

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Arreaza C., Alex D.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson.

Tutor Industrial: Ing. Moisés Marcano.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Arreaza C., Alex D.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 03 de diciembre de 2008

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alex D. Arreaza Ch., titulado:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ELECTRICIDAD DE CARACAS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Antonio Clemente
Jurado

Prof. Alexis Rivero
Jurado

Prof. Vanessa Carlson
Prof. Guía



RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A mi tutor Ing. Moisés Marcano y a mi profesora guía Ing. Vanessa Carlson, por brindarme el apoyo y la orientación necesaria para realizar el Trabajo Especial de Grado.

A María José Rojas, Mariana Blanco y Gilberto Barreto, por su apoyo en la realización de este Trabajo de Grado.

A los compañeros del Equipo de Planificación de Distribución por su ayuda.

A mi familia, especialmente a mis padres por todo su apoyo y amor incondicional. Nunca me faltó nada.

A Claudia y mis amigos por su apoyo y compañía.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
DEDICATORIA	III
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS.....	IV
LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE GRÁFICAS.....	XI
LISTA DE ILUSTRACIONES.....	XII
ACRÓNIMOS.....	XIII
MAPAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
OBJETIVOS.....	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivo general.....	3
1.3 Objetivos específicos.....	3
CAPÍTULO II.....	5
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	5
2.1 La Electricidad de Caracas.....	5
2.2 Organigrama de la nueva EDC.....	6
2.3 Gerencia Operativa de Distribución.....	6
2.4 Objetivos de la Gerencia Operativa de Distribución.....	7
2.5 Actividades y Objetivos del Equipo de Planificación.....	7
MARCO TEÓRICO.....	9
GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	9
3.1 Definición.....	9

3.2 Antecedentes	10
3.3 Aplicaciones.....	11
3.4 Tipos de Tecnologías	14
3.4.1 Tecnologías que utilizan Energías No Renovables.....	15
3.4.1.1 Motores de Combustión Interna (Reciprocantes)	15
3.4.1.1.1 Componentes fundamentales de los motores de combustión interna: .	16
3.4.1.1.2 Principio de funcionamiento del motor de combustión interna:	17
3.4.1.1.3 Conversión a Energía Eléctrica:.....	19
3.4.1.1.4 Eficiencia.....	20
3.4.1.2 Microturbinas	21
3.4.1.2.1 Principio de funcionamiento:	22
3.4.1.2.2 Clasificación de Microturbinas según su funcionamiento:	23
3.4.1.2.3 Componentes básicos de una Microturbina:	23
3.4.1.2.4 Ventajas de las Microturbinas:.....	25
3.4.1.2.5 Desventajas de las Microturbinas:	27
3.4.1.3 Celdas de Combustible.....	27
3.4.1.3.1 Componentes fundamentales de las Celdas de Combustible:	29
3.4.1.3.2 Principio de funcionamiento de las Celdas de Combustible:.....	29
3.4.1.3.3 Tipos de Celdas de Combustible.....	30
3.4.2 Tecnologías que Utilizan Energías Renovables.....	30
3.4.2.1 Celdas Fotovoltaicas:	31
3.4.2.1.1 Tipos de Celdas Fotovoltaicas:	32
3.4.2.1.2 Ventajas de las Celdas Fotovoltaicas:	33
3.4.2.1.3 Desventajas de las Celdas Fotovoltaicas:.....	34
3.4.2.2 Aerogeneradores	34
3.4.2.2.1 Tipos de Aerogeneradores.....	35
3.4.2.2.2 Ventajas de la Energía Eólica:	37
3.4.2.2.3 Desventajas de la Energía Eólica	37
3.4.2.2.4 Impacto Ambiental de los Aerogeneradores.....	37
3.4.2.3 Estaciones Mini-Hidroeléctricas	38

3.4.2.3.1 Ventajas de las plantas Mini-Hidro:.....	39
3.4.2.3.2 Desventajas de las plantas Mini-Hidro:	40
3.4.2.4 Biomasa.....	40
3.5 Sistemas de Almacenamiento de Energía	41
3.6 Flujo de Carga.....	41
3.7 Flujo de Carga Óptimo.....	42
3.8 Optimización.....	42
3.9 Programación no lineal	42
3.9.1 Programación con restricciones de igualdad y desigualdad.....	43
CAPÍTULO IV.....	44
EXPERIENCIAS PREVIAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN	
VENEZUELA.....	44
4.1 Análisis de las experiencias obtenidas en el país con grupos electrógenos ..	51
MARCO METODOLÓGICO.....	55
5.1 Criterios de selección en cuanto a la ubicación	56
5.2 Características a considerar para la selección de la tecnología.....	56
5.3 Selección de las tecnologías factibles de GD de acuerdo a la realidad del país y el sistema de La EDC.....	57
5.3.1 Tecnologías de GD basadas en Energías Renovables.....	58
5.3.2 Tecnologías de GD basadas en Energías No Renovables.....	63
5.4 Evaluación de las condiciones técnicas y económicas necesarias que hacen factible la utilización de GD	66
5.4.1 Condiciones técnicas:.....	66
5.4.2 Condiciones Económicas:	70
5.5 Criterios en cuanto a la ubicación de GD	75
5.6 Ubicación de Posibles Emplazamientos de GD en el área de La EDC.....	76
5.6.1 Herramienta para el diseño óptimo de Sistemas Eléctricos de Potencia, THOR.....	79

5.6.1.1 Descripción del prototipo de la herramienta	83
5.6.1.2 Criterio de Verificación en la Solución del Flujo de Carga Óptimo Integral	84
5.7 Interconexión de Generación Distribuida con la red.....	85
5.7.1 Impacto de la Interconexión.....	86
CAPÍTULO VI.....	91
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	91
6.1 Ubicación de los puntos óptimos para la inyección de generación.....	91
6.1.1 Consideraciones previas.....	91
6.1.2 Resultados obtenidos con la herramienta de simulación.....	97
6.1.3 Pérdidas	100
6.1.4 Resumen de Costos	105
6.2 Impacto de la GD sobre los Niveles de corto circuito (Ncc) del sistema ...	107
6.2.1 Consideraciones previas:.....	107
6.2.2 Resultados:	108
CONCLUSIONES.....	109
RECOMENDACIONES.....	112
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113
BIBLIOGRAFÍA.....	116
GLOSARIO.....	119
ANEXOS.....	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grupos electrógenos operativos.....	49
Tabla 2. Resumen de encuestas.....	52
Tabla 3. Costo aproximado por tecnología.....	64
Tabla 4. Comparación motores recíprocos y microturbinas.....	66
Tabla 5. Respuesta ante condiciones anormales.....	69
Tabla 6. Rangos donde la GD debe salir fuera de servicio.....	69
Tabla 7. Demanda del sistema.....	94
Tabla 8. Importación y Exportación de potencia activa y reactiva Caso Base.....	98
Tabla 9. Inyecciones óptimas de potencia activa y reactiva Caso con GD.....	100
Tabla 10. Resumen de Costos	104
Tabla 11. Niveles de Cortocircuito Caso Base.....	107
Tabla 12. Niveles de Cortocircuito Caso con GD.....	107
Tabla 13. Contribución de la GD en los Niveles de Cortocircuito.....	107
Tabla 14. Ruido continuo tolerable.....	150
Tabla 15. Ruido tolerable que no podrá ser excedido durante más del 10% del lapso de medición.....	150

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comparación de esquemas de suministro de energía.....	11
Figura 2. Resumen de tecnologías.....	15
Figura 3. Motor de combustión interna.....	17
Figura 4. Ciclos de trabajo.....	19
Figura 5. Componentes de una microturbina.....	25
Figura 6. Principio de funcionamiento de las celdas de combustible.....	30
Figura 7. Estaciones Mini-Hidráulicas.....	39
Figura 8. Tipos de costos.....	72
Figura 9. Tipo de aplicación y modo de operación de GD.....	72
Figura 10. Problema de flujo de carga integral.....	80
Figura 11. Diagrama Unifilar.....	93
Figura 12. Volante de inercia.....	132
Figura 13. Esquema de generación distribuida con grupos electrógenos tecnología MTU.....	134
Figura 14. Diagrama Unifilar de Esquema de GD con GE tecnología MTU.....	135
Figura 15. Sistema de combustible de cada grupo.....	141

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfico 1. Sincronismo con la red.....	52
Gráfico 2. Mal funcionamiento de las protecciones.....	52
Gráfico 3. Falla de las máquinas.....	52
Gráfico 4. Falta de combustible.....	52
Gráfico5. Falla centrifugadoras de combustible.....	53
Gráfico 6. Falla en la S/E.....	53
Gráfico7. Fallas externas.....	53
Gráfico 8. Fallas internas.....	53
Gráfico 9. Perfiles de tensión e inyecciones óptimas de potencia.....	102
Gráfica 10. Proporción costos de inversión.....	104
Gráfico 11. Disminución en la importación de potencia Barra 230 A3.....	105

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Microturbinas.....	22
Ilustración 2. Celda de combustible.....	28
Ilustración 3. Panel solar.....	32
Ilustración 4. Aerogeneradores de eje horizontal.....	35
Ilustración 5. Aerogeneradores de eje vertical.....	36
Ilustración 6. Flujo de Carga en Barra 13,8 A51 Caso Base.....	103
Ilustración 7. Flujo de Carga en Barra 13,8 A51 Con GD.....	103
Ilustración 8. Criterio de verificación.....	106
Ilustración 9. Colectores cilindro parabólicos.....	122
Ilustración 10. Torre Termosolar.....	123
Ilustración 11. Concentradores de disco parabólico con motores Stirling.....	124
Ilustración 12. Súper-Capacitor.....	130
Ilustración 13. Emplazamiento de GD Cantarrana – Estado Miranda.....	134
Ilustración 14. Pórtico de Salida del Emplazamiento a la Subestación.....	135
Ilustración 15. Motor MTU.....	136
Ilustración 16. Generador marca Marelli.....	137
Ilustración 17. Transformador Elevador 480/13.800 V.....	137
Ilustración 18. Tanques de almacenamiento y operación.....	139
Ilustración 19. Sistema de centrifugado.....	140

ACRÓNIMOS

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico

FCOI: Flujo de Carga Óptimo Integral

FUNDELEC: Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico

GD: Generación Distribuida

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

La EDC: La Electricidad de Caracas

NCC: Nivel de Cortocircuito

O y M: Operación y Mantenimiento

OPF: siglas en inglés que significan Optimal Power Flow

SCADA: siglas en inglés que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos

SEP: Sistemas Eléctricos de Potencia

SIN: Sistema Interconectado Nacional

T & D: Transmisión y Distribución

MAPAS

Mapa 1. Potencial eólico.....	60
-------------------------------	----

Arreaza C., Alex D.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA ELECTRICIDAD DE CARACAS.

