El pre-diseño de la turbina parte de la especificación de la potencia de diseño PD

$$PD = 0.5 \rho A \eta_d \eta_g C_{PD} V_D^3$$

Ecuación 1. Potencia de Diseño

Donde η_d y η_g son las eficiencias del tren de engranajes y del generador, respectivamente. C_{PD} es el coeficiente de potencia de diseño y V_D es la velocidad del viento para el diseño.

De acuerdo a la anterior expresión, podemos estimar la longitud o radio de pre-diseño de la pala (R):

$$R = [2 PD / \rho \eta_d \eta_g \pi C_{PD} V_D^3]^{0.5}$$

Ecuación 2. Radio de Pala

A los efectos prácticos, la siguiente es una clasificación de las turbinas según la potencia eléctrica que se planea extraer de las mismas:

Pequeñas: 0 a 65kW - Medianas: 65 a 300kW

Grandes: 0,3 a 1MW – Mega: mayores a 1MW

La potencia extraída por una turbina eólica tendrá un valor medio durante un intervalo de tiempo específico con variaciones sobre la media debido a las fluctuaciones en la velocidad del viento.

Una curva de potencia se utiliza normalmente para reflejar el rendimiento de una turbina eólica y es la relación entre la velocidad del viento (en la altura de buje) y potencia media de salida (durante el intervalo de tiempo de promedio). El fabricante

suele especificar una velocidad del viento a la que la turbina comienza a generar energía, una velocidad nominal del viento a la cual comienza a generar potencia nominal y una velocidad del viento de desconexión en la que se cierra por seguridad (Figura 6) [Slabbert, Seeling-Hochmuth-97].

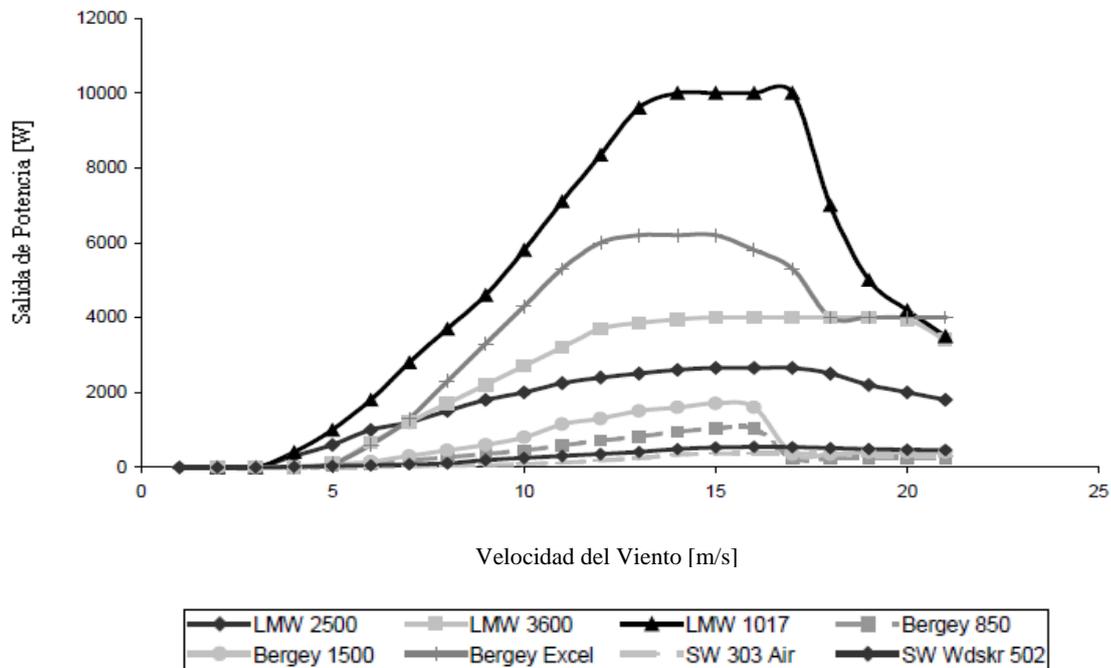


Figura 6. Curvas para selección de Turbinas Eólicas

Si el generador es insuficiente, la turbina alcanza una potencia máxima a velocidades de viento relativamente bajas y se queda allí hasta que se alcanza la velocidad del viento de corte. Si la turbina es de gran tamaño, entonces la potencia se incrementará hasta que se alcanza la velocidad de corte [Jiménez -98].

La salida de energía de una turbina eólica se puede calcular mediante la determinación de la distribución de frecuencias de velocidad de los vientos locales, y luego calcular el rango esperado de salidas de potencia para cada velocidad del viento mediante el uso de la curva de potencia del aerogenerador.

La carga de la turbina eólica y por lo tanto la velocidad se rigen eléctricamente por un controlador de tensión y mecánicamente por contrapesos, que reducen el paso de las palas en caso de exceso de velocidad.

2.2.3 Instalación de Aerogeneradores

A la salida de CA de las turbinas eólicas se puede colocar un rectificador CA / CC para alimentar cargas de CC. Este rectificador, a veces está instalado en la turbina eólica. La salida de la turbina es muy adecuada para contribuir al proceso de carga de la batería en régimen de baja carga de la misma.

Una conexión directa de la turbina eólica al bus de CC puede imponer requisitos adicionales a la batería de almacenamiento para asegurar que las variaciones de energía eólica no causen las fluctuaciones que excedan los límites de tensión a la entrada del inversor. Para la administración de energía reactiva, debe ser ajustada adecuadamente la salida del inversor [Slabbert, Seeling - Hochmuth -97].

La mayoría de los pequeños aerogeneradores requieren muy poco mantenimiento preventivo, sin embargo las inspecciones periódicas son recomendadas.

2.2.4 Aerogeneradores en sistemas Híbridos

Sistemas con un solo aerogenerador tienden a producir energía muy variable y, por tanto, un suministro poco fiable debido a las velocidades irregulares del viento. Si la turbina eólica se combina con otras fuentes de energía en un sistema híbrido, la producción de energía puede ser más regular y mejora el rendimiento y costo del sistema. En algunas regiones las velocidades del viento y los niveles de radiación se complementan entre sí.

2.3 Microturbina

2.3.1 Hidro Electricidad

La energía hidroeléctrica se refiere generalmente a la generación de potencia en el eje a partir del agua que cae. La potencia es entonces utilizada para fines mecánicos directos o, más frecuentemente, para la generación de electricidad.

Sistemas de energía Micro-hidráulicos son ampliamente utilizados para una serie de aplicaciones tales como la irrigación de cultivos.

Instalaciones micro - hidroeléctricas pueden durar más de 50 años si se mantienen adecuadamente. Las dificultades, sobre todo con sistemas de gran porte constituyen impactos ambientales, sedimentación de embalses, la corrosión de las turbinas en ciertas condiciones del agua, y los costos de capital relativamente alto.

La instalación puede requerir diferentes obras civiles y en función de la ubicación pueden ser más costosos que los de otras tecnologías, pero en sitios apropiados micro –hidráulica los costos de operación pueden ser mucho más bajos. Gran parte del mantenimiento consiste en inspecciones periódicas del canal de agua y tubería forzada para mantenerlos libres de escombros [Jiménez -98] .

Una instalación de micro - hidráulica puede producir energía de forma continua generando así grandes cantidades de energía, mayor que lo proveniente de sistemas fotovoltaicos o turbinas de viento de tamaño similar, excepto en condiciones climáticas adversas como sequías o temperaturas bajo cero [Jiménez - 98].

2.3.2 Trabajo y Operación de Micro Turbinas

Diferentes tipos de turbinas están disponibles, dependiendo de la altura y la tasa de flujo disponible en el sitio.

Las turbinas, tales como la rueda Pelton, la turbina de flujo transversal o Turgo turbina tienen uno o más chorros de agua que inciden sobre la turbina, que gira en el aire. La energía cinética se extrae de la corriente de agua.

Estos tipos de turbinas son las más utilizados en los sitios de media y alta elevación (referido al salto de agua). Turbinas de reacción, tales como la Francis, Kaplan y turbinas axiales están completamente sumergidas en agua. Extraen energía cinética y energía de presión del flujo y se utilizan más en lugares más bajos en cuanto a la altura del salto de agua [Jiménez - 98]. La turbina está conectada a un generador que produce electricidad. Ambos generadores de CA y CC están disponibles. Los

equipos principales y los de control se utilizan para asegurar el control de la frecuencia en los sistemas de CA y derivar el exceso de energía para almacenamiento [Jiménez -98].

La potencia de salida de una micro - hidráulica es proporcional al producto de la densidad del fluido, el volumen de agua que cae por segundo , la aceleración debida a la gravedad y de la componente vertical de la trayectoria del agua [Jiménez -98].

2.3.3 Micro Turbina en sistemas híbridos

El funcionamiento de un sistema de microcentrales junto con una turbina eólica y una bomba de agua pueden alimentar de nuevo el depósito y aumentar la producción de la micro - hidráulica. La energía que habría sido objeto de bombeo por la turbina, puede ser utilizada de manera eficiente. Hay que recordar que no son grandes las fluctuaciones estacionales en el flujo de agua por lo que los sistemas de turbinas micro - hidroeléctricas deben usarse con fuentes de energía complementaria para atender a los meses con flujo pobre [Slabbert , Seeling - Hochmuth - 97] .

2.4 Generador Diesel

2.4.1 Electricidad Motor Generador

Los generadores trabajan con una variedad de combustibles, incluyendo diesel, gasolina, propano y biocombustibles. En comparación con instalaciones de energías renovables, los generadores tienen bajos costos de capital y producen energía bajo demanda.

Las desventajas de la operación del generador incluyen dependencia de los combustibles, los costos de transporte y almacenamiento, altos costos de mantenimiento, y la exposición a los humos y ruido.

Los generadores diesel son los generadores más comunes en un gran número de potencias pequeñas y sistemas remotos de todo el mundo. Por lo general proporcionan una salida de CA confiable, pero el combustible diesel en estos lugares, a menudo puede ser muy costoso debido a los costos adicionales de transporte involucrados [Jimenez -98] .

Los generadores diesel están disponibles en tamaños que van desde menos de 1 kW a más de un megavatio. En comparación con generadores de gasolina, los generadores diesel son más caros, tienen mayor vida útil, es más económico el

mantenimiento, y consumen menos combustible. Toda la vida útil de generadores diesel es 25,000 a 30,000 horas de servicio. Generadores diesel de gran porte deberían ser revisados con mayor frecuencia [Jimenez - 98].

La eficiencia del combustible de un generador diesel es generalmente 2.5kWh / litro - 3.5kWh / litro en el nivel de carga. La eficiencia del combustible cae sustancialmente en bajos niveles de carga. Los generadores a gasolina están disponibles en tamaños muy pequeños y son los más adecuados cuando las cargas son pequeñas [Jiménez -98] .

2.4.2 Trabajo y Operación de los Generadores Diesel

Estos generadores consisten en un motor que impulsa un generador eléctrico. A menudo funcionan a bajas cargas con eficiencias pobres, que pueden conducir a un aumento de los requisitos de mantenimiento del motor. Así, una de las principales características del motor del generador es el consumo de combustible que puede variar de generador a generador. La Figura 7 muestra la curva de consumo específico de combustible para generadores diesel refrigerados por agua comúnmente disponibles:

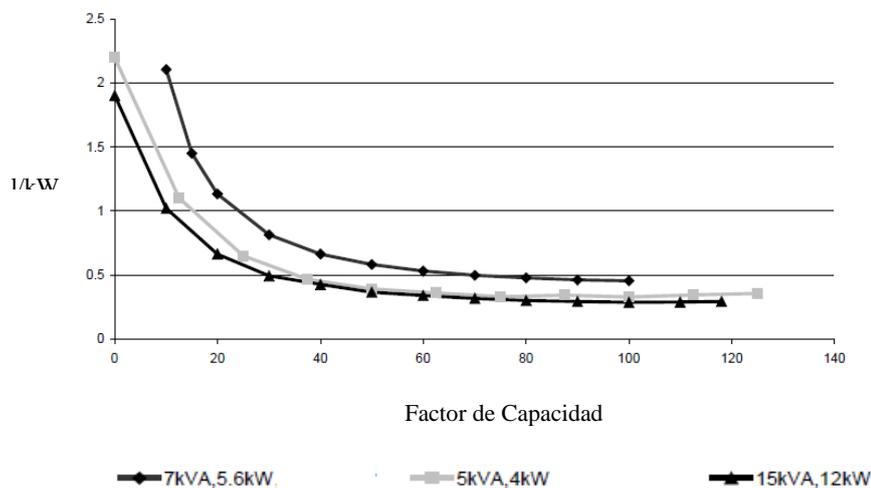


Figura 7: El uso de combustible diesel en función del factor de capacidad para un generador de 15 kVA [Rammer y Dyamonsd 1991], uno de 7 kVA [Jennings-96] y otro de 5 kVA [Morris-88]

2.4.3 Encendido y Parada de los Generadores Diesel

El generador diesel también tendrá que ser utilizado durante los meses intensivos de energías renovables, ya que no debe ser apagado durante largos períodos de tiempo, a modo de ejemplo, no debe estar apagado más de 3 meses seguidos. Más arranques parecen significarían más mantenimiento a pesar de que está siendo objeto de debate. En un diesel que inicia una o dos veces al día se menciona como regla de oro, otros trabajos de investigación afirman que hasta una cantidad de 8 arranques del diesel por día están bien [Seeling - Hochmuth - 96]. También se dijo que el diesel se debe arrancar con cargas elevadas, pero con tiempo suficiente para que el inversor no quede sobrecargado. El generador diesel se debe dejar calentar durante 20-30 segundos, a menos que la carga aumenta dramáticamente.

El diesel se enfría dentro de una hora. Mantener cálido el diesel para arranques futuros es caro, incluso aunque permite un inicio rápido del diesel con un desgaste mínimo. Esto puede ser una buena práctica para múltiples sistemas diesel en el que un generador diesel siempre está encendido. Si la temperatura exterior es muy fría, puede ser importante arrancar el diesel cada pocas horas. Según se expresa en [Seeling Hochmuth -96] que el desgaste no es el principal problema relativo al arranque del diesel, pero si la probabilidad de un fallo para iniciar. -

2.4.4 Mantenimiento

Las experiencias compartidas en [Seeling - Hochmuth -96] fueron que el número de intervalos de mantenimiento por año depende del nivel de confianza del cliente. Algunos sistemas automatizados tendrán 2-4 intervalos de mantenimiento por año y un intervalo de mantenimiento no sería suficiente. Un ejemplo mencionado sobre el generador diesel Lister, necesita un servicio de mantenimiento estándar cada 500 horas y cada 15.000 horas una revisión exhaustiva. El mantenimiento diesel también depende de cuán grande es el cárter de acumulación de aceite. Un cambio de aceite es necesario cada 250 horas de tiempo de funcionamiento. Por lo tanto para reducir la frecuencia de mantenimiento, se recomendaron más corto tiempo de ejecución y más cambios de aceite.

2.4.5 Generador Diesel en sistema híbrido

La integración de las energías renovables y la proveniente del diesel en un sistema no es nada sencilla, sobre todo donde se espera que las fuentes de energía renovables puedan tener una gran contribución. Dependiendo de la estrategia de control específico, los problemas pueden incluir:

- Un inaceptable alto número de ciclos de arranque-parada del generador si se opera como equipo de respaldo. Esto se debe a la variabilidad de las fuentes de energía renovables y el consumo de carga.
- Un prolongado bajo funcionamiento del generador de diesel, lo que conducirá a un mayor desgaste y mantenimiento junto con una reducción en la vida útil. Este es el caso si el generador diesel es de tamaño en exceso y/o las fuentes renovables y baterías están diseñadas a manera de respaldo y no son suficientes para cubrir la carga sobre algunos períodos de tiempo.
- Un aumento en el consumo específico de combustible diesel en condiciones de carga baja que dan como resultados los dos últimos puntos.

Por lo tanto, los criterios que se deben establecer de manera que el diesel trabaje favorablemente son:

- criterios de encendido: Los generadores diesel arrancan por una de dos razones. En primer lugar si las fuentes de energía renovable y las baterías no puede satisfacer la carga, y en segundo lugar, si el estado de carga de la batería ha caído por debajo de un valor especificado.
- criterios de parada: Generalmente los diesel se podrán apagar si hay suficiente energía disponible de las fuentes renovables y de la batería para alimentar la carga, o si la batería ha alcanzado un estado respetable de carga.

CAPÍTULO 3. DISPOSITIVOS QUE COMPLEMENTAN LOS SISTEMAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

3.1 Almacenadores de Energía

3.1.1 *Electricidad de las baterías*

Las baterías son dispositivos electroquímicos que almacenan energía en forma química. Se utilizan para almacenar el exceso de energía para su uso posterior. La mayoría de las baterías utilizadas en los sistemas híbridos son del tipo plomo-ácido de ciclo profundo.

Hay otros diferentes tipos apropiados (níquel-cadmio, níquel-hierro, el hierro al aire y sodio-azufre), pero estos son generalmente demasiado caros o poco fiables para la aplicación práctica ya que la mayoría de ellos están todavía en la fase experimental. La batería de plomo-ácido es ampliamente utilizada y su principal limitación es que debe ser operada dentro de límites estrictos, ya que es susceptible de daño en ciertas condiciones - tales como la sobrecarga, carga baja y permanecer por largos períodos en un estado de baja carga [Jiménez-98], [Slabbert, Seeling-Hochmuth-97].

Los costos de la batería pueden formar la menor parte de los gastos iniciales del sistema pero, en condiciones adversas, el mantenimiento y el reemplazo de las mismas puede convertirse en una parte importante de los costos del ciclo de vida del sistema y puede llegar a influir de manera importante en el largo plazo. Si las condiciones de funcionamiento son favorables, estos almacenadores pueden durar hasta 15 años en una aplicación autónoma. Las baterías individuales utilizadas en energía renovable y sistemas híbridos están disponibles en capacidades que van desde 50 amperios en 12 voltios a miles de amperios en dos voltios (Es decir, desde 0,5 kWh a varios kWh).-

3.1.2 *Trabajo y Operación de las baterías*

Los almacenadores de energía consisten en una o más celdas de 2V conectadas en serie. Generalmente la tensión nominal de la batería suele ser de 12V o 24V.

Durante la descarga, se da una reacción química entre las placas y el electrolito que produce electricidad. Esta reacción química se invierte cuando la batería se está en cargando.

El espesor de las placas de la batería determina la máxima profundidad de descarga más allá de la cual la misma sufre daños. Los acumuladores de ciclo superficial, tales como los utilizados en automóviles, tienen placas delgadas y son diseñados para producir grandes corrientes para cortos períodos de tiempo. Estas no deben ser descargadas por debajo del 10% - 20 % de profundidad de descarga ya que las se estarían arruinando fácilmente.

Este tipo de almacenadores generalmente no son adecuados para sistemas híbridos y renovables, pero a menudo se utilizan en pequeños sistemas para el hogar en los países en desarrollo debido a la falta de alternativas. Las baterías de ciclo profundo a menudo pueden ser descargadas hasta el 70% -80 %. Sin embargo, estos tipos de elementos no se puede cargar y descargar rápidamente [Jiménez -98] .

Para el caso de almacenadores de ciclo superficial se puede llevar a un nivel de descarga del 20%, pero sucede que la cantidad de ciclos de carga descarga se reducen. Se puede apreciar en la figura siguiente.

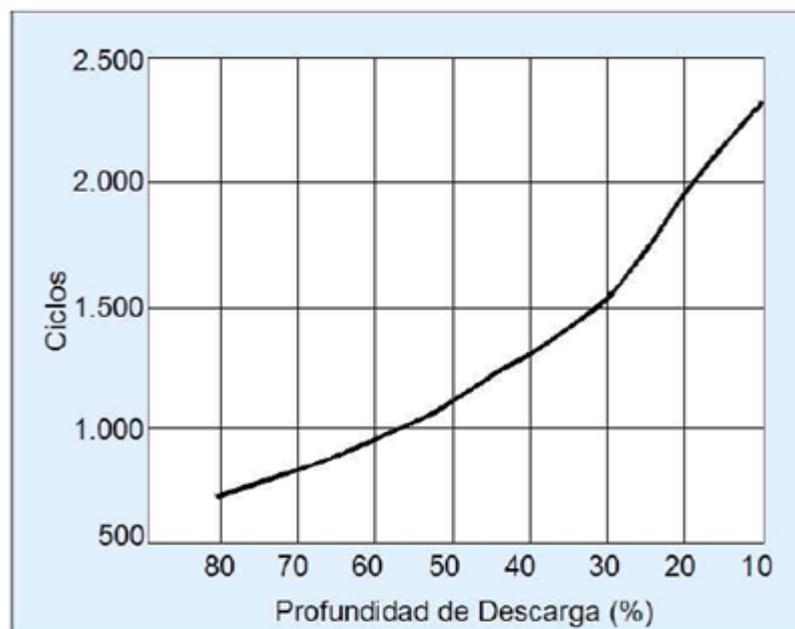


Figura 8: Ejemplo ciclos de carga y descarga vs profundidad de descarga [material ofrecido por el Prof. Buitrago en la Maestría de Energía para el Desarrollo Sostenible de FCEIA-UNR]

La duración de la batería se mide en términos de energía obtenida de la misma y de la vida de flotación. Una batería está muerta cuando toda la energía disponible se ha sacado o cuando la capacidad media de la batería ha sido reducida a 80 % de su valor original.

Los principales factores que afectan la vida de la batería son la corrosión de la rejilla, el pandeo de placas, sulfatación, y la estratificación de los electrolitos. Estos

factores están causando la pérdida de material activo y corto circuitos internos. Si el material menos activo está disponible, la relación de los componentes de la reacción se está convirtiendo poco óptima, lo que resulta en una caída de la capacidad y la eficiencia de carga se reduce. El cortocircuito interno conduce a la descarga profunda nociva de la celda en cuestión y, por lo tanto, arruina todo el equipo [Piller -97] .

3.1.3 Instalación de Baterías

Los puntos de ajuste de tensión que se pueden establecer para los niveles de batería, tales como: el estado de carga al mínimo, máximo estado de carga, intervalo de carga de refuerzo, etc, y éstos se pueden aplicar a través de un regulador de carga de la batería que se detalla más adelante.

Las baterías deben ser instaladas en un área cerrada con ventilación y pueden ser conectadas en serie para aumentar la tensión de baterías y en paralelo para aumentar la capacidad. Además, los acumuladores que forman parte de un banco deben ser de la misma marca, modelo y fecha de fabricación.

3.1.4 Las baterías en sistemas Híbridos

La reducción de ciclos de carga y descarga conduce a una mayor vida útil y más tiempo (y fuentes) disponibles para la recarga y aumentar la carga.

Los acumuladores de energía son costosos y a menudo pueden ser de un tamaño más pequeño en un sistema híbrido que en un sistema de fuente única.

La optimización del tiempo de vida de una batería presenta ventajas cuando se trata de un sistema híbrido con respecto a una aplicación de una sola fuente

Esto se puede atribuir al hecho de que hay menudo un control más sofisticado en un sistema híbrido debido a la interacción de muchos componentes. Esto requiere una mejor regulación de los componentes y dará lugar a un mejor tratamiento de la batería. Además, se encuentran más fuentes de energía como resultado de que la batería no se utiliza al mayor grado como en los sistemas de fuente única. Reducir ciclos conlleva a una mayor vida útil y mayor tiempo (y fuentes) disponibles para la carga y recarga de refuerzo [Slabbert, Seeling-Hochmuth].

3.2 Cargas

Las cargas más comunes son los equipos de 12 V o 24 V CC o 220 / 230V o 380V CA electrodomésticos. Los dispositivos de CC pueden ser un poco más caros que los aparatos de CA similares. Una alimentación de CC para cargas de CA necesita inversores con el alcance y la eficiencia de potencia correspondiente a los factores de carga esperadas. Pero la mayor parte de los aparatos estarán disponibles sólo en versiones de CA.

Del mismo modo el suministro de CA a las cargas de CC hará uso de rectificadores que tienen que ser del tamaño adecuado con la potencia requerida y respetando cierto rango de eficiencia.

La energía sobrante se utiliza para la calefacción (por ejemplo, de agua). Pueden ser necesarias cargas adicionales si el sistema contiene turbinas eólicas o generadores de micro turbinas hidráulicas. Una carga para aprovechar esa energía en exceso consiste esencialmente en una o varias resistencias grandes que disipan la electricidad mediante la conversión a fuentes de calor. Cargas adicionales (que actúan como descarga) se utilizan a veces para controlar la frecuencia de la salida de CA de un sistema [Jiménez-98].

3.3 Dispositivos de conversión de energía

Los convertidores de potencia se utilizan para convertir la corriente continua, por ejemplo, a partir de paneles fotovoltaicos, baterías y pequeños cargadores de batería alimentados por turbinas eólicas, a la corriente alterna, que es lo requerido por la mayoría de los aparatos eléctricos, y viceversa.

Los generadores producen típicamente alimentación de CA que se puede convertir en energía de CC con la ayuda de un rectificador con el fin de ser utilizado para cargar las baterías. La conversión de energía más común son dispositivos electrónicos e incluyen inversores (CC a CA), rectificadores (CA a CC) y convertidores bidireccionales.

3.3.1 Inversores

Cuando se utilizan aparatos de CA, se requiere un inversor entre ellos y la batería o el subsistema de alimentación de CC. El inversor es normalmente sólo monofásico para pequeñas potencias. Los inversores trifásicos son más costosos que los inversores de una fase. Una consideración al seleccionar un inversor trifásico es su

capacidad para alimentar cargas desequilibradas. En un sistema de bus de CC / CA con renovables y baterías de reserva se podría seleccionar un pequeño inversor de bajo costo para operar las luces de la casa. Los aparatos más grandes son operados únicamente por un generador en algunos sistemas. En el caso de que las fuentes de energía renovables estén dimensionadas para abastecer un gran porcentaje de energía necesaria, posiblemente integradas con un generador que puede ser utilizado como fuente de respaldo, el inversor podría tener que manejar cargas más altas, incluyendo los picos de carga, por lo que se necesita un inversor más potente y sofisticado.

3.3.2 Convertidores rotativos

Una alternativa a los inversores es el convertidor rotatorio que consiste en un alternador de CA y generador en el bus CC, y ambos están conectados a través de un eje. El convertidor rotativo no es tan ampliamente utilizado y es el más adecuado para instalaciones más grandes. Los convertidores rotativos son menos eficientes que los de convertidores de estado sólido, pero ofrecen menores costos y una mayor fiabilidad.

3.3.3 Rectificadores

La rectificación por lo general toma la forma de carga de la batería de una fuente de alimentación de CA. Los rectificadores son dispositivos relativamente simples y baratos. A veces los rectificadores están englobados en un cargador de batería más complejo capaz de realizar tareas como detección de carga y control de velocidad de carga para permitir la agitación del ácido y prevenir la estratificación y la placa de sulfatación en alto estado de carga (EDC). Algunos inversores ya tienen incluidos cargadores de baterías o pueden tener uno agregado como una opción.

Las características de eficiencia de los cargadores tienden a bajar ligeramente debido a las pérdidas del transformador si la corriente de carga es alta. Una cuestión importante con los cargadores es su capacidad de factor de potencia, que son por lo general bastante pobres. El manejo esporádico de potencia no es deseable desde un punto de vista de la oferta como generadores, ya que tienen que producir energía en ráfagas cortas mientras que ellos prefieren tener una salida más

constante. Los factores de potencia tienden a mejorar a medida que la salida aumenta aunque la eficiencia tiende a caer un poco.

3.3.4 MPPT

Los seguidores del punto de máxima potencia suelen ser usualmente convertidores CC-CC de alta frecuencia para forzar la salida de generadores fotovoltaicos a su máxima potencia instantánea. Pueden mejorar la eficiencia energética del sistema. Ellos pueden ser acoplados a los reguladores de las baterías, directamente a las bombas de agua de CC o para bombas de agua de CA a través de un inversor.

Los mejores resultados se logran acoplando con bombas de CC donde potencialmente se producen desajustes más grandes en las operaciones [Jimenez 98].

La eficiencia de conversión de energía es alta en un rango operativo estrecho. Si los requisitos de la tensión de salida varían significativamente, entonces las pérdidas debido a la ineficiencia de conversión se deben revisar en relación al cambio en la matriz de alimentación para ver el efecto neto.

En general, en un sistema híbrido si se instala un MPPT, los desajustes de tensión son bajos y las pérdidas debidas a la conversión se mantienen al mínimo. Sin embargo, la inclusión de MPPT depende de la instalación y puede mejorar la operación a pesar de que los costos se incrementan a través de la compra de MPPT.

3.4 Controladores

3.4.1 Reguladores

Los reguladores de la batería se utilizan para controlar el funcionamiento de las mismas, usadas en un sistema fuera de la red / híbrido y de este modo protegerlos de condiciones desfavorables. Las principales funciones son de regulación del tope de carga, evitar la sobrecarga y desconexión de la carga para evitar la descarga excesiva. Además se puede indicar el estado del sistema y también puede dar un refuerzo a la carga de vez en cuando para evitar la estratificación de la batería.

Los reguladores miden los niveles de tensión como una aproximación al estado de la carga, pero esto puede variar con las corrientes de carga y descarga, la temperatura y la historia previa de la batería. Por esta razón, los reguladores más sofisticados pueden utilizar la compensación de temperatura y contador de amper hora para determinar estado de carga con mayor precisión. Los Set- points son seleccionados para situaciones tales como:

- Tensión en la que las cargas se desconectan debido a que la batería alcanza una profundidad máxima de descarga
- Tensión a la que se vuelven a conectar las cargas
- Tensión a la cual la carga de la batería debe cesar para evitar la gasificación
- Tensión a la que la carga debe recomenzar
- Tensión a la que la tasa de carga debe disminuir

3.4.2 Integración de Controladores

En muchos casos, los controladores están integrados en el inversor. Cada uno de los generadores renovables pueden tener su propio controlador cuyos valores son determinados por la tensión de baterías con que se regula la carga y la descarga del banco de baterías, asegurando que el generador se pone en marcha si el nivel de carga de la batería está por debajo de los parámetros especificados. Algunos inversores más grandes, de hasta 30 kW, han sido diseñados con sistemas de control integrados, pero por encima de ese rango, se utilizan los controladores de supervisión. Estos controladores generalmente consumen una cierta cantidad de energía que debe ser tomada en cuenta a la hora del diseño de un sistema.

Los controladores de supervisión se basan generalmente en PLC, (controladores lógicos programables). Estos dispositivos toman las entradas de cualquiera de los componentes de los controladores y, utilizando una lógica programada, deciden qué dispositivos deben estar en funcionamiento. El controlador de supervisión envía las señales apropiadas a otros dispositivos, relés o controladores. Los controladores de supervisión son los más complejos y caros, pero también permiten que el sistema tenga un manejo mucho más detallado y una optimización respecto los controladores integrados estándar.

Algunas de las funciones del controlador de supervisión puede incluir el monitoreo y registro de datos, el encendido y apagado de los componentes a fin de no requerir la intervención del usuario.-

CAPÍTULO 4. MODELIZACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA HÍBRIDO

4.1 Introducción

El modelado de costos del sistema híbrido junto con el modelado de la performance del sistema, serán resumidas en este Capítulo, a modo de dar una primera aproximación del modelo general del sistema híbrido. El objetivo de esta tesis consiste en derivar en una solución para el problema de diseño del sistema híbrido. La solución es óptima sólo con respecto a la precisión del modelo a ser empleado. El modelo representa el sistema real matemáticamente para que, en lugar del sistema físico, el modelo pueda ser manipulado. Todos los modelos son abstracciones, sin embargo, la solución óptima con respecto al modelo, puede no ser la solución óptima para el problema del mundo real. Si el modelo está bien formulado, es razonable esperar que la solución resultante sea una buena aproximación al problema real. Por lo tanto se ha puesto énfasis en la formulación del Modelo del sistema híbrido tratando de darle la mayor precisión posible, tratando de asegurar que el modelo sea el adecuado para el proceso de búsqueda de soluciones.

El hallazgo de una solución para el modelo típicamente emplea un algoritmo.

El algoritmo de optimización se programa en una computadora, la cual a continuación, realizará los cálculos en un proceso iterativo.

La optimización del conjunto de variables de decisión describe el curso de acción que el controlador / actuador debe seleccionar para lograr el objetivo definido.

El modelo cuantitativo utilizado para describir el sistema híbrido contiene los siguientes elementos:

Función Objetivo: La función objetivo mide la conveniencia de las decisiones de acuerdo a las consecuencias. En este enfoque, la función objetivo describe el valor presente neto del costo de un diseño de un sistema híbrido en términos de: a) costos iniciales de equipos, y b) el combustible y otros costos de funcionamiento descontados durante el período de planificación de proyectos de acuerdo con los cálculos de costo / beneficio.

Modelo: Sobre la base de los valores de las variables de decisión el modelo del sistema híbrido calcula los siguientes valores:

- *El dimensionamiento de los componentes al principio de cada iteración y en cada instante de tiempo los valores de*
- *Salidas de componentes*
- *Pérdidas de transformación*
- *Entradas y salidas del bus de CC y CA*
- *Suministro a las cargas.*

El rendimiento del sistema híbrido resultante durante el período de tiempo de simulación de un año se extrapola a la vida del proyecto. Entonces la cantidad de carga, así como la compra de combustible requerido, el mantenimiento, los reemplazos de componentes y el reacondicionamiento se pueden determinar durante la vida del proyecto.

Variables de decisión:

Las variables de decisión son las incógnitas que van a ser determinantes para la resolución de las ecuaciones del modelo. Una decisión específica se hace cuando las variables de decisión adquieren valores específicos. Las variables de decisión se refieren a tamaños de componentes, números de componentes y configuración y funcionamiento de la instalación, decisiones como la cantidad de carga de la batería o corriente de descarga (X_{bat}), la potencia de salida de diesel (X_{diesel}), posición de los interruptores (X_{SI}) y las decisiones de ruteo (X_{RI}). Las variables de decisión en el modelo están etiquetadas con una "x" y un sufijo apropiado. Las decisiones operativas antes mencionadas son dependientes del tiempo, lo que puede hacer una simulación por computadora muy larga. Si el intervalo de tiempo, para la simulación que está corriendo, se incrementa, entonces se amplía el número de operaciones de variables de decisión de funcionamiento.

Restricciones:

Las limitaciones que restringen la gama de las variables de decisión son resultado de la tecnología, limitaciones socio-económicas, jurídicas o físicas en el sistema. Las limitaciones están dadas por las características técnicas de la batería y la operación del diesel y por la acción de la demanda y suministro.

Se pueden incorporar en el modelo y en la función objetivo en forma de una descripción de beneficio (en beneficio de encontrar la demanda y otras restricciones), o en forma de una función de penalización (en caso de no cumplir con la demanda u otras restricciones).

En este problema de diseño el requisito es para modelar el sistema híbrido con un alto grado de precisión sin dejar de ser capaz de ejecutar un algoritmo de optimización sobre el modelo. Por lo tanto los algoritmos genéticos son elegidos como la herramienta de optimización. Los algoritmos genéticos tienen la ventaja de ser capaces de optimizar modelos complejos, ya que no requieren los cálculos de gradientes. Su desventaja es que se puede requerir algún tiempo para converger, dependiendo del caso específico del problema.

4.2 Costos del ciclo de vida de los sistemas híbridos

Al diseñar un sistema de suministro eléctrico híbrido (fuera de la red), el análisis comprende la comparación de alternativas mutuamente excluyentes para la elección del diseño de sistemas similares que producen un beneficio social, tecnológico y económico para la aplicación elegida.

La evaluación de los diferentes sistemas híbridos y otros fuera de la red, definen opciones para determinar qué tipo de sistema a utilizar para una aplicación dada. Esto también se puede hacer mediante la comparación de un sistema híbrido con la electrificación por ampliación de la red, un generador diesel local, una estación central de carga de baterías u otras opciones. Cualquiera sea la solución técnica elegida, se deben determinar los beneficios necesarios. Tales beneficios pueden describir la confiabilidad técnica de la alimentación eléctrica o también puede abordar mejoras socio-económicas inducidas mediante el suministro del servicio eléctrico. El modelo de optimización desarrollado está formulado de tal manera que después de las iteraciones del algoritmo de optimización, se recomienda el tipo de sistema que ofrece la mejor combinación de diseño que otorgue el menor costo y más alto beneficio.

Al tener en cuenta el costo de un proyecto, se acostumbra a utilizar el valor actual neto de análisis (VAN) [Gowan -85].

El concepto de análisis de valor actual neto es una extensión del principio del costo del ciclo de vida. En ambos casos el descuento de los costos futuros es un concepto importante.

El valor actual de un activo / valor de un pasivo C / incurrido en n años desde el presente, en el que el valor de C se intensifica por esc , se describe como:

$$VP= C \cdot R$$

Ecuación 1: Valor presente de un activo después de n años.

$$R = \frac{(1 + esc)^n}{(1 + r)^n}$$

Ecuación 2: Factor de descuento después de n años

El valor actual o presente de un costo incurrido C cada año, durante los próximos n años con una escalada real de **esc** por año, se describe como:

$$VP = C \cdot R_{anual}$$

Ecuación 3: Valor actual de los costos que cubra todos los años durante n años

$$R_{anual} = \frac{(1 + esc)}{(r - esc)} - \left[1 - \left(\frac{1 + esc}{1 + r} \right)^n \right]$$

Ecuación 4: factor de descuento para un costo incurrido cada año para n años

La tasa de descuento r representa un costo de oportunidad apropiado, con la que los costos y los beneficios futuros son descontados a su valor actual.

El costo de oportunidad de un recurso escaso se define como las pérdidas de beneficios debido al uso de los recursos para un propósito, en lugar de en su mejor alternativa posible. La base es que la mayoría de los recursos tienen varios posibles usos. El costo de oportunidad directo de una persona y día de trabajo utilizado para un proyecto de electrificación rural es lo que este obrero habría producido, por ejemplo, trabajando en las tierras agrícolas si no se hubiera salido de su profesión habitual por emplearse en el proyecto de electrificación rural.

En este análisis, la inflación no está incluida en ninguno de los flujos de caja. Por lo tanto, r es la tasa de actualización real. Generalmente es difícil de obtener el valor teóricamente correcto de r, ya que depende del grado de riesgo de los flujos de caja. El valor del 8% es la tasa que vamos a utilizar para este tipo de proyectos en nuestro contexto, y se utiliza para el caso base en esta tesis.

En el costo del ciclo de vida del equipamiento y los costos de operación son compilados y actualizados durante la supuesta de vida del proyecto. Los costos del ciclo de vida del sistema híbrido son los costos adicionales de los costos de inversión iniciales y los futuros costos de operación reducidos.

nro Componentes

$$CCV = \text{Costos Iniciales} + \sum_{i=1} \text{Costos Discontinuos de Operación}$$

Ecuación 5: Costo del Ciclo de Vida (CCV)

Vida del Proyecto

$$\text{Descuento de Costos de Operación } i = \sum_{\text{año } n} \text{Costos Operación } (n) / (1+r)^n$$

Ecuación 6: Descuentos de Costos de Operación

En el análisis del valor actual neto se consideran no sólo los flujos de caja para gastos, sino también los flujos de caja descontados de los ingresos o beneficios derivados de proporcionar electricidad durante la vida del proyecto.

nro Componentes

fuentes de ingresos

$$VAN = \text{Costos Iniciales} + \sum_{i=1} \text{Descuentos Costos de Operación} - \sum_{j=1} \text{Descuento de Ingresos } j$$

Ecuación 7: Valor Actual Neto (VAN)

Vida del Proyecto

$$\text{Descuento de Ingresos } j = \sum_{\text{año } n} \text{Ingresos } j (n) / (1+r)^n$$

Ecuación 8: Descuento de Ingresos

Hay tres grandes tipos de flujos efectivos de gastos, los costos iniciales de capital, costos que dependen del paso del tiempo y los costos que dependen del uso. Los costos iniciales para un diseño dado son bien conocidos y se producirán en el momento $t = 0$ sin descuentos.

Los costos que dependen del paso del tiempo, por ejemplo, los costos de administración mensual, se acumulan para un año descontado y luego durante la vida del proyecto. Los costos que dependen del uso requieren información del rendimiento del sistema, como se puede estimar o simular con mayor precisión. Ejemplos de los costos que dependen de uso son la revisión, la sustitución de diesel, reabastecimiento de combustible, y el reemplazo de la batería.

La Figura siguiente ilustra el flujo de caja descontado. El pico inicial representa el costo de capital, los grandes picos posteriores representan reacondicionamiento diesel y los eventos de recambio.

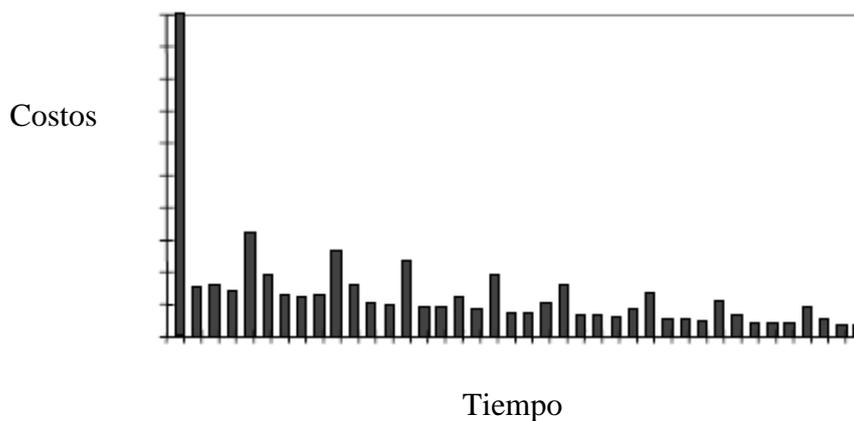


Figura 9: Flujo de Caja descontado [Marrison, Seeling-Hochmuth]

Los costos de componentes y sistemas presentados se basan en referencias de [Helios-96], [Hochmuth-96], [RAPS manual-92], [Morris-94], [Davis,Horvei-95], [Schuhmacher-93])

4.3 Costos iniciales del sistema híbrido

Los costos iniciales son los originados por la compra de equipos y la contratación de mano de obra, con el fin de instalar un sistema híbrido. Una compra de componente también podría generar ciertos costos fijos asociados para el usuario. Por ejemplo, independientemente de qué tipo de tamaño tienen los componentes que se compran siempre tendría que ser pagado cierto tipo de transporte.

Cuando se instalan equipos, ciertos costos surgen debido a la instalación, mano de obra o accesorios necesarios. Estos costos dependen del tamaño y el tipo de un componente y, a menudo se da como un porcentaje de los costos de compra de

equipos individuales o generales. Todos los costos iniciales de componentes contribuyen y se suman para dar los costos iniciales generales.

$$\text{Costos Iniciales} = (\sum \text{Costos Inic.}) + \% \text{of} (\sum \text{Costos Inic.}) + \text{Costos Fijos}$$

Ecuación 9: Componente de Costos Iniciales

$$\text{Costos Iniciales (componente } i) = f (X \text{ tamaño, tipo, } i, X \text{ n}^\circ, \text{ tipo, } i)$$

Ecuación 10: Dependencia de los costos iniciales del tipo y tamaño

En general, los costos iniciales de un sistema dependerán del tamaño, tipo y de la cantidad de componentes comprados. Por ejemplo, las turbinas eólicas de diferentes tamaños están disponibles en costos variables debido a los diferentes costos de material y mano de obra en la producción de una turbina. En efecto, turbinas de tamaño similar de diferentes fabricantes pueden tener un precio diferente debido a la utilización de diseños especiales, materiales, normas de calidad y los márgenes de beneficio.

El tamaño y el tipo de los componentes están sujetos a la optimización de los criterios de diseño del sistema. Son por lo tanto seleccionados como variables de decisión para el diseño del modelo de sistema híbrido.

Los costos iniciales de cada componente se multiplican por el número requerido de los mismos para ser instalado en el sistema en serie (n_i , serie) y en paralelo (x_i , paralelo). El número de componentes a ser instalados en serie es a menudo sencillo y determinado por sus tensiones nominales de funcionamiento.

Sin embargo, el número de componentes que se han instalado en paralelo es objeto de diseño del sistema y por lo tanto su optimización, y se marca con una "X", como es el tamaño de un tipo de componente.

Por lo tanto, en el modelado del costo inicial, el tamaño y el tipo de un componente y el número requerido de los mismos conectados en paralelo se toman como variables de decisión para la optimización del sistema híbrido.

4.3.1 Matriz de Costos Iniciales de la Energía fotovoltaica

Los paneles fotovoltaicos están disponibles en diferentes tamaños, con el tamaño que se caracteriza por su potencia en vatios pico (Wp) que es sinónimo de la máxima potencia de un panel fotovoltaico puede producir bajo condiciones de prueba estándar (STC ; 1000W / m² , AM 1,5 , 25 C y la insolación perpendicular). Los tamaños comunes son 40Wp, 80Wp y 130Wp, 180Wp y 300Wp son más raros y utilizados específicamente para los requisitos de potencia muy bajos o muy altos de FV respectivamente. Una economía de escala en los precios del panel se produce en entre 18Wp y 75Wp.

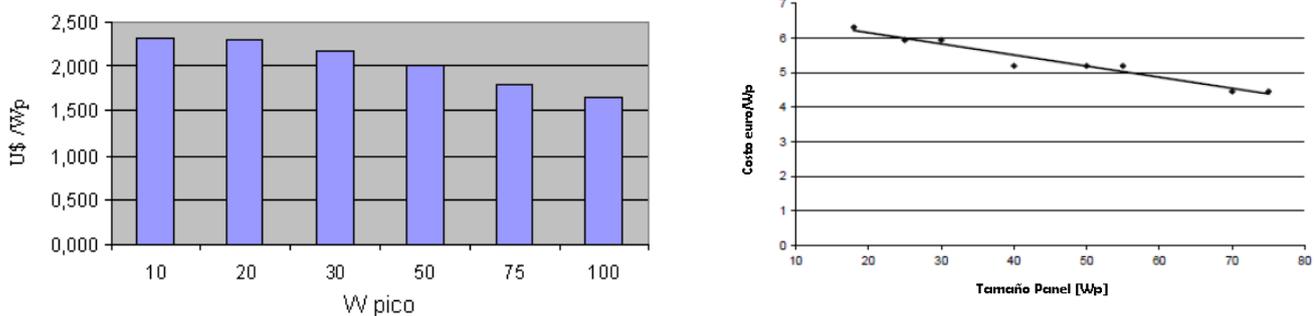


Figura 10: Costos Iniciales de Paneles FV por W pico
Izquierda: precios Argentina 2016 – derecha: [Helios-96]

La escala económica de costos de paneles FV se transforma si se utilizan diferentes combinaciones de tamaños de paneles, para una potencia requerida.

Como regla general, el diseñador del sistema “debería” utilizar los paneles cuyos tamaños sean lo más grande posible.

Ejemplo A: para una potencia de 350 W pico, si se utilizan 5 paneles de 70W pico resulta más económico que 7 paneles de 50 W pico.

Pero si vamos al ejemplo B: para un requerimiento de 6 kW pico con 48 V de Tensión Nominal y 12 V de tensión de panel, se podrían colocar 120 paneles de 50 W pico (31164 euros), o bien utilizar 88 paneles de 70 W pico (31995 euros). Se observa que en este caso la situación empeora con paneles más grandes. Por lo tanto, el diseño a menudo implica considerar las compensaciones de los diferentes costos.

En las gráficas siguientes se puede observar que el requerimiento de $P > 2,6$ kWp, para paneles de 12V, resulta más económico colocar paneles pequeños (menores de 100 o 75 Wp).

Para el caso de trabajar con paneles de 24V, es a la inversa del caso anterior para $P > 1,3$ kWp

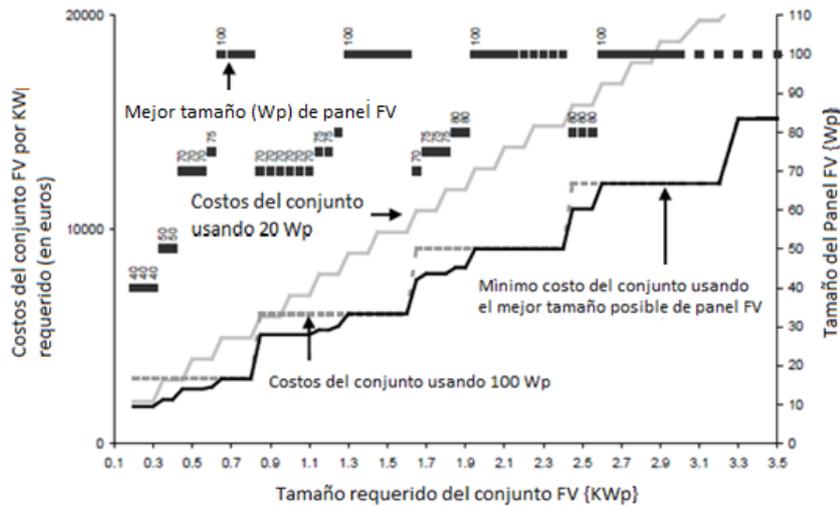


Figura 11: Mejor tamaño de paneles FV de 12v para costo más bajo [Seeling-Hochmuth]

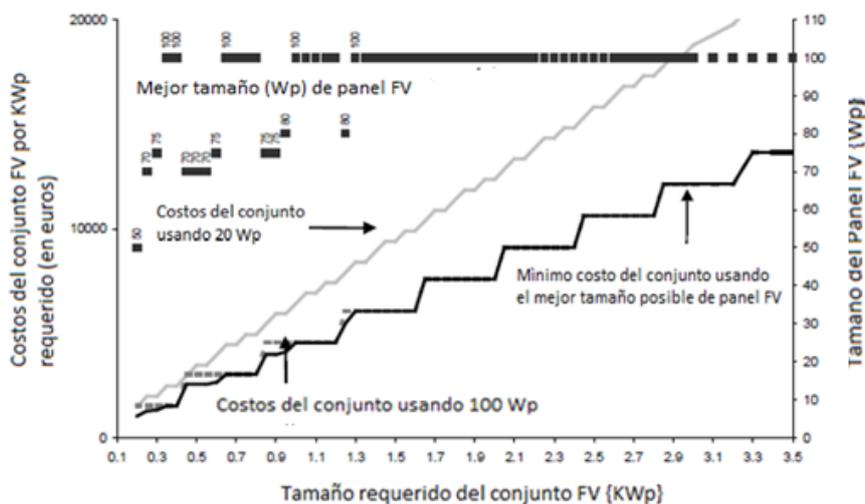


Figura 12: Mejor tamaño de paneles FV de 24v para costo más bajo [Seeling-Hochmuth]

El nº de paneles requeridos para ser instalados en serie, para obtener la tensión Nominal del Bus es: $N \text{ serie} = U_{cc} \text{ Bus} / U_{fv} \text{ panel}$.

Ejemplo: para $U_{cc} = 96v$ implica que si se utilizan paneles de 24V, corresponden $96/24 = 4$ paneles.

Lo que se necesita optimizar es la cantidad de paneles que se colocan en paralelo requeridos para obtener la salida de energía deseada.

Los valores de los costos de instalación, de balance del sistema y costos fijos pueden diferir para distintas aplicaciones de proyectos.

A modo de resumen general, se puede estimar que todos los costos de equipamiento requerido, paneles FV, baterías y partes del BDS (balance del sistema), los costos de instalación, se reparten como: 16% de costo de capital para sistemas domésticos, 30 a 35% para sistemas de cargas pequeñas, 20% para sistemas de grandes cargas y 26% para sistemas de cargas críticas.

4.3.2 Costos Iniciales de Aerogeneradores

Los costos iniciales de los aerogeneradores varían notablemente (ver figura 13). Esto se debe en gran parte a la amplia gama de turbinas eolicas diseñadas para diferentes aplicaciones y regiones, que utilizan distintos estándares de calidad, materiales y métodos de producción.

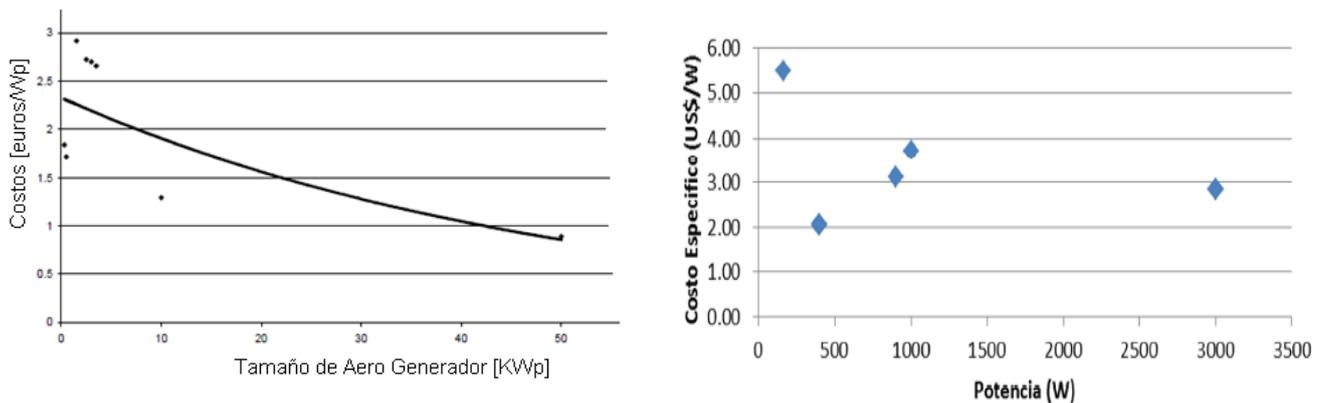


Figura 13: Costos Iniciales de Aero Generadores

Izq: en Euros por kW pico [Seeling-Hochmuth] – Der: en u\$ por Wp (CREG Colombia)

Las turbinas eolicas requieren construcciones de torres y frecuentemente existen dificultades de instalación.

Los costos de capital están conformados, en gran porcentaje, por la torre, el equipamiento de control y la instalación.

Una ventaja interesante de los aerogeneradores, comparando con los paneles solares, es que ofrecen la posibilidad de tensiones nominales de salida de CC o CA.

4.3.3 Costos Iniciales de las Baterías

Existen distintos tipos de baterías, con múltiples voltajes nominales. Lo más común en sistemas híbridos son las celdas de 2V con diferentes Ah de clasificación.

Los costos iniciales de los acumuladores de placas planas son bajos comparando con las tubulares, pero hay que tener en cuenta que las últimas tienen más ciclos de duración.

Los costos de las de plomo ácido están dados en la mayoría de los casos referidos a los Ah, que ronda los 0,60 euros.

Las baterías se conectan en serie para obtener la tensión de operación deseada, y en paralelo para generar los Ah deseados para almacenar.

La instalación se mide como un porcentaje de los costos de capital y el controlador está a menudo asignado a costos de equilibrio del sistema.

4.3.4 Costos Iniciales de Equilibrio del Sistema

Los costos de equilibrio del sistema pueden incluir costos por componentes como sistemas de control, inversores, cargadores de baterías, convertidores, etc, y pueden estar entre el 30% y 35 % de los costos generales de inversión del sistema.

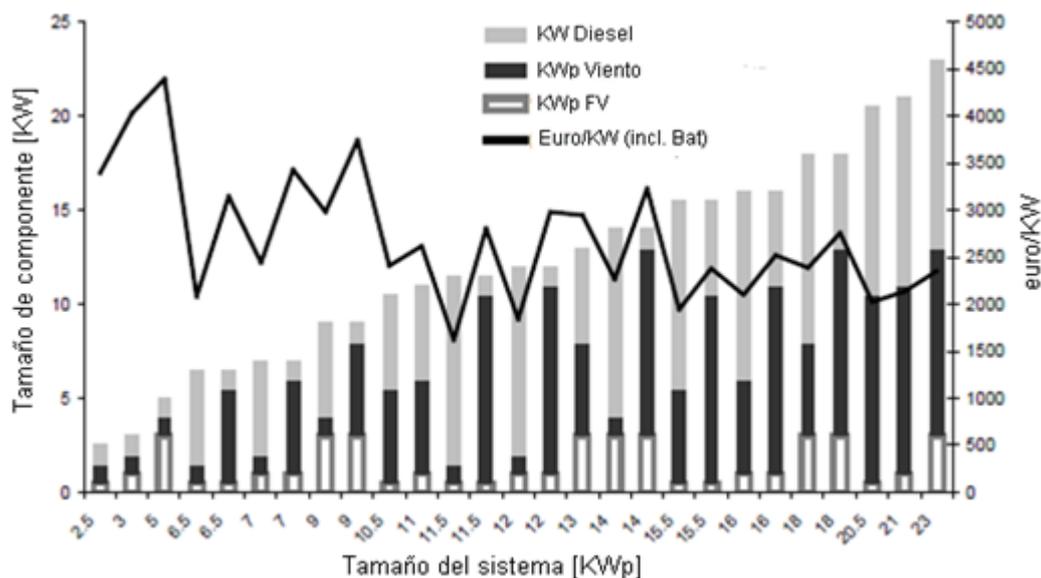


Figura 14: Costos Iniciales de un sistema Híbrido (fotovoltaico, eólico, diesel) versus el tamaño del sistema en Euros por kW pico [Seeling-Hochmuth]

4.4 Costos de Operación del Sistema Híbrido

4.4.1 Matriz de Costos iniciales de la energía fotovoltaica

Los costos de operación describen los costos incurridos después de la instalación con el fin de ejecutar el sistema durante un cierto número de años, el llamado "vida del proyecto".

La vida del proyecto es un parámetro importante para los diseñadores del sistema ya que ayuda a comparar con los costos del ciclo de vida o costos de valores actuales netos para diferentes diseños. Los costos de operación incluyen los gastos de combustible, mantenimiento, revisión y reemplazo de componentes. Debido a que los costos de operación ocurren en el futuro cercano y lejano, son sólo estimaciones, con lo cual, son más difíciles de determinar que los costos iniciales. También es difícil de estimar la componente de degradación de materiales y equipos como parte de los costos de reposición y mantenimiento.

En el modelo desarrollado el tiempo previsto para el mantenimiento, reparaciones y sustituciones se basa en el número de horas o ciclos de operaciones que un componente ha sido operativo y está influenciada por el tamaño y el funcionamiento del sistema.

Los costos de operación se pueden dividir en una serie de gastos que contribuyen principalmente como costos de mantenimiento, reabastecimiento de combustible, revisión y sustitución de componentes y la administración. En muchos proyectos, una persona de mantenimiento se emplea para cuidar de un sistema o varios sistemas. El salario mensual de esta persona o parte del mismo, serán parte de los costos de mantenimiento.

A menudo, los sistemas necesitarán algún tipo de apoyo administrativo y estos, serán incluidos en los costos de operación.

Los costos de operación de un componente o del sistema en general pueden contener los costos fijos y los que se cuentan como un porcentaje de los gastos de capital inicial.

$$\text{Costos de operación } i \text{ (año } n) = \text{no } i \text{ bienes} \cdot X_{i, \text{paralelo}} \cdot \left(\begin{array}{l} \text{Costos mantenimiento } i \text{ (año } n) + \% \text{ costos iniciales } CO_i \text{ (año } n) + \\ \text{Costos fijos } CO_i \text{ (año } n) + \text{ admin. (año } n) + \text{ costos reemplazos (año } n) \\ + \text{ Costos revisión (año } n) \end{array} \right)$$

Ecuación 11: Acciones de costos de Operación

Cada contribución de los costos de operación puede tener costos fijos como el transporte o la mano de obra. Por ejemplo, a menudo los costos de mantenimiento por año se dan como un porcentaje de la componente inicial o costos de capital del sistema (Ecuación 12).

$$\text{Costos mantenimiento } i \text{ (año } n) = \text{Costos fijos manten (año } n) + \% \text{ costos iniciales (año } n) + \text{costos comp. Hs (año } n)$$

Ecuación 12: Costos de Mantenimiento de los componentes

En algunos casos, un cierto porcentaje estimado se añade a los costos globales de funcionamiento, por ejemplo 10% puede dar cuenta de los costos del petróleo, transporte y mano de obra [Morris-94]. Los costos totales de operación ocurridos durante la vida útil del proyecto, vienen dados por la Ecuación 13.

$$\text{Costos de Operac.} = \sum_{\forall i \text{ comp.}} \text{Costos operac.}_i + \% \left(\sum_{\forall i \text{ comp.}} \text{Costos operac.}_i \right)$$

Ecuación 13: Costos Marginales de Operación agregados

4.4.2 Costos de Operación de Paneles Fotovoltaicos

Los costos de mantenimiento FV se cuentan a menudo en los pagos mensuales. Estos pagos pueden abarcar la inspección del sistema por parte de una persona de mantenimiento. Los paneles fotovoltaicos, en muchos casos, se supone que tienen una vida útil de 20 a 25 años. Así entonces, en este caso, si se elige un proyecto de vida de hasta 20 años, no hay costos incurridos por reemplazo del panel fotovoltaico. Algunos de los factores que influyen en los costos de operación reducen tiempos de vida de panel (debido al vandalismo, la corrosión, etc) y la potencia de salida reducida del panel (debido a superficies con polvo de panel, la corrosión, la sombra de árboles, etc.). Algunos de los costos de mantenimiento se puede suponer que aumentan con el tamaño del campo fotovoltaico.

4.4.3 Costos de Operación de las Turbinas Eólicas

Los costos de operación de la turbina comprenden los costos de mantenimiento y reemplazo. La vida útil de una turbina eólica es a menudo vista como más de 20 años, por lo tanto, en muchos cálculos de los costos del ciclo de vida no se tendrá en cuenta la sustitución de la turbina.

Algunas turbinas eólicas más grandes se inspeccionan cada 6 meses. Los costos de mantenimiento de aerogeneradores pueden variar dependiendo de la aplicación, tipo de mantenimiento y tamaños. Para casos de turbinas eólicas más pequeñas, se supone que es similar al rango de los costos de mantenimiento de paneles fotovoltaicos.

4.4.4 Costos de Operación del Generador Diesel

Los costos de operación del generador diesel comprenden los costos de combustible y mantenimiento, revisión y sustitución. Los costos de combustible se producen cuando se rellenan los tanques de almacenamiento. El reacondicionamiento se supone a la mitad del tiempo de la vida útil del diesel. El reemplazo se realiza después de un cierto número de horas de tiempo de trabajo de los generadores diesel. El tiempo de vida efectivo de un generador diesel se define por el tiempo hasta que un reacondicionamiento mecánico se vuelve poco rentable (es decir, cuando los costos de reacondicionamiento general superan el 60% de los costos de reemplazo). Los factores que afectarán la vida útil incluyen la calidad y la regularidad de mantenimiento, el factor de capacidad media y el número de arranques. Los costos de mantenimiento incluyen un servicio de lubricación alrededor de cada 250 horas, un cambio de aceite y una puesta a punto cada 500 horas y un servicio de descarbonizado cada 2000 horas.

Los costos de mantenimiento dependen en parte del tamaño del generador diesel. La Figura 15 representa una estimación de mantenimiento por cada 500 horas de intervalos de mantenimiento, en la que todos los demás servicios de mantenimiento han sido promediados, para diferentes tamaños de diesel.

La vida útil de un motor diesel varía entre aproximadamente 20000 horas a 40000 horas de funcionamiento. De media se pueden asumir 30.000 horas. A veces el total de horas de tiempo de ejecución se supone que aumentará con motores diesel más grandes [Davis, Horvei-95].

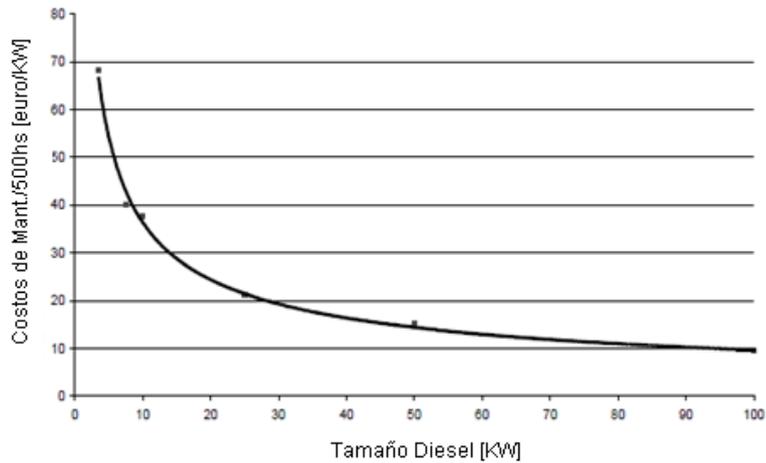


Figura 15: Costos de Mantenimiento de Generador Diesel en Euros por kW de capacidad nominal y para 500hs [Davis, Horvei-95]

4.4.5 Costos de Operación de las Baterías

Los costos de operación de las baterías comprenden los gastos de mantenimiento y sustitución. El mantenimiento incluye comprobar los niveles de electrolito de la batería, [Purcell-91]. Los costos de mantenimiento de la batería se incluyen a menudo en los costos de mantenimiento del sistema general o generadores de electricidad individuales.

La duración de la batería tiene una clasificación sobre la base de los ciclos de carga-descarga obtenidos en ensayos de un banco de pruebas de laboratorio [Purcell-91]. La mayoría de las convenciones definen al ciclo de vida como el número de ciclos que cumple una batería antes de que su capacidad se reduzca por el desgaste y el envejecimiento al 80% del valor nominal.

Una típica curva del ciclo de vida de la batería se muestra en la Figura 16 como función de la media de descarga profunda asumida durante la operación del sistema.

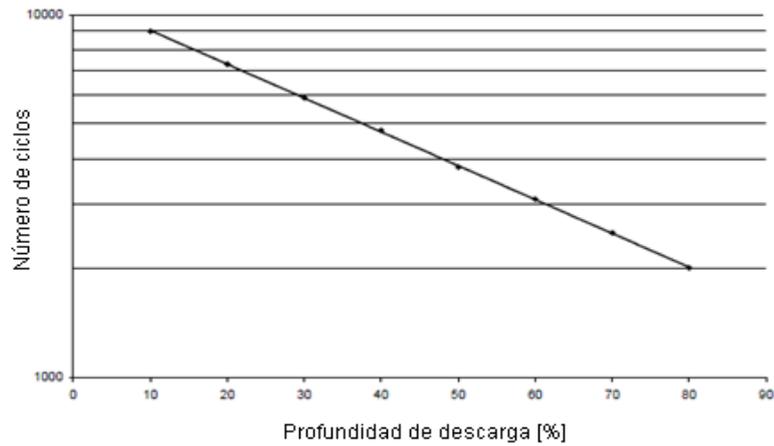


Figura 16: Diagrama del nº de ciclos completos de la batería durante su tiempo de vida vs la profundidad de descarga [Purcell-91]

Las curvas para diferentes tipos de baterías de plomo-ácido tienden a ajustarse como se muestra en la Figura 17. El ciclo de vida también depende de la temperatura (Figura 18).

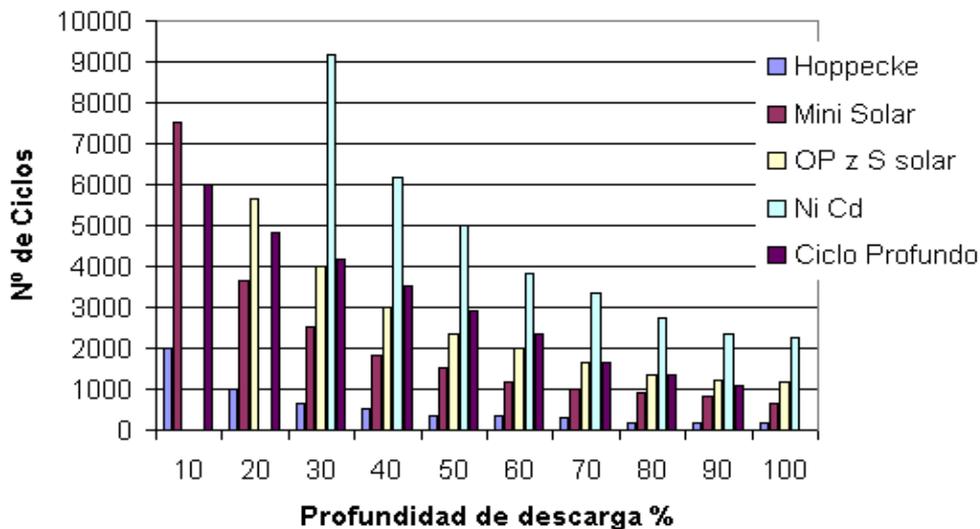


Figura 17: Nº de ciclos completos vs profundidad de descarga para diferentes tipos de baterías [Purcell-91]

La vida real de la batería puede ser más larga o más corta que las pruebas de laboratorio, debido a las condiciones de operación que no se pueden modelar con las condiciones de ensayo. En pruebas de laboratorio, la batería es generalmente operada por la totalidad de su tiempo de vida en la que está completamente cargada y luego completamente descargada. Durante las operaciones reales del sistema, las baterías en gran medida completan parcialmente los ciclos.

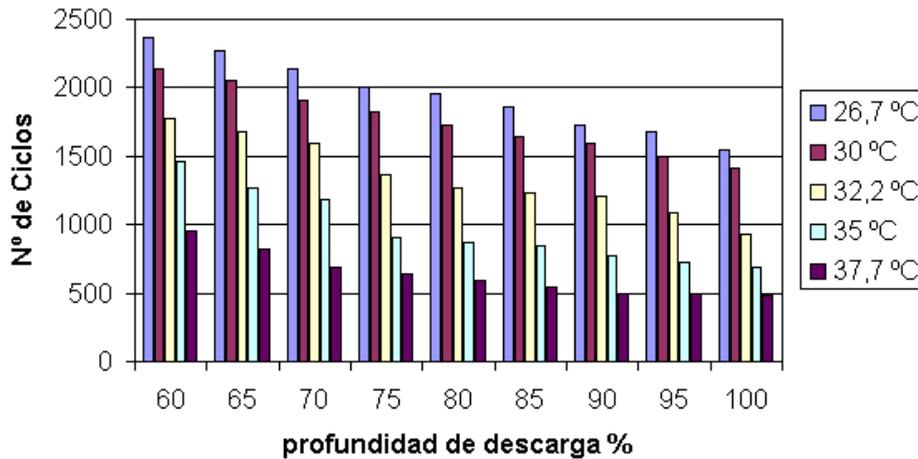


Figura 18: Efecto de la T° sobre un N° de ciclos completos de la Batería [Purcell-91]

Es difícil tener en cuenta el desgaste por temperatura en el ciclo parcial. [Purcell-91]. A continuación se describe que el incremento del desgaste puede ser modelado como:

$$\Delta W = \left(\frac{1}{L_{DAD1}} + \frac{1}{L_{DAD2}} \right) = \frac{1}{2}$$

Ecuación 14: Estimación de desgaste en ciclado parcial

Donde $L_{DAD,i}$ son los ciclos de vida esperados en un determinado período de cargas y descargas. En general, es difícil la estimación de la vida útil de la batería de acuerdo con su operación. Algunos enfoques intentan construir el número de ciclos completos de la batería mediante la adición de energía durante los ciclos parciales de las mismas.

Aquí es útil que, en promedio, la energía que se puede tomar de la batería durante su vida útil es casi constante e independiente de la profundidad de descarga entre 20% y 80%. Esto puede ser visto en la Figura 19 que muestra el número de ciclos de energía completo con respecto a la profundidad de descarga.

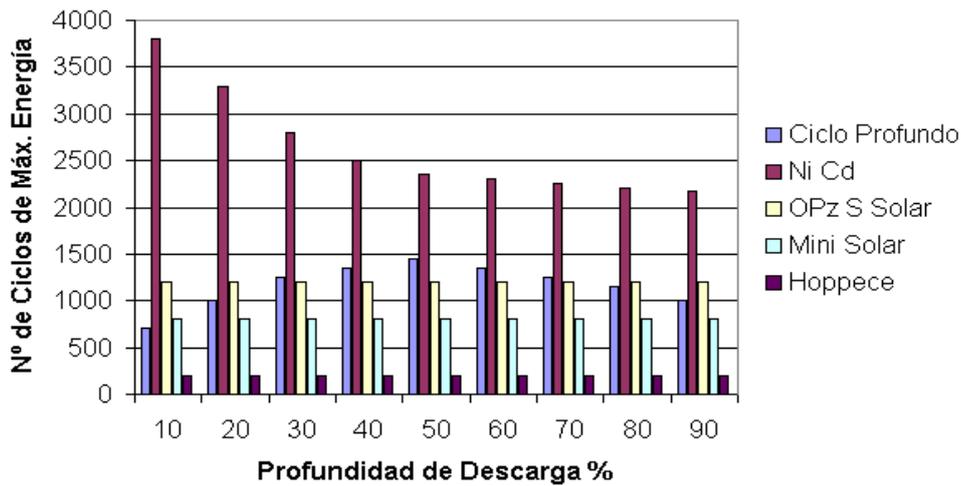


Figura 19: ciclos completos de energía vs profundidad de descarga [Purcell-91]

Por lo tanto la cantidad de Ah o Wh que se pueden almacenar, llevado a cabo durante la vida útil de la batería es lo que se obtiene multiplicando los ciclos completos promediados de la energía con la capacidad nominal de la batería en Ah o Wh (Ecuación 15).

$$\Delta h_{\text{vida de batería}} = C_{\text{NOM}} \sum_{i=20\%}^{80\%} \text{DAD}(t) \cdot \text{N}^{\circ} \text{ ciclos}(t)$$

Ecuación 15: Promedio de energía tomada de la batería durante su tiempo de vida

La ventaja es que esta expresión es casi independiente de la profundidad de descarga del sistema. Si la descarga tomada de la batería durante un año es igual o menor que la carga puesta en la batería, entonces el tiempo de vida de la misma en años, se obtiene como:

$$\text{Vida de la Batería (en años)} = \frac{\Delta h_{\text{vida de batería}}}{\sum_{\text{año}} I_{\text{descarga}}(t) \cdot t}$$

Ecuación 16: Vida de la batería en años

Para facilitar los cálculos que siguen, para la descarga y carga tomada de una batería en un año se introduce en la ecuación 17.

$$\text{Carga} = \sum_{\text{año}} I_{\text{carga}}(t) \cdot \text{carga bat}(t) \cdot t$$

$$\text{Descarga} = \sum_{\text{año}} I_{\text{descarga}}(t) \cdot t$$

Ecuación 17: Carga y descarga de la batería durante un año de operación

4.4.6 Costos de operación de estabilidad del sistema

Otros gastos operativos, como rotura y desgaste y sustitución de inversor, cargador de baterías, controladores y otras partes del equilibrio del sistema deben tenerse en cuenta también. Algunos diseñadores calculan los costos por hora de estos componentes en función de los costos de los componentes invertidos. Otros incluyen estos gastos como fijos o como los costos proporcionales o un costo general del sistema.

4.4.7 Costos globales del ciclo de vida

Los costos de operación del sistema híbrido no son lineales. Ya que dependen de las operaciones futuras, sólo pueden ser estimados de manera aproximada. Los costos de operación dependen en gran medida de tamaño de los componentes y el tipo, y la forma de operar el sistema.

A raíz del alto nivel de no linealidad de los costos de operación, se hace necesario un algoritmo de optimización; algunos ejemplos de ciclo de vida total de cálculo de costos de los sistemas híbridos utilizando hojas de cálculo son presentados en la Figura 20 y la Figura 21. De esta manera, los costos de operación tenían que ser expresados a través de ecuaciones a medida que fueron desarrolladas específicamente para ese propósito.

Haciendo un ajuste estimado confiable, en las Figura 20 y Figura 21 se muestran claramente el impacto de los costos iniciales y de No linealidad de operación, que se traducen en función objetivo de forma No lineal.

Los costos del ciclo de vida y el suministro energético estimado se calcularon para casi un centenar de diferentes combinaciones de componentes del sistema híbrido basado en tres dimensiones de diferentes generadores fotovoltaicos, y cuatro aerogeneradores de diferentes tamaños y generador diesel. El ejemplo hojas de

cálculo se hace por dos sitios, un sitio con recursos muy altos de energía renovable y por lo tanto el tiempo de ejecución diesel se estableció bajo (Figura 20), y un sitio con recursos de energía renovable medio y, por tanto, un tiempo de ejecución diesel más alto (Figura 21). El almacenamiento de las baterías fue estimado sobre la base de los tamaños de los componentes combinados.