Prof. Guía: Vanessa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Moisés Marcano. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CA La Nueva Electricidad de Caracas. 2008. 122h. + Anexos.

Palabras claves: Generación distribuida, Grupos electrógenos, Expansión de la red. Estudio de factibilidad

Resumen. Se plantea el estudio de factibilidad para la instalación de Generación Distribuida en el área de servicio de La Electricidad de Caracas. Existe una problemática que va de la mano con el aumento constante de la demanda, los requerimientos para aumentar la capacidad vía expansión de la red, requieren de largos períodos de construcción de las obras y grandes inversiones de capital, los cuales no siempre se realizan oportunamente. Por esta razón la GD surge como una alternativa que posibilita el desarrollo de proyectos de rápida ejecución y relativa baja inversión, que permiten suplir la demanda provisionalmente mientras se ejecutan las soluciones permanentes. La finalidad de este trabajo, es determinar las condiciones bajo las cuales se justifica la aplicación de GD. Para esto, se analizan las experiencias obtenidas en aplicaciones previas de GD en el país, luego se procede a seleccionar las tecnologías que mejor se adapten al tipo de aplicación requerida; una vez escogidas las tecnologías, se procede a ubicar los puntos idóneos para una posible implantación, con ayuda de una herramienta para el diseño óptimo de sistemas de potencia. Adicionalmente se evalúa de forma general el impacto que conlleva la interconexión de estos grupos de generación al ser interconectados con las redes de distribución. A partir de las simulaciones realizadas con el programa se identificaron 6 barras en el donde la GD podría ser una solución factible de mínimo costo. En líneas generales, se mejoraron los perfiles de tensión, se redujeron significativamente las pérdidas y los costos operativos. En cuanto a los niveles de cortocircuito, se apreció una contribución significativa en la corriente de falla por parte de la GD, sin embargo, no se superó la capacidad de diseño de los equipos.

INTRODUCCIÓN

En Venezuela, a pesar de la existencia de las grandes centrales de generación y los amplios sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, aún existen deficiencias que no pueden ser solucionadas de forma inmediata, tales como: la ausencia del suministro en centros poblados aislados, regiones o zonas donde se presentan severos problemas en cuanto a la calidad del servicio que se presta. Adicionalmente, la expansión y adecuación de los sistemas de T&D debe responder al crecimiento acelerado en demanda de energía. La solución a esta problemática bajo el esquema tradicional, requiere no solo de grandes recursos económicos, sino también de largos periodos de tiempo para la ejecución de las obras.

Es en este punto donde surge la Generación Distribuida (GD) como una opción factible en casos donde, tanto el análisis de costos y otras condiciones así lo indiquen. Los esquemas de GD se basan en la utilización de generadores de pequeña escala, en comparación con los utilizados en las grandes centrales de generación, estos se ubican cerca de los centros de consumo con lo cual se reducen las pérdidas en transmisión. Existe una gran variedad de tecnologías de GD, las cuales poseen altos niveles de adaptabilidad para una gran variedad de aplicaciones.

Por la problemática antes descrita, este trabajo tiene como objetivo principal llevar a cabo un análisis de factibilidad que permita conocer las condiciones bajo las cuales sería apropiada la aplicación de Generación Distribuida. La zona de estudio comprende toda el área de servicio de la Electricidad de Caracas, y busca determinar aquellos puntos del sistema donde la GD sería una solución factible de acuerdo a las características y requerimientos de la región en cuestión.

El trabajo se encuentra constituido por un total de siete capítulos; el primero de ellos se refiere al planteamiento del problema, donde se especifican los objetivos generales y específicos. El segundo capítulo brinda la descripción de la empresa; el tercer capítulo lo constituye el marco teórico; luego en el capítulo cuatro se analizan las experiencias previas de generación distribuida en Venezuela; el capítulo cinco lo compone el marco metodológico; seguidamente se presenta el análisis de los resultados en el capítulo seis; y finalmente el capítulo siete con las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

CAPÍTULO I

OBJETIVOS

1.1 Planteamiento del Problema

El desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia requiere de una fuerte inversión de recursos financieros, de un numeroso equipo de profesionales y de la dedicación de largos períodos en la construcción de las obras. Es difícil conjugar dichos requerimientos de manera oportuna, lo cual repercute negativamente sobre el desarrollo de estos sistemas, por lo que en muchas oportunidades la infraestructura eléctrica de las empresas presenta un rezago importante respecto a la energía que demandan sus consumidores, con las notables consecuencias que ello trae en cuanto a la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Por estas razones la Generación Distribuida surge como una posibilidad para paliar los efectos del rezago de inversiones, posibilitando la ejecución de trabajos de relativa baja inversión y rápida construcción.

1.2 Objetivo general

Realizar un estudio de Factibilidad que permita conocer las condiciones bajo las cuales se justifica la aplicación de Generación Distribuida.

1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos cumplidos en este Trabajo Especial de Grado fueron los siguientes:

a) Analizar las experiencias obtenidas en aplicaciones previas de Generación

distribuida en el país.

- b) Evaluar las condiciones técnicas y económicas necesarias que hacen factible la utilización de GD.
- c) Seleccionar las tecnologías factibles de GD de acuerdo a la realidad del país.
- d) Seleccionar los posibles puntos de conexión de GD en el sistema eléctrico de la EDC.
- e) Evaluar de forma general, el impacto técnico que conlleva la instalación de GD en los posibles puntos de interconexión (Subestaciones) de la red de la EDC. Incluye un análisis de: nivel de cortocircuito, confiabilidad, sistemas de protección y variaciones de tensión.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1 La Electricidad de Caracas

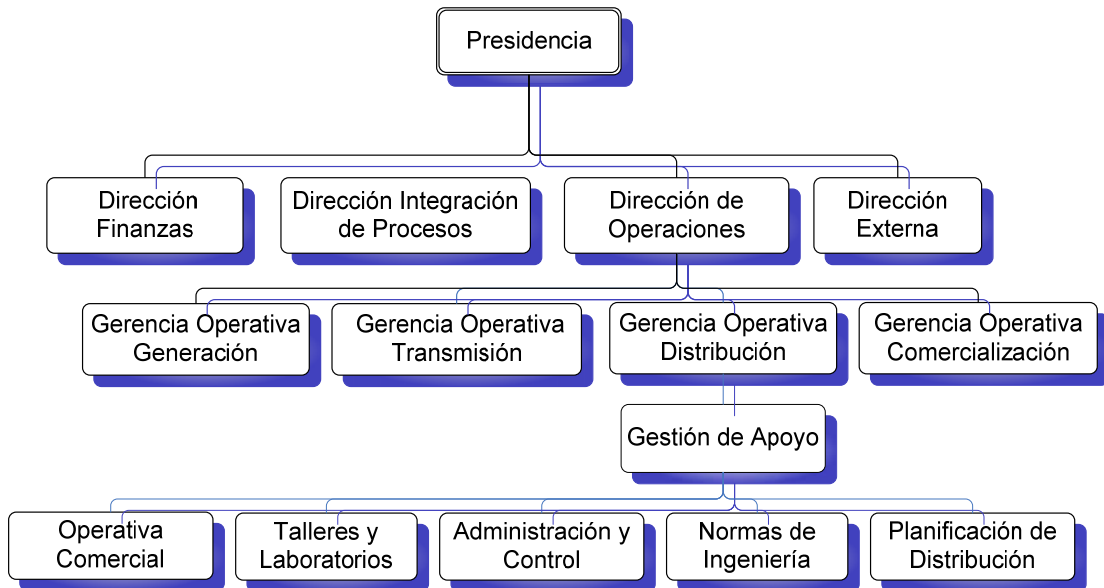
La Electricidad de Caracas fue fundada por el ingeniero Ricardo Zuloaga el día 27 de Noviembre de 1895 en una finca de su propiedad llamada “El Encantado”, allí se construyó la primera estación hidroeléctrica del país en el curso del Río Güaire, la cual tenía dos generadores con una capacidad total de 420 Kw, potencia suficiente para ofrecerle servicio a los 72.500 habitantes de ese entonces.

Hoy en día la empresa supera el millón de clientes, con cuatro millones de usuarios aproximadamente. La Electricidad de Caracas suministra de energía eléctrica a La Gran Caracas, incluyendo los estados: Miranda, Vargas y Aragua, y su empresa filial C.A Luz Eléctrica del Yaracuy (CALEY), que provee de servicio al estado Yaracuy.

En la actualidad la empresa cuenta con una capacidad instalada de 2.316 Megavatios para suplir la demanda, y de acuerdo al área de operación se utilizan distintos niveles de tensión: Generación (11.5kV y 13.8kV), Transmisión (69kV, 115kV, 230kV y 400kV), Sub-Transmisión (30kV, 34,5kV y 69kV) y Distribución (4.8kV, 8.3kV, 12.47kV y 13,8kV).

La Electricidad de Caracas se ha organizado en cuatro direcciones: Dirección de Finanzas, Dirección de Integración de Procesos, Dirección de Operaciones y la Dirección Externa, que trabajan conjuntamente para prestar servicio tanto al área de la Gran Caracas como a todas las Zonas Foráneas.

2.2 Organigrama de la nueva EDC



2.3 Gerencia Operativa de Distribución

La Gerencia Operativa de Distribución tiene como objetivo brindar el servicio de distribución de energía eléctrica a la ciudad de Caracas y sus alrededores. Para lograrlo, la zona metropolitana de Caracas está dividida en tres regiones: Región Centro, Región Este y la Región Oeste. Cada una de las regiones tiene la responsabilidad de realizar las labores siguientes:

- Operación y mantenimiento de la red de distribución eléctrica.
- Mantenimiento del alumbrado público de las vías.
- Diseño y construcción de proyectos eléctricos para los clientes.
- Ejecución de los proyectos de adecuación.
- Expansión y mejora en la red y en el servicio prestado.
- Solución de averías y reclamos de servicio.
- Servicio completo del área comercial.

2.4 Objetivos de la Gerencia Operativa de Distribución

- Auditar los procesos.
- Incrementar los ingresos.
- Garantizar una operación rentable bajo la nueva regulación y normativa interna.
- Lograr un alto grado de satisfacción en el cliente.
- Mejorar el desempeño mediante el uso de las mejores prácticas, la medición de resultados y la promoción de logros.
- Optimizar los activos.
- Optimizar los recursos financieros.
- Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Reducir los accidentes del personal, contratistas y terceros.

2.5 Actividades y Objetivos del Equipo de Planificación

- Coordinar y consolidar los estudios de planificación a corto, mediano y largo plazo, realizados por cada una de las regiones y velar por su realización periódica.
- Apoyar técnicamente a cada una de las regiones de operación y mantenimiento en la realización de los estudios de planificación a corto y mediano plazo.
- Coordinar la actualización y unificación de la plataforma informática (Hardware y Software) requerida en todas las regiones para realizar los estudios de planificación.
- Mantener actualizados y unificados los procedimientos, métodos y criterios técnicos usados por cada región para realizar los estudios de Planificación de Distribución.
- Velar por un diseño que maximice la utilización del equipamiento y establezca una expansión ordenada y oportuna.
- Asignar prioridades en los proyectos especiales que involucran a todas las regiones y velar por su ejecución.
- Elaborar planes de trabajo periódicos, especificando: alcance, tiempo, recursos y costos, en conjunto con todas las regiones.

- Preparar anualmente el Plan de Adecuación y Expansión Consolidado del Sistema de Distribución.
- Preparar anualmente el Plan de Inversiones Consolidado del Sistema de Distribución.
- Detectar requerimientos de normalización de nuevas tecnologías, criterios y procedimientos compartidos por las regiones de distribución.
- Solicitar al Comité de Normalización la elaboración de normas, criterios y procedimientos que satisfagan las necesidades de la Planificación de Distribución.
- Detectar y solucionar necesidades de entrenamiento en el área de Planificación.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 Definición

En la literatura no existe una definición única y exacta de Generación Distribuida (GD), pero en general, se entiende como el uso integrado o individual de generadores de potencia de pequeña escala, ubicados cerca de los centros de consumo; estos pueden conectarse directamente a las redes de distribución, o situarse en lugares aislados que se encuentren fuera del alcance de las mismas. Algunos autores sugieren que la potencia de estos grupos de generación no supera los 20 MVA, aunque no hay un rango específico definido.

La Generación Distribuida constituye una valiosa alternativa para las fuentes de energía eléctrica tradicionales utilizadas a nivel residencial, comercial e industrial. La tecnología moderna sugiere que estos pequeños generadores pueden ser suficientemente eficientes, confiables y de fácil operación para competir con el sistema de potencia tradicional. Las principales tecnologías utilizadas actualmente en esquemas de GD son las siguientes: Aerogeneradores, Celdas Fotovoltaicas, Estaciones Mini-hidroeléctricas, Biomasa, Motores de Combustión Interna (Reciprocantes), Microturbinas y Celdas de Combustible.

3.2 Antecedentes

El concepto de GD data desde antes del siglo 20, cuando se introducen los sistemas en corriente alterna y las grandes centrales de generación con turbinas a vapor. Todos los requerimientos de energía, enfriamiento, iluminación, calentamiento, etc., eran suplidos desde los mismos puntos de consumo o sus cercanías. Los avances tecnológicos, la economía de escala en generación y el crecimiento acelerado de la demanda, entre otros factores, transformaron el sistema gradualmente hasta llegar al esquema tradicional, en donde grandes centrales de generación ubicadas generalmente lejos de las zonas urbanas, con transmisión en alta tensión y líneas de distribución en baja tensión, logran suministrar de energía eléctrica a casi cualquier sitio donde se requiere servicio.

Al mismo tiempo, estos sistemas de generación centralizados fueron evolucionando, algunos clientes determinaron que era más económico instalar y operar sus propias unidades de generación para autoabastecerse, particularmente en el sector industrial. Conjuntamente, clientes con altos requerimientos de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, tales como, hospitales y centros de comunicaciones, también instalaron sus propias unidades de generación, como respaldo a la red en caso de posibles contingencias. Estas formas de generación distribuida, trajeron consigo beneficios para el sistema eléctrico en general, ya que esto le permitía a las empresas de suministro de energía, relegar los proyectos necesarios para adecuar y expandir sus sistemas.

Con los años las tecnologías de generación centralizada y de GD han mejorado, se han vuelto más eficientes y menos costosas. Hoy día los avances en nuevos materiales y diseños para paneles fotovoltaicos, micro turbinas, motores reciprocantes, celdas de combustible, controles digitales, monitoreo remoto de los equipos, entre otros componentes y tecnologías, han ampliado el rango de oportunidades y aplicaciones para la GD moderna, y ha sido posible implementar

sistemas de energía, hechos a la medida en cuanto a los requerimientos específicos de los consumidores.

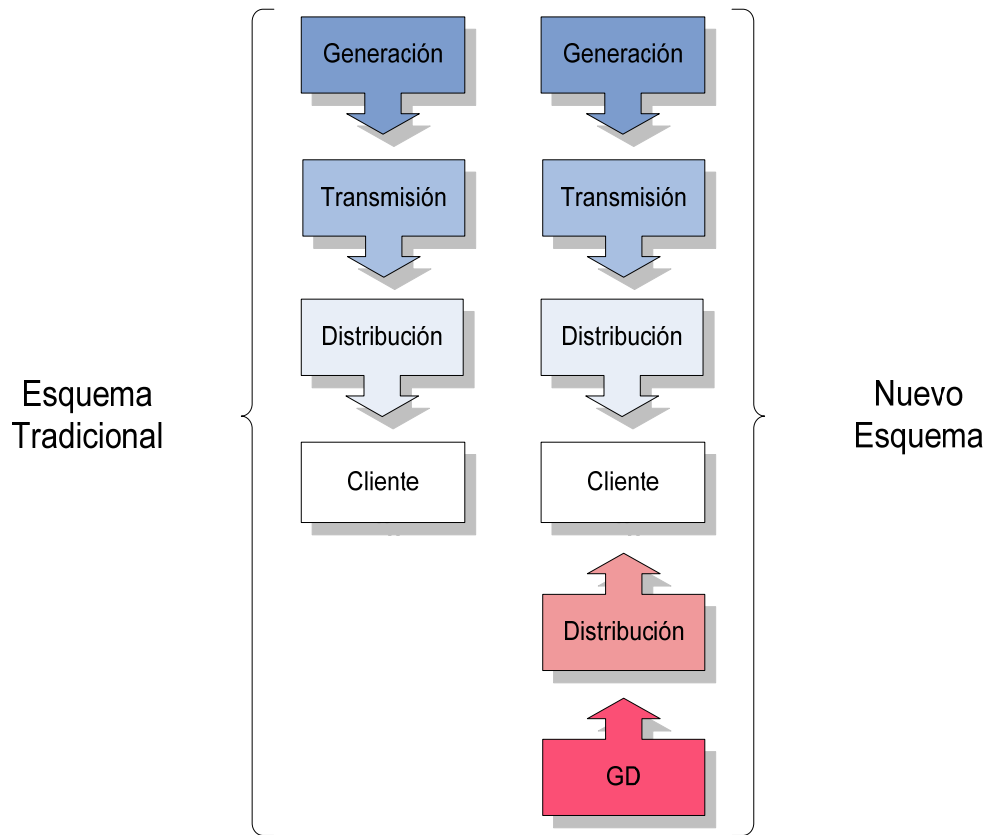


Figura 1. Comparación de esquemas de suministro de energía

3.3 Aplicaciones

A continuación se describen las principales aplicaciones, que son particularmente del interés de las compañías de suministro de energía y sus consumidores:

- **Operación continua:** en esta aplicación, las tecnologías de GD se operan al menos 6.000 horas al año, para generar parte o la totalidad de la potencia demandada. Algunas de las características importantes para este tipo de aplicación

son, alta eficiencia eléctrica, costos variables de operación y mantenimiento bajos, y emisiones de gases contaminantes reducidas. La GD se utiliza principalmente en operación continua para aplicaciones industriales como producción de metales, químicos, plásticos, alimentos, etc. También se utiliza en el sector comercial y en hospitales.