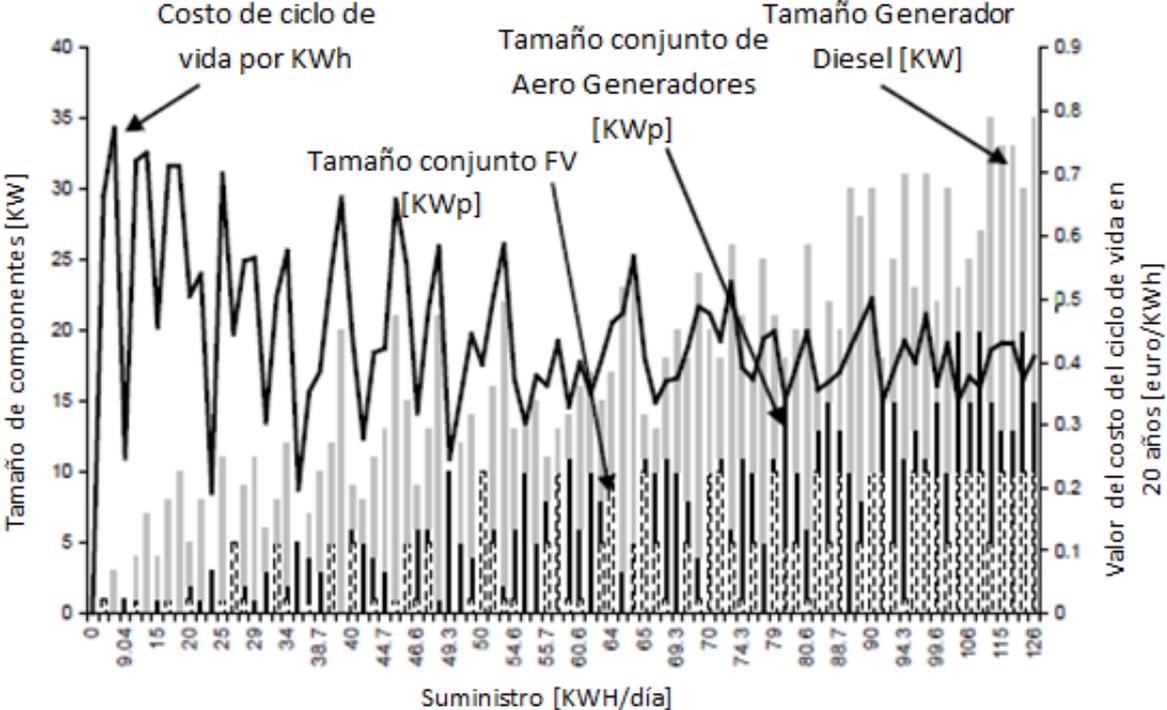


Figura 20: Costos del Ciclo de Vida de un sistema híbrido con fuente simple, con un promedio de ejecución del generador diesel de 2 hs/día y alto nivel de recursos de energía renovable (6 horas de sol por día, velocidad media del viento de 6 m / s), factor de capacidad promedio diesel es 100% [Seeling-Hochmuth]

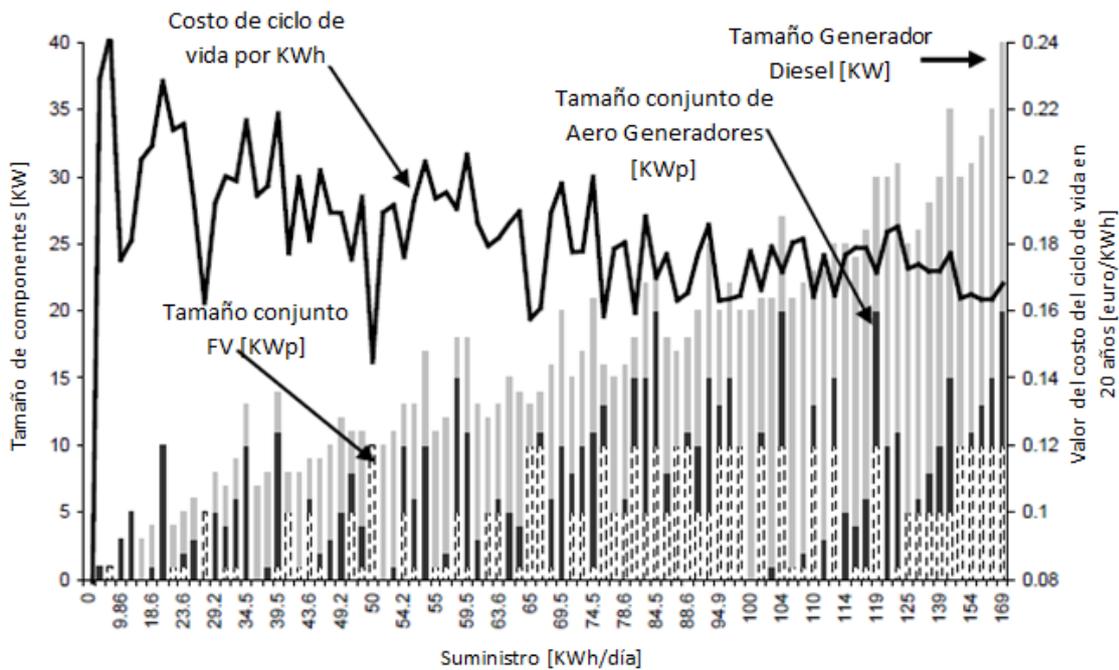


Figura 21: Costos del ciclo de vida de fuente simple y de sistemas, con un tiempo de ejecución promedio de generador diesel de 5 hs/día y los recursos energéticos renovables bajos (5 horas de sol por día, velocidad media del viento de 4 m / s), factor de capacidad promedio de diesel es de 100%. [Seeling-Hochmuth]

4.5 Cuantificación de beneficios

Un beneficio se puede definir de diferentes maneras. Puede variar desde la cuantificación puramente técnica tales como la fiabilidad del suministro eléctrico, a las descripciones de detalles socioeconómicos tales como la mejora en la educación y nivel de vida en general debido a la incorporación de electricidad.

Los beneficios de este trabajo de diseño se cuantifican como el porcentaje de la demanda cubierta por la electricidad generada a partir del sistema híbrido. Los beneficios son un instrumento importante que permite la evaluación de la compensación entre el costo más bajo frente a diseños con más alta prestación de servicio [Marrison, Seeling-Hochmuth-97].

Lo que se refiere a sobre-dimensionamiento de un sistema asegura una baja probabilidad de pérdida de potencia, pero causa un excesivo costo de capital, mientras que sub dimensionar un sistema minimiza el costo de capital, pero es causa frecuente de pérdida de potencia.

$$\text{VAN Beneficios} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de tipos Benef}} \text{Beneficios descontados}_i$$

Ecuación 18: Valor neto actual de Beneficios

$$\text{Beneficios Descontados}_i = \sum_{\text{año } n}^{\text{Vida del Proyecto}} \frac{\text{Beneficio}_i^{(n)}}{(1 + r)^n}$$

Ecuación 19: Beneficios descontados

Las Figuras 22 y 23 muestran la función de penalización para los dos ejemplos previamente dados (Figura 20 y 21). En la figura 22, el tiempo de funcionamiento medio del generador diesel por día es mucho más bajo, mientras que las fuentes de energía renovables son más altas que en la Figura 23. Por lo tanto, el mismo sistema está suministrando diferentes niveles de kWh / día en la Figura 22 y en la Figura 23. Suponiendo un requisito de diseño de la demanda diaria 40 kWh / día para ambos ejemplos, la función de penalización tiene un valor muy alto para cada sistema que no puede dar un suministro de al menos 40 kWh / día. El valor del peso de penalización se elige muy alto (Figura 22 y 23) para asegurar que sólo los sistemas con un rendimiento satisfactorio se seleccionan para los procesos de optimización.

Al agregar este valor de penalización a los costos del ciclo de vida de los diferentes sistemas que representan numerosos niveles de suministro, se puede obtener una estimación del diseño a través de la minimización combinada de la sanción y la función de costo del ciclo de vida, como se muestra en la Figura 24. El valor de penalización es muy alto para los diseños de sistema que no pueden cubrir la carga, lo que hace que estos sistemas no sean deseables. Pasando a cero tan pronto como los sistemas están cubriendo la carga, dejando de este modo los costos del ciclo de vida del sistema como la medida pura de rendimiento de diseño.

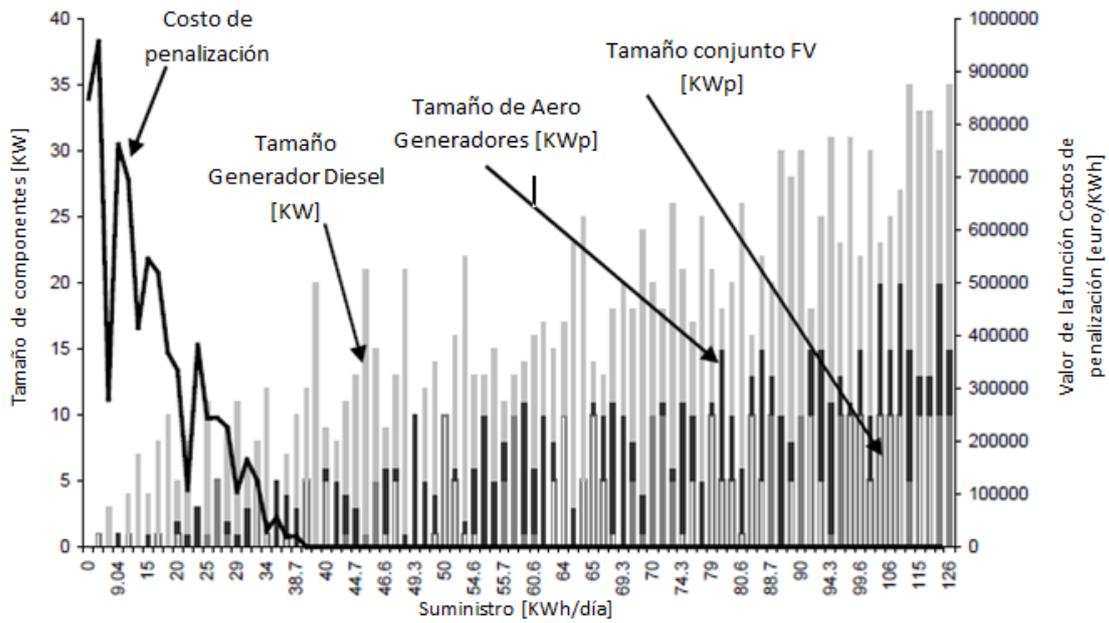


Figura 22: función de penalización para alimentación simple y sistemas híbridos, con un tiempo de ejecución promedio del generador diesel 2 h/día y altos recursos energéticos renovables (6 horas promedio de sol por día, velocidad media del viento de 6 m/s), factor de capacidad promedio del diesel de 100% y el requisito de la demanda de 40 kWh / día. [Seeling-Hochmuth]

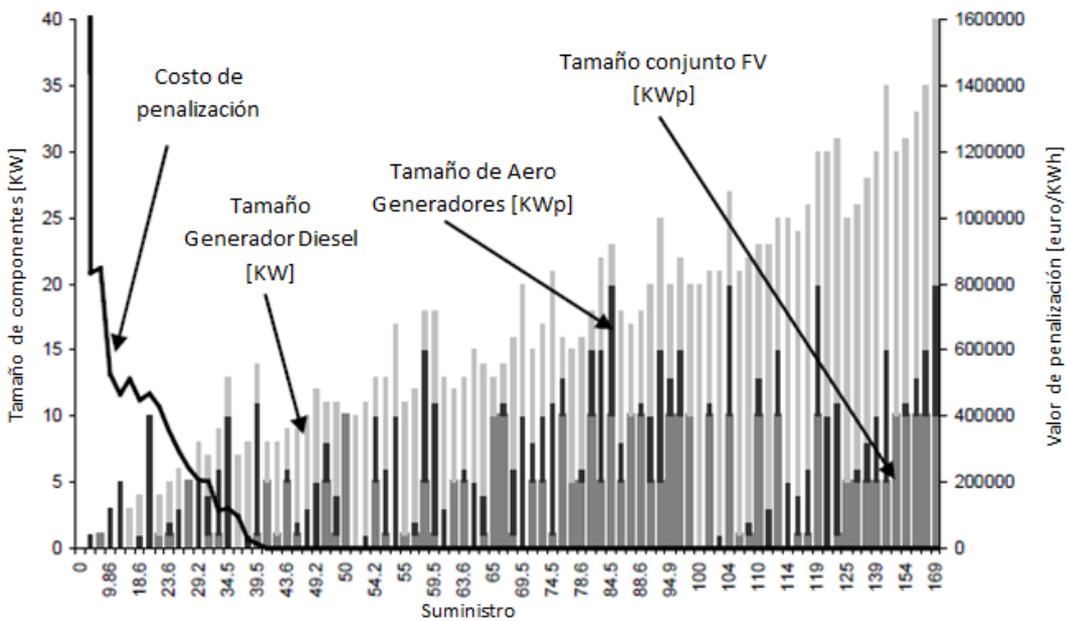


Figura 23: función de penalización para alimentación simple y sistemas híbridos, con un tiempo de ejecución promedio del generador diesel 5 h/día y bajos recursos energéticos renovables (5 horas promedio de sol por día, velocidad media del viento de 4 m/s), factor de capacidad promedio del diesel de 100% y el requisito de la demanda de 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]

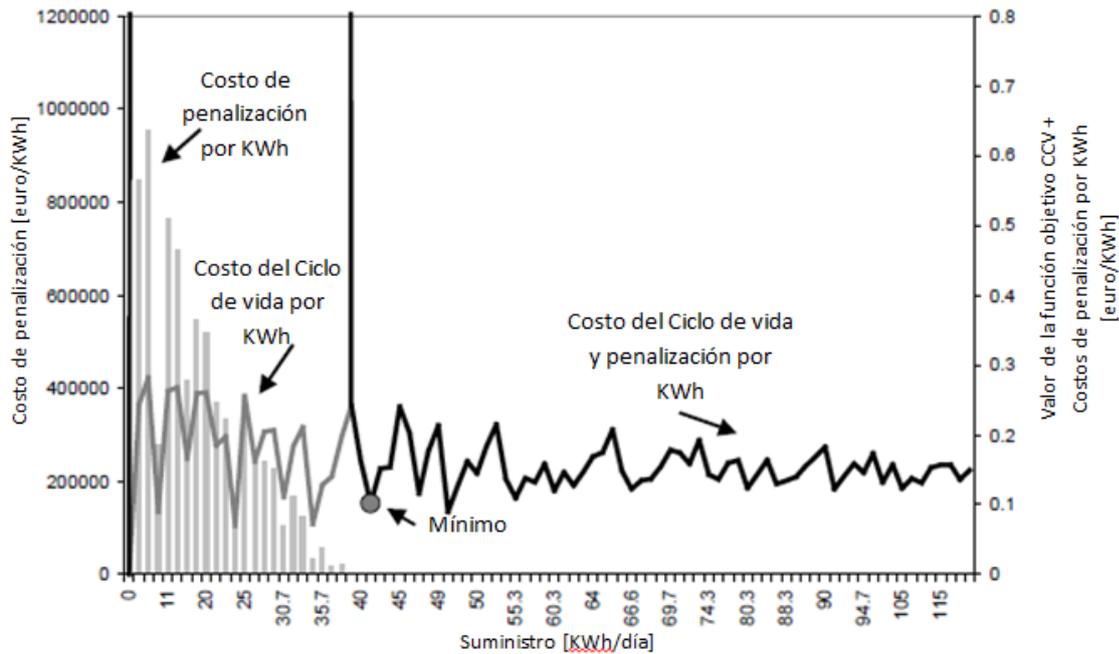


Figura 24: Escenario de la función de penalización. [Seeling-Hochmuth]

El beneficio marginal de las fuentes de alimentación disminuye a medida que aumenta la oferta, porque la oferta inicial se utiliza para los servicios más importantes (por ejemplo, la iluminación) y el suministro adicional se utiliza para servicios que también podrían ser abastecidos desde el uso de otras fuentes.

El beneficio marginal de suministro confiable puede ser aproximado por la siguiente ecuación.

$$\text{Beneficio Marginal}(t)_{\text{fiable}} = \text{Beneficio por unidad} \cdot \text{Demanda}(t) \cdot \left(\frac{\text{Suministro}}{\text{Demanda}(t)} \right)^{-W1}$$

Ecuación 20: Beneficio Marginal de la demanda confiable

La variable Beneficio por unidad se puede explicar simplemente por la fiabilidad técnica o también por el valor socioeconómico del suministro de una demanda dada. W1 es un peso entre cero y uno. El beneficio total de la oferta es la integral de la Ecuación 20.

$$\text{Beneficio}(t) = \text{Beneficio}(t)_{\text{fiable}} \cdot \left[\min \left(1, \frac{\text{Suministro}(t)}{\text{Demanda}(t)} \right) \right]^{W2}$$

Ecuación 21: Beneficio de suministro fiable

La Ecuación 21 cuantifica el beneficio derivado de una fuente confiable. Si existe la posibilidad de una pérdida de potencia debido a la demanda insatisfecha o las molestias por el uso de fuentes de respaldo, este beneficio se reduce.

$$\text{Beneficio } (t)_{\text{fiable}} = \text{Beneficio por unidad} \cdot \text{Suministro} \cdot \frac{1}{-W1} \cdot \left(\frac{\text{Suministro}(t)}{\text{Demanda}(t)} \right)^{-W1}$$

Ecuación 22: Fórmula General de Beneficio

W2 es un peso mayor que cero e indica la gravedad de una pérdida de potencia. El mínimo de la Ecuación 22 garantiza que el exceso de oferta de electricidad no se contará como un beneficio.

La pérdida de potencia puede ser molesta o catastrófica dependiendo de la aplicación. Para algunas aplicaciones como el riesgo de la fiabilidad por hora no es importante y el peso de W2 será cercano a cero. Para aplicaciones sensibles, como un hospital, cualquier pérdida de energía será grave y W2 será grande. La Figura 25 y la Figura 26 aclaran como funciona el concepto de beneficio. Las cifras muestran de nuevo los dos escenarios de la Figura 22 y la Figura 23, esta vez usando las funciones de beneficio con diferentes valores para W1 y W2. Una vez más, hay diferentes tiempos de ejecución promedio del generador diesel por día y diferentes condiciones de tiempo, pero suponiendo el mismo requisito de demanda. Se puede observar que la forma de la función de beneficios depende en gran medida de los valores de W1 y W2. El valor de la función de beneficio es más alto, dependiendo de si el sistema puede suministrar el nivel de demanda requerida.

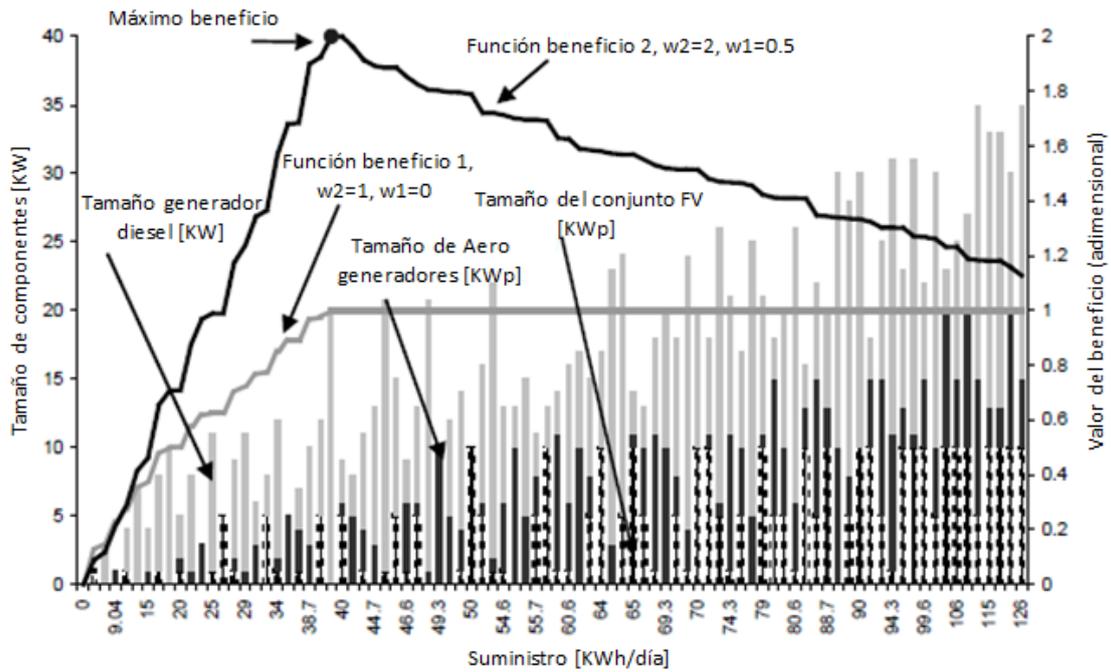


Figura 25: funciones de beneficio con diferentes valores para W_1 y W_2 , con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 2 horas/día y los recursos de energía renovables altos (6 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]

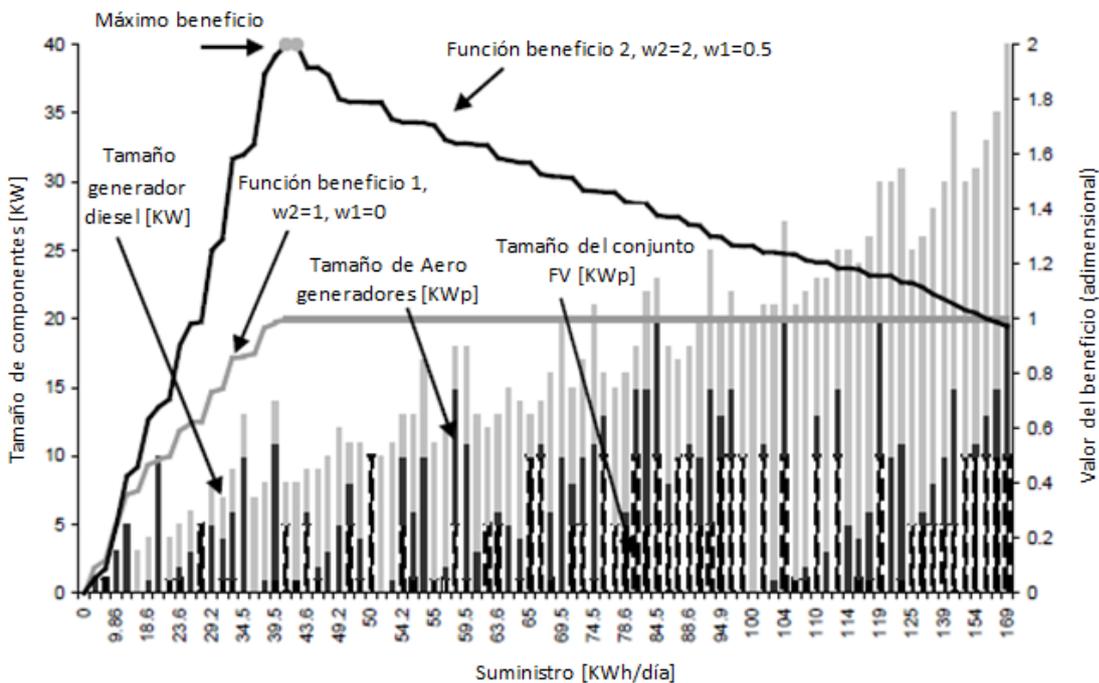


Figura 26: funciones de beneficio con diferentes valores para W_1 y W_2 , con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 5 horas/día y los recursos de energía renovables bajos (5 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]

Si se toma la relación costo / beneficio del ciclo de vida, el mínimo de esta función puede indicar un recomendable diseño del sistema. Las Figuras 27 y 28 muestran los resultados de estos diseños estimados para los ejemplos que se muestran en la Figura 25 y la Figura 26. Para dichos ejemplos, se tomaron valores de 0,5 y 2 para W1 y W2 respectivamente.

El diseño recomendado en la Figura 27 no se ajusta a la demanda requerida, mientras que si se hace en la Figura 28.

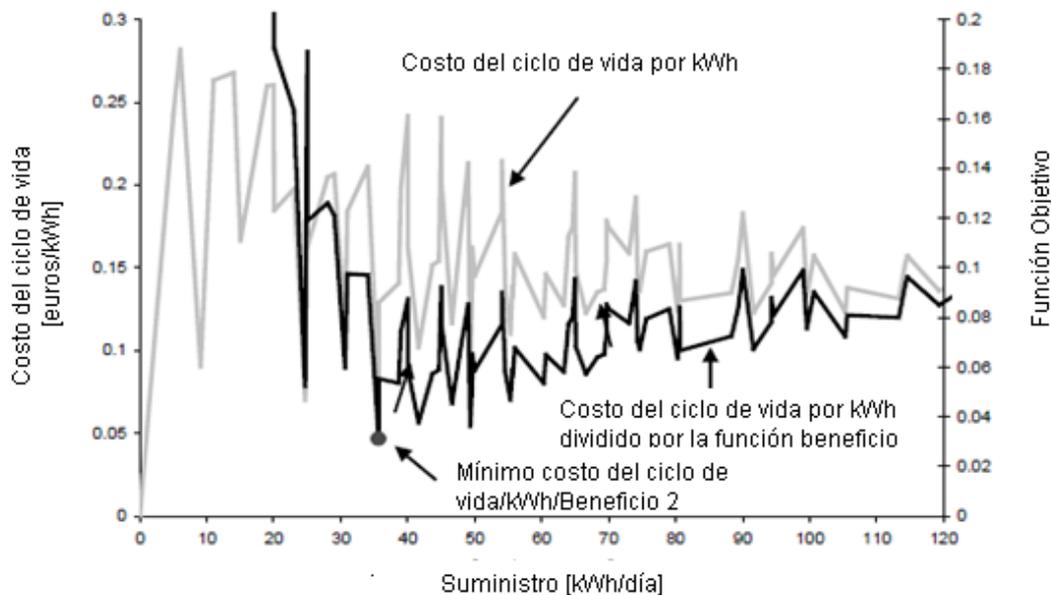


Figura 27: Descripción del costo Beneficio del ciclo de vida ($W1$ y $W2 = 0,5 = 2$), con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 2 horas/día y los recursos de energía renovables altos (6 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 6 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]

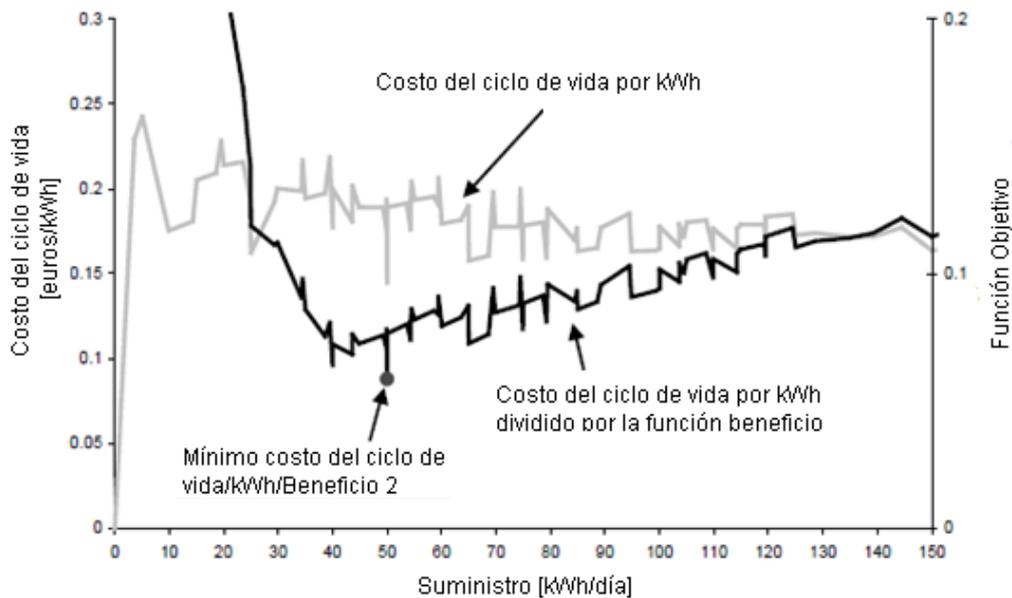


Figura 28: Descripción del costo Beneficio del ciclo de vida ($W1$ y $W2 = 0,5 = 2$), con una generación diesel de tiempo promedio de ejecución de 5 horas/día y los recursos de energía renovables bajos (5 horas promedio de sol por día, la velocidad media del viento de 4 m/s), el factor de capacidad promedio diesel es de 100%, el requisito de la demanda es 40 kWh/día. [Seeling-Hochmuth]

4.6 Formulación de la función objetivo

La función objetivo recopila los diferentes costos iniciales y los costos de operación discontinuos, incurridos por un cierto diseño del sistema, en los costos del ciclo de vida del sistema.

Como se describió en la sección anterior, una medida que indica la fiabilidad del suministro y otra que indica los beneficios socio-económicos tienen que ser introducidas.

Los costos y las penalizaciones o los beneficios descriptos se pueden combinar en una sola medida, ya sea restando los beneficios de la VAN ($J1$) o dividiendo el VAN por los beneficios ($J2$), o mediante la adición sanciones a la VAN ($J3$).

$$J_1 = \text{VAN} - \text{VAN de Beneficios}$$

Ecuación 23: Función Objetivo como diferencia entre el VAN del diseño y el correspondiente VAN de Beneficios

$$J_2 = \frac{VAN}{VAN \text{ de Beneficios}}$$

Ecuación 24: Función Objetivo como división del VAN del diseño con el VAN de Beneficios

$$J_3 = VAN + Penalización$$

Ecuación 25: Función Objetivo como suma del VAN del diseño y la Penalización

El objetivo es reducir al mínimo los costos globales. Si el ingreso es positivo y el gasto es negativo, el objetivo sería maximizar la función objetivo general.

CAPÍTULO 5. MODELIZACIÓN DE LA PERFORMANCE DEL SISTEMA HÍBRIDO

5.1 Generalidades

El modelo de sistema híbrido que se describirá en lo siguiente es el núcleo de la simulación. Aparte del cálculo de costos y la correcta optimización, la calidad y precisión del modelo y su aplicación en el algoritmo, determina en gran medida la utilidad de los resultados de la simulación.

El modelo de sistema se basa en una descripción de los flujos de corriente a través del sistema, que depende de las variables de decisión del mismo para la optimización del diseño parámetros que describen el diseño (figura 29).

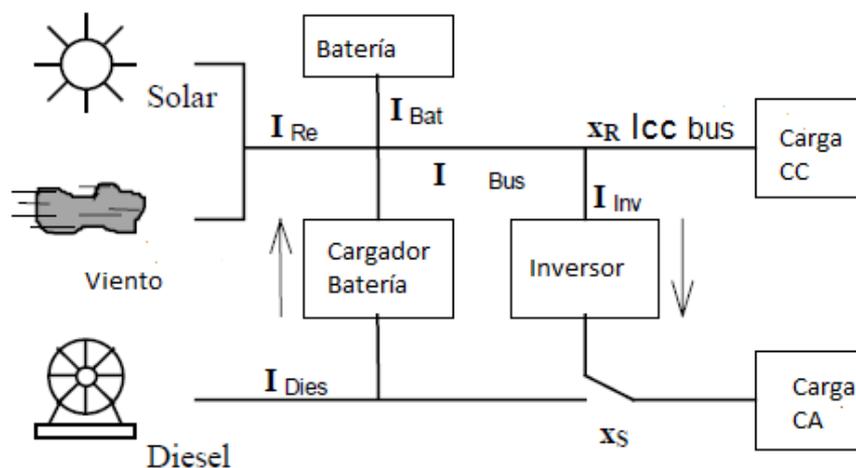


Figura 29: Configuración Básica del Sistema Híbrido

Las variables de decisión son el tamaño de los componentes, el número de componentes y configuraciones de control de operación, que determinan la cantidad de potencia de salida diesel y de las baterías. Las variables de decisión se optimizan por el algoritmo de tal manera que se alcancen los mínimos costos de ciclo de vida sujetos a satisfacer la demanda.

El consumo de energía estimada de los aparatos utilizados debería administrarse en intervalos de 15 minutos en una hora, a lo largo de un año.

5.2 Modelos de los componentes del sistema

5.2.1 Componentes de Energía Renovable

La simulación determina cuántos componentes de energía renovable se necesitan en paralelo y en serie, sus salidas de corriente y de potencia, así como el componente de costos iniciales, de operación y de reemplazo.

5.2.2 Modelo del Módulo fotovoltaico

El modelo del módulo FV consta de dos partes: un modelo eléctrico y un modelo térmico basados en el balance de energía.

Los fabricantes dan las curvas características de sus módulos fotovoltaicos en forma de curvas I-V con la irradiación y la temperatura como parámetro, y para las turbinas eólicas como salida de potencia con respecto a la velocidad del viento, respectivamente. Para la producción de energía y la corriente de salida de cada componente de energía renovable, para cada momento instantáneo, se calcula en función de las condiciones climáticas locales. [Schumacher-93]

Variables de Dimensionamiento de los paneles FV

Las variables de dimensionamiento de los paneles FV para ser optimizados son el tamaño del panel FV y el número de cadenas de paneles FV. El número necesario de paneles fotovoltaicos para ser conectado en serie deriva de la cantidad de paneles que coincida con la tensión de servicio del bus ($U_{bus, Nom}$).

$$\eta_{FV,serie} = \frac{U_{Nom, Bus}}{U_{Nom, Panel}}$$

Ecuación 28: N° de paneles FV requeridos en serie

Donde $U_{nom, panel}$ es la tensión del panel y, $U_{bus, nom}$ es la tensión del bus de conexión. El número de paneles fotovoltaicos para ser instalado en serie, por lo tanto no está sujeto a la optimización, ya que es un cálculo directo.

En la concordancia de los requisitos actuales del sistema, varias cadenas fotovoltaicas, conectadas en serie, necesitan agregar en paralelo. El número de módulos FV paralelos es una variable de diseño que necesita optimización.

En la simulación del número de módulos FV en paralelo, por tanto, se maneja como una variable X_{fv} , siendo encontrada a través de la iteración del algoritmo de optimización. Cambiando el valor de $X_{FV,paralelo}$ en la simulación, cambia la magnitud de corriente de la salida disponible proveniente de FV.

$$I_{FVT}(t) = I_{FVpanel}(t, X_{tamaño, tipo FV}) \cdot X_{FV,paralelo} \cdot f_{MM}$$

Ecuación 29: Corriente de salida del conjunto FV [Seeling-Hochmuth]

Donde $X_{tamaño, Tipo, FV}$ es el tamaño de un determinado tipo de panel fotovoltaico, y f_{MM} es un factor de desajuste para diferentes salidas de corriente del panel fotovoltaico si es necesario.

$X_{fv,paralelo}$ es para ser optimizado con el fin de cubrir las necesidades de energía del sistema. El valor de $X_{fv,paralelo}$ puede tener un rango de 0 a la mayor cantidad de módulos FV paralelos necesaria cuando un sistema fotovoltaico autónomo fuera utilizado para cubrir las necesidades de energía. Para un sistema autónomo FV, el número de cadenas fotovoltaicas en paralelo se da aproximadamente como las necesidades energéticas diarias promedio en Wh / día, Demanda Wh / día, dividido por: las pérdidas de energía a través de los cables y el inversor. La potencia prevista de una cadena fotovoltaica se basa en las condiciones de irradiación locales; y el número promedio de horas de sol al día.

$$X_{FV,paralelo} \in \left[0, \frac{\text{demanda}_{wh/día}}{(\eta_{pérdidas} \cdot W_{esperada} \cdot \eta_{FVserie} \cdot \text{horas}_{sol/día})} \right]$$

Ecuación 30: Entorno de dimensionamiento de un conjunto fotovoltaico [Seeling-Hochmuth]

Donde $\eta_{p\acute{e}rdida}$ es la eficiencia debido a las p\acute{e}rdidas por conversi3n, las p\acute{e}rdidas en el cobre y del ciclo de la bater\i{a}, y $W_{esperada,panel\ FV}$ es la potencia de salida esperada del panel FV.

La salida de corriente de un panel FV, $I_{FV}(t)$, es determinada por la irradiaci3n externa y la temperatura. La salida de potencia del conjunto fotovoltaico, se calcula seg\un{u}n la siguiente ecuaci3n:

$$Pot_{conjunto,FV}(t) = I_{FV,panel}(t, X_{tama\~{n}o,tipo,FV}) \cdot U_{FVpanel,Nom} \cdot \eta_{FV,serie} \cdot X_{FV,paralelo} \cdot f_{MM}$$

Ecuaci3n 31: Potencia de salida de un conjunto fotovoltaico

Variables de Costos Fotovoltaicos

$$Costos\ Inic_{FV} = \eta_{FV,serie} \cdot X_{FV,paralelo} \cdot Costo_{FV}(X_{tama\~{n}o,tipo,FV}) \cdot (1 + \% \text{ de } CC_{FV}) + Costos\ fijos_{FV}$$

Ecuaci3n 32: Costos Iniciales de un conjunto fotovoltaico

Donde Costo FV, % de CCFV, Costos Fijos FV son los costos de paneles FV de acuerdo con el tama\~{n}o del panel y el tipo, el porcentaje de los costos de capital agregado para la instalaci3n y parte del equilibrio del sistema, y a\~{n}ade costos fijos respectivamente.

La operaci3n y el mantenimiento de los generadores fotovoltaicos se pueden describir con costos fijos mensuales y los costos anuales como un porcentaje de los costos de capital (Ecuaci3n 33).

Los reemplazos de generadores fotovoltaicos se supone que se produzcan despu\es de cada 20 a\~{n}os, as\i{ que para un proyecto de vida este tiempo o menor, no habr\{a} costos de reemplazo FV (Ecuaci3n 34)

$$\text{Costo Op}(n \text{ años}) = (\text{Costos fijos}_{\text{por año, FV}} + \% \text{ de CC}_{\text{por año, FV}}) \cdot R_{\text{anual}}(n \text{ años})$$

Ecuación 33: Costos de Operación FV luego de n años

Donde R anual es el factor de descuento por costos de operación y mantenimiento.

$$\text{Costos de Reemplazo}_{\text{FV}} = \text{Costos Inic}_{\text{FV}} \cdot \frac{1}{(1 + r)^{\text{RFV}}}$$

Ecuación 34: Costos de reemplazo FV

Donde RFV es el número de años de vida de los paneles

5.2.3 Modelo del Aerogenerador

Variables de dimensionamiento de una turbina eólica

Los fabricantes de turbinas eólicas dan las curvas características de los aerogeneradores como salida de potencia frente a la velocidad del viento a la altura de buje. En esta herramienta de diseño, la producción de energía y la corriente de salida de las turbinas eólicas para cada instante de tiempo se calcula en función de las condiciones climáticas locales y de la altura de instalación real de las turbinas.