- **Cogeneración o Combined Heat and Power (CHP):** en esta aplicación, la GD también se opera alrededor de 6.000 horas al año, adicionalmente se busca aprovechar la energía térmica liberada en el proceso de generación. El calor producido puede recuperarse para hacer el proceso de generación más eficiente, o puede utilizarse para cubrir otros requerimientos térmicos en otro tipo de aplicaciones. Algunas características importantes en cogeneración son, la alta producción de energía térmica aprovechable, lo que se traduce en una elevada eficiencia global, bajos costos variables de operación y mantenimiento, y bajas emisiones. La cogeneración es utilizada más comúnmente en el sector industrial y con algunas cuantas aplicaciones, comerciales y residenciales.
- **Picos de demanda:** en este caso, la GD se opera entre 200 y 3000 horas al año, principalmente para reducir los costos de la energía que se despacha. Algunas características importantes para este tipo de aplicación son, bajos costos de instalación, arranque rápido y costos fijos de operación y mantenimiento bajos. Este tipo de aplicación se utiliza mayormente en el sector comercial y en aquellas industrias donde los perfiles de demanda presentan frecuentemente picos significativos.
- **Energía verde:** la GD también puede ser utilizada con el fin de reducir las emisiones al medio ambiente. Algunas características importantes para este tipo de aplicaciones son, bajas emisiones, alta eficiencia, y costos variables de operación y mantenimiento bajos.

- **Sistemas de emergencia:** son sistemas independientes, que pueden suplir parte de la carga en un rango de tiempo específico, en caso de que falle la fuente principal de suministro. Este tipo de aplicación es utilizada típicamente en apartamentos, oficinas, centros comerciales, hoteles, escuelas, entre otros.
- **Sistemas de respaldo:** se utiliza para reemplazar el suministro de la fuente principal en caso de falla, esto le permite al cliente seguir operando satisfactoriamente, con capacidad para abastecer la totalidad de la carga. Este tipo de aplicación es crítica para clientes como, aeropuertos, estaciones de policía, bomberos, bases militares, prisiones, suministro de agua, gas natural, empresas de suministro de energía.
- **Potencia “Premium”:** estos sistemas los utilizan clientes que requieren servicio ininterrumpido, libre de todo tipo de problemas de calidad de potencia o perturbaciones, como variaciones de frecuencia, transitorios de voltaje, huecos de tensión y sobrecorrientes. Calidad de potencia de este tipo no esta disponible a través de la red, se requieren sistemas de emergencia o de respaldo. Algunas características importantes para este tipo de aplicación son, un arranque rápido, bajos costos de instalación y costos fijos de operación y mantenimiento bajos.
- **Diferir proyectos de transmisión y distribución:** en algunos casos, la ubicación GD en lugares estratégicos, puede ayudar a retrasar los costos de ampliación de la red de transmisión y distribución (T&D); entre las características más importantes para este tipo de aplicación se destacan los bajos costos de instalación y costos fijos de operación y mantenimiento bajos.
- **Soporte a la red de distribución:** en ocasiones las empresas de suministro de

energía requieren reforzar su red eléctrica, colocando GD en subestaciones de distribución, debido a las altas demandas en diversas épocas del año, por fallas en la red, problemas para suplir la demanda actual o futura, etc.

- **Cargas remotas:** existen lugares aislados y remotos, generalmente con poca carga, donde las redes de transmisión y distribución no llegan, debido a los altos costos de expansión. La GD suele ser la alternativa más adecuada para estos sitios, donde se puede suplir la demanda a un costo significativamente menor y con niveles aceptables de calidad de servicio. Las características más importantes en este tipo de aplicación son, alta eficiencia eléctrica, costos variables de operación y mantenimiento bajos, y emisiones de gases contaminantes reducidas [1].

3.4 Tipos de Tecnologías

Las energías utilizadas para la generación eléctrica se dividen en dos grupos, las *energías renovables*, o alternativas como también se les conoce, y las *no renovables* o energías convencionales.

Las energías renovables son aquellas consideradas inagotables, abundantes en la naturaleza y ambientalmente sustentables. Las energías no renovables, por el contrario, son energías que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse.

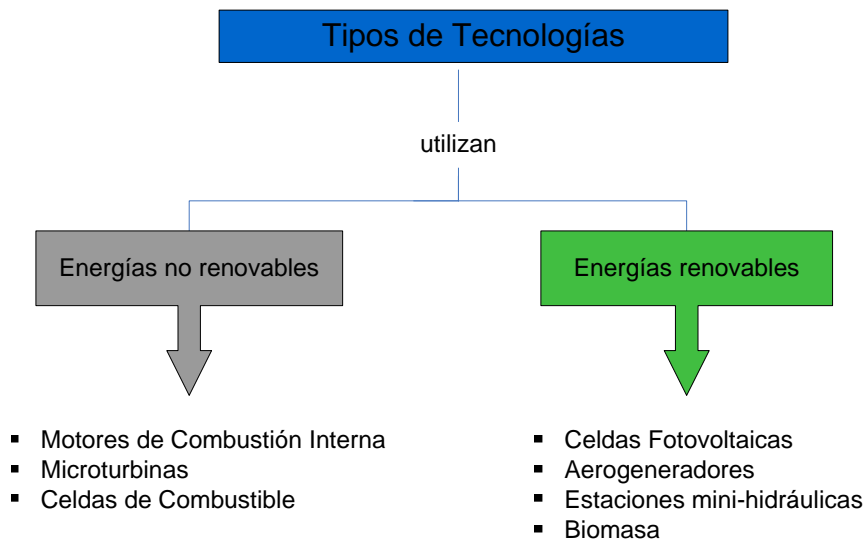


Figura 2. Resumen de tecnologías

3.4.1 Tecnologías que utilizan Energías No Renovables

Entre las principales tecnologías se encuentran: los motores de combustión interna, micro turbinas y celdas de combustible.

3.4.1.1 Motores de Combustión Interna (Reciprocantes)

Los motores de combustión interna, desarrollados hace más de 100 años, fueron los primeros entre las tecnologías de generación distribuida. Ambos motores, los de Ciclo Otto (ignición por chispa) y Diesel (ignición por compresión) han sido ampliamente aceptados en casi todos los sectores de la economía. Son utilizados en diferentes escalas, con rangos de potencia que van desde unos pocos vatios para energizar pequeñas herramientas, hasta enormes plantas de generación con potencias base de hasta 60 MW.

Los motores más pequeños, son diseñados principalmente para transporte y por lo general pueden convertirse en generadores realizando pequeñas modificaciones. Los motores más grandes, son diseñados más frecuentemente para

generación de potencia, propulsión marina, entre otros. Sin importar que combustible es utilizado por el motor (diesel o gas natural), la mayoría de éstos funcionan a cuatro tiempos y operan en cuatro ciclos: admisión, compresión, explosión o fuerza y escape.

3.4.1.1.1 Componentes fundamentales de los motores de combustión interna:

Bloque: el bloque es la estructura principal de la máquina de combustión interna que sustenta todas las partes en funcionamiento para mantenerlas alineadas.

Cilindros: son tubos en los que los pistones se deslizan hacia arriba y hacia abajo para aprovechar la explosión de los gases quemados y realizar trabajo.

Pistones y Anillos: forman el extremo movable de la cámara de combustión. Ellos transmiten la fuerza de la expansión de los gases en un movimiento lineal. Los anillos de los pistones ayudan a sellar los gases en combustión y a aprovechar la mayor cantidad de energía posible, así como también controlan el consumo de aceite.

Barras de conexión o biela: es la unión entre el pasador del pistón y el cigüeñal. La fuerza lineal en el pistón alternativo es transformada en un movimiento de torsión giratorio en el cigüeñal. La biela deber ser lo suficientemente fuerte para absorber la fuerza del pistón sin flexión. Ellas también pueden llevar el suministro de aceite hacia el pistón para el enfriamiento. Los cojinetes de la biela fijan esta al cigüeñal.

Eje del cigüeñal: transforma el movimiento lineal del pistón en un movimiento giratorio y continuo, se encuentra conectado al volante y al balanceador para formar una masa giratoria, y esta apoyado en el bloque sobre los cojinetes principales. La disposición del eje y su forma, determinan el orden de encendido de la máquina de

combustión interna.

Volante: Almacena energía y suaviza los pulsos de fuerza de los pistones.

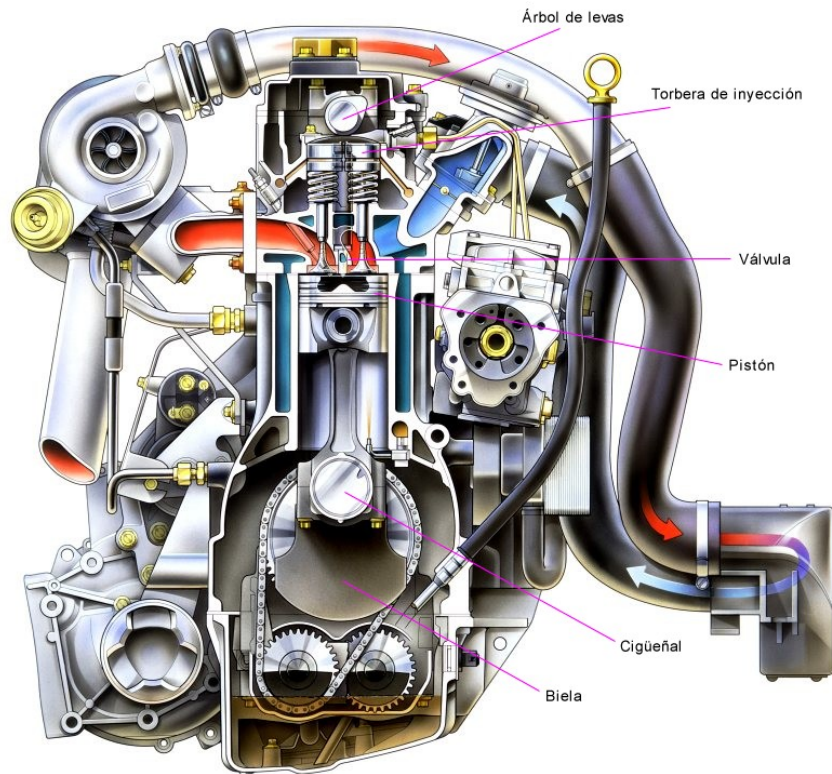


Figura 3. Motor de combustión interna

3.4.1.1.2 Principio de funcionamiento del motor de combustión interna:

En los motores de combustión interna, los gases se comprimen en el interior del cilindro, luego se produce su explosión, lo cual empuja al pistón realizando trabajo. Los gases después de quemados, son evacuados del cilindro y este vuelve a llenarse de mezcla combustible. Todos estos procesos se repiten sucesivamente en el cilindro del motor, a esto se le llama ciclo de trabajo, y a cada uno de los procesos, tiempo.

La posición extrema superior del pistón dentro del cilindro, se le llama punto muerto superior (PMS) y la posición extrema inferior se denomina punto muerto inferior (PMI). El espacio que recorre el pistón dentro del cilindro, es decir, desde un punto muerto al otro, se conoce como carrera. El ciclo de trabajo esta constituido por cuatro tiempos, que son: admisión, compresión, fuerza o explosión y escape.

- 1) **Admisión:** el primer tiempo del motor se conoce como admisión, mientras el pistón baja del PMS al PMI, el volumen de la cámara de combustión aumenta, y es en este momento que el cilindro se llena de aire presurizado proveniente del turbocargador a través de la válvula de admisión, la cual se abre en este tiempo. Al llegar el pistón al PMI finaliza el primer tiempo.
- 2) **Compresión:** después de que el pistón alcanza el PMI, este comienza a moverse hacia arriba. Al mismo tiempo que esto sucede, la válvula de admisión y la de escape se cierran, de esta manera el cilindro queda sellado. Al moverse el pistón hacia arriba se comprime el aire, lo que hace que este alcance una temperatura de 440°C aproximadamente, al llegar el pistón al PMS se termina el tiempo de compresión.
- 3) **Explosión o fuerza:** cuando el pistón llega al PMS en la carrera de compresión, se atomiza el combustible y este se inflama debido a la alta temperatura y presión del aire. La mezcla de aire-combustible, comienza a quemarse muy rápidamente, y provoca una explosión debido a la expansión de los gases por el calor. Como las válvulas se encuentran cerradas, el pistón recibe un fuerte impulso que lo empuja o dirige hacia la parte inferior del cilindro; dicho impulso es transmitido por la biela al cigüeñal, que lo transforma en movimiento circular. Cuando el pistón alcanza el PMI, termina el tiempo de explosión o fuerza.
- 4) **Escape:** cuando llega el pistón nuevamente al PMI, la válvula de escape se abre.

El pistón en la carrera o tiempo de escape, fuerza a los gases quemados hacia el exterior del cilindro a través de la válvula de escape. En el momento en el que el pistón alcanza el PMS, la válvula de escape se cierra y se abre la de admisión. En este instante comienza nuevamente el ciclo de admisión. Las cuatro carreras anteriores se repiten continuamente durante el funcionamiento del motor.

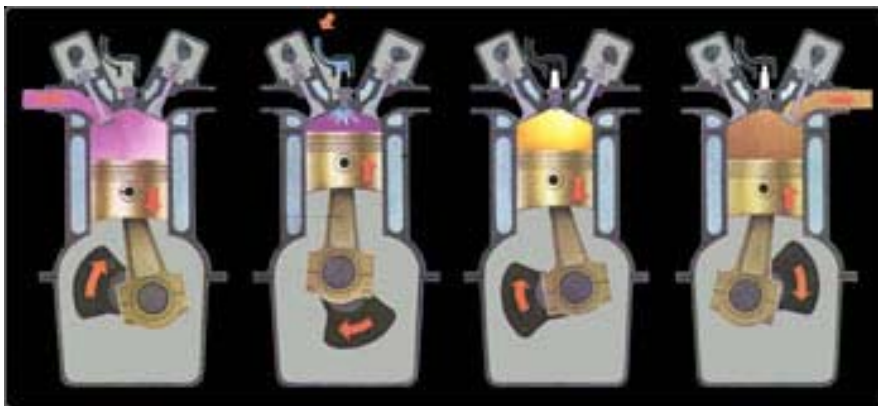


Figura 4. Ciclos de trabajo

3.4.1.1.3 Conversión a Energía Eléctrica:

La combustión interna de los motores de pistón, proveen el movimiento mecánico necesario para hacer rotar un generador eléctrico. Típicamente los generadores que se utilizan para acoplar a los motores de combustión interna son: sincrónicos AC, de inducción AC, y DC con convertidores DC/AC.

Los generadores sincrónicos AC para GD, son una versión a menor escala del tipo de unidades utilizadas en centrales de generación. Son eficientes, duraderos, confiables y fáciles de mantener, pero deben operarse a velocidad constante, para que la frecuencia se mantenga, esto significa que el motor debe girar siempre a la misma velocidad, lo que requiere un control de rpm (revoluciones por minuto) preciso, esto se logra por medio de un sistema gobernador. Las rpm del motor dependen del diseño del generador.

Muchos generadores modernos, en particular los que se utilizan en unidades de GD pequeñas y livianas, producen un ciclo por revolución, por lo tanto el motor debe girar a 3.600 rpm para producir 60 ciclos, esta tasa de velocidad se considera bastante alta para generadores de operación a largo plazo. Usualmente los generadores serán provistos de dos o tres y hasta cuatro pares de polos, permitiendo al motor girar a velocidades de 1.800, 1.200 o 900 rpm para generar a una frecuencia de 60 ciclos por segundo y de esta forma alargar la vida útil de los mismos.

Los generadores de inducción AC, pueden producir una frecuencia constante aun cuando los mismos varían su velocidad. Por lo general no son tan eficientes como los generadores sincrónicos, pero son bastante robustos. Una desventaja de los generadores de inducción es que se les debe suministrar la excitación y potencia reactiva para que puedan operar. A pesar de que son menos eficientes que los generadores sincrónicos, poseen una gran ventaja, no requieren gobernadores y se sincronizan automáticamente al conectarlos con la red.

Generadores DC con convertidor DC/AC. Un generador de corriente directa puede utilizarse para producir potencia DC, que luego es convertida a corriente alterna electrónicamente. Los generadores DC son muy eficientes, pero la conversión de DC/AC conlleva una pérdida de energía adicional que hace preferible la utilización de generadores sincrónicos.

3.4.1.1.4 Eficiencia

La eficiencia de los motores de combustión interna, tienen un tope que esta definido por la ecuación básica del *Ciclo de Carnot*:

$$\text{Eficiencia máxima} = \frac{T_{\text{alta}} - T_{\text{baja}}}{T_{\text{alta}}}$$

La ecuación del Ciclo de Carnot tiene muchas implicaciones en la ingeniería de GD, las más importantes son:

- Mientras la alta temperatura (T_{alta}) sea mayor, más alta será la eficiencia. Esta puede aumentarse utilizando combustibles que se quemen a temperaturas más elevadas, quemando el combustible a presiones más altas o aislando las áreas de combustión, de manera que las áreas internas del motor operen a temperaturas mayores.
- Mientras la baja temperatura (T_{baja}) sea menor, mayor será la eficiencia. A pesar de la alta temperatura, la eficiencia puede mejorarse si disminuye el calor a una temperatura T_{baja} mucho menor.

La eficiencia eléctrica de los motores de combustión interna, para el caso de *ignición por chispa* esta en un rango aproximado entre 20%-43% y los de *ignición por compresión* entre 28%-40%, dependiendo de la capacidad y tecnología de los electrógenos.

3.4.1.2 Microturbinas

El desarrollo de las microturbinas se basa en la tecnología empleada en la aviación comercial y en la industria automotriz, como unidades de potencia auxiliar en el primer caso, y como turbocargadores en el segundo. Las microturbinas, son dispositivos de combustión para la generación de potencia y calor, las mismas poseen un rango de potencia comprendido aproximadamente entre 30 kW. Y 300kW. Suelen operar a altas velocidades, con un promedio en el orden de los 90.000 rpm. La turbina y el compresor están montados en el mismo eje junto con el generador eléctrico, de esta forma se dispone de un solo componente en movimiento, sin necesidad de cajas de engranajes y otras partes móviles asociadas.

Este diseño de un solo eje directo de alta velocidad, ha permitido a los fabricantes de esta tecnología el desarrollo comercial de pequeñas plantas de potencia muy compactas y confiables.

Estas unidades poseen un ciclo de vida (con mantenimiento de rutina) que puede lograr un rendimiento mayor a las 40.000 y hasta las 75.000 hrs. De operación dependiendo de la tecnología y el diseño.



Ilustración 1. Microturbinas

3.4.1.2.1 Principio de funcionamiento:

Las Microturbinas operan como un proceso continuo y no en ciclos repetitivos, a diferencia de los motores de combustión interna. Podemos dividir su funcionamiento en cuatro fases:

- 1) El aire entra primero en el compresor, donde luego de ser comprimido es succionado por una serie de turbinas a alta velocidad y presión.
- 2) El aire comprimido es mezclado con el combustible en la cámara de combustión,

donde se quema bajo condiciones bien controladas para garantizar la eficiencia del combustible y mantener bajas las emisiones.

- 3) Los gases calientes son descargados a través de la turbina de expansión, para producir trabajo, del cual se utiliza una parte para hacer girar el compresor a altas velocidades.
- 4) Finalmente los gases son descargados a la atmósfera.

3.4.1.2.2 Clasificación de Microturbinas según su funcionamiento:

- **Ciclo simple:** en esta Microturbina el aire comprimido se mezcla con el combustible y se quema bajo condiciones de presión constante. Los gases resultantes se expanden a través de la turbina para realizar trabajo mecánico. Estas turbinas son menos costosas, más confiables y poseen mayor disponibilidad de calor para aplicaciones de cogeneración. Operan con eficiencias eléctricas entre 14 % y 16 %.
- **Recuperadas:** las unidades llamadas recuperadas usan un intercambiador de calor (malla metálica) que recupera el calor de los gases calientes de escape y los transfiere al aire de entrada, usado en el proceso de combustión. Al estar precalentando el aire, se requiere de menos combustible para elevar la temperatura de trabajo de la turbina. Este posee mayor relación de energía térmica a eléctrica que las de ciclo simple y pueden alcanzar eficiencias del 28% al 30%.