Las turbinas eólicas en general sólo se conectan en paralelo, no en serie. Por lo tanto el número aerogeneradores en serie, (Ntv serie), serán iguales a uno. Se supone aquí, que como máximo dos turbinas de diferente tipo se utilizan al mismo tiempo en un solo sistema. La salida de corriente del conjunto de aerogeneradores se obtiene entonces de la siguiente manera:

$$I_{\text{AG, conj, bus, K}}(t) = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos de Turb.}} I_{\text{AG, I, K}}(t, X_{\text{tamaño, tipo, AG, I, K}}) \cdot X_{\text{AG, i, paralelo, K}}$$

Nº de tipos de turbinas <= 2

Ecuación 35: Corriente de salida del conjunto de Turbinas Eólicas [Seeling-Hochmuth]

Donde el N° de Tipos de turbinas, corresponde a aquellas disponibles para la optimización de un grupo de turbinas eólicas.

X tamaño, Tipo, AG, i, k es el tamaño del tipo de turbina eólica en el bus i k.

X_{AG, paralelo} es el número de cadenas de turbinas eólicas en paralelo para un tipo determinado.

I_{AG}, depende principalmente de la velocidad del viento local. Una vez más, X_{AG, i, paralelo} y el tipo de turbinas eólicas que se utiliza en el diseño son variables para ser optimizadas mediante una iteración del algoritmo.

$$\text{DIAMETRO ROTOR} = \left(\frac{\text{Demanda}_{kwh/Año}}{\eta_{AG \text{ conv. energ.}} \cdot \frac{\text{hrs}}{\text{Año}} \cdot \text{Dens de Pot.} \cdot \frac{\pi}{4}} \right)^{1/2}$$

Ecuación 36: Definiendo los límites de tamaño de las Turbinas eólicas

$\eta_{AG, \text{ Conv. Energía}}$ es la eficiencia de conversión de energía de la turbina eólica según lo dado por el fabricante. La potencia de salida de la cadena de aerogeneradores en el tiempo t, es entonces:

$$\text{Pot}_{\text{cadenaAG}} = \sum_{I=1}^{\text{N}^\circ \text{ de tipos de Turb.}} I_{AG,i}(t, X_{\text{tamaño}}, \text{tipo}, AG,i) \cdot U_{AG,i, \text{nom}} \cdot X_{AG,i, \text{paralelo}}$$

Ecuación 37: Potencia de Salida de la cadena de Turbinas eólicas [Seeling-Hochmuth]

Donde U_{AG, i, nom} es la tensión nominal del tipo de turbina i.

Variables costos de las turbinas

$$\text{Costos Inic}_{AG} = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos de Turb.}} X_{AG,i,\text{paralelo}} \cdot \text{Costos}_{AG}(X_{\text{tamaño,tipo},i}) \cdot (1 + \% \text{ de CC}_{AG,\text{tipo},i}) + \text{Costos fijos}_{AG,\text{tipo},i}$$

Ecuación 38: Costos iniciales de la cadena de Turbinas eólicas

Donde Costo AG es el costo del aerogenerador de acuerdo con el tamaño del tipo de turbina seleccionado, % de CCAG es el porcentaje de los costos de capital agregado.

Ecuación 39: Costos de Operación de las Turbinas eólicas

$$\text{Costos Op}_{AG}(n \text{ años}) = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos de Turb.}} (\text{Costos Fijos}_{\text{por año},AG,i} + \% \text{ de CCCO}_{\text{por año},AG,i}) \cdot R(n \text{ años})$$

Donde % de CCCO año,AG,i es el porcentaje de los costos de capital que surge como los costos de operación de la turbina eólica tipo i.

A continuación los costos de reemplazo:

$$\text{Costos de Reempl}_{AG} = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos de Turb.}} \text{Costos Inic}_{AG,\text{tipo},i} \cdot \frac{1}{(1+r)^{RTV}}$$

Ecuación 40: Costos de Reemplazo de las Turbinas eólicas

Donde RTV es el tiempo de vida de la turbina tipo i, en años.

Salidas de corrientes Renovables

$$I_{RE-CC}(t) = I_{FV,conj-cc}(t) + I_{AG,conj-cc}(t) + I_{OFR-cc}(t)$$

Ecuación 41: Salida de Corriente Continua Renovable [Seeling-Hochmuth]

$$I_{RE-CA}(t) = I_{FV,conj-ca}(t) + I_{AG,conj-ca}(t) + I_{OFR-ca}(t)$$

Ecuación 42: Salida de Corriente Alterna Renovable

$I_{OFR-CC}(t)$ representa las salidas de corriente continua de otras fuentes renovables, diferentes a Turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos.

$I_{OFR-CA}(t)$ representa las salidas de corriente alterna de otras fuentes renovables, diferentes a Turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos.

5.2.4 Generador Diesel

Variables de dimensionamiento y operación del Generador Diesel

La tensión nominal del generador diesel en la mayoría de los casos coincide con la tensión nominal del bus de CA o DC. Varios generadores diesel pueden conectarse en paralelo, a fin de ser capaces de abastecer niveles de carga de salida diferente con buenos factores de capacidad. Se supone aquí que el número de motores diesel en paralelo no exceda de 5.

La corriente de salida del diesel en cada instante de tiempo es una variable de decisión. Por lo tanto, se modela como el producto de la máxima corriente nominal diesel actual ($I_{diesel,max}$) y la variable de decisión de salida diesel $X_{Diesel}(t)$, que puede ser un número entre 0 (sin corriente de salida diesel) y 1 (salida máxima diesel actual), en cada instante de tiempo.

$$X_{diesel,i} \in [0,1]$$

Ecuación 43: Límites de la variable de salida de decisión del Generador Diesel

La máxima corriente nominal de salida del equipo Diesel depende de la dimensión del generador, $X_{tamaño}$, donde:

$$X_{tamaño D,i} = I_{diesel\ máx,i} \cdot U_{bus,nom}$$

Ecuación 44: Dimensión de la Potencia Nominal del Diesel

Donde $X_{\text{tamaño } D,i}$ es la potencia nominal de salida en W del generador Diesel tipo i , y $I_{\text{diesel máx}}$ es la máxima corriente de salida de dicho generador.

$X_{\text{tamaño } D,i}$ es optimizada a través del algoritmo de iteraciones. El dimensionamiento del generador diesel está limitado entre cero y el pico de demanda que seguro deberá ser cubierto por el equipo.

$$X_{\text{tamaño } D,i} \in [0, \text{pico de demanda de Pot}]$$

Ecuación 45: Límites de Dimensionamiento del generador Diesel

$$I_{\text{conj diesel,bus,k}}(t) = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos diesel}} I_{\text{diesel máx,i,bus,k}} \cdot X_{\text{diesel,i,paralelo}} \cdot X_{\text{diesel,i}}(t)$$

$$I_{\text{conj diesel,bus,k}}(t) = \sum_{I=1}^{\text{Nº de tipos diesel}} \frac{X_{\text{tamaño } D,i}}{U_{\text{bus,k,nom}}} \cdot X_{\text{diesel,i,paralelo}} \cdot X_{\text{diesel,i}}(t)$$

con Nº de tipos diesel ≤ 5

Ecuación 46: Contribuciones de corriente por diferentes generadores Diesel en tiempo t . [Seeling-Hochmuth]

Donde $X_{\text{Diesel,i,paralelo}}$ es el número de generadores diesel de tipo i instalado en paralelo. $X_{\text{Diesel,i}}(t)$ es la salida del tipo de generador i en el tiempo t como porcentaje de la máxima potencia nominal posible de salida, en W.

$I_{\text{diesel máx,i,bus,k}}$ es la corriente de salida máxima posible del generador diesel Tipo i . De esta manera k es un índice que indica a qué bus está conectado el generador diesel. El bus puede ser CC o CA.

La corriente de salida del generador en cada instante de tiempo depende del tamaño del equipo y la decisión de operación sobre el nivel de salida en ese instante de tiempo. La variable $X_{\text{tamaño } D,i}$ y los tipos de generadores diesel utilizados están optimizados en el algoritmo de diseño.

Costos y consumo de Combustible

El consumo de combustible de un generador diesel se relaciona, en general, de forma no lineal con la potencia de salida del equipo. Los niveles de consumo de combustible en comparación con el nivel de potencia de funcionamiento del generador diesel se pueden introducir por el usuario como puntos de datos para cada tipo de generador diesel. Los costos de consumo de combustible durante el funcionamiento se calculan como sigue:

$$\text{Costos Combust} = \text{Costos combust} \cdot \text{litros usados} = \frac{\text{Costos combust}}{\text{Litro}} \cdot \sum_{K=1}^{\text{N}^\circ \text{ de tipos de Bus}} .$$

$$\sum_{t=t_0}^T \text{litros}(\mathbf{I}_{\text{diesel,bus},K}(t) \cdot \mathbf{U}_{\text{bus},K,\text{nom}}) \cdot \text{fc} = \frac{\text{Costos Combust}}{\text{Litro}} \cdot \sum_{K=1}^{\text{N}^\circ \text{ de tipos de Bus}} .$$

$$\sum_{t=t_0}^T \text{litros}(X_{\text{tamaño D,I}} \cdot X_{\text{diesel},i,\text{paralelo}} \cdot X_{\text{diesel},i}(t)) \cdot \text{fc}$$

Ecuación 47: Consumo y Costos de combustible

Donde N° de Tipos de Bus es el número de diferentes buses de CC y CA en el sistema, costo de combustible / Litro es el costo del combustible en euros / litro y Litros Usados es el combustible utilizado durante el intervalo de tiempo T.

El factor de corrección (fc) explica los aumentos de combustible que se necesitan durante el arranque.

El consumo de combustible es más alto de lo normal durante un arranque en frío, especialmente en caso de factores de baja capacidad.

Variables de Costos del Generador Diesel

Los costos iniciales de los grupos electrógenos diesel son:

$$\text{Costos Inic}_{\text{diesel}} = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de tipos diesel}} \eta_{\text{diesel},i,\text{serie}} \cdot X_{\text{diesel},i,\text{paralelo}} \cdot \text{Costos}_{\text{diesel}}(X_{\text{tamaño D},i}) \cdot (1 + \% \text{ de CC}_{\text{D},\text{tamaño},i}) + \text{Costos fijos}_{\text{diesel,tipo},i}$$

Ecuación 48: Costos Iniciales del Generador Diesel

Donde Costo Diesel es el costo generador diesel de acuerdo con el tamaño del tipo de generador diesel.

% CC_{D,tamaño,i} es el porcentaje de los costos de capital agregado de piezas de instalación y el equilibrio del sistema para el generador diesel tipo i

Los costos totales de funcionamiento del generador diesel después de n años, Costos Op Diesel (n), se calculan de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Op}_{\text{diesel}}(n \text{ años}) = \left[\sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de tipos diesel}} \left(\text{Costos fijos}_{\text{por año},\text{D},i} + \% \text{ de CCOp}_{\text{por año},\text{D},i} + \text{Costos Op}_{\text{por tiempo func}_{\text{por año},\text{D},i}} + \text{Costos Combust}(T=1 \text{ año}) \right) \right] \cdot R(n \text{ años})$$

Ecuación 49: Costos de Operación del Generador Diesel

Los costos totales de recambio generador diesel, se calculan como se describe a continuación:

$$\text{Costo de Reempl}_{\text{Diesel}} = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de tipos diesel}} \sum_{j=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de reempl diesel}} \text{Costos Inic}_{\text{Diesel,tipo},i} \cdot \frac{1}{(1+r)^j \cdot (\text{Reempl diesel},i)}$$

Ecuación 50: Costos de Reemplazo del Generador Diesel

5.2.5 Baterías

Variables de diseño de las baterías

En un sistema híbrido, las baterías se conectan en serie para producir la tensión de bus nominal apropiada.

Por lo tanto el número de baterías conectadas en serie, del mismo tipo, en un banco de acumuladores es:

$$\eta_{\text{BAT, serie,Banco,K}} = \frac{U_{\text{Bus,Nom}}}{U_{\text{bat,Nom,Banco,K}}}$$

Ecuación 51: N° de Baterías requeridas en serie

El sistema híbrido puede tener varios bancos de baterías, que normalmente consisten en diferentes tipos de baterías. Por ejemplo, el segundo banco de baterías puede consistir en acumuladores que son más pequeños en tamaño que los del primer banco, a fin de producir mejores patrones de ciclos de las baterías en caso de muy diversos niveles de demanda.

Por consiguiente, cada banco de baterías tiene un cierto número de tipos de batería conectados en serie para que coincida con la tensión nominal de funcionamiento del bus. Además, cada banco de baterías puede tener varias cadenas de baterías conectadas en paralelo a fin de aumentar los amper--horas disponibles para el sistema.

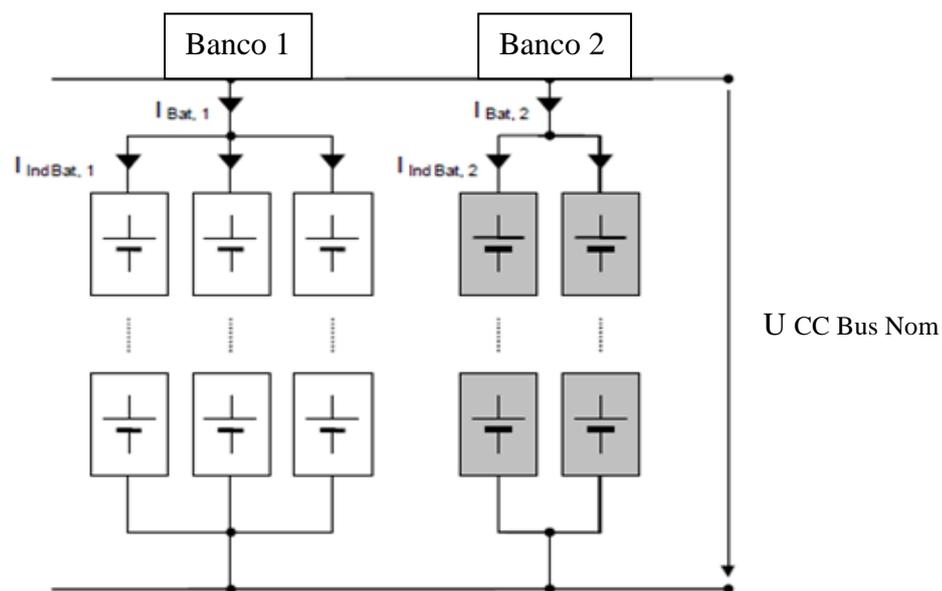


Figura 30: Banco de Baterías [Schumacher-93]

De ello se desprende que el estado de carga (EDC) de las baterías del sistema, EDC_{Nom}, en Ah, se compila mediante la adición del EDC disponible de cada banco de baterías *i*. El tamaño de las baterías individuales, $X_{\text{tamaño,Bat, banco},i}$ en cada banco *i* de baterías es una variable de diseño para ser optimizada por el algoritmo. Este tamaño corresponde a la capacidad nominal de la batería en Ah.

$$EDC_{\text{Nom}} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de Bancos Bat}} EDC_{\text{Nom,Banco},i} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de Bancos Bat}} EDC_{\text{Nom,Banco},i} \cdot X_{\text{Bat,paralelo,banco},i} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de Bancos Bat}} X_{\text{Tamaño,Bat,Banco},i} \cdot X_{\text{Bat,paralelo,Banco},i}$$

Ecuación 52: Capacidad nominal de las baterías [Seeling-Hochmuth]

$X_{\text{bat,paralelo,banco},i}$ es el número de baterías en paralelo de una cadena de baterías del banco *i*.

El estado de carga de las baterías del sistema, EDC_{Nom}, se limita a un valor entre 0 (no hay pilas usadas) y 5 días de almacenamiento, que es un tamaño lo suficientemente grande para muchos sistemas de una sola fuente que requieren fiabilidad del sistema.

$$EDC_{\text{Nom}} \in [0; 5 \text{ días de almacen. en Ah}] \Leftrightarrow EDC_{\text{Nom}} \in [0; 5 \text{ días} \cdot$$

24hs

$$\sum_{t=1h} I_{\text{demanda,diaria}}(t) \cdot \Delta t]$$

Ecuación 53: Límites de dimensionamiento de las baterías

El estado de carga mínimo a menudo se establece en el 50% de la capacidad nominal, incluso 20% de capacidad nominal, en función de los siguientes factores: tipo de batería utilizada, temperatura exterior, la edad y condición de la batería. El estado máximo de carga es ajustado a la capacidad nominal de 100%.

El máximo y mínimo EDC de las baterías se obtiene según:

$$\begin{aligned}
 \text{EDC}_{\text{Max}(\text{min})} &= \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} \text{EDC}_{\text{Max}(\text{min}), \text{Banco}, i} = \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} \text{EDC}_{\text{Max}(\text{min}), \text{bat}, \text{Banco}, i} \cdot X_{\text{Bat}, \text{paralelo}, \text{Banco}, i} \\
 &= \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} \%_{\text{Max}(\text{min})} \cdot X_{\text{Tamaño}, \text{Bat}, \text{Banco}, i} \cdot X_{\text{Bat}, \text{paralelo}, \text{Banco}, i}
 \end{aligned}$$

Ecuación 54: Máximo y mínimo EDC de las baterías [Seeling-Hochmuth]

El estado de carga de las batería de un cierto banco en el tiempo t se calcula en base a la adición de la corriente de carga (Signo positivo) o corriente de descarga (signo negativo) para el EDC de baterías en el instante de tiempo anterior. Al añadir la corriente de las baterías con el EDC, las pérdidas por carga y descarga deberán tenerse en cuenta.

$$\begin{aligned}
 \text{EDC}(t+1) &= \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} \text{EDC}_{\text{Banco}, i}(t+1) = \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} \text{EDC}_{\text{Banco}, i}(t) \cdot \sigma_i + \mathbf{I}_{\text{bat}, \text{Banco}, i}(t) \cdot \Delta(t) \cdot \eta_i(\mathbf{I}_{\text{bat}, \text{banco}, i}(t)) \\
 &= \sum_{i=1}^{\text{N}^\circ \text{ de bancos bat}} [\text{EDC}_{\text{IndBat}, i}(t) \cdot \sigma_i + \mathbf{I}_{\text{IndBat}, i}(t) \cdot \Delta(t) \cdot \eta_i(\mathbf{I}_{\text{IndBat}, i}(t))] \cdot X_{\text{bat}, \text{paralelo}, i}
 \end{aligned}$$

Ecuación 55: EDC de un sistema de baterías en el tiempo t [Seeling-Hochmuth]

σ es la tasa de descarga segura, η la eficiencia de carga e I_{bat} la corriente de carga / descarga. Durante la descarga, η se supone que es 1. La eficiencia de carga puede ser introducida por el usuario o puede ser calculada por el modelo de batería [Schuhmacher-93]. Según el modelo de la batería, al cargarse, η es 0,85 hasta 0,65, dependiendo de la corriente de carga. Cuando se comienza con un estado crítico de carga $\text{EDC}_{\text{crit}}(I_{\text{bat}})$, η cae a valores 0,3 a 0,01. La eficiencia de la batería también depende de sus ciclos y su historia [Degner y col-94].

La corriente de carga máxima que la batería puede recibir del sistema está determinada por la cantidad de bancos de baterías que pueden aceptar la carga. Esta cantidad es proporcional a $\text{EDC}_{\text{max}} - \text{EDC}(t)$.

La corriente de descarga máxima que el sistema puede obtener de la batería se determina por la cantidad de bancos de baterías que pueden ofrecerse como descarga, que es proporcional al $\text{EDC}(t) - \text{EDC}_{\text{min}}$.

$$\begin{aligned}
I_{\text{Bat,max}}(t) &= \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de bancos bat}} I_{\text{Bat,max},i}(t) = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de bancos bat}} I_{\text{Bat,max,indiv},i}(t) \cdot X_{\text{Bat,paralelo},i} = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de bancos bat}} \text{Max}[0, \text{Min}[C_i \cdot I_{\text{max,carga},i} \\
&+ (1 - C_i) \cdot I_{\text{max,desc},i} \cdot \frac{C_i \cdot (\text{EDC}_{\text{Max},i} - \text{EDC}_{i}(t))}{t} + (1 - C_i) \cdot (\text{EDC}_{i}(t) - \text{EDC}_{\text{Min},i})]] = \\
&\sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de bancos bat}} \text{Max}[0, \text{Min}[(C_i \cdot I_{\text{max,carga,IndBat},i} + (1 - C_i) \cdot I_{\text{max,desc,IndBat},i}) \cdot X_{\text{bat,paralelo},i} \cdot \\
&C_i \cdot (\text{EDC}_{\text{Max,IndBat},i} - \text{EDC}_{\text{IndBat},i}(t)) + (1 - C_i) \cdot (\text{EDC}_{\text{IndBat},i}(t) - \text{EDC}_{\text{Max,IndBat},i}) \cdot X_{\text{bat,paralelo},i}]] \\
&= \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de bancos bat}} \text{Max}[0, \text{Min}[(C_i \cdot I_{\text{max,carga,IndBat},i} + (1 - C_i) \cdot I_{\text{max,desc,IndBat},i}) \cdot X_{\text{bat,paralelo},i} \cdot X_{\text{bat,paralelo},i} \cdot \\
&C_i \cdot (\%O_{\text{Max,IndBat},i} \cdot X_{\text{tamaño,Bat,Banco},i} - \text{EDC}_{\text{IndBat},i}(t)) + (1 - C_i) \cdot (\text{EDC}_{\text{IndBat},i}(t) - \%O_{\text{Min,IndBat},i} \cdot \\
&X_{\text{tamaño,Bat,Banco},i})]]
\end{aligned}$$

Ecuación 56: Corriente Máxima de la batería posible en el tiempo t [Seeling-Hochmuth]

Por lo tanto, la corriente máxima de batería depende del tiempo que los bancos de baterías pueden descargar al sistema o cargar al mismo, $I_{\text{Bat,max}}(t)$, depende del estado de carga de la batería del sistema en cada instante y las tasas máximas permitidas de carga / descarga de la batería por parte del fabricante.

La tasa máxima de carga (descarga), $I_{\text{max Carga (Desc)}} \cdot \delta t$ es dada a menudo por los fabricantes como alrededor del 20% del valor de la capacidad nominal. C , el indicador de carga / descarga, es cero durante la descarga y 1 durante la carga. La corriente real de la batería en el tiempo t , $I_{\text{Bat}}(t)$, es un porcentaje de la máxima corriente posible de la batería ($I_{\text{Bat,max}}$) en ese instante. Este porcentaje, X_{bat} , está determinado por el algoritmo de optimización, donde $X_{\text{bat}}(t) \in [0,1]$.

$$I_{\text{Bat}}(t) = I_{\text{Bat,max}}(t) \cdot X_{\text{Bat}}(t)$$

Ecuación 57: Corriente de la batería en el instante t

La corriente de las baterías del sistema es la suma de las corrientes individuales del banco de baterías que a su vez están compuestas por las corrientes individuales de

los acumuladores multiplicadas por el número de cadenas de baterías en un banco i.

$$I_{Bat}(t) = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de bancos bat}} I_{Bat,i}(t) = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de bancos bat}} I_{IndBat,i}(t) \cdot X_{Bat,paralelo,i} = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de bancos bat}} I_{Bat,max,IndBat,i}(t) \cdot X_{Bat,i}(t) \cdot X_{Bat,paralelo,i}$$

Ecuación 58: Contribuciones de corriente de batería. [Seeling-Hochmuth]

Antes de ejecutar el algoritmo desarrollado, el estado inicial de carga de la batería debe ser conocido.

El estado inicial de carga de un banco de baterías en el tiempo 0 será un porcentaje de EDC $nom_{banco,i}$. El usuario del algoritmo también introduce las tasas máximas de corriente de carga y descarga, Estado de carga máximo / mínimo posible de la batería, la eficiencia de la batería versus el estado de carga, y el número de ciclos que dura una batería en comparación con la profundidad media de descarga. Estos últimos son importantes para determinar los costos de operación de la batería.

Variables de Costos de las baterías

Los costos iniciales de las baterías son:

$$CostosInic_{Bat} = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de bancos bat}} \eta_{Bat,i,Serie} \cdot X_{Bat,i,paralelo} \cdot Costo_{Bat}(X_{tamaño\ bat,i}) \cdot (1 + \% CC_{Bat,i})$$

• CostoFijos_{Bat,Banco,i}

Nº de Bancos Bat <=2

Ecuación 59: Costos Iniciales de las baterías.

Los costos de instalación y el equilibrio de costos del sistema se contabilizarán como porcentaje de los costos de capital iniciales de la batería.

Los costos de funcionamiento de las baterías dependen del ciclo de vida de la misma durante el funcionamiento del sistema, e incluyen también costos fijos y de mantenimiento.

$$\text{Costos Op}_{\text{Bat}(n \text{ años})} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de bancos bat}} (\text{Costos fijos por año, bat, } i + \% \text{ CC}_{\text{por año, bat, } i} + \text{Costos Op}_{\text{por ciclo por año, bat, } i}) \cdot R(n \text{ años})$$

Ecuación 60: Costos de Operación de las baterías.

Los costos de reemplazo se producen cada vez que la batería necesita ser intercambiada por una nueva.

$$\text{Costos Reempl}_{\text{Bat}} = \sum_{i=1}^{\text{Nº de bancos bat}} \sum_{j=1}^{\text{Nº tipos de bat reempl, } i} \text{Costos Inic}_{\text{Bat, banco, } i} \cdot \frac{1}{(1+r)^j \cdot (\text{reempl bat año, } i)}$$

Ecuación 61: Costos por reemplazos de las baterías.

5.2.6 Inversores

Variables de diseño del Inversor

El dimensionamiento de los inversores puede ser definido por la salida de potencia de CA.

$$X_{\text{Tamaño, Inv}} = P_{\text{Inv - o/p}}$$

Ecuación 62: Potencia del inversor como variable de decisión de dimensionamiento

El tamaño del inversor puede ser optimizado por el algoritmo de diseño o puede determinarse de acuerdo al rango de la demanda de potencia de pico.

La transformación de potencia CC a CA del inversor se acompaña de pérdidas de conversión que caracterizan al inversor. La influencia de estas pérdidas en el flujo de las fuentes de energía hacia la carga debe tenerse en cuenta al determinar la mejor forma de satisfacer la demanda y la oferta.

Las características del inversor se pueden describir mediante la relación entrada-salida del inversor.

Esto se explica por las pérdidas de eficiencia del inversor, llamada eff_{inv} .

$$P_{Inv} - i/p \cdot eff_{Inv} = P_{Inv} - o/p , \quad eff_{Inv} = f(P_{Inv} - o/p)$$

Ecuación 63: Transformación de Potencia del Inversor [Seeling-Hochmuth]

$$I_{Inv} - i/p \cdot eff_{Inv} \cdot U_{ccBus,nom} = I_{inv} - o/p \cdot U_{cABus,nom}$$

Ecuación 64: Transformación de corriente del Inversor [Seeling-Hochmuth]

Los fabricantes de inversores dan la eficiencia (eff_{inv}) del inversor en base a la potencia de salida del mismo. Las curvas características de los inversores son usualmente no lineales.

En algunos casos se instala más de un inversor en un sistema híbrido. A veces el segundo inversor se utiliza como respaldo en caso de que el inversor principal falle. En otros casos, se pueden utilizar varios inversores para transformar los diferentes niveles de potencia del bus de CC en CA de manera más eficiente, utilizando el inversor con la mejor tasa de conversión para un nivel de demanda de energía particular. En este caso, la corriente de entrada del bus CC al conjunto de inversores conectados en paralelo se divide a través del inversor o conjunto de inversores más apropiado.

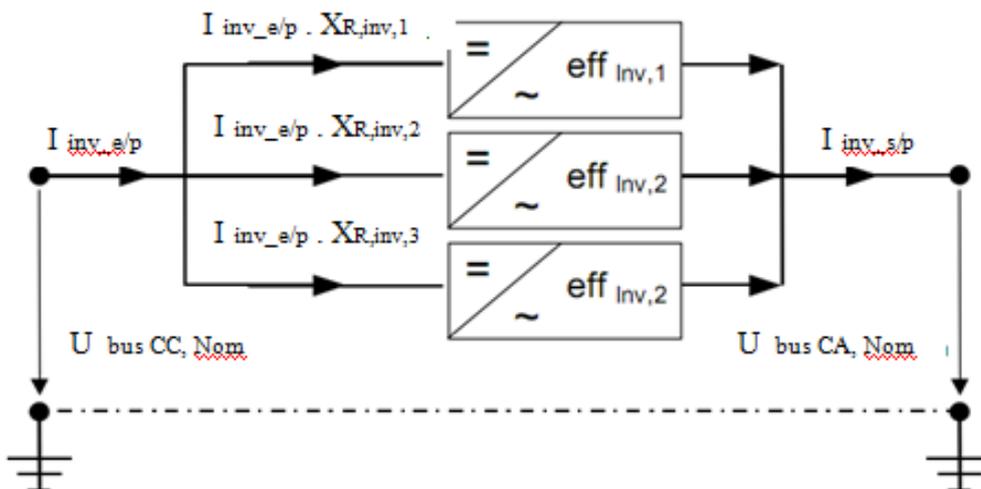


Figura 31: Relaciones de Corrientes y Eficiencia de Inversores conectados en paralelo [Seeling-Hochmuth]

El porcentaje de corriente enrutada a través del inversor es una variable operación de decisión que debe ser optimizada por el algoritmo de diseño.

$$I_{Inv-E/P} = \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} I_{Inv-E/P,j} = I_{Inv-E/P} \cdot \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j}$$

$$\sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j} = 1 \text{ si } n^{\circ} \text{ de inv } \leq 3$$

Ecuación 65: Contribuciones de corriente del Inversor [Seeling-Hochmuth]

$$I_{Inv-E/P} \cdot \text{eff}_{inv} \cdot U_{Bus\ CC,Nom} = I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} I_{Inv-E/P,j} \cdot \text{eff}_{inv,j} \cdot U_{Bus\ CC,Nom}$$

$$U_{Bus\ CC,Nom} = I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow I_{Inv-E/P} \cdot \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j} \cdot \text{eff}_{inv,j} \cdot U_{Bus\ CC,Nom} =$$

$$I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow \text{eff}_{inv} = \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j} \cdot \text{eff}_{inv,j}$$

Ecuación 66: Relaciones de eficiencia para inversores en paralelo [Seeling-Hochmuth]

La eficiencia de transformación es entonces, la suma ponderada de las eficiencias de las transformaciones individuales del inversor.

Variables de costo del Inversor

$$\text{CostosInic}_{Inv} = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} \eta_{Inv,i,Serie} \cdot X_{Inv,i,paralelo} \cdot \text{Costo}_{Inv} (X_{\text{tamaño Inv},i}) \cdot (1 + \% \text{ CC}_{Inv,i})$$

$$+ \text{CostoFijos}_{Inv,j}$$

Nº de Inv <=3

Ecuación 67: Costos iniciales de los inversores.

Los costos de operación del inversor pueden ser incluidos en los costos generales de mantenimiento u operación del sistema.

Los costos de reemplazo descontados dependen de la vida útil del inversor y del número de sus reemplazos durante la vida del proyecto.

$$\text{Costos Reempl}_{\text{Inv}} = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de Inv}} \sum_{j=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ Reempl Inv},i} \text{Costos Inic}_{\text{Inv},i} \cdot \frac{1}{(1+r)^j \cdot (\text{reempl anual de Inv},i)}$$

Ecuación 68: Costos de reemplazo de los inversores.

5.2.7 Cargador de Baterías

Variables de diseño del cargador de baterías

El dimensionamiento del cargador de batería se puede definir en términos de su potencia de salida de CC.

$$X_{\text{Tamaño,CB}} = P_{\text{CB}} - O/P$$

Ecuación 69: Clasificación de los cargadores de baterías como variables de tamaño

El tamaño del cargador de batería puede ser optimizado por el algoritmo de diseño o puede determinarse de acuerdo con algunas reglas básicas. Por ejemplo, para elegir el tamaño del cargador se debe tomar como referencia el rango de la potencia de pico de salida del motor o la máxima corriente de carga de batería permitida o requerida.

Es necesario incorporar el inversor a la ecuación de transformación de potencia de CC, ya que las características del cargador de batería influyen en la decisión de cómo combinar mejor la demanda y la oferta.

Las características del cargador de baterías se pueden describir mediante su relación entrada-salida.

Parte de la energía que pasa a través del cargador de batería se perderá debido a las pérdidas de transformación. Esto se explica por la eficiencia del cargador de batería eff_{CB} .

$$P_{CB - E/P} \cdot \text{eff}_{CB} = P_{CB-S/P} , \text{eff}_{CB} = f(P_{CB-S/P})$$

Ecuación 70: Transformación de potencia del cargador de batería.

$$I_{CB - E/P} \cdot \text{eff}_{CB} \cdot U_{\text{Bus CA,Nom}} = I_{CB - S/P} \cdot U_{\text{Bus CC,Nom}}$$

Ecuación 71: Transformación de corriente del cargador de batería

La potencia de salida Ps/p del cargador de batería es igual a la potencia de entrada Pe/p multiplicada con las pérdidas de eficiencia eff_{CB} durante la conversión de energía.

Los fabricantes dan las curvas características de los cargadores de batería como pérdidas de eficiencia en función de la potencia de salida. En dicha curva, la eff_{CB} no depende linealmente de la potencia de salida de CC, y por lo tanto tampoco de la corriente de salida de CC del cargador de batería.

A veces, la función del cargador de baterías se puede incorporar en un inversor dado que también puede funcionar en paralelo con un generador diesel.

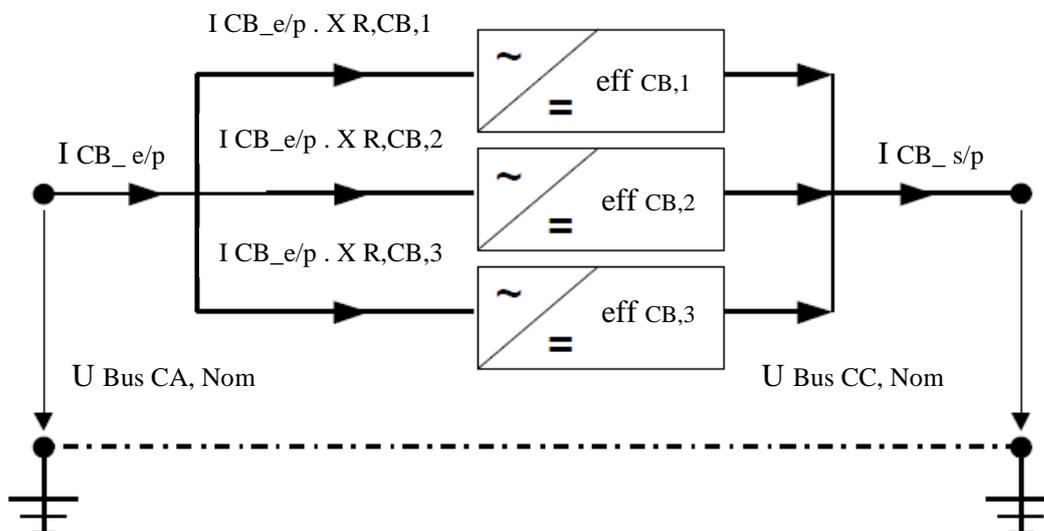


Figura 32: Relaciones de Corrientes y Eficiencia de cargadores conectados en paralelo [Seeling-Hochmuth]

El porcentaje de corriente enrutada a través del cargador de batería i , $X_{R,CB,i}$, es una variable de decisión de operación que se optimiza mediante el algoritmo de diseño.

$$I_{CB-E/P} = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de CB}} I_{CB-E/P,j} = I_{CB-E/P} \cdot \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de CB}} X_{R,CB,j}$$

$$\sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de CB}} X_{R,CB,j} = 1 \text{ si } n^{\circ} \text{ CB} \leq 3$$

Ecuación 72: Contribuciones de corriente del cargador de batería

$$I_{Inv-E/P} \cdot \text{eff}_{inv} \cdot U_{Bus\ CC,Nom} = I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} I_{Inv-E/p,j} \cdot \text{eff}_{inv,j} \cdot U_{Bus\ CC,Nom}$$

$$U_{Bus\ CC,Nom} = I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow I_{Inv-E/P} \cdot \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j} \cdot \text{eff}_{inv,j} \cdot U_{Bus\ CC,Nom} =$$

$$I_{Inv-S/P} \cdot U_{Bus\ CA,Nom} \Leftrightarrow \text{eff}_{inv} = \sum_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} X_{R,Inv,j} \cdot \text{eff}_{inv,j}$$

Ecuación 73: Rendimiento del cargador de batería para varios en paralelo [Seeling-Hochmuth]

Variables de Costos del cargador de baterías

Los costos iniciales de los cargadores de baterías son:

$$\text{CostosInic}_{Inv} = \sum_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de inv}} \eta_{Inv,i,Serie} \cdot X_{Inv,i,paralelo} \cdot \text{Costo}_{Inv} (X_{\text{tamaño Inv},i}) \cdot (1 + \% \text{ CC}_{Inv,j})$$

$$+ \text{CostoFijos}_{Inv,j}$$

$$N^{\circ} \text{ de Inv} \leq 3$$

Ecuación 74: Costos de los cargadores de baterías

Los costos de operación del cargador de batería pueden incluirse en los costos generales de mantenimiento u operación del sistema.

Los costos de reemplazo dependen de la vida útil del cargador de baterías y del número de sus reemplazos durante la vida del proyecto.

$$\text{Costos Reempl}_{\text{Inv}} = \sum_{i=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ de Inv}} \sum_{j=1}^{\text{N}^{\circ} \text{ Reempl Inv},i} \text{Costos Inic}_{\text{Inv},i} \cdot \frac{1}{(1+r)^{j \cdot (\text{reempl anual de Inv},i)}}$$

Ecuación 75: Costos de reemplazo de los cargadores de baterías

5.2.8 Interruptores de Transferencia

El interruptor de transferencia se encuentra entre la salida del inversor y la salida del generador diesel. En muchos sistemas híbridos las funciones de este conmutador se implementan electrónicamente. En algunos sistemas híbridos, las funciones del conmutador de transferencia son llevadas a cabo manualmente por el operador del sistema, encendiendo y apagando el diesel cuando se considera necesario. En esta tesis, $X_s(t)$ modela las posiciones de los conmutadores entre 0 (el variador del generador diesel puede suministrar la carga alterna del inversor, pero no a través del inversor) y 1 (inversor encendido - Toda la carga de CA se puede suministrar a través del inversor, Pero no a través del generador diesel).