3.4.1.2.3 Componentes básicos de una Microturbina:

Compresor: su función es alcanzar una alta compresión en el punto de combustión, ya que se mejora la eficiencia a altas presiones y altas temperaturas.

Generador: los diseños del generador son compactos, con imanes permanentes de dos o cuatro polos montados sobre el rotor. Algunos modelos incluyen materiales avanzados de carbono para retener las camisas del rotor por las altas velocidades.

Electrónica de potencia: La frecuencia generada por el alternador es elevada, variando entre 1.500Hz a 4.000 Hz. Por lo general se rectifica primero la alta frecuencia y luego se convierte a 50 o 60 Hz. Se genera potencia trifásica.

Sistema de control: Los sistemas actuales incorporan sistemas de potencia digital que permiten “leer” las condiciones del equipo y de la red, y trata de acoplarse para igualar las condiciones y suministrar los valores de operación óptimos. Se incluyen datos de registro, acondicionamiento de señal, diagnóstico y comunicaciones de control y remotas.

Recuperador: es un intercambiador de calor que aumenta la temperatura del aire de entrada, para disminuir la cantidad de combustible requerido en aumentar la temperatura de operación. Su uso aumenta la eficiencia de las microturbinas de 14% (ciclo simple) a 28%- 30%.

Las eficiencias de las turbinas varían en función de:

- *Nivel de carga o funcionamiento de la turbina:* a menores niveles de carga, menor es la eficiencia.
- *Temperatura exterior:* la temperatura afecta la densidad del aire, a mayor temperatura, la densidad del aire disminuye y a su vez lo hace la eficiencia.
- *Altura o presión del aire:* la altura también afecta la densidad del aire. Se aplica un factor de reducción de potencia de 1% por cada 100m de altura.

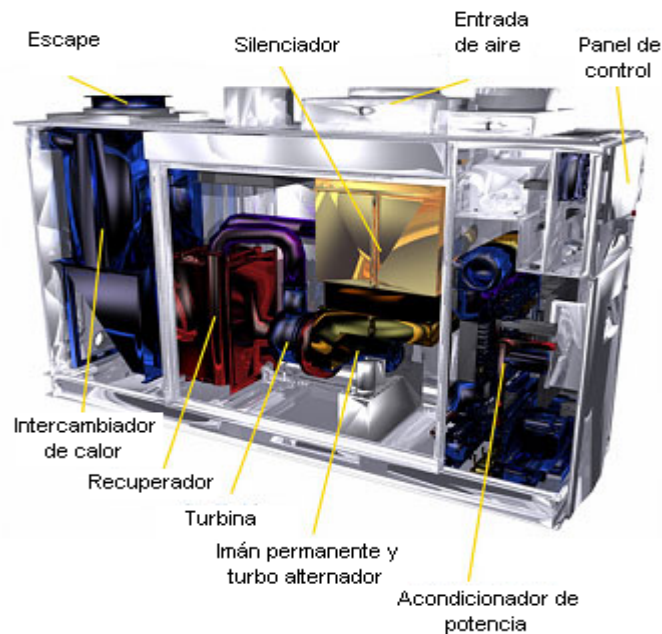


Figura 5. Componentes de una microturbina

3.4.1.2.4 Ventajas de las Microturbinas:

- **Tamaño y peso:** poseen dimensiones relativamente pequeñas y bajo peso, son características que destacan a las microturbinas sobre el resto de las fuentes rotativas de potencia. (como referencia una microturbina Capstone de 200 kw pesa alrededor de 3000 Kg., y sus dimensiones son las siguientes: ancho, largo, alto =1700*3660*2490mm).
- **Combustibles:** las microturbinas tienen la posibilidad de utilizar una amplia gama de combustibles entre los que se incluyen: gas natural, combustibles líquidos (GLP, Kerosén, Diesel, JetFuel, Metanol, Etanol), combustibles provenientes de desechos industriales y municipales (Biogás de relleno sanitario o tratamiento de aguas o de minas).

- **Calidad de Potencia:** generan una potencia estable y limpia. La señal de onda producida es suave gracias a la alta frecuencia AC del generador, las distorsiones armónicas están por debajo del 3%.
- **Emisiones Bajas:** las emisiones de NO_x son bastante bajas (menores a 10 ppmv), y las de hidrocarburos no quemados son casi despreciables, debido a las altas relaciones de aire / combustible en la cámara de combustión.
- **Confiabilidad:** la simplicidad del diseño, el movimiento de rotación pura y la mínima contaminación de los sistemas lubricantes, proveen una alta confiabilidad por parte de estas unidades de generación.
- **Mantenimiento:** las microturbinas poseen requerimientos de mantenimiento más bajos que los motores de combustión interna, ya que estos no tienen sistemas refrigerantes que mantener y la contaminación de los sistemas de lubricación por los productos del escape, es baja.
- **Desempeño:** comparadas con otros tipos de generadores, poseen una mayor capacidad de respuesta ante las variaciones de carga, excelente estado estable y regulación de frecuencia.
- **Aprovechamiento del calor:** estos son excelentes sistemas de generación de calor totalmente aprovechable para diversas aplicaciones de cogeneración.
- **Instalación:** gracias a su simplicidad y diseño compacto integrado, la obra civil requerida para su instalación es muy sencilla y relativamente económica.

3.4.1.2.5 Desventajas de las Microturbinas:

- **Costo inicial:** los materiales requeridos para la fabricación de Microturbinas son de alta resistencia térmica, se necesitan maquinarias de precisión para algunas de sus etapas de construcción y además, el volumen de producción de estas unidades es reducido, por estas razones su precio es bastante elevado. Las empresas fabricantes de Microturbinas, están realizando esfuerzos para lograr precios competitivos que permitan su penetración en los mercados de generación distribuida de potencia y calor.
- **Experticia en mantenimiento:** a pesar de que los costos de mantenimiento son bajos, se necesita cierto nivel de experticia y habilidad en ese campo, y el reemplazo o reparación de sus componentes no es tan fácil como en el caso de los motores de combustión interna.
- **Ruido:** el ruido es relativamente bajo en comparación con otras tecnologías de GD, menor a 65 dB (varía con el fabricante), pero aun así es significativo y difícil de eliminar.
- **Sensibilidad a las condiciones ambientales:** como ya se mencionó anteriormente, las elevadas temperaturas (disminuye la densidad del aire) y la altura (presión del aire más baja), repercuten negativamente en la eficiencia de las microturbinas.

3.4.1.3 Celdas de Combustible

Las celdas de combustible se basan en la reducción electroquímica de un combustible para la generación de electricidad. Una celda se compone de dos electrodos porosos, un cátodo (carga +) y un ánodo (carga -), en los cuales ocurren las reacciones necesarias para establecer un flujo de corriente. Se utiliza un catalizador

para acelerar las reacciones electroquímicas que tienen lugar. El cátodo y el ánodo se encuentran separados por un electrolito, a través de este circulan ciertos iones de un electrodo al otro, como producto de las reacciones en ellos.

El combustible es oxidado electroquímicamente, por lo que este dispositivo no está sujeto a las restricciones de las leyes electrodinámicas que gobiernan las máquinas de combustión, en las cuales existen eficiencias teóricas máximas.

Algunos tipos de celdas de combustible producen una cantidad considerable de calor, que se puede emplear para aumentar la eficiencia global del dispositivo y aprovechar mejor la energía química del combustible.

Las celdas de combustible producen corriente directa a un voltaje relativamente bajo, normalmente entre .5 y 2 V. Por esta razón se apilan las celdas individuales, y se conectan en serie para obtener tensiones de 12, 24, 36 V y más.

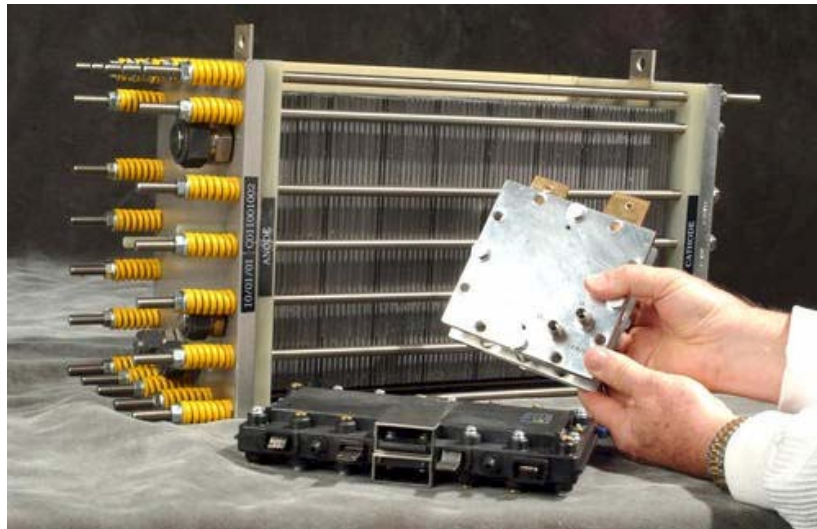


Ilustración 2. Celda de combustible

3.4.1.3.1 Componentes fundamentales de las Celdas de Combustible:

Los electrodos: tienen como función la difusión de los gases / líquidos en toda la superficie del mismo. Suministra la superficie activa donde ocurre el proceso de ionización o deionización (oxidación / reducción) de los reactivos.

Las reacciones en los electrodos deben ser rápidas y eficientes, por lo cual los materiales de los electrodos deben ser catalíticos, conductivos y porosos (muy alta superficie de contacto).

El electrolito: se encarga de Transportar las especies iónicas entre los electrodos, completando el circuito eléctrico, y además sirve de barrera física para evitar la mezcla directa de combustible y oxidante.

3.4.1.3.2 Principio de funcionamiento de las Celdas de Combustible:

Hay varios tipos de celdas de combustible, pero todos trabajan bajo el mismo principio para generar energía eléctrica. Una celda de combustible esta conformada por dos electrodos (un ánodo y un cátodo), separados por un electrolito. Se alimenta el combustible (que contiene hidrógeno) continuamente en el ánodo (-), y un oxidante (generalmente aire) se alimenta en el cátodo (+). Con ayuda de un catalizador, los átomos de hidrógeno se dividen en un protón y un electrón. El protón pasa a través del electrolito hacia el cátodo, y los electrones viajan a través de un circuito externo conectado como una carga, creando corriente DC. Los electrones siguen hasta el cátodo, donde se combinan con hidrógeno y oxígeno, y producen agua y calor.

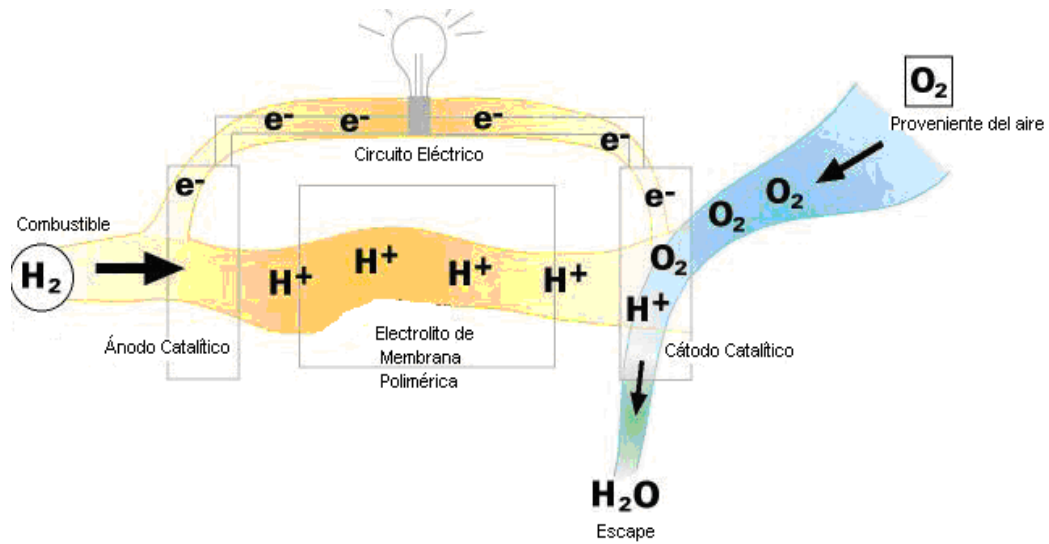


Figura 6. Principio de funcionamiento de las celdas de combustible

3.4.1.3.3 Tipos de Celdas de Combustible

Las principales tipos de Celdas de Combustible existentes son las siguientes:

- De ácido fosfórico
- De electrolito polimérico
- De óxido sólido
- De carbonato fundido
- Alcalina

Nota: una descripción más detallada de los tipos de celdas de combustible se encuentra en el anexo N°2.

3.4.2 Tecnologías que Utilizan Energías Renovables

Entre los principales tipos de tecnologías de GD que utilizan energías renovables, se encuentran: las Celdas Fotovoltáicas, Aerogeneradores, Estaciones Mini-Hidráulicas y Biomasa.

3.4.2.1 Celdas Fotovoltaicas:

Gracias a la energía solar, es posible el funcionamiento de las denominadas celdas fotovoltaicas. La radiación solar que alcanza nuestro planeta se distingue en varias formas: (1) *Radiación Directa*: como su nombre lo indica, es la radiación que alcanza la superficie de la tierra directamente, (2) *Radiación Difusa*: es la radiación que proviene de la atmósfera cuando se dispersa por nubes o bruma, y (3) *Radiación Albedo*: es la radiación reflejada por la superficie de la tierra. Las superficies oscuras absorben la luz y el calor, y las blancas la reflejan. El sol irradia aproximadamente 174.423.000.000.000 *KWh* de energía una hora, solo una pequeña fracción de esta energía da directamente a nuestro planeta, y de ésta, tan sólo el 50% alcanza la superficie de la tierra.

La conversión de energía solar en eléctrica, se basa en el efecto fotovoltaico. La luz solar está compuesta por fotones, y estos poseen energías diferentes de acuerdo a la longitud de onda del espectro solar. Al incidir fotones sobre una celda fotovoltaica, estos pueden pasar a través de ella, reflejarse o ser absorbidos, únicamente los fotones que son absorbidos generan electricidad. La energía de estos fotones es transferida a los electrones de los átomos de la celda, lo que les permite escapar de su posición asociada en el átomo y formar una corriente eléctrica.

Los componentes principales de las celdas fotovoltaicas son las placas semiconductoras, estas son tratadas especialmente para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) y así formar un campo eléctrico entre ellas. Cuando la luz incide en la celda, los electrones que se liberan son atrapados por este campo eléctrico, y de esta forma se establece el flujo de corriente.

Las celdas se fabrican de materiales semiconductores debido a sus importantes propiedades, se comportan como aislantes a bajas temperaturas, y como conductores cuando aumenta la energía. Además de las placas semiconductoras, las

celdas fotovoltaicas poseen una malla metálica en la parte superior, cuyo objetivo es recolectar los electrones del semiconductor y transferirlos hacia la carga externa, además cuentan con un contacto posterior para completar el circuito, y en la parte externa superior hay un vidrio u otro material encapsulante transparente para sellarla y proteger la celda de las condiciones ambientales, esta también actúa como una capa antireflejo para aumentar el número de electrones absorbidos.

Las celdas fotovoltaicas, producen potencia DC a bajo voltaje, típicamente alrededor de 0.5V cuando son expuestas a suficiente luz. Dependiendo de la aplicación, las celdas se conectan en serie para generar un voltaje más alto o en paralelo para elevar la corriente, a esto se le conoce como arreglos fotovoltaicos. En general, cuanto más grande es el área del modulo o arreglo, mayor será la cantidad de electricidad producida. La instalación de paneles FV se realiza en base a localidad y máximo aprovechamiento del ángulo de incidencia de la irradiación solar a lo largo del año.



Ilustración 3. Panel solar

3.4.2.1.1 Tipos de Celdas Fotovoltaicas:

Existen tres tipos de celdas, y estas se diferencian por el método de fabricación:

- **Silicio Monocristalino:** se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio

monocristalino, la cuales se producen en hornos especiales, estas se cortan en secciones delgadas (entre 0,4mm y 0,5mm de espesor) con forma de obleas cuadradas. Su eficiencia en la conversión de luz solar en electricidad varía entre 12% y 20%.

- **Silicio Policristalino:** estas celdas se fabrican a partir de bloques de silicio, que se obtienen de la fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales. El silicio se enfría lentamente hasta solidificarse, en ese proceso los átomos no se organizan en un solo cristal, sino que se forma una estructura policristalina, con superficies de separación entre los cristales. Su eficiencia es algo menor que las celdas de silicio monocristalino (11% y 14%).
- **Silicio amorfo:** estas celdas se crean mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre la superficie de vidrio o metal. Su eficiencia varía entre 5% y 7%.

3.4.2.1.2 Ventajas de las Celdas Fotovoltaicas:

- El combustible es gratis, esta característica es muy importante cuando se trata de emplazamientos remotos y difíciles de llegar, una vez instaladas las unidades, no existen costos continuos de combustible, ni de envío del mismo.
- Son extremadamente limpias, no contaminantes.
- Vibración y ruido prácticamente nulo, las celdas como tal no tienen partes móviles, las pocas partes móviles corresponden a los sistemas de rastreo de la radiación solar.
- Son muy confiables y duraderas.
- Requerimientos de mantenimiento bastante bajos ya que tiene muy pocas partes móviles.

3.4.2.1.3 Desventajas de las Celdas Fotovoltaicas:

- Elevado costo inicial, debido al alto costo de sus componentes.
- Necesitan convertidores DC / AC para la mayoría de las aplicaciones.
- Necesidad de almacenamiento de energía cuando se requiere de suministro de potencia las 24 horas del día.

Existen además tecnologías que aprovechan la energía térmica del sol para generar electricidad. Estas no se aplican comúnmente como esquemas de GD, generalmente se utilizan como centros de generación a gran escala. Estas se describen en el anexo N°1.

3.4.2.2 Aerogeneradores

De la energía total irradiada por el sol, solo entre 1% y 2% se transforma en la tierra en energía eólica. La mayor incidencia de irradiación solar se produce en el ecuador, y es aquí donde se generan los vientos globales en la tierra; debido a su calentamiento estos se dirigen hacia el norte y el sur, alcanzando altitudes de hasta 10Km, para luego descender a unos 30° de latitud en ambos hemisferios. Los vientos tienen direcciones determinadas y dominantes debido a la rotación de la tierra y a la fuerza de Coriolis¹. Los recursos eólicos se encuentran en casi cualquier parte, pero son mejores en las zonas costeras y en terrenos extensos y planos.

Los vientos tienen comportamientos estacionales, y por lo general son más

¹ La fuerza de Coriolis es la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación cuando varía su distancia respecto al eje de giro. En el caso de una esfera en rotación, los movimientos de un objeto sobre los meridianos resultan afectados por esta fuerza ficticia, ya que dichos movimientos reducen o hacen crecer la distancia respecto al eje de giro.

abundantes en invierno y menos importantes en verano, sin embargo son bastante impredecibles, por esta razón a la hora de instalar un sistema de generación de energía eólica se requiere de una evaluación detallada de las velocidades del viento en el sitio, con un rango de tiempo de por lo menos un año, y completar el análisis con datos históricos de vientos de localidades cercanas (aeropuertos, estaciones meteorológicas cercanas, etc). Para justificar económicamente un sistema eólico, las velocidades promedio anuales de los vientos deben superar los 4,4 m/s. El estimado de potencia por día, mes, y año del sistema, y el costo del Kwh. generado puede obtenerse a partir de los datos de velocidad de viento.