Si se utiliza inversor en paralelo, $X_s \in [0,1]$, entonces, tanto el diesel como el inversor pueden suministrar corriente a la carga al mismo tiempo.

5.2.9 Cargas

Las cargas más comunes para aplicaciones de CC son de 12V, 24V, 36V y 48V, o 220V para aplicaciones de CA. El consumo estimado de potencia debería ser tomado por intervalos de minutos u horas, para un total de una semana, mes o año.

Si existen ambos buses de CC y de CA, parte de la energía del bus de CC se puede encaminar a través del inversor a las cargas de CA. Las cargas pueden poseer prioridades diferentes en cuanto a las necesidades de ser satisfechas por la electricidad suministrada. Hay cargas opcionales ($I_{\text{carga,opc}}$), que pueden ser suministradas en el instante de tiempo especificado.

Luego hay cargas diferenciables ($I_{\text{carga,dif}}$), que no tienen que ser suministradas en el instante de tiempo especificado, pero necesitan ser cubiertas dentro de un cierto

intervalo de tiempo. Otras cargas de alta prioridad ($I_{carga,ap}$) deben ejecutarse en el instante de tiempo dado.

$$I_{carga}(t) = I_{carga AP}(t) + X_{carga,opc}(t) \cdot I_{carga,opc}(t) + X_{carga,post}(t) \cdot I_{carga,post}(t) + \sum_{\tau} [X_{carga,post2}(t, \tau) \cdot I_{carga,post}(\tau) \cdot (1 - X_{carga,post}(\tau)) \cdot \sum_{\xi} (1 - X_{carga,post2}(\xi, \tau))]$$

Ecuación 76: Constitución de las cargas: Alta Prioridad, opcional y postergables
[Seeling-Hochmuth]

$$\begin{aligned} \text{donde } \tau &= 0 \dots t-1 \\ \xi &= \tau+1 \dots \min[t-1, T_{stop}(\tau) - \tau] \\ X_{carga,opc} &= 1 \text{ ó } 0 \\ X_{carga,post} &= 0 \text{ ó } 1 \\ X_{carga,post2} &= 1 \text{ ó } 0 \end{aligned}$$

Las $X_{carga,opc}$, $X_{carga,dif}$, $X_{carga,dif2}$ pueden ser consideradas para la optimización.

5.3 Flujos de Potencia

Generalidades

El modelo del sistema se basa en una descripción de los flujos de corriente a través del mismo, incluyendo las pérdidas de eficiencia. El flujo de potencia descrito se puede observar en la Figura 29.

El objetivo de la descripción del flujo de potencia es tener en claro la potencia que llega a las cargas CC y CA. Dicho flujo se sigue desde su inicio en las fuentes de generación, considerando las pérdidas y la influencia de las decisiones operativas a lo largo de las cargas.

A continuación se puede evaluar si las corrientes que se suministran a las cargas de CA y CC coinciden con las necesidades. En caso contrario, se produce una diferencia entre la energía suministrada y la demandada. Esta diferencia es positiva, si hay una sobreoferta de electricidad; y será negativa si hay un bajo suministro de electricidad. Esta diferencia entre la demanda y la oferta, en forma de suministro insuficiente o sobre suministro de electricidad, se considerará entonces con una

descripción de penalización o costo / beneficio en la función general de costo del sistema.

La función de costo general, o la llamada función objetivo, sirve como una figura de mérito para evaluar la calidad de un determinado sistema de dimensionamiento y diseño de control de operación.

5.3.1 Limitaciones en Operación

El objetivo del diseño es proporcionar energía con los costos más bajos posibles. Sin la especificación adicional de que la demanda tiene que cubrirse con una fiabilidad predefinida, el sistema diseñado no puede poseer ningún componente del sistema en absoluto, dando como resultado costos cero.

A través de la restricción "satisfacer la demanda que permite que ciertas tareas sean pospuestas o canceladas cuando sea necesario pero observando el servicio de tareas de alta prioridad", el modelo se ve obligado a minimizar los precios de energía del sistema y también se ve obligado a satisfacer las necesidades de demanda con una cantidad suficiente de electricidad.

Las fuentes y las descargas de la batería deben sumarse para cubrir los requisitos de la demanda tan económica y eficientemente como sea posible, teniendo una perspectiva a largo plazo. Por lo tanto, las limitaciones operacionales pueden ser formuladas diciendo que el suministro de corriente que llega a las cargas de corriente alterna y continua debe ser igual a los niveles de demanda de CA y CC requeridos.

$$I_{CCalim} = I_{CCcarga}$$

Ecuación 77: CC suministrada igual a CC demandada

$$I_{CAalim} = I_{Carga CA}$$

Ecuación 78: CA suministrada igual a CA demandada

5.3.2 Cargas de CA y CC

En las cargas de CA, el flujo de corriente puede provenir de dos fuentes: desde el bus de CC a través del inversor o desde el bus de CA suministrado por los generadores de CA. El objetivo del diseño es equiparar lo mejor posible la carga demandada y la electricidad suministrada (Ecuación 78). Esto se puede describir como sigue:

$$I_{CAalim} = I_{Inv-S/P} + I_{Bus\ CA, S/P}$$

Ecuación 79: Demanda de CA cubierta por el inversor y por el Generador Diesel

La cantidad de carga de CA que se suministra desde el bus de CC a través del inversor se describe por:

$$I_{Inv-S/P} = I_{Carga\ CA} \cdot X_s$$

Ecuación 80: Demanda de CA suministrada por el inversor

La cantidad de carga de CA que se suministra desde el bus de CA se describe como:

$$I_{Bus\ CA,S/P} = I_{Carga\ CA} \cdot (1 - X_s)$$

Ecuación 81: Demanda de CA suministrada por el bus de CA

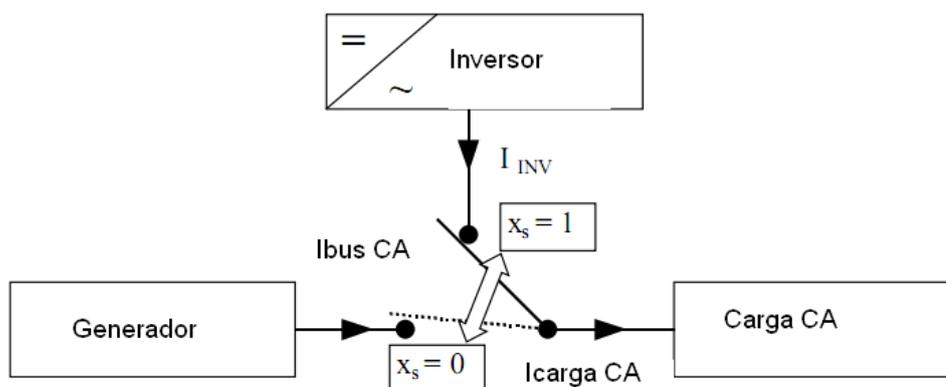


Figura 33: Suministro a la carga CA [Seeling-Hochmuth]

$$I_{CAalim} = I_{Inv-S/P} + I_{Bus\ CA, S/P} = I_{Carga\ CA} \cdot X_s + I_{Carga\ CA} \cdot (1 - X_s) = I_{Carga\ CA}$$

Ecuación 82: Suministro de corriente alterna desde el bus CA y CC [Seeling-Hochmuth]

$$I_{Inv-S/P} = I_{Inv-E/P} \cdot \text{eff}_{Inv} \cdot \frac{U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}} = I_{Carga\ CA} \cdot X_s$$

Ecuación 83: La salida Del inversor se iguala al 100% de la demanda de CA
[Seeling-Hochmuth]

La corriente del bus de CA, de la cual la carga de CA es parcial o totalmente cubierta, es producida por diferentes fuentes de generación de CA:

$$I_{Bus\ CA} = I_{RE - CA} + I_{Diesel\ CA} + I_{Sal\ otros\ CA}$$

Ecuación 84: Definición del bus de CA

Una parte de la corriente del bus de CA puede circular hacia el cargador de batería, y el complemento circulará hacia a la carga de CA. Por lo tanto, se introduce la variable de decisión XRD que refleja el porcentaje de la corriente de bus de CA que va al cargador de batería. (1- XRD) se encamina directamente a la carga de CA.

$$I_{Bus\ CA - S/P} = (1 - X_{RD}) \cdot I_{Bus\ CA} = (1 - X_{RD}) \cdot (I_{RE - CA} + I_{diesel - CA} + I_{S/P\ otras - CA}) = I_{Carga\ CA} \cdot (1 - X_s)$$

Ecuación 85: El suministro directo de CA se iguala al (1- XRD) del 100% de la demanda de CA

Entonces, combinando las ecuaciones 83 y 85 se obtiene:

$$I_{CAalim} = I_{Inv - E/P} \cdot \text{eff}_{Inv} \cdot \frac{U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}} + (1 - X_{RD}) \cdot (I_{RE-CA} + I_{Diesel-CA} + I_{S/P\ otras\ CA}) = I_{Carga\ CA}$$

Ecuación 86: Suministro de CA a la carga de CA

Suministro de cargas de CC

Varias fuentes de CC (fuentes de energía renovables de CC, generadores diesel de CC y otras posibles fuentes de CC) y la salida de CC del cargador de batería generan las corrientes del bus de CC

$$I_{\text{Bus CC}} = I_{\text{CB - S/P}} + I_{\text{Fuentes CC}} - I_{\text{Bat}}$$

Ecuación 87: Definición del Bus de CC

La salida del cargador de baterías y la corriente de la fuente de CC se pueden describir como:

$$I_{\text{CB - S/P}} = X_{\text{RD}} \cdot (I_{\text{Diesel - CA}} + I_{\text{RE-CA}} + I_{\text{Otras ftes CA}}) \cdot \text{eff}_{\text{CB}} \cdot \frac{U_{\text{Bus CA,Norm}}}{U_{\text{Bus CC,Norm}}}$$

$$I_{\text{Fuentes CC}} = I_{\text{RE CC}} + I_{\text{Diesel-CC}} + I_{\text{Otras ftes CC}}$$

Ecuación 88: Corriente de salida del cargador de baterías y definición de fuentes de CC

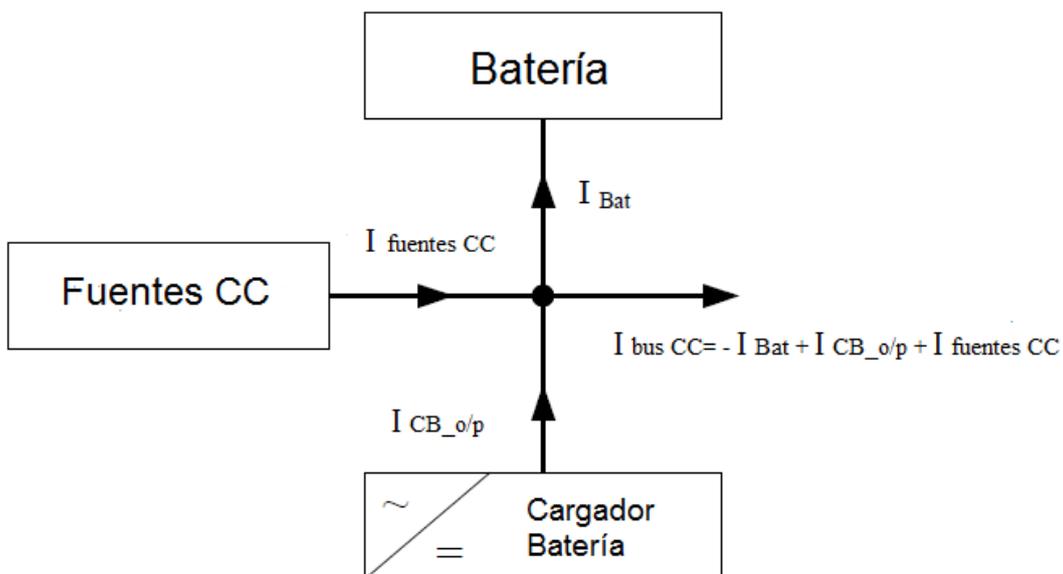


Figura 34: Bus de CC [Seeling-Hochmuth]

El bus CC suministra corriente continua a las cargas CC del bus y al inversor. El algoritmo de diseño debe garantizar que este suministro cumpla los requisitos de las

cargas, es decir, que pueda abastecer a las cargas de CC y contribuya adecuadamente a las cargas de CA a través del inversor.

$$I_{\text{Bus CC}} = I_{\text{CCalim}} + I_{\text{Inv- S/P}}$$

Ecuación 89: La corriente del bus de CC se divide en corriente de alimentación de CC y corriente de entrada del inversor

Una parte de la corriente del bus de CC se puede encaminar hacia el inversor, y la parte de complemento puede encaminarse a la carga de CC. Por lo tanto, se introduce la variable de decisión X_R que refleja el porcentaje de la corriente del bus de CC que va a la carga de CC. $(1 - X_R)$ se encamina directamente al inversor. La variable X_R influye en la estrategia de operación a ser adoptada para la operación del sistema híbrido.

$$I_{\text{CAalim}} = X_R \cdot I_{\text{Bus CC}}$$

$$I_{\text{Inv-E/P}} = (1 - X_R) \cdot I_{\text{Bus CC}}$$

$$X_R \in [0, 1]$$

Ecuación 90: Cantidad de corriente del bus CC que va al inversor y a la carga CC

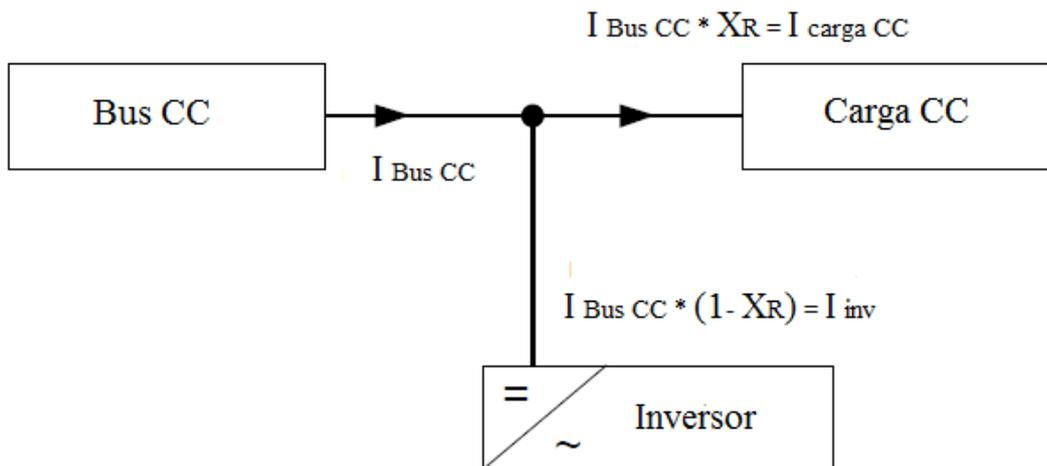


Figura 35: Distribución de corrientes del Bus de CC [Seeling-Hochmuth]

$$I_{CCalim} = X_R \cdot [X_{RD} \cdot (I_{Bus\ CA}) \cdot \text{eff}_{CB} \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Bat}] = I_{Carga\ CC}$$

Ecuación 91: Corriente continua suministrada a la carga de CC

La tarea de diseño también incluye encontrar el valor correcto de corriente del bus CC para pasar a través del inversor a la carga de CA, para optimizar el suministro de carga general.

$$I_{Inv-E/P} = (1 - X_R) \cdot [X_{RD} \cdot (I_{Bus\ CA}) \cdot \text{eff}_{CB} \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Bat}] =$$

$$I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{\text{eff}_{Inv}}$$

Ecuación 92: Corriente continua de entrada al Inversor

Es ventajoso reducir el número de variables de diseño que hay que optimizar. Por lo tanto, X_R va a ser sustituida como la cantidad de carga de CA que se desea suministrar a través del inversor.

$$X_R = I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{\text{eff}_{Inv}} \cdot \frac{1}{I_{Bus\ CC}} + 1$$

Ecuación 93: Determinación de X_R , porcentajes de encaminamiento entre inversor y carga DC
[Seeling-Hochmuth]

$$I_{CCalim} = I_{Bus\ CC} - I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{\text{eff}_{Inv}} = [X_{RD} \cdot (I_{Bus\ CA}) \cdot \text{eff}_{CB} \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Bat}] - I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{\text{eff}_{Inv}} = I_{Carga\ CC}$$

Ecuación 94: Relación de alimentación de CC con la carga de CA y el bus de CC
[Seeling-Hochmuth]

$$I_{Inv-E/P} = I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{eff_{Inv}}$$

Ecuación 95: Relación entre la entrada del inversor y la carga de CA

5.3.3 Ecuación de Balance de Cargas

Las ecuaciones del balance de carga son la diferencia entre la demanda suministrada y la demanda requerida para las cargas CC y CA. El objetivo del algoritmo de diseño es establecer este equilibrio de carga a cero o a un porcentaje permitido por el usuario de carga no satisfecha o sobrecargada, al tiempo que se minimizan los costos del sistema.

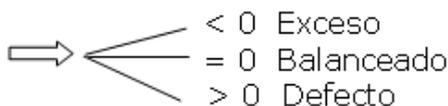
$$I_{Carga\ CC} - I_{CC\ alim} = 0$$

Ecuación 96: Definición de la ecuación de balance de bus de CC

$$DESBALANCE_{CC} = I_{Carga\ CC} - I_{Carga\ CA} \neq 0$$

Ecuación 97: Definición de sobre suministro o bajo suministro de CC

$$I_{Carga\ CC} - \left\{ \left[X_{RD} \cdot I_{Bus\ CA} \cdot eff_{CB} \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Bat} \right] - I_{Carga\ CA} \cdot X_S \cdot \frac{U_{Bus\ CA,Nom}}{U_{Bus\ CC,Nom}} \cdot \frac{1}{eff_{Inv}} \right\} =$$



Ecuación 98: Ecuación de Desequilibrio de CC

$$X_S = \frac{I_{Bus\ CC} - I_{Carga\ CC}}{I_{Carga\ CA} \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} \cdot \frac{1}{eff_{Inv}}} \iff X_S = \frac{1}{I_{Carga\ CA} \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} \cdot \frac{1}{eff_{Inv}}}$$

$$\left\{ \left[X_{RD} \cdot I_{Bus\ CA} \cdot \frac{eff_{CB} \cdot U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Bat} \right] - I_{Carga\ CC} \right\}$$

Ecuación 99: Determinación de X_S , la decisión sobre la parte de salida entre inversor y bus CA

La descripción del flujo de corriente que llega a la carga de CA es la cantidad de corriente de salida del inversor y la corriente del diésel en el bus de CA conducida a la carga de CA (Ecuación 99) y debe ser igual a la cantidad de carga de CA demandada (Ecuación 98):

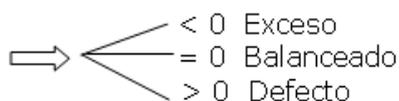
$$I_{Carga\ CA} - I_{CA\ alim} = 0$$

Ecuación 100: Definición de la ecuación de balance de bus de CA

$$DESBALANCE_{CA} = I_{Carga\ CA} - I_{Carga\ CC} \neq 0$$

Ecuación 101: Definición de sobre suministro o bajo suministro de CA

$$I_{Carga\ CA} - \left\{ \left[(1 - X_{RD}) \cdot I_{Bus\ CA} + [I_{Fuente\ CC} - I_{Bat} + I_{Carga\ CC} + \frac{eff_{CB} \cdot U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}} \cdot X_{RD} \cdot I_{Bus\ CA}] \cdot \frac{eff_{Inv} \cdot U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}} \right] \right\}$$



Ecuación 102: Ecuación de Desequilibrio de CA

$$X_{RD} = \frac{(I_{Bus\ CA} - I_{Carga\ CA}) + (I_{Fuente\ CC} - I_{Bat} - I_{Carga\ CC}) \cdot \text{eff}_{Inv} \cdot \frac{U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}}}{I_{Bus\ CA} \cdot (1 - \text{eff}_{CB} \cdot \text{eff}_{Inv})}$$

Ecuación 103: Determinación de XRD, decisión de dirección para la salida del generador diesel

$$X_S = \left[\frac{(I_{Fuente\ CC} - I_{Bat} + I_{Carga\ CC}) \cdot \frac{1}{(1 - \text{eff}_{Inv} \cdot \text{eff}_{CB})} + (I_{Bus\ CA} - I_{Carga\ CA}) \cdot \frac{\text{eff}_{CB} \cdot (U_{Bus\ CA, Nom} / U_{Bus\ CC, Nom})}{1 - \text{eff}_{Inv} \cdot \text{eff}_{CB}} \right] / \left[\frac{I_{Carga\ CA} \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} \cdot \frac{1}{\text{eff}_{Inv}}}{U_{Bus\ CC, Nom}} \right]$$

Ecuación 104: Xs en términos de carga CC y CA, y recursos CC y CA

Al conectar XRD y XS en las ecuaciones para Isum CA y Isum CC se obtienen I carga CA y I carga CC respectivamente.

Sin embargo, XRD y XS sólo pueden asumir valores entre 0 y 1, por lo que puede suceder que para valores de XRD y XS fuera de este rango las cargas CC y CA no estén cubiertas exactamente, produciéndose un desequilibrio por sobreabastecimiento o suministro insuficiente de energía.

$$\text{DESBALANCE}_{CC} = \text{DESBALANCE}_{CA} \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom} \cdot \text{eff}_{Inv}}$$

Ecuación 105: Conversión externa CC/CA

$$\text{Carga}_{CA} = I_{Carga\ CA} + I_{Carga\ CC} \cdot \text{eff}_{Inv} \cdot \frac{U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}} = \text{Carga}_{CC} \cdot \text{eff}_{Inv} \cdot \frac{U_{Bus\ CC, Nom}}{U_{Bus\ CA, Nom}}$$

Ecuación 106: Carga total introducida en el sistema expresada en corriente continua y alterna

5.3.4 Formulación de la estrategia de operación

El flujo de corriente depende del tamaño y el número de dispositivos, así como las decisiones de operación en cada instante. Las decisiones de operación identificadas son las de enrutamiento y conmutación, así como decisiones de corriente de salida de batería y diesel. Como se muestra en las secciones anteriores, las decisiones de enrutamiento y conmutación podrían derivarse de la resolución de las ecuaciones de balance CC y CA en diferentes nodos en la red del sistema híbrido.

Sin embargo, esto requiere mucho tiempo de cálculo, ya que la optimización de los niveles de corriente de salida en cada instante de tiempo requiere que se optimice un gran número de variables de decisión. Además, el ajuste de los niveles de salida de la corriente de la batería y del diesel en cada instante, en un sistema híbrido operado en campo en un área remota es difícil ya que requeriría estimaciones confiables del tiempo para el control del sistema.

El control del sistema tendría que ser muy sofisticado y bien probado. El funcionamiento del sistema sería vulnerable a cualquier mal funcionamiento o fallas de la electrónica de control o la fiabilidad de las estimaciones de datos sobre las que se basó la estrategia de control.

Con el fin de desarrollar estrategias de operación, los niveles de salida de la batería y del diesel deben estar vinculados a ajustes de control para un sistema híbrido. Los niveles de salida de la batería y del diesel están contenidos en las ecuaciones de la corriente diésel y de la batería (Ecuación 107, Ecuación 110) derivadas de las ecuaciones de balance CC y CA.

$$I_{Bat} = ((1 - X_{RD}) \cdot I_{Bus\ CA} + (1 - X_S) I_{Carga\ CA}) \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} + I_{Fuente\ CC} - I_{Carga\ CC} \\ + \text{eff}_{CB} \cdot \frac{U_{Bus\ CA, Nom}}{U_{Bus\ CC, Nom}} \cdot I_{Bus\ CA} \cdot X_{RD}$$

$$I_{Bus\ CA} = I_{Diesel-CA} + I_{RE-CA} + I_{Otras\ Fuentes\ -CA}$$

$$I_{Fuente\ CC} = I_{RE-CC} + I_{Diesel-CC} + I_{Otras\ Fuentes\ -CC}$$

Ecuación 107: Corriente de Batería basada en la ecuación de equilibrio CC

La batería puede aceptar como carga en el tiempo t:

$$I_{\text{Bat carga}}(t) = \text{Máx} \left[0, \text{Mín} \left[\left(\frac{\text{EDC}_{\text{max}} - \text{EDC}(t)}{\Delta t} \right), I_{\text{Bat Max carga}}, I_{\text{Sist Bat carga}} \right] \right]$$

Ecuación 108: Corriente de carga de Batería

Donde $I_{\text{bat max c}}$ es la corriente de carga máxima permitida. $I_{\text{bat sis c}}$ es la carga que el sistema quiere suministrar a la batería.

La batería puede descargarse en el instante t :

$$I_{\text{Bat desc}}(t) = \text{Máx} \left[0, \text{Mín} \left[\left(\frac{\text{EDC}(t) - \text{EDC}_{\text{min}}}{\Delta t} \right), I_{\text{Bat Max desc}}, I_{\text{Sist Bat desc}} \right] \right]$$

Ecuación 109: Corriente de descarga de Batería

Donde $I_{\text{bat max d}}$ es la máxima corriente de descarga permitida. $I_{\text{Sist Bat desc}}$ es la descarga que el sistema necesita de la batería.

$$I_{\text{Diesel-CA}} = I_{\text{Carga CA}} + I_{\text{Carga CA}} \cdot X_S \cdot \frac{U_{\text{Bus CA,Nom}}}{U_{\text{Bus CC,Nom}} \cdot \text{eff}_{\text{Inv}}} + I_{\text{Bat}} - I_{\text{Fuente CC}} \cdot \frac{U_{\text{Bus CC,Nom}}}{U_{\text{Bus CA,Nom}}} +$$

$$I_{\text{Carga CA}} (1 - X_S) - I_{\text{RE-CA}} + I_{\text{Otras Fuentes - CA}}$$

Ecuación 110: Corriente del Diesel basada en la ecuación de equilibrio CA

Todas estas variables son dependientes del tiempo.

Preferencia del banco de generador diesel de CA

Si primero se determina la salida de corriente diesel de CA, entonces es realista asumir que el nivel de salida de la matriz de diesel de CA debe ser lo más alto posible para obtener un nivel de carga de alta capacidad y una alta relación de salida / costo. Por lo tanto, el banco de generadores diesel de CA cubrirá tanto como sea posible el porcentaje de carga de CA no cubierto por ninguna fuente de energía renovable de CA, la aceptación de carga de batería máxima posible y tal vez cualquier demanda de CC sin cubrir.

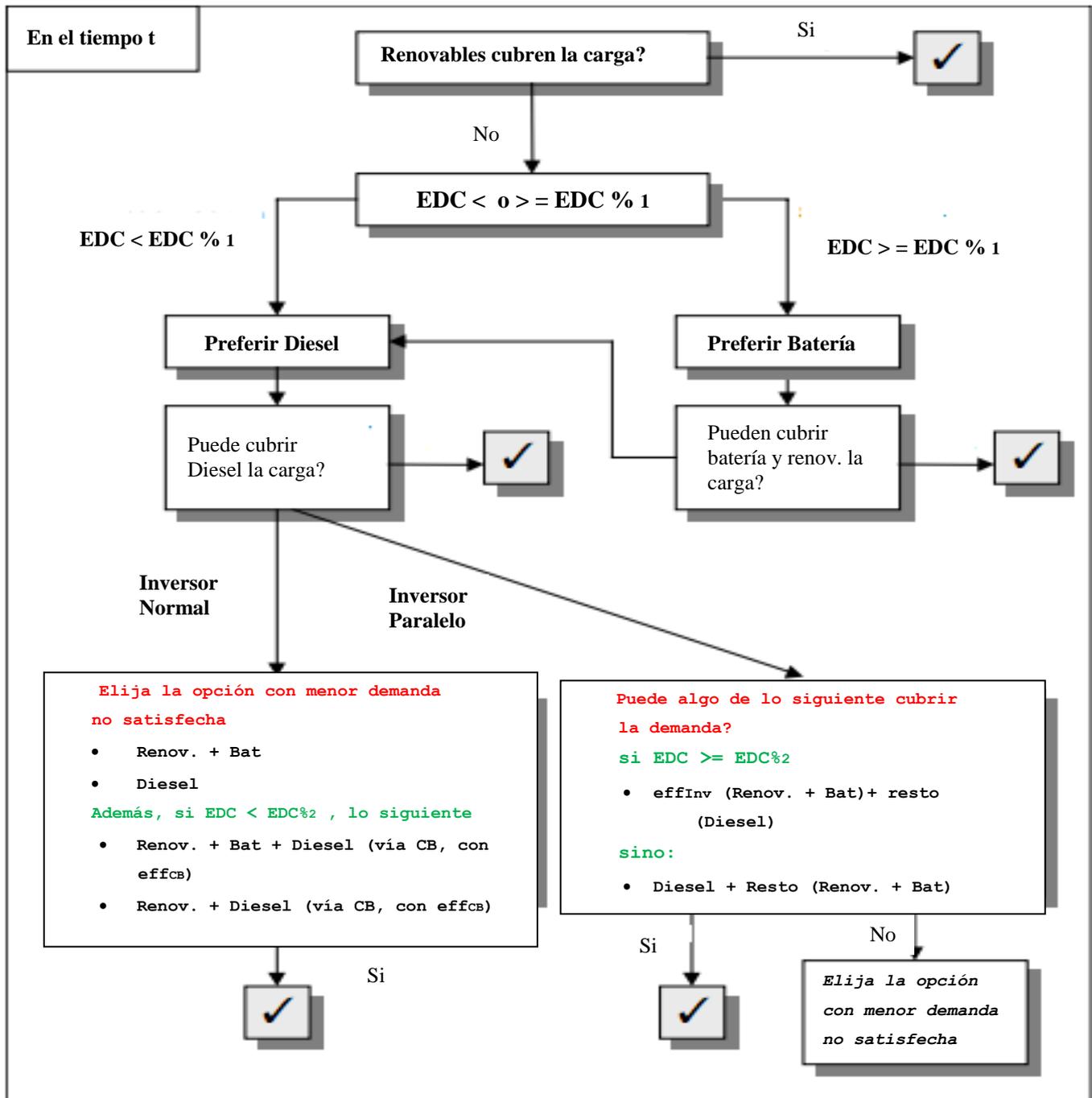


Figura 36: Visión general sobre la estrategia de decisión para el funcionamiento del sistema [Seeling-Hochmuth]

Configuración de control vinculada al estado del sistema

En las secciones anteriores se desarrollaron las ecuaciones de decisión de operación de las ecuaciones de balance de bus CC y CA. Se identificaron la toma de decisiones para las operaciones en cada instante de tiempo asumiendo ciertos ajustes de "preferencia". La toma de decisiones se muestra en la Figura 36.

Formulación de indicadores de desempeño del sistema

Una indicación del rendimiento general del diseño del sistema se da en términos de las relaciones entre la energía suministrada y la generada, y las relaciones promedio para el ciclo de la batería y la carga del diesel.

$$\begin{aligned} \text{Índice}_{\text{rend}} &= \text{Energía Suminist} / \text{Energía Generada} = \\ &= P_{\text{alim CC}} + P_{\text{alim CA}} / (P_{\text{CC fuentes, bat}} + P_{\text{CA Fuentes}}) \end{aligned}$$

Ecuación 111: Eficiencia general del sistema como índice de rendimiento

$$\text{Promedio}_{\text{ciclo bat}} = \sum_{t=1}^T \text{EDC}(t) / \text{EDC máx} \cdot T$$

Ecuación 112: Proporción promedio de ciclos de batería durante un intervalo de tiempo

$$\text{Promedio}_{\text{Diesel carga}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{Diesel}}(t) / P_{\text{máx Diesel}} \cdot T$$

Ecuación 113: Capacidad de carga promedio del Diesel durante un intervalo de tiempo

CAPÍTULO 6. MICROREDES Y REDES INTELIGENTES

6.1 GENERALIDADES

Se define la red inteligente como aquella que puede integrar de manera eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados (empresas de generación de electricidad, consumidores y agentes que desempeñan ambos papeles) con el fin de brindar sistemas eléctricos económicamente eficientes y sostenibles, con pocas pérdidas y un alto nivel de calidad, garantía de abastecimiento y seguridad.

Una microrred proporciona beneficios a los usuarios en cuanto a confiabilidad y calidad del servicio, no disponibles en la red principal, así como los beneficios a la empresa suministradores al resolver problemas de sobrecargas en sus instalaciones.

La microrred se enmarca en un concepto más amplio que se ha denominado 'red inteligente' ('smart grid' - en inglés), y tiene como antecedente las instalaciones eléctricas en donde la pérdida de energía sería catastrófica (hospitales, centros comerciales, centros de datos, etc.). Al perder el suministro de la red principal en estas instalaciones, se conecta generación a base de turbinas de gas o diesel. La diferencia principal con el concepto de microrred es que ésta tiene la capacidad, mediante tecnologías de comunicación y cómputo, para operar en forma autónoma, ya sea aislada o en coordinación con la red de la empresa distribuidora, así como la posibilidad de vender sus excedentes de energía a la empresa distribuidora.

6.2 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE MICRO REDES

La configuración más básica de una microrred consta de un Generador de Emergencia y un interruptor de transferencia, según se observa en la figura 36.

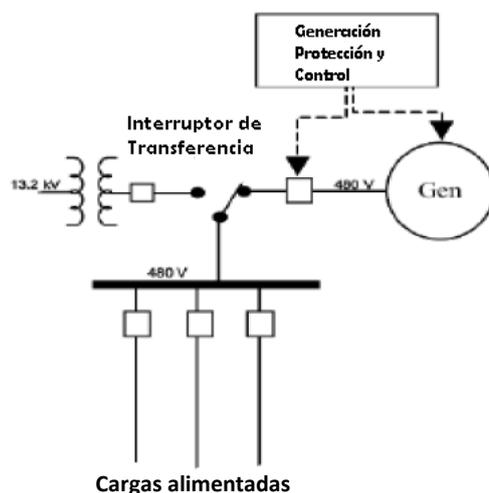


Figura 37: configuración más básica de una microrred

Una microrred es una pequeña red de distribución eléctrica que conecta a varios usuarios a múltiples sistemas de generación y almacenamiento.

Está orientado a poblaciones de pocas viviendas con una demanda energética de unos miles de kWh/día conectados a una red de baja tensión. También en media tensión para complejos administrativos, comerciales, industriales, académicos, etc.

Proporcionan electricidad a demandas remotas en los que la conexión a las redes de transmisión es inviable o por estrictas razones de eficiencia y calidad de producto.

6.3 ESTRUCTURA GENERAL DE UNA MICRO RED

Las distintas tecnologías en generación, que pueden ser utilizadas para el uso en sistemas de microrredes, son las siguientes:

Motores de Combustión Interna (10 KW a 10 MW).

Mini a pequeñas turbinas de combustión (0,5 a 50 MW).

Microturbina (20 a 500 KW).

Celdas de Combustible (1 KW a 10 MW).

Sistemas Fotovoltaicos (5 W a 5 MW).

Turbinas Eólicas (30 W a 10 MW).

Como la generación de microrredes es localizada y se ubica cerca de las demandas, deben cumplir con determinadas normas ambientales. Se deben ubicar

donde puedan funcionar sin causar problemas con el ruido, emisiones, estética, y otras cuestiones relacionadas con el lugar.

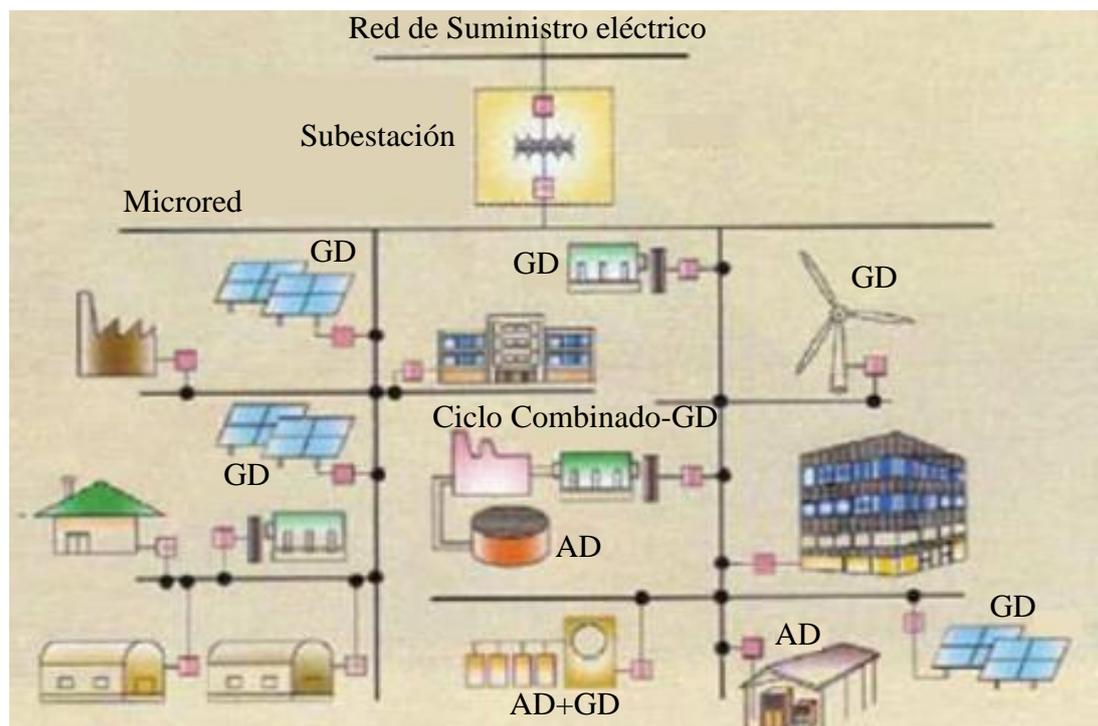


Figura 38: Estructura general de una microrred con múltiples fuentes de generación

Las tecnologías de generación de microrredes pueden tener las siguientes características:

- Diseños modulares (escalas desde 1 KW hasta 10 MW)
- Bajo costo de capital (preferentemente mucho más bajo que 1.000 USD/KW instalado).
- Bajo costo de operación y mantenimiento.
- Que permita diferentes usos tanto para demanda residencial, comercial e industrial.
- Bajas emisiones (por debajo de las modernas plantas de generación con gas).
- Alta eficiencia para diversas condiciones de carga (no menos de 40 %).
- Calor de salida del proceso utilizable (generalmente mientras mas alta la temperatura, mejor).
- Alta calidad de generación (bajo contenido armónico, buena estabilidad de tensión y regulación de frecuencia).
- Buenas características de seguimiento de carga (para grandes cambios de carga y arranque transitorio de motores).
- Arranque rápido (de arranque en frío y condiciones de reserva).

- Buena densidad de energía (alta relación de potencia por peso y alta relación de potencia por unidad de área requerida).
- Resistente a los daños por tensiones y corrientes de cortocircuito (cambios y desequilibrio de tensiones, etc.)
- La operación del combustible debe ser de fácil transporte al sitio.
- Una tecnología madura con excelente infraestructura de apoyo.
- Alta confiabilidad y despachabilidad.

6.3.1 Microredes para un solo consumidor

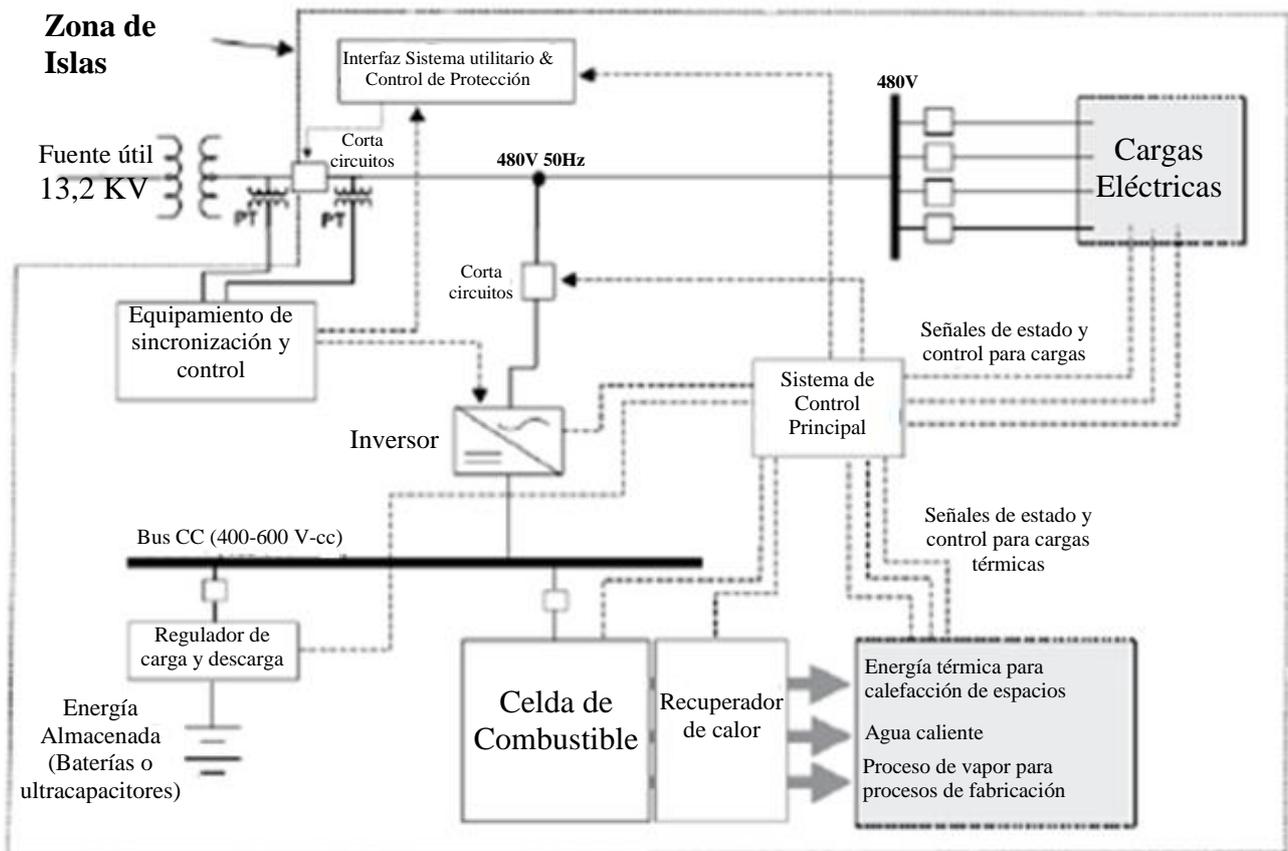


Figura 39: Estructura de una Microrred para un solo consumidor

6.3.2 Microredes para varios consumidores

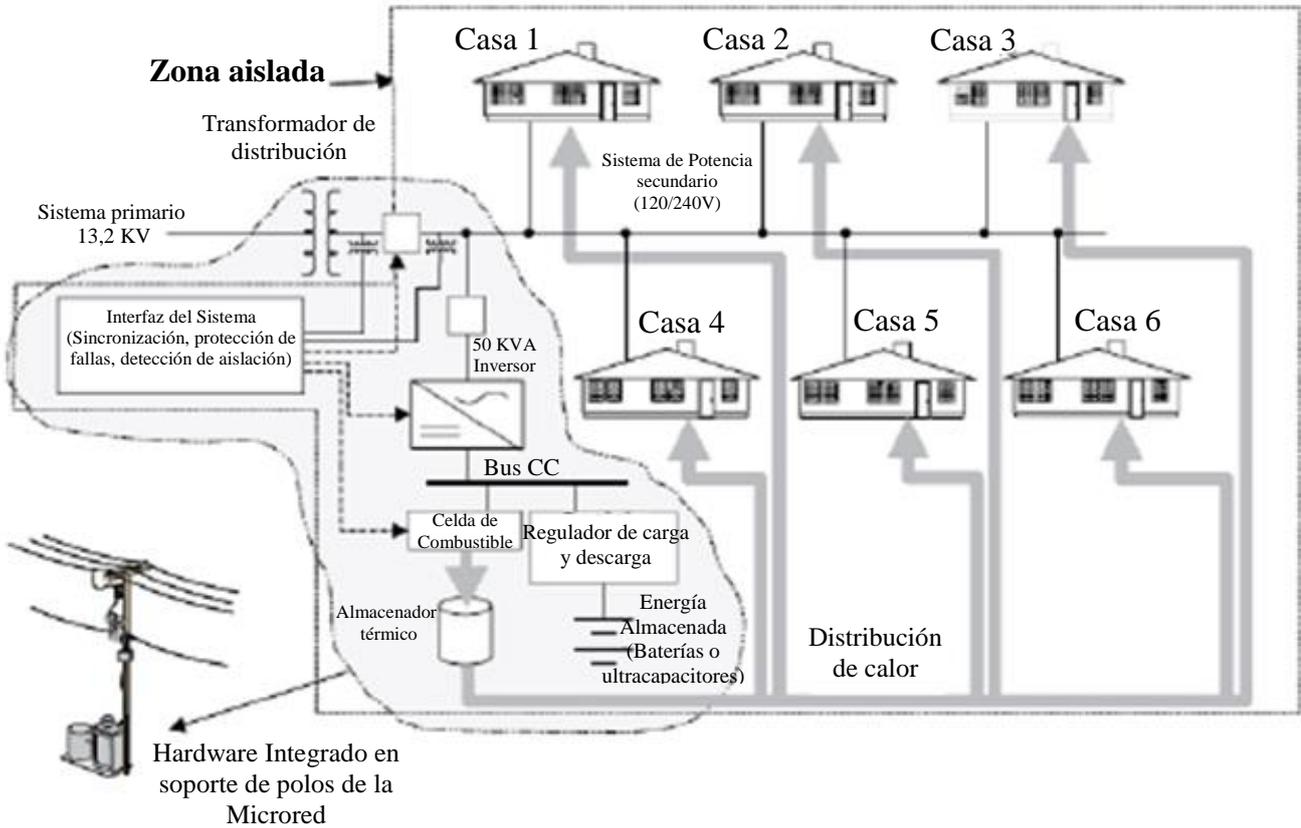


Figura 40: Estructura de una Microrred para varios consumidores

6.3.3 Microredes para centros comerciales y/o académicos

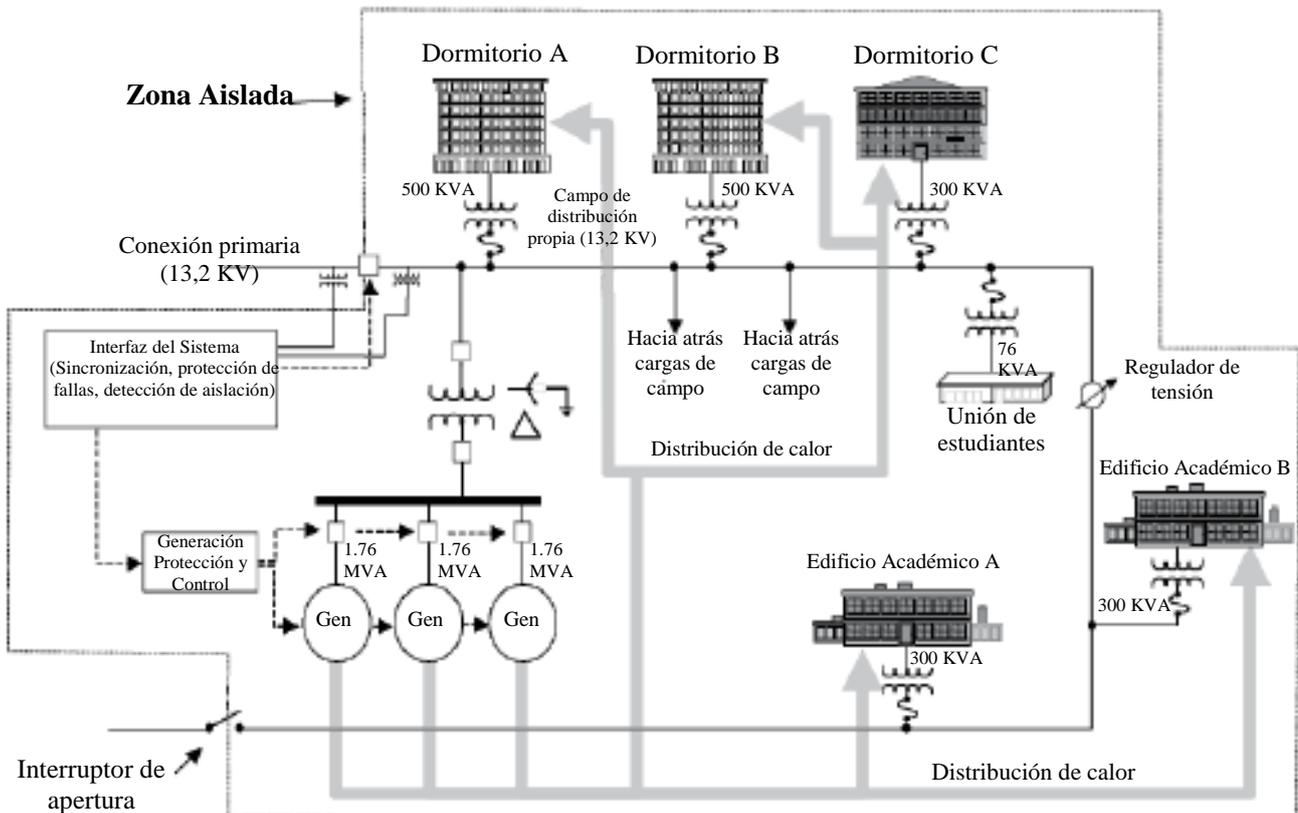


Figura 41: Estructura de una Microrred para Centros Comerciales y/o Académicos

6.4 ALMACENADORES DE ENERGÍA

Las tecnologías de almacenamiento de energía, se clasifican en función de: la energía total almacenada, el tiempo y el transitorio requerido para su operación. Estos dispositivos permiten mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico de varias formas, permitiendo trabajar a los generadores en régimen constante a pesar de las posibles fluctuaciones en la carga, poder hacer frente a variaciones en las fuentes de energía primaria cuando estas no son gestionables (sol, viento, etc.). Además, permite considerar al conjunto de generadores – almacenamiento como una única unidad con capacidad de generación predecible.

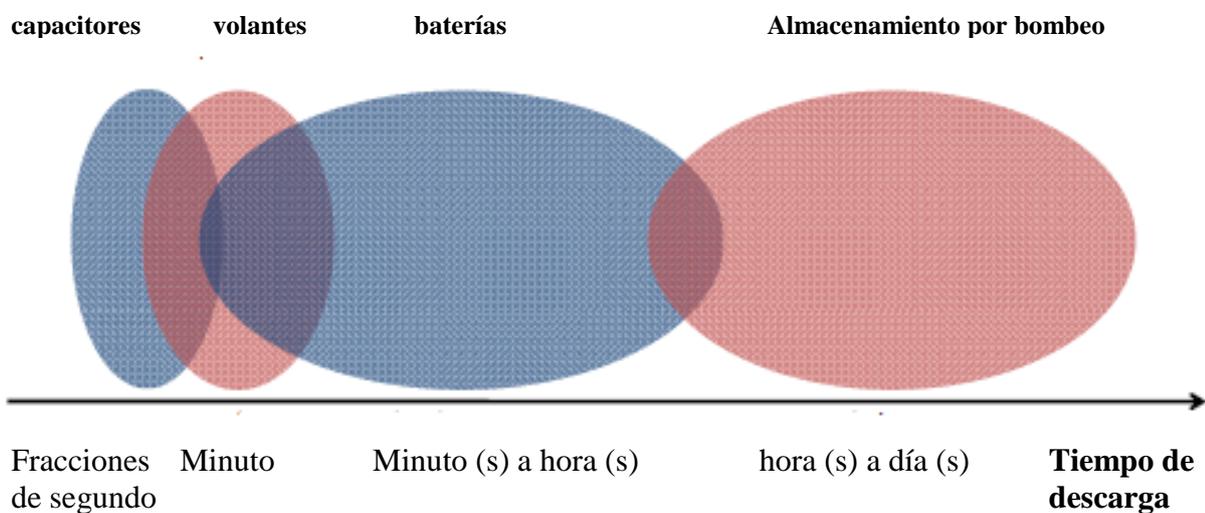


Figura 42: Tiempos de almacenamiento

Los sistemas de energía son difíciles de operar, ya que la oferta y la demanda deben equilibrarse con precisión en todo momento. La demanda de energía es un estado de flujo constante.

Aunque generalmente sigue patrones predecibles, es imposible pronosticar con precisión. Como resultado, los sistemas eléctricos siempre han tenido que ser flexibles. En la actualidad, la flexibilidad proviene principalmente del lado de la generación, de manera que los operadores del sistema ajustan la salida de los generadores hacia arriba o hacia abajo en respuesta a intervalos de tiempo predefinidos y velocidades de rampa. [Electricity Storage – SBC Energy Institute]

Los sistemas eólicos y fotovoltaicos solares dificultan la adaptación de la demanda y la oferta, ya que aumentan la necesidad de flexibilidad dentro del sistema, pero no contribuyen de forma significativa a la flexibilidad. La mayor necesidad de flexibilidad

se refleja en las variaciones de carga residual (demanda menos producción intermitente).

La gestión de la flexibilidad puede optimizarse mediante el perfeccionamiento de modelos de predicción de la producción de plantas eólicas y solares, el ajuste de las regulaciones del mercado y el perfeccionamiento del diseño de los sistemas de energía. Sin embargo, se necesitará flexibilidad adicional en forma de participación en la demanda, mejores conexiones entre mercados, mayor flexibilidad en el suministro de energía de base o en el almacenamiento de electricidad.

El almacenamiento de electricidad es un proceso de tres pasos que consiste en retirar electricidad de la red, almacenarla y devolverla en una etapa posterior. Consiste en dos dimensiones: la capacidad de potencia de las fases de carga y descarga, que define la capacidad del sistema de almacenamiento para retirar o inyectar electricidad instantáneamente desde o hacia la red; y la capacidad energética de la fase de almacenamiento, que mide cuánta energía se puede almacenar y por cuánto tiempo. Como consecuencia, el almacenamiento de electricidad tiene usos muy diferentes, dependiendo de la combinación de la potencia nominal y el tiempo de descarga de un dispositivo, su ubicación dentro de la red y su tiempo de respuesta.

El propósito principal del almacenamiento de electricidad consiste en garantizar la calidad de la energía y la fiabilidad del suministro, ya sea para proporcionar reservas operativas, soluciones de suministro de energía ininterrumpida a los usuarios finales o energía inicial para reiniciar la red después de un apagón.

Un propósito secundario de almacenamiento de electricidad es impulsado más por los requerimientos de energía. Esto implica nivelar el poder de almacenamiento en tiempos de exceso de suministro y descargarlo en épocas de déficit. La nivelación permite diferir la inversión de la red en un nodo de congestión y la utilización óptima de las centrales eléctricas de bajo costo de operación y presenta oportunidades para el arbitraje de precios. La mayor penetración de las energías renovables hace que estas aplicaciones sean más críticas. Por estas razones, las energías renovables variables han dado como resultado un renovado interés en el almacenamiento de electricidad.

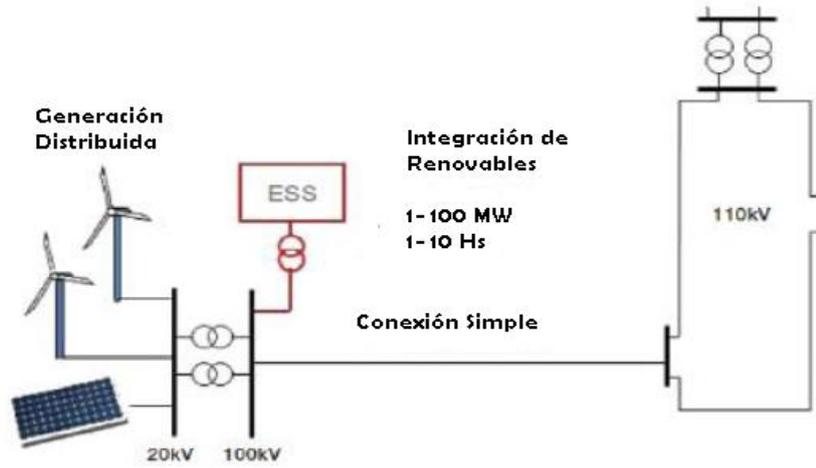


Figura 43: Integración de energías renovables intermitentes.

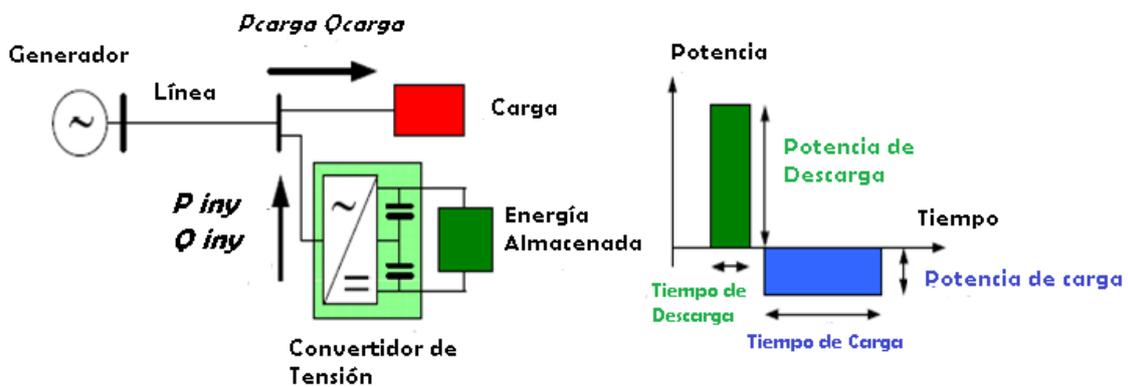


Figura 44: Conexión - Tiempos de carga y descarga

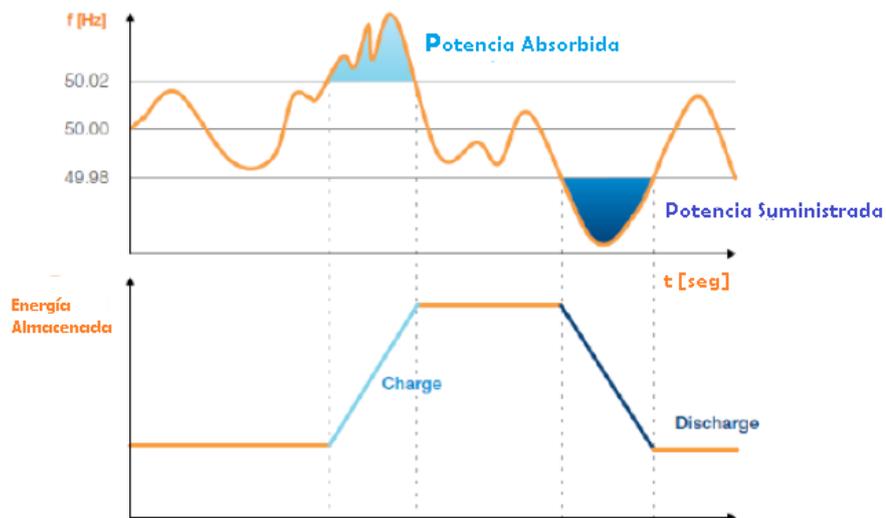


Figura 45: Aporte a la regulación de frecuencia

Nota: Las figuras 37 a 45 se tomaron como referencia del material de la asignatura Principios Básicos y Tecnologías Energéticas de la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible de FCEIA – UNR del año 2013. fuente original: [Electricity Storage – SBC Energy Institute]

El almacenamiento de electricidad se utiliza para nivelar las cargas sobre varias escalas de tiempo.

Normalmente, la electricidad se almacena durante períodos de baja demanda y la descarga se realiza durante los períodos de picos de mayor demanda para reducir la amplitud del pico y el apagado del pico (diario, semanal y demanda estacional). Esto también puede ocurrir en escalas de tiempo más cortas (cada hora) para alisar la carga y evitar la activación de los picos en las plantas.

Es necesario mantener la frecuencia y la tensión del sistema dentro de los límites técnicos para evitar inestabilidad y apagones. Esto podría lograrse mediante el proceso de inyectar o retirar energía como una alternativa de almacenamiento de reservas (respuesta en frecuencia y reservas de reemplazo).

El almacenamiento de electricidad no es un concepto nuevo. A finales de 2012, la capacidad instalada de las plantas de almacenamiento de electricidad ascendía a más de 128 GW. Sin embargo, su desarrollo se ha restringido a una tecnología: el almacenamiento hidráulico bombeado. El desarrollo del almacenamiento hidráulico bombeado comenzó en los años 60 y la tecnología representa el 99% de la capacidad instalada global y el 78% de los futuros proyectos de almacenamiento, con 8,2 GW en construcción y 8,2 GW previstos, principalmente en Estados Unidos (41%) y China (25%).

Después de un arranque lento, el almacenamiento de energía del aire comprimido puede despegar en los próximos años. La primera planta, de 290 MW en Alemania, fue puesta en servicio en 1978. La segunda, una planta de 110 MW en Estados Unidos, no fue construida hasta 1991. Dos grandes plantas, con capacidades de 300 MW y 150 MW, están en construcción en Los EE.UU., y otros proyectos están previstos en Alemania y Corea del Sur. Sin embargo, el panorama es incierto, dado que varios otros proyectos de aire comprimido han sido suspendidos en los EE.UU., incluyendo una empresa de 2.700 MW en Norton, Ohio.

Al mismo tiempo, también se están desarrollando grandes baterías, con una capacidad instalada de casi 750 MW. Impulsadas por el desarrollo en Japón, las baterías de sodio-azufre se convirtieron en la tecnología dominante en los años 2000 y representan casi el 60% de las baterías estacionarias instaladas (441 MW de un total de 747 MW). En los últimos años, las baterías de iones de litio se han vuelto más populares y representan la mayoría de los proyectos de baterías planificadas. Aunque en una fase muy temprana del despliegue, con pocos proyectos anunciados, las baterías de flujo podrían ser un cambio de juego en el mediano

plazo; La investigación se está llevando a cabo a un ritmo intenso en China y Australia.

Con excepción del almacenamiento térmico, desarrollado en los últimos años junto con la concentración de centrales solares, todas las demás tecnologías de almacenamiento de electricidad siguen siendo marginales en términos de capacidad instalada. A pesar de la reciente puesta en marcha de una planta de 20 MW en Estados Unidos, los volantes luchan por encontrar una propuesta de valor sostenible.

Las tecnologías de almacenamiento eléctrico, ya sean súper capacitores o almacenamiento de energía magnética superconductora, permanecen en una fase temprana de la demostración. Por último, el interés en el almacenamiento de productos químicos es alto en Europa, con varios proyectos de demostración a gran escala en Alemania, Dinamarca y el Reino Unido. Sin embargo, el objetivo primordial de estos proyectos generalmente no es inyectar electricidad de nuevo a la red, sino de proporcionar combustibles alternativos para el transporte. (ref. Electricity Storage – set 2013).



Figura 46: Aplicaciones operativas del almacenamiento de Energía

Todas las aplicaciones tienen requisitos técnicos específicos que deberán ser compatibles con las características de las tecnologías de almacenamiento

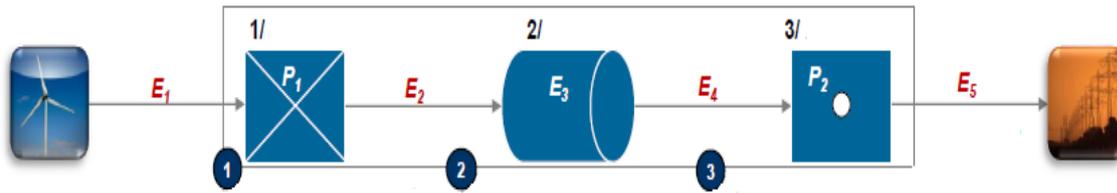


Figura 47: Propiedades de los sistemas de almacenamiento

1/ La carga puede ser vista como una forma de consumo y se caracteriza por la velocidad a la que se puede retirar la energía (potencia) y el tiempo necesario para comenzar (velocidad de rampa)

2/ La fase de almacenamiento añade la dimensión de cambio de tiempo y se caracteriza por la cantidad de energía que el sistema puede almacenar (la energía es igual a la potencia multiplicada por el tiempo).

3/ La descarga se puede ver como una forma de generación de energía y se caracteriza por la velocidad a la que se puede inyectar energía (potencia) y el tiempo necesario para comenzar (velocidad de rampa).

Las propiedades de un sistema de almacenamiento determinarán la amplitud de las aplicaciones que puede servir:

* La relación potencia-energía determina el tiempo típico de ciclo de almacenamiento del sistema y proporciona una indicación de la frecuencia de ciclo (por ejemplo, un dispositivo de carga de 8 MW con una capacidad de almacenamiento de energía de 48 MWh tiene un tiempo de carga de 6 horas, y tienen un tiempo de carga de 30 minutos para dispositivos de 4 MWh de energía, dando como resultado una mayor frecuencia de ciclo);

* Eficiencia del sistema. Se mide por la energía inyectada en comparación con la energía retirada. La capacidad de cambio de tiempo puede estar limitada por pérdidas por auto descarga (% de energía perdida por día). La importancia de tener un sistema altamente eficiente aumenta con el aumento de la frecuencia del ciclo (por ejemplo, servicio auxiliar vs. servicios de inicio negro).

6.5 DEMANDA CONTROLADA

La demanda máxima podemos definirla como la máxima coincidencia de cargas en un intervalo de tiempo. Las tarifas eléctricas de media tensión y negocio de más de 25 KW contratados incluyen, además del cargo de consumo (KWH) un cargo por demanda máxima (KW), este aspecto es de suma importancia y requiere de un debido control de proceso.

Optimizar el uso de la capacidad del equipo instalado permitirá reducir los cargos por demanda y consumo, en términos económicos se podrían lograr ahorros entre el 10% y el 30%.

El control y administración de la demanda, son todas las actividades, encaminadas, a optimizar el uso de la capacidad del equipo instalado, tanto de los usuarios como de los distribuidores de energía eléctrica que consiste en reducir o controlar la demanda en KW durante un período de tiempo, optimizando la operación de los equipos eléctricos sin afectar el proceso de producción.

Para controlar las cargas eléctricas existen los siguientes tipos de control:

Manual: El personal coordina la operación de los equipos en función del proceso de producción a fin de evitar los picos de cargas innecesarias. Tiene limitaciones en cuanto rapidez y precisión por el factor humano.

Automático: Se programan los equipos a través de dispositivos electrónicos o mecánicos para controlar los picos de demanda.

Sin importar el tipo de control que se utilice, debe conocerse el proceso de producción perfectamente, ya que de ahí se toman los datos para realizar la optimización, tales como:

- Información de valores de producción y energía necesarios.
- La identificación del día y la hora en que ocurre la demanda máxima y las cargas que contribuyen a la misma.
- La identificación de los equipos que pueden sacarse de operación sin afectar el proceso de producción.

Administrar las cargas no es consumir menos energía, se trata de hacer un uso más eficiente y efectivo de la potencia que se demanda.

Sin embargo, en el proceso de análisis, para controlar las cargas se encontrarán innumerables vicios ocultos, que podrán ser evaluados por los expertos de cada proceso para erradicarlos y de esta manera reducir significativamente el uso de energía eléctrica.

6.5.1 Mediciones de Energía intercambiada

Los sistemas de transferencia de potencia o de transferencia de carga (STS), son los equipos encargados de la coordinación de inyección de potencia a la carga, Son el eje central de la microrred, pues su función va más allá de coordinar la entrega de potencia. Este equipo debe contar con la tecnología e infraestructura necesaria para transferir la alimentación de una carga crítica hacia cualquiera de los sistemas de generación ((o la red eléctrica) que conforman la microrred y garantizar el suministro constante y estable en fase tensión y frecuencia.

Los equipos de transferencia de carga actuales poseen la capacidad de expandir el número de fuentes de los sistemas de generación distribuida a las cuales se encuentran conectadas. Esto, debido a que es posible realizar una configuración con más equipos similares para garantizar la potencia que sea requerida por las cargas.

Este equipo debe garantizar la separación completa de los sistemas de generación, de tal forma que si se detecta una falla en la red o alguno de los sistemas de generación distribuida, este sea aislado de la microrred y la operación continúe en forma normal. El STS cuenta con equipos internos de medición de los parámetros y la calidad de la energía eléctrica que es suministrada, software de control, protocolos de comunicaciones como RS232, RS 485 y capacidad de monitorización mediante Ethernet.

La infraestructura de medición avanzada o AMI, por sus siglas en inglés, se compone de medidores digitales de estado sólido con comunicación de dos vías, capaz de proporcionar los valores de los parámetros que caracterizan la microrred. Dichos parámetros son la tensión, corriente, fase, frecuencia y potencia suministrada consumida por las cargas, permiten conocer el comportamiento cambiante de la energía que se produce por los sistemas locales de generación, y como se distribuye dicha energía dentro del sistema.

Los objetivos de la utilización de medidores inteligentes basados en tecnologías de la información y comunicación son:

- Robustecer y fortalecer la red, mejorando su operación e índices de calidad.

- Informar al operador en tiempo real sobre el uso y el costo de la energía eléctrica, a través de variables como flujos de potencia, tensiones, corrientes y sus respectivos ángulos.
- Optimizar las conexiones de las fuentes de energías renovables.
- Gestionar activamente la demanda, permitiendo que los consumidores hagan uso eficiente de los recursos energéticos.
- Desarrollar arquitecturas descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño, en armonía con el sistema.

6.5.2 Protecciones

Las protecciones utilizadas para las conexiones que derivan de los inversores en CA, son las que más comúnmente se utilizan en las instalaciones eléctricas. Para proteger de una sobretensión, se colocan cerca de los sistemas de generación dispositivos denominados descargadores de tensión o varistores de alta energía. La función de este componente es detectar altas tensiones en un espacio-tiempo determinado y derivarlas a tierra.

Las protecciones deben responder a las 2 estructuras básicas que componen la microrred, la red eléctrica y los sistemas de generación distribuida. Si la falla es en la red eléctrica, la respuesta deseada del sistema es que aisle la microrred de la red principal, tan rápido como sea necesario para proteger las cargas del sistema. Si la falla es dentro de la microrred, el sistema coordinador debe aislar la menor parte posible de la microrred para eliminar el problema. Los sistemas de protección convencionales se basan en la medición de las corrientes de cortocircuito del sistema.

La coordinación de protecciones es por lo tanto un componente de diseño de gran importancia. Para esto hay que tener en cuenta que actualmente los sistemas de distribución se diseñan en base a un alimentador, a partir del cual se ramifican las fases y las cargas del mismo, que por ser un sistema estático es relativamente sencillo dimensionar las corrientes y potencias estimadas, así como los diferentes tipos de corrientes de falla.

En una microrred, la complejidad de esta coordinación puede aumentar a medida que existan posibilidades de reconfiguraciones. La coordinación, por lo tanto, debe prever este tipo de posibilidades, mediante una adecuada planificación de la microrred.

Las microrredes en baja tensión regularmente son radiales interconectando cargas del sistema, por ser de distribución, Otros pueden ser en anillo pero normalmente se tienen interruptores abiertos y sólo se cierran cuando se abren otras partes de los bucles debido a fallas o maniobras por mantenimiento. (Mirsaeidi, Mat Said, et al., 2014). En el diseño del sistema de protección para microrredes se debe tener en cuenta lo siguiente: La protección en media tensión, protección de las fuentes de generación, protección de los transformadores de distribución y consideraciones de conexión del neutro a tierra.

Las estrategias de coordinación para microrredes son: escalonamiento, comunicación y otras planteadas por diferentes investigadores; en este último, se busca cumplir con la protección de la micro-red en estudio, dependiendo de las características propias del sistema que talvez no se puedan aplicar para otras microrredes. (Gopalan, Sreeram, & C. lu, 2014)

La micro-red de la estación base de comunicación móvil es planteada con la estrategia de escalonamiento de tiempo, con varios niveles de protección; de tal forma que si existiese una falla y la protección que debería reaccionar ante la falla no se dispara, por lo tanto la protección del siguiente nivel se debe disparar en un intervalo de tiempo muy pequeño; protegiendo el sistema de forma selectiva. Esto lo podemos observar en la figura 48.

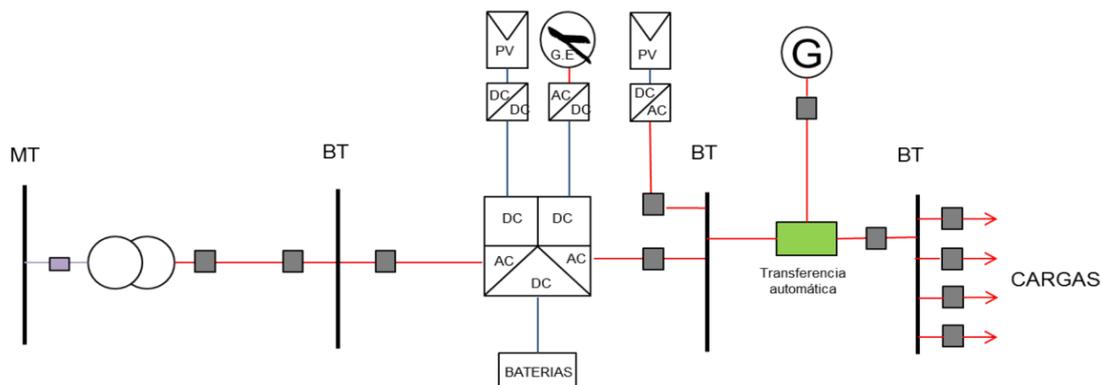


Figura 48: Esquema de protecciones de una microrred [referencia Monografía Jairo Hernando Peñalosa de la facultad de Ingeniería de la Universidad Francisco José de Caldas (Bogotá)]

En la microrred se contemplan las protecciones de los dispositivos de conversión, acondicionamiento, gestión sin tener en cuenta las protecciones internas de estos equipos y comportamientos programados internamente, como parte de su gestión propia, ante los distintos fallos que se puedan presentar.



Figura 49: Tipos de esquemas de Protecciones

CAPÍTULO 7. SIMULACIÓN Y NORMATIVA

7.1 Introducción

El desarrollo del modelo que constituye la base del algoritmo de simulación para optimizar el diseño del sistema híbrido se explicó en los capítulos anteriores. El modelo y el algoritmo de optimización, que utiliza algoritmos genéticos para optimizar los parámetros del modelo, se implementan con el MATLAB.

La simulación se ejecuta para verificar el modelo de optimización desarrollado mediante la evaluación de la validez de los resultados de la simulación y la coincidencia entre los resultados de la misma y el funcionamiento del sistema real y el dimensionamiento en el campo.

La simulación se realiza para presentar el algoritmo como una herramienta nueva y mejorada para usar en la optimización del diseño del sistema híbrido.

Los algoritmos genéticos fueron desarrollados en la década de 1970 por [Holland-73] y han sido ampliamente utilizados ya que en todos los campos del pensamiento y aplicaciones de ingeniería.

Combinan la supervivencia del más apto entre las estructuras de cuerdas con un intercambio de información estructurado pero aleatorio. En cada generación, se crea un nuevo conjunto de objetos artificiales (cadenas que representan valores de variables del sistema) usando bits y piezas del más apto de lo más viejo; ocasionalmente una parte nueva es tratada como buena medida.

Aunque son aleatorios, los algoritmos genéticos no son un camino aleatorio simple. Ellos explotan la información histórica para especular sobre nuevos puntos de búsqueda con el rendimiento esperado mejorado. Los algoritmos genéticos usan información de rentabilidad (función objetivo), no derivadas u otros conocimientos auxiliares. Además, utilizan reglas de transición probabilísticas, no reglas deterministas.

Los algoritmos genéticos se han vuelto más y más populares debido a los problemas de ingeniería discontinuos, no lineales, muy a menudo encontrados en el mundo real y que son difíciles de capturar en modelos con gradientes amigables.

Los algoritmos genéticos se han comparado con las búsquedas al azar en los problemas de control en Marrison, Stengel 94, Marrison 95 y Pohlheim 95 y se han encontrado altamente superiores en términos de velocidad y eficiencia.

Estos algoritmos se utilizan como base de esta tesis para optimizar el modelo de diseño de sistema híbrido desarrollado mediante la minimización de sus costos de ciclo de vida, mientras que todavía cumple con el rendimiento necesario del sistema. La revisión del trabajo sobre algoritmos genéticos sugirió el uso potencial como parte de la herramienta de diseño propuesta para aplicar búsquedas de optimización a un modelo de sistema híbrido complejo que es casi imposible con las técnicas convencionales de búsqueda de optimización.

Para el diseño con el uso de dichos algoritmos, contamos con una herramienta que es relativamente simple de usar, aplicable a una amplia gama de problemas de diseño de sistemas híbridos, tiene una alta probabilidad de encontrar los mejores parámetros de diseño y control, y es computacionalmente eficiente.

Las ventajas del algoritmo sobre otros métodos son que:

- Se ofrece una recomendación de diseño optimizada (en oposición a la simulación solamente)
 - Los requisitos de demanda y el clima local pueden ser simulados por un período de tiempo
 - Los componentes operan a varios niveles de capacidad para satisfacer la demanda.
 - Las diferentes eficiencias de componentes encontradas en las pérdidas de inversor, pérdidas del cargador de batería, eficiencia de combustible, producción de energía renovable se tienen en cuenta durante la simulación
 - Las necesidades de mantenimiento, revisión y reemplazo de componentes pueden determinarse con mayor precisión en función del funcionamiento real
 - Se puede evaluar el impacto de diferentes estrategias de control
 - El costo total del ciclo de vida es más preciso
-
- Un gran número de combinaciones de tamaños de componentes y seteos de operación pueden ser evaluados, y los resultados presentados en un formato fácil de usar
 - Se puede obtener una visión detallada de cómo se relacionan el tamaño, los costos y la operación con diferentes parámetros de entrada

7.2 Implementación de la Estructura del Algoritmo

En general, el algoritmo de optimización está cambiando las variables de decisión de un modelo de tal manera que minimice (o maximice) el indicador de desempeño del mismo (Figura 50). El cambio en los valores de las variables identificadas se logra aplicando procedimientos de optimización específicamente definidos a cada iteración del algoritmo, hasta alcanzar un nivel de convergencia deseado. En el caso de la optimización del diseño del sistema híbrido, el modelo del sistema híbrido y las variables correspondientes a optimizar se han producido en el capítulo 5.

Los parámetros de entrada son datos meteorológicos y de demanda, así como datos sobre las características de los componentes y los costos. Para la optimización, los algoritmos genéticos han sido elegidos para poder modelar el sistema híbrido con un alto grado de precisión. Cuanto más preciso sea el modelo subyacente de una optimización, más exactos serán los resultados de la simulación.

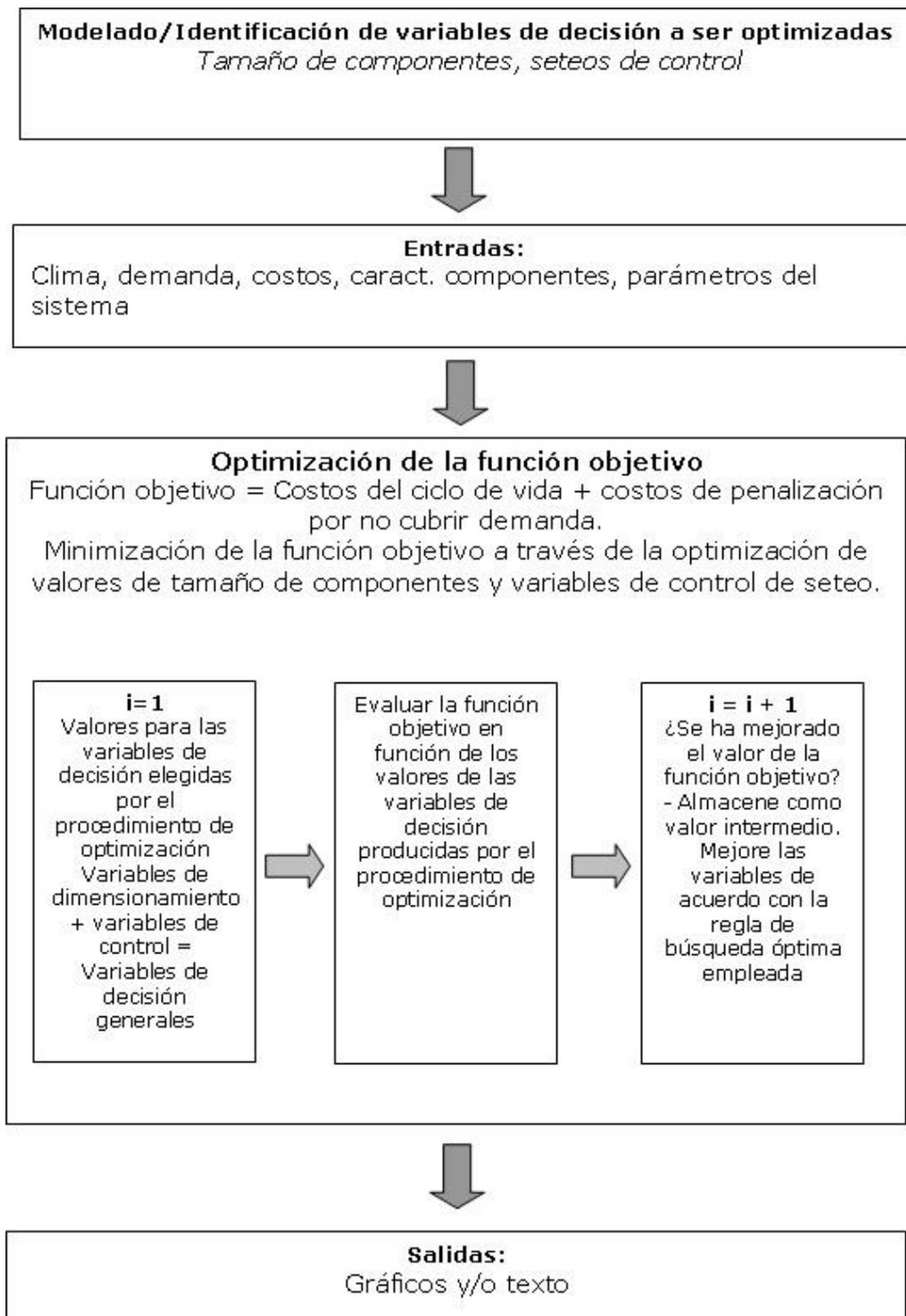


Figura 50: Estructura general del algoritmo de optimización [Seeling-Hochmuth]

7.3 Enfoque de simulación

El proceso de optimización desarrollado utiliza algoritmos genéticos para cambiar las variables del modelo del sistema híbrido, en términos de tamaño y operación, de tal manera que se minimicen los costos del ciclo de vida o los costos de valor actual neto del diseño del sistema híbrido.

Minimizar los costos de valor actual neto y minimizar la demanda insatisfecha se consiguen no sólo seleccionando una configuración de sistema apropiada, es decir, un conjunto de valores para las variables de dimensionamiento, sino también optimizando la configuración del controlador del sistema.

Las variables de tamaño y operación tomadas en conjunto constituyen las variables de decisión del modelo de sistema híbrido que son optimizadas por el algoritmo.

Los ajustes optimizados del controlador permiten tomar decisiones de funcionamiento adecuadas en línea, teniendo en cuenta los requisitos operativos de los componentes del sistema y la demanda que se debe atender. La estrategia de operación adoptada en el manejo del sistema híbrido combinado con la elección de tamaño afecta el cálculo del costo del sistema, rendimiento, degradación y envejecimiento de los componentes.

Los objetivos de dimensionar un sistema para minimizar los costos y operar un sistema para obtener el mejor rendimiento posible del mismo están interrelacionados y se influyen mutuamente (Figura 51). Esto se debe al hecho de que el dimensionamiento de los componentes está relacionado con la estrategia de operación adoptada para un sistema. Por otro lado, el tipo de estrategia de operación que se puede implementar también depende del tamaño de los componentes.

Esta interdependencia entre el dimensionamiento y el control de la operación se ha tenido en cuenta en el algoritmo desarrollado. Cada configuración de dimensionamiento en el algoritmo principal se comunica con un sub-algoritmo, que implementa el diseño de la operación del sistema usando los valores para las variables de decisión operativa.

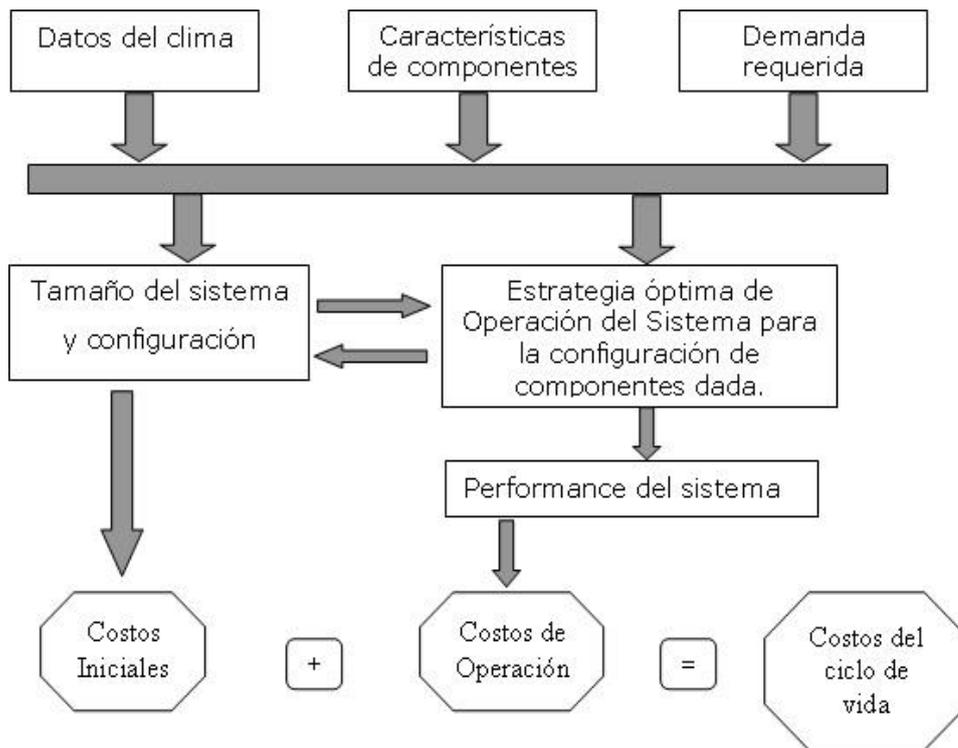


Figura 51: Independencia entre el dimensionamiento y la operación del sistema [Seeling-Hochmuth]

Es importante que las acciones operativas elegidas sean beneficiosas para el sistema en su desempeño y en su eficiencia a largo plazo. Una muy buena decisión de operación a corto plazo podría no ser óptima en una perspectiva a largo plazo de lograr bajos costos y satisfacer el desempeño del sistema.

Los ajustes de control en el algoritmo que determinan la decisión o las estrategias de operación, están vinculados al estado de carga de la batería y la cantidad de demanda que no se cubrió solo con las fuentes de energía renovables. Los ajustes de control deciden si se prefiere la batería o el diesel para cubrir las cargas de CC o CA.

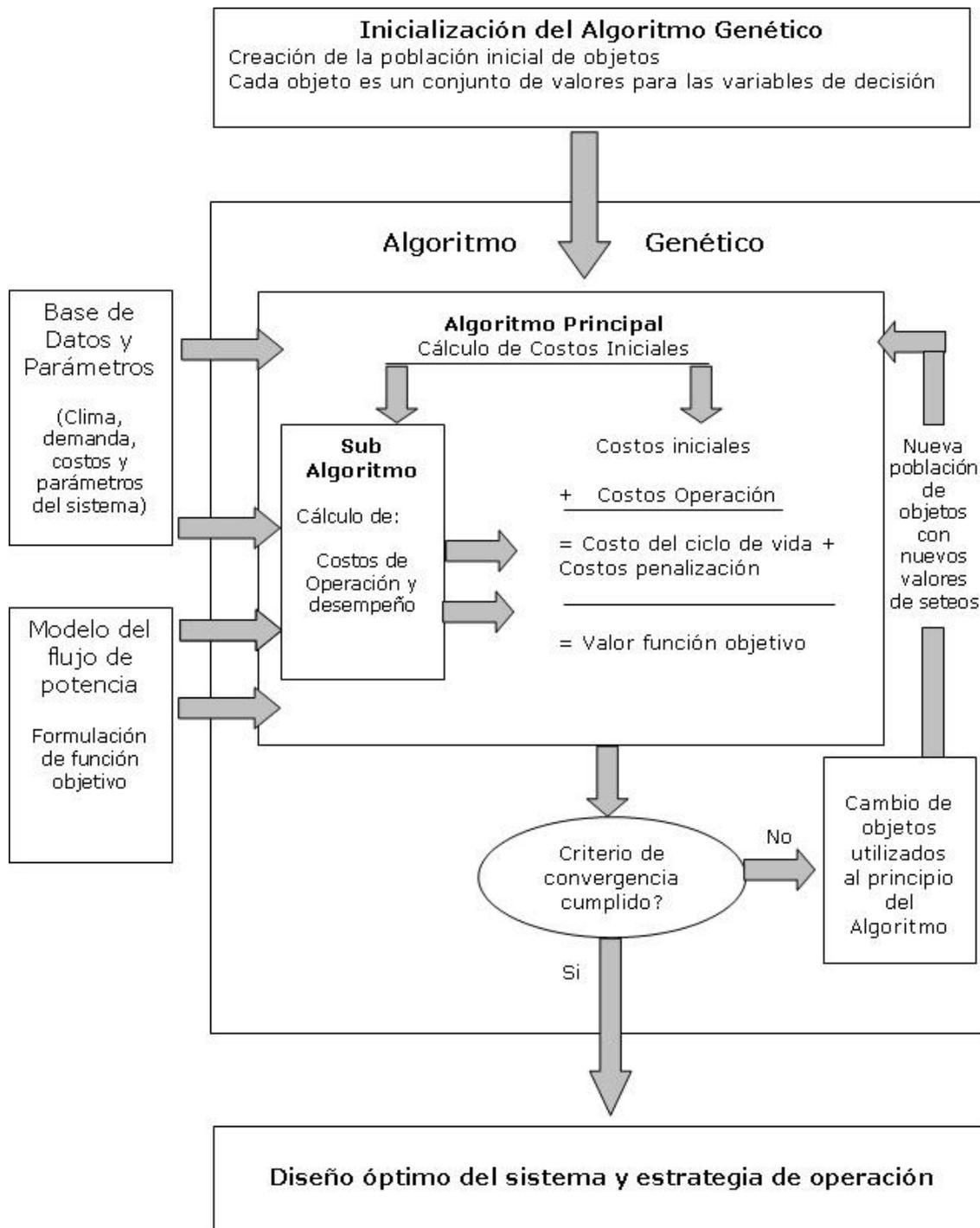


Figura 52: Visión general sobre el algoritmo desarrollado [Seeling-Hochmuth]

El algoritmo principal produce la configuración y mezcla de los componentes del sistema para la instalación inicial del mismo. Las variables de decisión son el tamaño de las capacidades de componentes tales como generador diesel, conjunto fotovoltaico, turbina eólica, batería y otros.

Su objetivo es encontrar un sistema adecuado para la demanda dada, datos meteorológicos y componentes disponibles, al tiempo que se minimizan los costos y se maximiza el rendimiento.

El algoritmo principal pasa al sub algoritmo la configuración calculada por el sistema, en forma de capacidades, números y costos iniciales de componentes en la simulación de rendimiento del sistema. Allí se evalúan los valores de los ajustes de control del sistema y se investigan los costos operativos resultantes y el rendimiento para la mezcla de componentes dada.

El sub-algoritmo evalúa la operación a largo plazo del sistema y la asignación de recursos de las capacidades disponibles para satisfacer la demanda de energía, mientras que realiza el cálculo del combustible y otros costos operativos para dar una configuración de sistema.

La información disponible para el sub-algoritmo consiste en la configuración del sistema y sus costos iniciales, transmitidos por el algoritmo principal, los datos meteorológicos locales o las salidas de energía renovable y la demanda.

Los costos de operación para el mantenimiento, la revisión, el reemplazo, el reabastecimiento de combustible y la administración, junto con los datos de funcionamiento del componente característico, se descargan de la información introducida por el usuario del algoritmo.

Sobre la base de los valores de ajuste de control, suministrados y variados por el algoritmo genético, el sub-algoritmo evalúa el mérito de la estrategia de operación durante la vida del proyecto calculando los costos de funcionamiento y de ciclo de vida y la eficiencia de rendimiento.

El sub-algoritmo pasa el costo del ciclo de vida y el rendimiento del sistema de las estrategias de operación al algoritmo principal (figura 53)

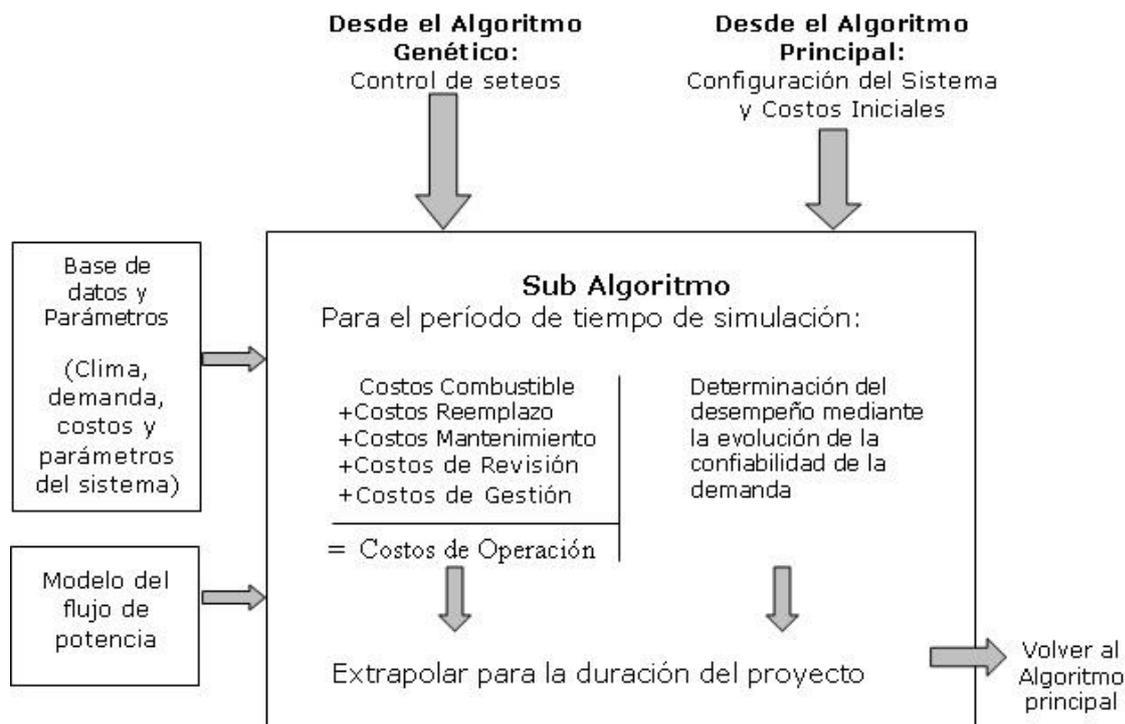


Figura 53: Set up del sub algoritmo [Seeling-Hochmuth]

7.3.1 Datos de Entrada y Salida

El proceso de diseño requiere información inicial para determinar un sistema híbrido apropiado que se adapte a las condiciones y necesidades locales. La información utilizada para inicializar el algoritmo describe los datos característicos para la región y la ubicación donde se considera la implementación de un sistema híbrido (figura 54).

Los datos requeridos de los usuarios son específicos acerca de sus requerimientos de demanda de electricidad, condiciones meteorológicas y descripciones de componentes disponibles, incluyendo características de operación y costos. Otras características del sitio son los costos locales de mantenimiento y operación, factores económicos y costos de transporte, etc. La demanda puede variar entre días laborables y fin de semana o días festivos. Además, pueden existir variaciones estacionales. La demanda también puede cambiar con el tiempo.

Si es posible, esto debe ser considerado al diseñar y planificar un sistema. La gestión de la demanda es también una consideración importante en la construcción de un perfil de demanda, ya que puede reducir los costos del sistema sustancialmente si la demanda se adapta a la energía disponible.

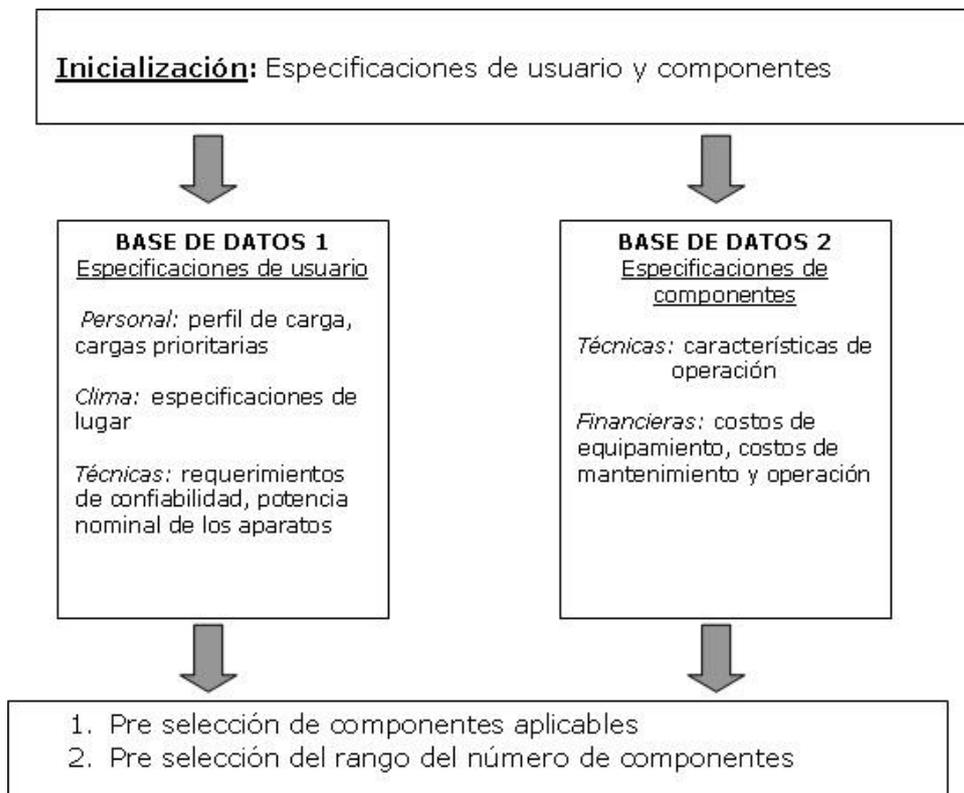


Figura 54: Datos de inicialización del algoritmo [Seeling-Hochmuth]

El algoritmo de control de dimensionamiento y operación proporciona las soluciones de menor costo para el problema de diseño dado.

La solución consiste en un conjunto de tamaños y tipos de componentes tomados de los componentes de la base de datos y números de cada componente, junto con recomendaciones para los ajustes de control de la operación del sistema.

Los parámetros de control consisten en un conjunto de parámetros, que describen la estrategia de operación.

El diesel se encenderá o permanecerá encendido cuando el EDC de la batería caiga por debajo del valor de seteo (EDC SET) y la carga no satisfecha esté por encima del valor de carga sin cubrir.

Además de estas recomendaciones de diseño, se puede ver la serie temporal de todos los parámetros del sistema (corrientes, potencia, eficiencia, consumo de combustible, costos, etc.).

Se puede llevar a cabo un análisis de sensibilidad para el diseño recomendado para evaluar el impacto de los cambios en los parámetros de entrada como la demanda, la disponibilidad de energías renovables, la vida estimada de los componentes, los precios de los combustibles y los costos de operación y mantenimiento.

7.3.2 Descripción de ejemplos de sistemas simulados

El algoritmo se aplica a dos estudios de caso para demostrar su utilidad y el potencial para mejorar los actuales enfoques de diseño de sistemas híbridos.

Los dos estudios de caso describen usos típicos de agricultura rural en diferentes áreas.

El área del primer caso fue elegida, porque la irradiación solar allí es más alta, y porque se consideran lugares donde se usan sistemas híbridos de FV / diesel.

El 2do caso fue elegido porque ha habido un proyecto de desarrollo con un sistema híbrido FV / eólico y algunos datos de monitoreo están disponibles.

Este lugar está situado en una zona costera con buenos recursos eólicos.

Los perfiles de demanda son los siguientes:

D1) Uso de la energía agrícola doméstica (pico nocturno), perfil regular

D2) Bajo consumo de energía en la granja industrializada (alto consumo de energía durante el día), perfil irregular.

D3) Bajo consumo de energía en la granja industrializada (uso de alta energía durante el día), perfil regular

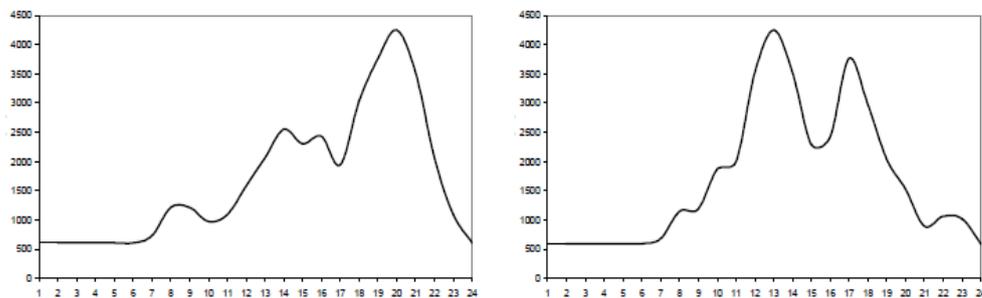


Figura 55: Los perfiles de demanda regular D1 (izquierda) y D3 (derecha) con un pico nocturno y un pico diurno, respectivamente, (40kWh / día promedio) [Seeling-Hochmuth]

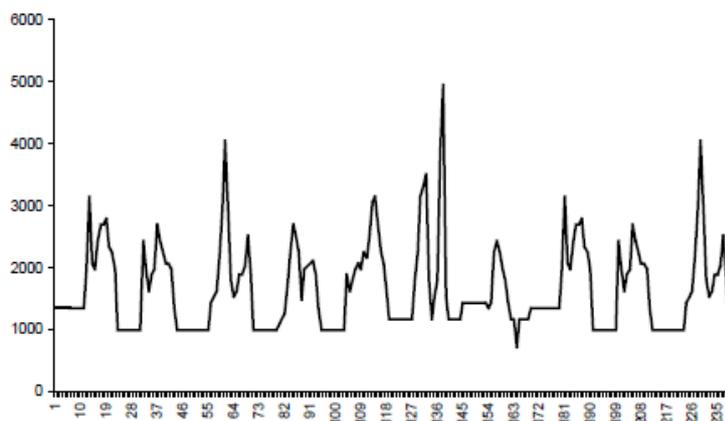


Figura 56: Los primeros 10 días del perfil de demanda irregular D2 con picos diurnos, (promedio de 40kWh / día) [Seeling-Hochmuth]

Para los tres perfiles de demanda se supone un consumo medio de electricidad de 40 kWh / día.

Los perfiles de carga difieren, sin embargo, con respecto a la temporización de los picos y la regularidad o irregularidad de los patrones de perfil (figuras 55 y 56).

El perfil D2 se basa en las mediciones tomadas en una granja cerca del 1er área seleccionada. En dicho lugar se utilizan equipos de bajo consumo de energía y se considera conciencia del ahorro energético en el uso del sistema. El patrón de consumo de energía para la granja en la que se basa el perfil de demanda D2 es altamente irregular, con patrones diferentes casi todos los días y variaciones distintas entre los días de semana y los días de fin de semana.

Las mediciones obtenidas se ampliaron hasta obtener 40kWh / día. D3 es el perfil promedio de D2, sin embargo, es regular con el mismo patrón cada día, también a 40kWh / día.

El patrón de demanda D1 tiene un perfil regular con un pico de un día. Además, se simulan diferentes niveles de demanda de energía como parte del análisis de sensibilidad.

7.4 Problemas de simulación

7.4.1 Simulaciones de diseño

Durante cada iteración del algoritmo genético, se registran los datos relativos al cálculo de costos y al rendimiento del sistema con el valor de función objetivo más bajo.

Por ejemplo, para los perfiles de demanda D1 y D3, que son ambos perfiles regulares, se logran los costos de ciclo de vida más bajos por kWh.

El perfil irregular D2, que es también un perfil más realista, tiene los mayores costos del ciclo de vida por kWh. Ambos perfiles diurnos, D2 y D3, incurren en los mayores costos de combustible por kWh al final de las iteraciones. Sin embargo, los costos iniciales para el perfil de demanda D3, el perfil regular, son mucho menores que para el perfil de demanda D2.

El impacto del perfil irregular, que muestra mayores diferencias entre las demandas máximas y los niveles de demanda más bajos que el perfil regular D3, resulta en un mayor tamaño del sistema, y por lo tanto mayores costos que para el perfil regular D3.

Las simulaciones para cada perfil de demanda se ejecutaron para diferentes longitudes de iteración para determinar cuándo se produce la convergencia. Después de 150 iteraciones los resultados de la simulación ya habían convergido para una serie de iteraciones. Además, los resultados no cambian cuando se vuelve a ejecutar la simulación.

Cada simulación proporciona una recomendación para la configuración óptima del sistema, su costo y rendimiento del sistema, las salidas de potencia de cada componente y la energía suministrada a la carga en pasos de tiempo por hora. Para facilitar la visualización de estos datos, las series de tiempo se promediaron en un día y se muestran para los casos de diseño de ambas áreas.

Durante cada iteración del algoritmo genético, se registran los datos relativos al cálculo de costos y al rendimiento del sistema con el valor de función objetivo más bajo. Como ejemplo, las Figura 57 a 59 muestran cómo se desarrollan los costos del ciclo de vida por kWh, los costos iniciales y los costos de combustible por kWh para cada perfil de demanda durante las iteraciones del algoritmo.

Se puede ver cómo los costos cambian con el tiempo. Es interesante, por ejemplo, que se alcancen los costos de ciclo de vida más bajos por kWh para los perfiles de demanda D1 y D3, que son ambos perfiles regulares. El perfil irregular D2, que es también un perfil más realista, tiene los mayores costos del ciclo de vida por kWh. Ambos perfiles diurnos, D2 y D3, incurren en los mayores costos de combustible por kWh al final de las iteraciones.

Sin embargo, los costos iniciales para el perfil de demanda D3 (el perfil regular), son mucho menores que para el perfil de demanda D2 (el perfil irregular).

El impacto del perfil irregular, muestra cuan grandes son las diferencias entre las demandas máximas y los niveles de demanda más bajos que el perfil regular D3, dando por resultado mayores costos para el perfil irregular

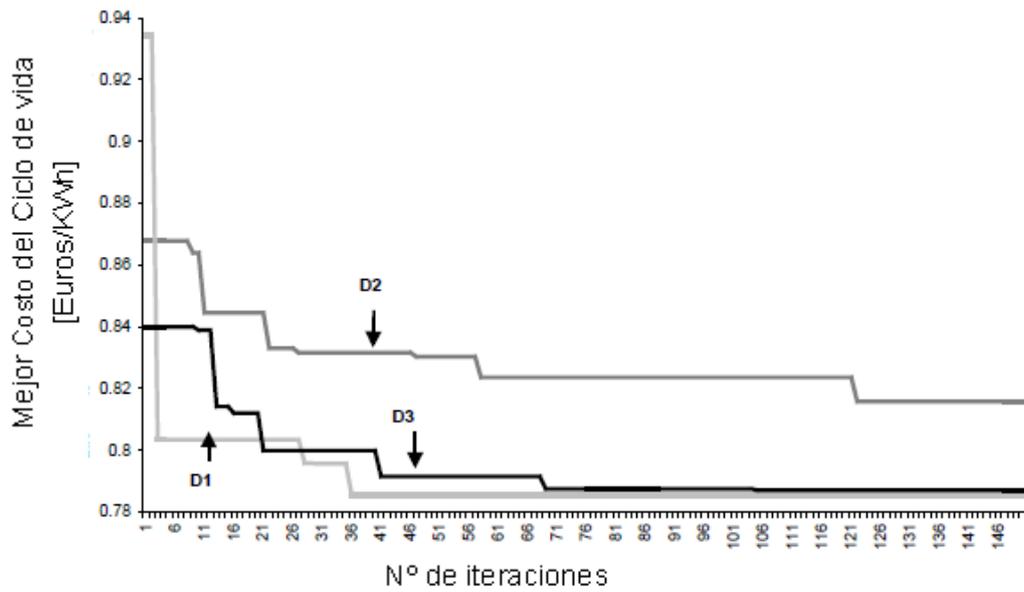


Figura 57: Convergencia del Costo del Ciclo de Vida por kWh [Seeling-Hochmuth]

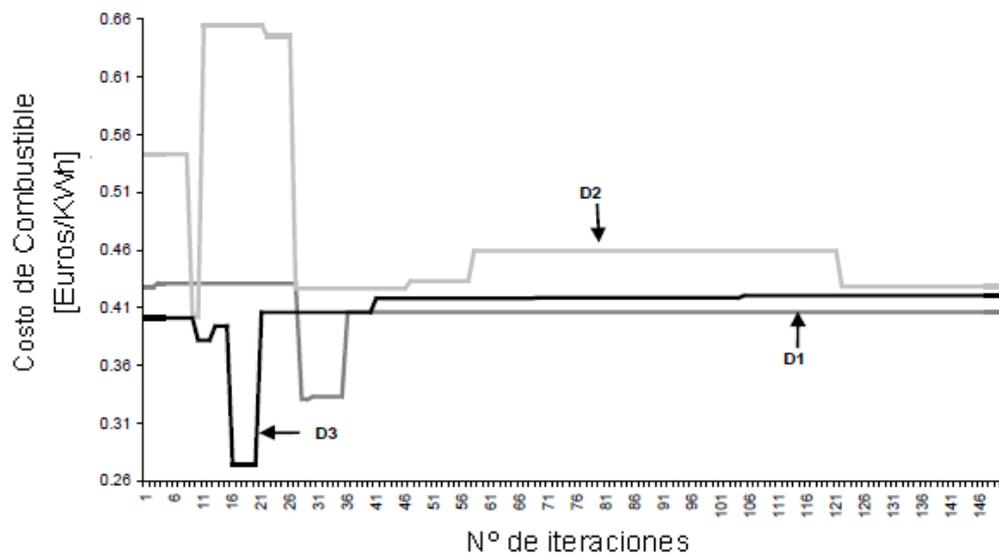


Figura 58: Convergencia del Costo del Ciclo de Vida de Combustible por kWh [Seeling-Hochmuth]

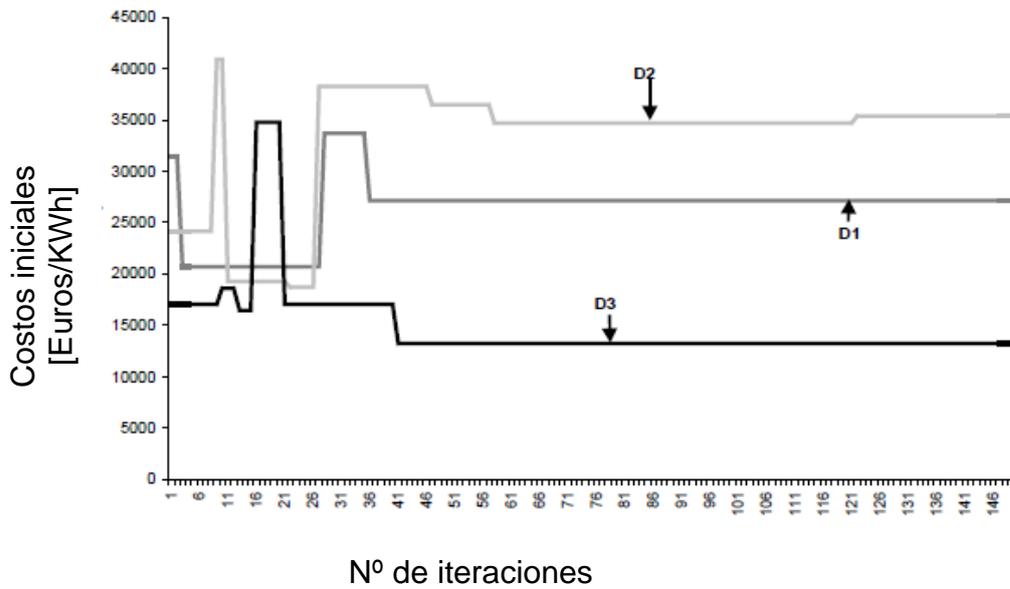


Figura 59: Convergencia de los Costos Iniciales [Seeling-Hochmuth]

El valor de la función objetivo de los diseños de sistemas convergentes es equivalente al valor de los costos del ciclo de vida por kWh, ya que los diseños convergentes satisfacen la demanda de forma fiable y por lo tanto los costos de penalización añadidos se convierten en cero.

Estos resultados se muestran en la tabla 4.

Tabla 4: Resumen de resultados del Diseño

DISEÑO		ALGORITMO DE DISEÑO		
Perfil de Demanda		D1, pico x la tarde regular	D2, pico día irregular	D3, pico en el día irregular
Tipo de Inversor Normal				
Dimensionamiento	AREA 1			
	Tamaño FV [KWp]	3,6	5,2	0,4
	Tamaño aerogen [KWp]	1	1	1
	Tamaño diesel [KW]	4,5	5	4,5
	Tamaño batería [Ah]	300	300	300
	AREA 2			
	Tamaño FV[KWp]	0,4	0,4	0,4
	Tamaño aerogen[KWp]	4	3	1
	Tamaño diesel[KW]	4,5	5	4,5
	Tamaño batería[Ah]	200	300	300
	AMBAS ÁREAS			
	Tamaño inversor[KW]	4,5	5	4,5
	Tamaño carg. Bat[KW]	4,5	5	4,5
	Voltaje BUS CC	48v		

Operación	si el generador diesel y la salida del inversor cubren la carga	Usar la salida del Inversor si EDC >		
	Área 1 (control seteo 1)	82%	83%	81%
	Área 2 (control seteo 1)	54%	84%	79%
	Permitir a la salida del bus de CA a través del cargador de batería para cubrir la carga a través del inversor si el EDC es <			
	Área 1 (control seteo 2)	82%	53%	96%
	Área 2 (control seteo 2)	59%	60%	81%
	Eficiencia del Sistema			
	Área 1 [%]	60%	59%	56%
	Área 2 [%]	64%	56%	56%
	Promedio de factor de carga del Generador diesel			
	Área 1 [%]	100%	59%	56%
	Área 2 [%]	76%	56%	56%
	Promedio del EDC de Batería			
	Área 1 [%]	89%	87%	83%
	Área 2 [%]	79%	87%	82%

DISEÑO		ALGORITMO DE DISEÑO		
Perfil de Demanda		D1, pico x la tarde regular	D2, pico día irregular	D3, pico en el día irregular
Costos	CCV/kWh			
	Área 1 [€/kWh]	0,785	0,82	0,79
	Área 2 [€/kWh]	0,795	0,825	0,78
	costo combust /kWh			
	Área 1 [€/kWh]	0,41	0,43	0,42
	Área 2 [€/kWh]	0,38	0,44	0,42
	costo FV /kWh			
	Área 1 [€/kWh]	0,47	0,50	0,69
	Área 2 [€/kWh]	1,81	2,07	1,99
	costo elect eólico/kWh			
	Área 1 [€/kWh]	2,11	2,23	2,18
	Área 2 [€/kWh]	0,54	0,63	0,63
	costo gener diesel/kWh			
	Área 1 [€/kWh]	0,27	0,26	0,26
	Área 2 [€/kWh]	0,32	0,27	0,26
	costo batería/kWh			
	Área 1 [€/kWh]	0,16	0,10	0,10
	Área 2 [€/kWh]	0,12	0,08	0,10
Perfil de carga		40 kWh/día		

7.4.2 Análisis de sensibilidad

El proceso de diseño de un sistema fuera de la red debe ser seguido por otro paso importante, el análisis de sensibilidad. Como se describió anteriormente, los resultados del proceso de diseño son tan buenos como la calidad de los datos que se pueden alimentar en el modelo. Algunos de los parámetros de entrada asumidos podrían ser diferentes una vez que el sistema está instalado y utilizado.

Los costos de componentes o mano de obra pueden cambiar, el nivel de demanda puede ser mayor o menor de lo esperado y con el fin de decidir para qué rangos y tipo de cambios realizar, siguen siendo buena elección analizar cuán "sensibles" los diseños recomendados son a tales cambios.

El caso base elegido es una demanda requerida tal como se da por el perfil D1, para el primer sitio.

Se encontró que los parámetros cuyos cambios pueden impactar más en los costos del ciclo de vida son los costos de Operación y Mantenimiento del generador diesel, la tasa de descuento, la duración de la vida útil del proyecto, los precios de los combustibles, los requisitos de confiabilidad, las tensiones del bus de CC y el nivel de demanda y los recursos meteorológicos.

7.5 Normativa vigente (AEA 92559)

A fin de elaborar recomendaciones a nivel nacional acerca de la Red Eléctrica Inteligente, se desarrollan tres documentos cuyo contenido está dividido en los siguientes temas generales:

- Concepto de Red Eléctrica Inteligente, beneficios y desafíos para su implementación.
- Aplicación a nivel Nacional, Latinoamericano y Mundial.
- Recomendaciones de implementación.

La red eléctrica del futuro requiere un salto cualitativo, no cuantitativo. Debido a la necesidad de administrar mejor los recursos energéticos, favorecer la protección del medioambiente y responder a los requerimientos cada vez más exigentes de calidad de servicio y producto, surge el concepto denominado Redes Eléctricas Inteligentes. Este concepto se basa en incorporar a la red eléctrica tradicional dispositivos electrónicos tales como medidores, sensores o mandos; vinculados a través de distintas tecnologías de comunicación, logrando la centralización y uso de la información para provecho de todos los actores involucrados; optimizando el sistema eléctrico. De esta forma es posible que las empresas de servicios puedan administrar eficientemente sus activos y que el usuario final gestione su consumo en forma racional.

Según el documento AEA 92559, una red eléctrica inteligente es la conjunción de la red eléctrica tradicional con tecnologías modernas de la información y comunicación. Permite integrar datos provenientes de los distintos puntos de la cadena eléctrica, desde el generador hasta el usuario final; y transformarlos en información y acciones que lleven a una mejora en su gestión. Su objetivo es elevar la eficiencia, confiabilidad, sustentabilidad, calidad de servicio y producto, para hacer frente a los nuevos desafíos de múltiples generadores diversos y estilos de consumo.

Según la función que cumplen, se identifican los diferentes actores que participan de la red.

Actores que definen las Normas del Marco Regulatorio: Gobierno Nacional, Provincial y Municipal.

Gestores del Sistema: Generadoras, Cooperativas, Transmisoras, Entes de Regulación, Distribuidoras, Usuario Final.

Usuario Final: Clientes residenciales, Clientes industriales, Clientes comerciales. Clientes sociales, Energía (exportación), Clientes de peaje, Clientes sin medición, Clientes de servicios, Prosumidor, Clientes con generación de emergencia.

Proveedores: Equipamiento eléctrico, Equipamiento de protección, medición y control, Servicios de montaje, Software, Servicios de mantenimiento, Equipamiento informático, Sistemas de comunicación, Energía (Importación), Prestadores de comunicación, Prosumidor, Integradores de sistemas, Consultoras.

Instituciones de Consulta y Normalización: IRAM, Universidades, AEA, IEC, IEEE, ONG, ISO.

Agrupaciones civiles: Organizaciones gremiales, Asociaciones de consumidores.

7.5.1 Ajustes a la normativa de Redes Eléctricas Inteligentes

El concepto de red inteligente comenzó a tomar forma durante las últimas dos décadas del siglo XX. El creciente aumento de la electricidad como forma de energía principal, especialmente en los países desarrollados, hizo aparecer carencias subyacentes en la estructura eléctrica tradicional.

Por otro lado, ha cobrado interés la protección del medio ambiente y el mejor uso de los recursos no renovables.

Podemos mencionar como motivos que impulsaron el concepto de REI los siguientes:

- Económicos: creciente dependencia de fuentes de energía no renovables y mayores costos de generación y operación.
- Socio-productivos: mayor criticidad del servicio eléctrico en los procesos socio-productivos.
- Medioambientales: necesidad de cumplir con tratados internacionales y mayor interés público por la reducción de gases de efecto invernadero.

Desafíos Técnicos:

- Período de transición sin pérdida de confiabilidad: no es posible transformar la red eléctrica actual en una red inteligente en un único paso. Cualquier incorporación de equipamiento es gradual y requiere la convivencia de la nueva tecnología con las anteriores.

Los nuevos equipamientos deben integrarse con los existentes de la manera más efectiva para el personal que los utiliza y mantiene.

- Sistemas de Comunicación: existen múltiples medios de comunicación con ventajas y desventajas. Un tipo de vínculo puede ser óptimo para una aplicación y no serlo para la misma aplicación en otra ubicación geográfica. Al momento de evaluar el sistema de comunicación se deben tener en cuenta las aplicaciones presentes y futuras que deberán ser soportadas por el medio seleccionado, logrando una conveniente relación costo-beneficio.

- Interoperabilidad e intercambiabilidad: el equipamiento que compone una REI es variado tanto en tipo como en características, permitiendo la oferta de múltiples proveedores. La necesidad de poder interconectar equipos de distintas marcas implica compatibilizar protocolos y modelos de datos y objetos. Es necesario entonces, seleccionar o estandarizar para cada área protocolos y modelos maduros aceptados internacionalmente.

- Escalabilidad: es la cualidad de un dispositivo y/o sistema para crecer luego de instalado y puesto en servicio, sin pérdida de rendimiento. El crecimiento puede manifestarse de diversas maneras tales como un aumento del volumen de datos a procesar, número de equipos a soportar, funciones disponibles, cambio de requerimientos regulatorios, etc.

- Actualización: los equipos y sistemas deben poder ser actualizados a las nuevas funcionalidades disponibles con el permanente desarrollo tecnológico. Esta cualidad tiene por objeto proteger la inversión ya realizada. La acción de actualización podrá ser efectuada de manera local o remota. En aquellos casos donde el marco legal vigente exige procesos de aprobaciones y/o certificaciones, la actualización debe siempre respetar y cumplir la legislación respectiva.

- Seguridad Informática: al comunicar los equipos y transmitir la información relevada o generada, se abren nuevos puntos de acceso que deben ser controlados a fin de evitar la posibilidad de intrusión y la pérdida o modificación de información. Las medidas de seguridad son de carácter variado, desde el uso de una comunicación encriptada a la validación de control de acceso a los equipos. En cualquier caso debe tomarse conciencia que los medios de seguridad informática

por sí solo no son suficientes si no se asocian a la generación de conductas en la misma dirección y el resguardo de la información por parte del personal involucrado.

- Generación distribuida: es fundamental para todos los actores involucrados contar con claras reglas de juego contenidas en un marco regulatorio adaptado a las características sociales, técnicas y económicas de este tipo de solución. Dentro de ese marco regulatorio, debe tomarse en cuenta el método de la conexión y desconexión, así como también el nivel de tensión a la cual se conectará la generación distribuida y la potencia que se instalará.

Deberá especificarse la calidad de producto y establecer cuáles son los criterios en cuanto a la ubicación dentro de la red para evitar pérdidas significativas de energía entregada. Debe tenerse en cuenta el impacto ambiental con una adecuada gestión que asegure la no contaminación del ambiente.

- Coordinación de protecciones con generación distribuida: con la aparición de la generación distribuida, deberá hacerse énfasis en los sistemas de protección, con el fin de implementar medidas de seguridad y prever con antelación cualquier tipo de falla, evitando así tempranos deterioros o roturas de equipos. Deberá protegerse a la red de generación distribuida de la red convencional y viceversa.

- Investigación y Desarrollo: los alcances de la red eléctrica inteligente evolucionan permanentemente y, por lo tanto, demandará investigación y desarrollo continuo para anticipar la posibilidad, necesidades y compatibilidades al momento de la toma de decisiones de inversión.

- Incorporación del auto eléctrico: los autos eléctricos presentan la posibilidad de obtener un transporte con menor emisión de carbono, contaminación auditiva y costo de combustible. La expectativa es poder conectarlo a la red eléctrica domiciliaria y cargar las baterías en el menor tiempo posible. Para ello, será necesario estudiar el impacto en la red de distribución y su capacidad de admitir la carga a incorporar. Podrá utilizarse para almacenar energía en períodos de valle y entregarla a la red en momentos de pico de demanda.

- Almacenamiento de energía: las tecnologías de generación no convencional más difundidas (solar y eólica) son intrínsecamente discontinuas. Esto, asociado a la disponibilidad de generación convencional en períodos de baja carga, lleva a la posibilidad de almacenar energía para suplir los picos de demanda, evitando el ingreso de usinas menos eficientes. El almacenamiento en forma local, además, permitirá brindar una mejor calidad de servicio, actuando como compensación ante fallas de corta y mediana duración, y perturbaciones en el sistema.

Desafíos No Técnicos

- Adecuación del cuadro tarifario: es importante implementar un sistema tarifario que fomente el uso racional de la energía eléctrica y el pago acorde a cada actor y momento de uso.
- Recupero de inversiones y plazo de amortización: es de suma importancia lograr que la inversión sea redituable. Deberá realizarse un plan económico de inversiones, eficiente a fin de poder amortizar los gastos de inversión en la REI.
- Información y privacidad de los datos: la protección y administración de la privacidad es una preocupación sumamente importante, vigente a partir de la implementación de la red eléctrica inteligente. Debe asegurarse la integración de distintos niveles de acceso de acuerdo a las características del actor involucrado.
- Cambio de perfil en la fuerza de trabajo: la introducción de tecnologías a las redes eléctricas, requiere personal capaz de mantener y operar los nuevos sistemas analógicos y/o digitales. Deberán proporcionarse los medios para capacitar a las fuerzas de trabajo de manera eficaz en el uso, manipulación y protección de los equipos. Este proceso se dará de forma paulatina, debido a la variedad de tecnología involucrada en la red eléctrica inteligente (REI).
- Resistencia al cambio del personal: esta reacción es natural, y parte del desafío es conseguir que todos los actores involucrados participen activamente en este nuevo concepto, mediante su opinión e inclusión en reuniones de decisión. En resumen, “formar parte de”, que puede ser el comienzo del cambio necesario.
- Gestión de la información: la cantidad, detalle y oportunidad de obtención de datos es considerablemente mayor que en una red tradicional. Es necesario que los actores definan procedimientos y políticas para su gestión. Ejemplos de esto son los procesos para transformar datos en información útil, procesamiento, archivo y niveles de accesibilidad.

Tipos de Implementación:

En términos generales, cada decisión de implementación de una REI, tanto a nivel local como internacional, se basará en dos factores:

- Infraestructura y características técnicas de la red: la condición de infraestructura vigente y el nivel de desarrollo inteligente es una variable determinante en la definición de la estrategia de modernización.

- Principales objetivos para la implementación: están sujetos a variar en cada circunstancia siendo el reflejo de los distintos desafíos y ambiciones de cada región involucrada en el cambio.

El salto a la red eléctrica inteligente (REI) se presenta en distintas escalas a través de acciones tales como la telemedición, telesupervisión, telecontrol y el manejo de información a través de centros informáticos.

Mediante la implementación de cualquiera de estas acciones, se migra, en mayor o menor escala, a la red eléctrica inteligente debido a la interacción del sistema eléctrico convencional con el sistema de comunicaciones a partir de la aplicación de nuevas tecnologías.

Telemedición:

Contempla en forma general la aplicación de un sistema de gestión remoto de los equipamientos de medición instalados en clientes y en puntos estratégicos de la red, mediante el uso de comunicaciones bidireccionales y software específico (figura 60). Esta plataforma constituye un pilar fundamental en la Red Inteligente, aplicado para verificar la calidad de servicio, producto y pérdidas de energía.

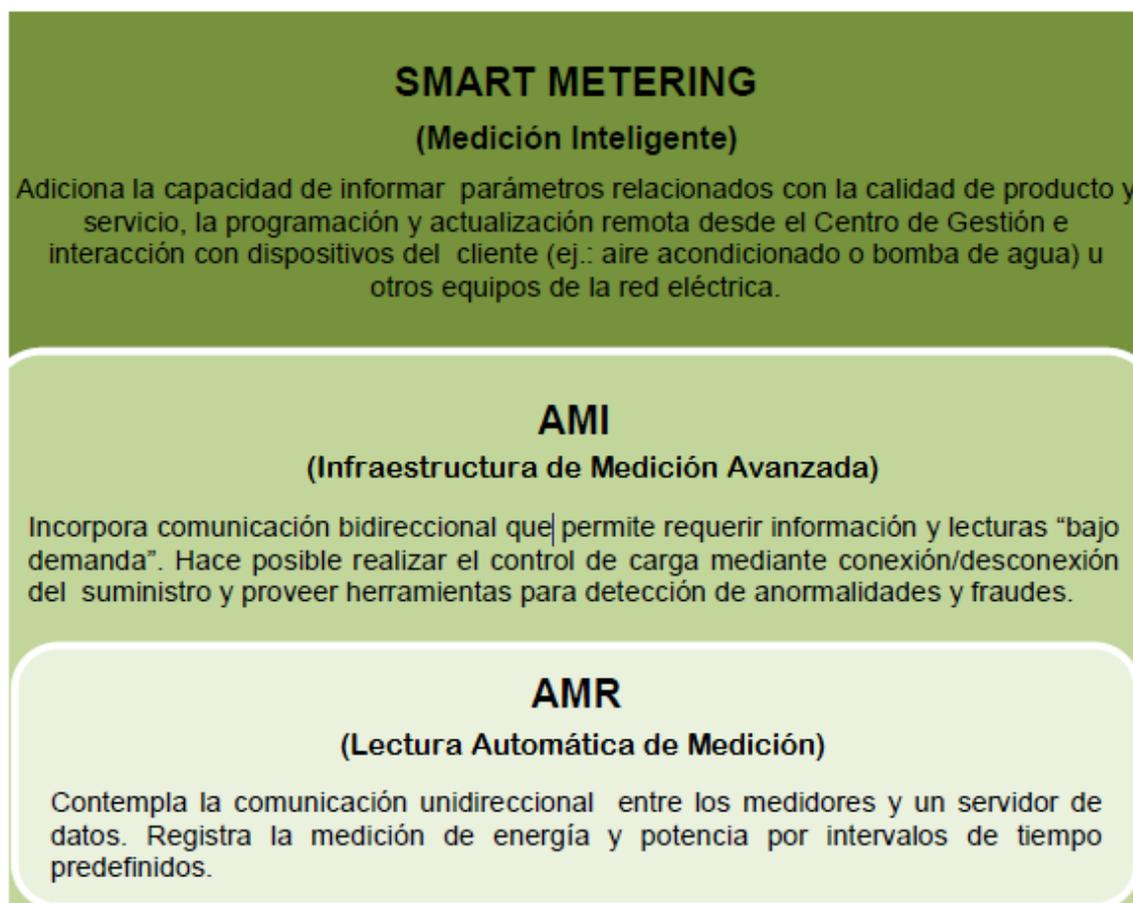


Figura 60: Niveles de Telemetría

Telesupervisión:

Un sistema de telesupervisión se basa en el monitoreo continuo a distancia, implementando alarmas, sensores e indicadores, colocados en puntos estratégicos de la red eléctrica con el fin de detectar anomalías. Esta información es transmitida al centro de control de la empresa, logrando que se tenga un conocimiento en tiempo real de la situación de la red.

La aplicación de telesupervisión permite una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y la minimización del impacto de un fallo. Implementar un sistema de telesupervisión es, en muchos casos, la primera aproximación sugerida para transformar una red tradicional en inteligente.

Telecontrol

El telecontrol se basa en el monitoreo y mando remoto de distintos equipos con el fin de lograr agilidad en la operación de la red. Este término implica no sólo el concepto de actuación sino que, mediante la adquisición de datos del sistema eléctrico, incorpora la idea de presentación de los mismos a los sistemas de gestión integrados.

Mediante el sistema de control y supervisión se llega a la automatización de la red eléctrica con el objetivo de:

- Minimizar el impacto de las fallas en el sistema eléctrico.
- Minimizar el tiempo de restauración de la interconexión con el sistema externo

Sistema Integrado de Gestión

Es indudable que cada sistema o tecnología propuesta, permite un avance en su área de aplicación. Posibilitando la interrelación y compartiendo la información generada, se obtiene una sinergia mayor que la operación por separado de cada una.

El concepto de Sistema Integrado de Gestión es una estructura que permite el agregado o recopilado de datos (del inglés data aggregation), estructura por la cual la información se ordena y comparte. Así, los eventos de salida de funcionamiento de una subestación, recogidos por el SCADA; pueden ser cruzados con alarmas de corte recibidas por un sistema de telemedición AMI y todo esto ingresado al software de georreferencia, permite obtener en tiempo real la zona involucrada.

Finalmente, el software de gestión comercial puede enviar información relevante para la reposición del servicio a los usuarios afectados.

La figura siguiente muestra una serie de beneficios propuestos para implementar tres sistemas de una red eléctrica inteligente por separado, y en conjunto.

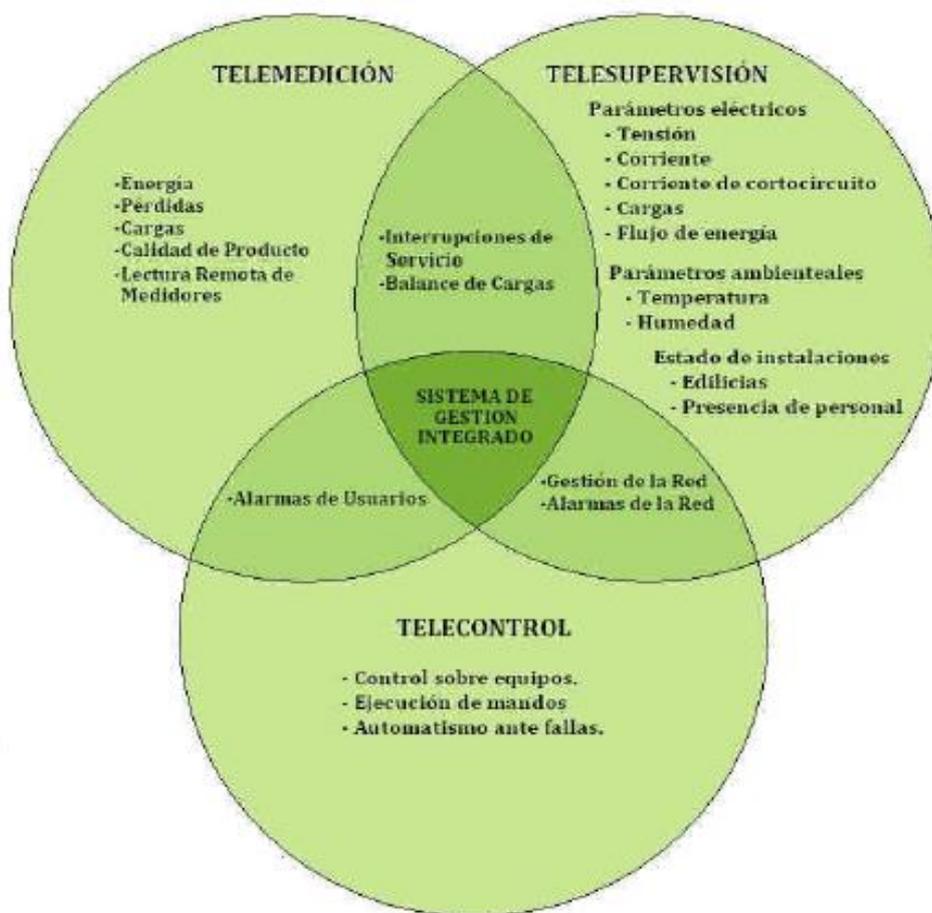


Figura 61: Sistema de Gestión Integrado (referencia Documento AEA REI 92559 – año 2012)

7.5.2 Aplicaciones a nivel Provincial, Nacional y Mundial

En el caso de nuestro país, tenemos un Acuerdo de Cooperación DOE – Secretaría de Energía. En Abril de 2010 el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios firmó con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) un Memorando de Entendimiento sobre cooperación en energías limpias y renovables.

En ese marco se constituyó el Grupo Binacional de Trabajo Argentina - Estados Unidos (BEWG sus siglas en inglés), el cual tiene 4 subgrupos de trabajo: (a) Energía eólica, (b) Redes Inteligentes, (c) Gas No Convencional (Shale Gas), (d) Energía nuclear para uso civil.

En cuanto a lo que concierne a redes inteligentes, se dieron los siguientes pasos:

a. Constitución de un grupo de trabajo entre Secretaría de Energía, Cammesa, INTI, y ADEERA para estudiar todas las cuestiones relacionadas con las Redes Eléctricas Inteligentes.

b. Se organizó un seminario en el marco del Grupo de Trabajo Binacional en Energía entre Estados Unidos y Argentina (BEWG) sobre actualidad y perspectivas

de las redes inteligentes en Argentina y EE.UU, organizado en el mes de Septiembre del 2012.

c. El objetivo de estas jornadas fue el de conocer el estado de situación sobre el desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes, ya sea desde el punto de vista de las demandas como de los proveedores de equipos y servicios.

d. La participación de especialistas y proveedores de Argentina y Estados Unidos permitió obtener un detallado panorama del desarrollo de las Redes Eléctricas Inteligentes en ambos países, ampliando las posibilidades del Grupo de Trabajo Binacional.

El año 2012 fue un año de estudio y análisis de la literatura y el estado del arte a nivel mundial, cuyo punto principal fue el seminario binacional celebrado con el DOE. En 2013 se encaminaron las primeras experiencias pilotos a nivel país en Redes Inteligentes. La Secretaría de Energía de la Nación había entendido que era necesario desarrollar en el país experiencias en la planificación, instalación, operación y mantenimiento de Redes Eléctricas Inteligentes, para probar y comparar diversas tecnologías existentes en esta materia (equipamiento de campo, software de gestión, comunicaciones, etc.).

La Secretaría de Energía, con el asesoramiento del Grupo de Trabajo, ha definido a las localidades de Armstrong y Trenque Lauquen como los primeros lugares en donde desarrollar las experiencias pilotos en Redes Inteligentes. Si bien estas dos localidades serán las primeras, no serán las únicas experiencias a ser encaradas. Las provincias de Neuquén, Santa Fe y Córdoba tienen proyectos pilotos propios que se hallan en avanzado estado de desarrollo en cuanto a las especificaciones técnicas.

En la **Provincia de Santa Fe**, la ciudad de Armstrong es una localidad agroindustrial ubicada a unos 100 Km de Rosario y tiene 12000 habitantes. Su Cooperativa posee 5600 usuarios, con una demanda pico de 8,4 MW, el 34% de su energía demandada es residencial, el 26% es comercial, el 32% es industrial y el 7% es de clientes rurales. Además tiene la ventaja adicional que los servicios de comunicaciones e Internet son provistas por la misma Cooperativa. Es un lugar ideal para probar distintas tecnologías en medidores inteligentes, la inserción de micro-generación de pequeños molinos eólicos y paneles solares en la red de distribución, profundizar en materia de eficiencia energética, ensayar distintas alternativas para gestión de demanda, y probar distintas tecnologías de comunicación de dispositivos y equipos que componen una red inteligente, tanto de proveedores locales como de reconocidas firmas de nivel internacional.

Situación a nivel mundial:

Varias empresas están desarrollando tecnologías destinadas a la creación de redes inteligentes. Sin embargo, estos avances acompañan y siguen de las posibilidades tecnológicas, en lugar de surgir de un análisis de los problemas y un enfoque estructurado hacia su solución. En el pasado reciente, una gran variedad de sensores, protocolos y equipos de comunicación han sido diseñado para apoyar la transición hacia las redes inteligentes.

En resumen, no había una tecnología que satisficiera demasiado una demanda en particular. Incluso algunos de los fabricantes de las tecnologías de éxito, culpan a los operadores de redes como conservadores en lugar de mejorar la relación calidad-precio de sus productos que es lo que más dificulta un verdadero despegue de redes inteligentes. Sin embargo las tecnologías de REI se han esparcido a lo largo de todo el mundo, con diferentes niveles de penetración, como se puede ver en la Fig. 62, resumen provisto por “Smart Metering Projects Map” de Energy Retail Association – UK, en la cual se aprecian las diferentes iniciativas en el tema. Como se observa EEUU y Europa lideran la implementación de este nuevo concepto.

El objetivo de este GT es desarrollar el análisis por parte de profesionales especializados en la actividad dentro de la CIER de temas relacionados con Smart Grid. Deberá ser un foro para promover, estudiar, analizar y desarrollar los temas de interés de las empresas que les permita mejorar en la continuidad, calidad y seguridad del servicio eléctrico, promoviendo por medio de la cooperación el intercambio de experiencias y desarrollos conjuntos con entidades que ya vienen trabajando sobre la temática, tales como EPRI, DOE, (Instituto de Investigaciones Eléctricas) IIE, Foro Internacional de Smart Grid, etc.



Figura 62: Inserción de Proyectos REI en el mundo.

7.5.3 Recomendaciones para la implementación

La regulación debe adecuarse con el objeto de remover desincentivos y de incorporar incentivos respecto de todas las aplicaciones posibles de implementar con una red inteligente.

Por otra parte, la normativa debe dar tratamiento a las tecnologías en sí mismas, identificando cuales son las apropiadas y necesarias para el desarrollo previsto. Si estos aspectos no se cubren puede ocurrir que las empresas avancen con proyectos limitados a casos específicos justificados por la reducción de sus costos de gestión, tal como el combate al hurto de energía.

Si este es el caso, no se haría un uso eficiente del Smart Grid al no aprovechar todas sus ventajas potenciales. Además, las aplicaciones específicas podrían llevar a tomar decisiones de inversión desafortunadas, a partir de la selección de tecnologías y equipamiento que dificulten y/o hagan poco económica la incorporación futura de nuevas aplicaciones. Sucede que hoy las bondades del sistema Smart Grid contrastan con la incertidumbre y con los riesgos que genera en las empresas que lo implementan, o que planifican hacerlo, y ello es debido a:

- Falta de orientación regulatoria: Existe incertidumbre respecto de las medidas factibles de aplicar a través del Smart Grid que se promoverá, su tratamiento normativo y su esquema de remuneraciones

- Falta de normas tecnológicas / estandarización: No existe a la fecha una solución única, y se requiere estandarización y normas que orienten los esfuerzos. Aún cuando surgieron algunas normas, las actuales implementaciones utilizan una gran variedad de tecnologías y soluciones de infraestructura. En la actualidad las empresas son totalmente dependientes de los proveedores y su solución tecnológica, dificultando intercambios de equipos, comparaciones e inclusive intercambio de información. Por otra parte, la estandarización favorecería el surgimiento de una industria local/regional alrededor de estas tecnologías

- Poca vida útil de las tecnologías actualmente disponibles: Mientras las actuales tecnologías de Smart Grid buscan consolidarse, nuevos avances están en desarrollo en la búsqueda de mayor velocidad de adquisición de datos y respuesta, mayor flexibilidad, conectividad e integración. Las tecnologías para la implementación de Smart Grid se tornarían obsoletas a una velocidad mucho más rápida que los componentes actuales de la red eléctrica. Esta última característica resulta especialmente relevante para la regulación en la región a la hora de incorporar los costos del Smart Grid en el esquema de remuneraciones. El modelo de tarificación del sector eléctrico más difundido en Latinoamérica es el de empresa eficiente. En él, una empresa modelo simula una empresa competitiva con iguales características que la empresa regulada pero que distribuye las cantidades demandadas al mínimo costo, con la mejor tecnología disponible. Este esquema debería ser modificado para el tratamiento del Smart Grid, pues su rápida obsolescencia requiere de plazos de amortización cortos. Puesto que se trata de una tecnología de costos decrecientes en forma vertiginosa, deberían reconocerse los costos efectivamente pagados al momento de las sucesivas revisiones tarifarias, y no el valor a nuevo de una tecnología que los reemplace, pues nunca se recuperarían las inversiones. Por otro lado, parte de los costos del Smart Grid bien podrían ser soportados por negocios que hoy son ajenos a las empresas de distribución. Nos referimos a las posibilidades que brindan las tecnologías PLC/BPL, a través de las cuales se podría ofrecer a los usuarios servicios de supervisión y vigilancia de edificios y viviendas, VoIP, Internet, y TV HD.

Según nuestro criterio esta política debiera modificarse, posibilitando a la sociedad beneficiarse del uso pleno de los recursos, y del aprovechamiento de las sinergias que pueden alcanzar las empresas.

Conclusiones

Este trabajo se basó principalmente en la elaboración de una guía para una estrategia de control que permitiera el despacho y almacenamiento de energía renovable en sistemas híbridos, que fuera capaz de calcular de manera anticipada las acciones de control óptimas sobre los convertidores de energía, con el fin de alcanzar la mejor solución posible al flujo de energía en la red. Este trabajo permite extraer algunas conclusiones valiosas que se resumen a continuación.

En esta representación se tomaron diferentes escenarios, donde se combinan adecuadamente estos elementos que normalmente se encuentran en los sistemas híbridos de energía renovable, para alimentar demandas de tipo residencial e industrial, donde se pudieron analizar los beneficios de la estrategia de control para encontrar la solución óptima en cada escenario propuesto.

En sistemas híbridos de energía renovable con topología aislada, es decir sin conexión a la red pública y con un solo dispositivo de almacenamiento, como en el primer escenario, se pudo determinar que es necesario un banco de baterías extremadamente grande para poder abastecer la demanda de energía sin interrupciones durante todo el año. Sin embargo, a pesar del gran tamaño, no se puede asegurar su correcta operación para el año siguiente debido a que el nivel de carga del banco de baterías disminuyó casi un 40%, debido principalmente a la intermitencia de las fuentes de generación y el perfil de demanda residencial e industrial.

Por otra parte, en sistemas híbridos de energía renovable a los cuales se les agrega un nuevo dispositivo de almacenamiento y una fuente de generación predecible y controlable, en este caso un generador térmico, se puede reducir en gran medida la incertidumbre de las fuentes de energía limpia, de tal forma que se pueden bajar significativamente los costos de la instalación y brindar una mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a los consumidores. Sin embargo, persiste la emisión de gases de efecto invernadero emanados del generador térmico, lo cual contradice el concepto de energías renovables.

En los sistemas que poseen conexión a la red pública, los resultados son más alentadores, ya que permite ofrecer al sistema una confiabilidad más alta en el servicio y los dispositivos de almacenamiento pueden reducir su tamaño

considerablemente, gracias a disponibilidad de la conexión que permite importar y/o exportar energía. En este caso, la emisión de gases de efecto invernadero estaría en función del tipo de fuente usada para generar energía de la red pública, que aún depende de combustibles fósiles.

Sin embargo, no siempre se cuenta con este tipo de conexión, ya que los proyectos de energías renovables muchas veces se encuentran en lugares remotos.

Los sistemas híbridos de energía renovable permiten reducir los costos totales de la instalación, en términos de fuentes de generación y dispositivos de almacenamiento, en vista que cubren de una manera más uniforme la demanda de energía, gracias a que combinan fuentes de generación de distinta naturaleza cuyas curvas de potencia no dependen únicamente de una variable climática, sino al contrario, en algunos casos se complementan. Además, el creciente desarrollo de la tecnología en fuentes de generación, convertidores y dispositivos de almacenamiento, hace pensar en los próximos años se cuenten con sistemas mucho más eficientes y económicos.

Una de las principales dificultades de esta Guía para optimización de Sistemas Híbridos, es la sintonización de los parámetros y pesos de la función objetivo, los mismos que definen la optimización de las variables de manipulación futura y por ende el rendimiento del sistema. En esta ocasión los coeficientes, fueron propuestos de manera experimental, quedando su procedimiento de selección a criterio de la persona que realiza la sintonización del controlador. Esta forma una tanto subjetiva de selección, puede ser compensada con múltiples iteraciones y análisis de los resultados obtenidos, de manera que se logre llegar a una respuesta razonable.

El uso de sistemas híbridos de energía a nivel mundial han crecido de manera exponencial gracias a sus ventajas. Sin embargo, este tipo de sistemas pueden ser instalados en otras ubicaciones, donde el dimensionamiento y costo dependería directamente de las condiciones climáticas reinantes en la zona, el perfil de carga de consumo y los costos asociados a la instalación y los equipos. Una de las bondades de la estrategia de control propuesta es que permite analizar diferentes topologías y tamaños, independientemente de la ubicación geográfica seleccionada.

Trabajos Futuros

A continuación se describen algunos de los trabajos que se pueden agregar a este trabajo de investigación de manera que se pueda enriquecer su contenido y aumentar el potencial del algoritmo propuesto.

Una de las características más importantes del sistema de control propuesto es su capacidad de predecir las acciones de control óptimas que deberían ser tomadas a futuro. Esta capacidad depende en gran medida de la información, también a futuro, con la que cuenta el sistema para realizar la optimización. Justamente, en esta línea de investigación queda trabajo por realizar en cuanto al desarrollo de algoritmos de predicción de las condiciones climáticas, como son velocidad de viento e irradiación solar, útiles para conocer con anterioridad la capacidad de generación disponible en cada instante de tiempo.

Por otro lado, el desarrollo de algoritmos de auto-sintonía de los parámetros serían de gran utilidad al momento de encontrar el comportamiento más adecuado para este tipo de controladores. Además, el estudiar la incertidumbre existente entre cada acción de control futura y el costo que esto representa, en términos económicos y en tiempo de vida útil de los equipos, ayudaría a mejorar mucho este trabajo de tesis.

Estudiar el efecto que tienen los pesos de la función objetivo sobre los resultados obtenidos, y su impacto en el dimensionamiento de los dispositivos y el costo final de los mismos, permitiría disponer de información que pudiera usarse para evaluar si la función objetivo propuesta es la mejor o si se puede proponer otras que tengan mejores resultados.

Además, para hacer amigable el ingreso de parámetros y visualización de resultados, se podría desarrollar una herramienta de software que sería de utilidad para futuros estudios.

Finalmente, el estudiar y analizar una mayor cantidad de escenarios y casos de simulación, ayudaría a validar y depurar este algoritmo, permitiendo orientar el estudio a situaciones más particulares y con mayor nivel de detalle que las actuales.

Bibliografía:

- Power Conversion and Control of Wind Ene [Bin Wu (2011)]
- Documento AEA REI 92559 - definitivo (Octubre 2012)
- Optimisation of Hybrid Energy Systems Sizing and Operation Control. [Gabriele Seeling-Hochmuth (1998)]
- Grid converters PV,WP, Systems. [Remus Teodorescu, Marco Liserre (2011)]
- Principios Básicos y Tecnologías Energéticas de la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible de FCEIA – UNR (2013).
- The Hybrid Optimazation Model for electric renewables, in proceedings of windpower . [Lilienthal P., Flowers L., Rosmann C. (1995)]
- The impacts of rural electrification. [James B. (1995)]
- Energía Solar Fotovoltaica – Grupo de Nuevas Actividades Profesionales (2002)
- Design Tool PHOTO for sizing of hybrid power system. [Manninen L.M., Lund P.D. (1991)]
- Electricity Storage - SBC Energy Institute (set 2013)
- Microrredes. Sistema energético futuro. [Roberto Robles (2013)]
- Redes Eléctricas Inteligentes en Argentina. [HYFUSEN (2011)]
- Optimización de sistemas híbridos de energía para la electrificación rural de comunidades Indígenas de México – [Rodrigo Pérez-Ramírez; Artemio Pérez-López; Juan C. Martínez-Arremilla (2011)]
- Monografía Jairo Hernando Peñaloza de la facultad de Ingeniería de la Universidad Francisco José de Caldas
- An improved protection strategy for microgrids [Gopalan, Sreeram, & C. lu]

- RAPS manual (1992), Remote area power supply design manual, EDRC, University of Cape Town [RAPS manual-92]
- Assessment of Battery Ageing and Diesel Genset Degradation in Hybrid Energy Supply Systems – A Fuzzy Approach, Final Year Thesis, EDRC Cape Town, TU Berlin, Dept of Electrical Engineering [Piller-97]
- Performance evaluation of diesel and photovoltaic electricity generation applications in the Kruger National Park. NEC report, Energy Research Institute, University of Cape Town. [Morris-88]
- Diesel Genset Design Manual, EDRC, University of Cape Town. [Morris-94]
- Hybrid Design Handbook, NREL/EDRC production, Chapter 6 components, Draft copy. [Jimenez-98]
- Renewable Energy Assessments, East-West Center. [Gowan-85]
- Handbook for the Economic Analysis of Energy Projects, Development Bank of Southern Africa, PO Box 1234, Halfway House 1685. [Davis,Horvei-95]
- Battery performance characteristics in stand-alone photovoltaic systems, EDRC publication prepared for the National Energy Council South African, Private Bag x03, Lynnwood Ridge 0040, [Purcell-91]
- Interactive simulation of renewable electrical energy supply systems, reference manual, renewable energy group, Dept. of Physics, PO Box 2503, D-26111 Oldenburg. [Schuhmacher-93]