La conversión de la energía del viento en eléctrica se hace por medio de Aerogeneradores, estos extraen la energía cinética del viento al chocar con las hélices, proporcionando la fuerza necesaria para hacer girar el rotor y luego transformar esa energía mecánica en eléctrica.

Para evaluar el desempeño de los aerogeneradores, se calcula el *factor de capacidad*, que se refiere a la potencia que genera el mismo durante un período de tiempo determinado, entre la potencia que este podría generar a su máxima capacidad en dicho período de tiempo.

3.4.2.2.1 Tipos de Aerogeneradores

Los Aerogeneradores se dividen en dos tipos según la posición de sus ejes de rotación, a continuación se presenta una breve descripción:

Eje horizontal: la disposición del eje de rotación de estos aerogeneradores es paralela con respecto al suelo. Estas máquinas requieren de un control de dirección que las mantengan apuntando hacia el viento, para mantener la máxima producción de potencia y evitar posibles problemas de operación (torques laterales en los rotores, resonancia, vibraciones, etc). Esta tecnología esta más desarrollada comercialmente debido a su eficiencia, confiabilidad y su capacidad de adaptarse a diferentes

potencias.



Ilustración 4. Aerogeneradores de eje horizontal

Eje vertical: su eje de rotación se encuentra dispuesto perpendicularmente con respecto al suelo. Estas máquinas tienen varias ventajas sobre los aerogeneradores de eje horizontal. Las maquinarias eléctricas pueden instalarse en el suelo, en lugar de a 40-90m. en el aire, lo que reduce las necesidades estructurales y facilita la operación y mantenimiento. Solo dependen de la velocidad del viento, no necesitan control direccional, gracias a su diseño el viento puede soplar en cualquier dirección sin alterar su funcionamiento.



Ilustración 5. Aerogeneradores de eje vertical

3.4.2.2.2 Ventajas de la Energía Eólica:

- Fuente limpia.
- Fuente de energía local, doméstica, autóctona y abundante.
- Proyectos pueden construirse en zonas agrícolas, rurales y ganaderas, favoreciendo las economías locales, donde la tierra se puede emplear sin interferencia del emplazamiento.
- Demostrado crecimiento de parques eólicos a escala de red pública en los últimos años.

3.4.2.2.3 Desventajas de la Energía Eólica

- Debe competir sobre una base de costos con otras fuentes y tecnologías convencionales.
- Depende de la calidad del recurso (vientos) para llegar a ser más o menos competitiva.
- Inversión inicial alta para proyectos individuales y para proyectos a escala de red muy superior a plantas térmicas.
- Fuente intermitente, no siempre esta disponible cuando se requiere.
- Localidades de excelente prospectiva suelen estar alejadas de las zonas de demanda, requiriendo costos adicionales de T&D.
- Su factor de penetración en sistemas interconectados no es muy alto debido a su naturaleza intermitente.

3.4.2.2.4 Impacto Ambiental de los Aerogeneradores

A pesar de que la energía eólica es una fuente limpia y renovable, el uso de aerogeneradores tiene un impacto ambiental significativo. Dependiendo del diseño, tamaño y cantidad, estos producen un ruido intermitente bastante molesto, un impacto visual no estético que puede afectar la calidad visual de la localidad, efecto

negativo en la fauna (los rotores pueden interferir el vuelo de las aves locales y migratorias), interferencia en las ondas de radio y TV, y problemas de seguridad debido a posibles desprendimientos de los rotores o los aletes de los mismos.

3.4.2.3 Estaciones Mini-Hidroeléctricas

El principio de funcionamiento de las plantas mini-hidro es prácticamente igual al de las grandes centrales hidroeléctricas, se aprovecha la energía potencial y cinética del agua para hacer girar una turbina, la cual se encuentra acoplada a un generador y de esta forma transformar la energía mecánica en eléctrica.

A diferencia de las grandes centrales hidroeléctricas las plantas mini-hidro por lo general no cuentan con grandes caudales, diferencias de altura entre los niveles de agua, ni capacidad para almacenar mucha agua. Sin embargo, los diferentes diseños de plantas mini-hidro han sido ampliamente probadas y se ha demostrado que son económicamente factibles y competitivas. Existen varias fuentes potenciales de aprovechamiento para plantas mini-hidro, como es el caso de ríos pequeños y medianos, cascadas, y canales de irrigación.

La capacidad de generación de hidroelectricidad viene dada por dos factores principalmente, *la caída*, que tiene que ver con la diferencia de altura del nivel del agua (medida en metros), y *el caudal*, que se refiere al volumen de agua que pasa en un tiempo determinado (se mide en m^3/s). Mientras mayores sean la caída y el caudal mayor será la capacidad de generación. Estos factores se traducen en el empleo de dos tipos o categorías de instalaciones de plantas mini-hidro:

Plantas de alta caída y bajo caudal, las cuales utilizan turbinas de impulso para aprovechar la alta velocidad del agua al caer, lo cual crea un empuje directo al golpear en las aspas de la turbina.

Plantas de baja caída y gran caudal, estas utilizan turbinas de reacción, que aprovechan la energía del volumen de agua que choca con las paletas de la turbina.

Además de los factores de caída y caudal del agua, el diseño de los equipos y turbinas juegan un papel importante en la capacidad de generación de una instalación hidroeléctrica pequeña.

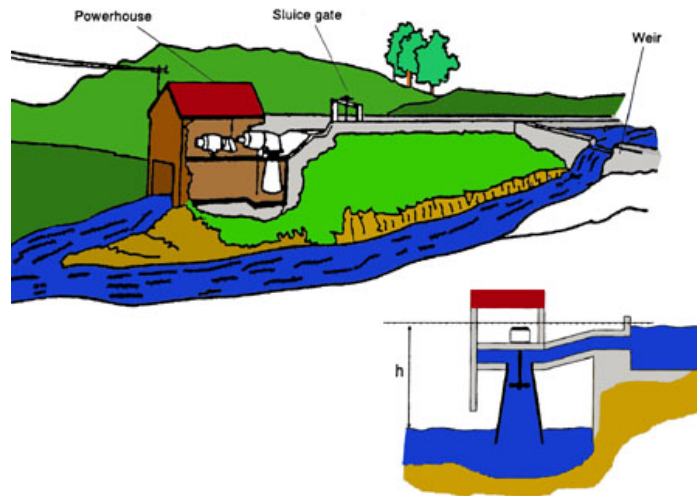


Figura 7. Estaciones Mini-Hidráulicas

3.4.2.3.1 Ventajas de las plantas Mini-Hidro:

- Fuente limpia de energía.
- La energía esta continuamente disponible con la demanda, dada una caída y caudal razonables.
- La energía disponible es predecible y se puede administrar.
- No requiere combustible y el mantenimiento es bajo.
- Emplea tecnología robusta y duradera, pueden durar 50 años sin mayores inversiones nuevas.
- Emplea recursos locales eliminando la dependencia de importar fuentes de otro

tipo (fósiles).

- Impacto ambiental mínimo, la alteración del hábitat suele ser mínimo con poca afectación del cuerpo de agua y de los peces.

3.4.2.3.2 Desventajas de las plantas Mini-Hidro:

- Es una tecnología que depende específicamente del sitio donde esta disponible el recurso y las condiciones del terreno; en ciertas regiones la disponibilidad de capturar energía hidráulica cercana a localidades donde existe potencial económico no es muy común.
- Existe un máximo de potencia útil para una instalación Mini- Hidráulica, lo cual limita la posibilidad de actividades que emplean dicha energía.
- Los caudales de ríos suelen variar considerablemente con las estaciones, en especial en regiones donde existe el monzón, lo que limita la cantidad de energía firme que estaría disponible a una fracción del potencial pico de potencia por diseño.
- En algunas regiones, la falta de familiaridad con la tecnología y el como aplicarla en la explotación del recurso hídrico, limitan su utilización.

3.4.2.4 Biomasa

La biomasa es una fuente basada en el uso de residuos y desechos agrícolas, cultivos bioenergéticos, residuos del aprovechamiento forestal, la leña, desechos agroindustriales, excremento de animales, desechos urbanos y los desechos orgánicos industriales.

Una de la aplicaciones con gran potencial de desarrollo es la cosecha de biomasa proviene usualmente de una clase especial de plantas tropicales (arbustos, maíz, monte) de muy rápido crecimiento que pueden llegar a medir hasta tres metros de altura. Estas plantas pueden alcanzar sus alturas máximas en menos de un mes, y

luego de ser cortadas vuelven a crecer con la misma rapidez. Las aplicaciones de biomasa han sido establecidas casi exclusivamente como pequeñas estaciones de generación para zonas remotas, donde se cultivaría un par de kilómetros cuadrados o más alrededor de la misma, para luego cosecharlas de forma cíclica. Esta forma de energía renovable requiere de cantidades considerables de agua para riego. Las cosechas pueden ser almacenadas en el sitio casi sin costo adicional, para que sea posible su utilización durante los meses en que el crecimiento sea más lento de acuerdo con las estaciones del año.

3.5 Sistemas de Almacenamiento de Energía

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen entre sus principales propósitos contrarrestar problemas de calidad y disponibilidad de suministro de la red, tales como: complementar la potencia primaria, fuente alternativa en el caso de que las unidades de GD o la red no estén disponibles, apoyo en las transiciones entre el suministro de la red y la generación local, fluctuaciones en el voltaje que pueden sobrellevarse mediante la inyección de energía almacenada oportunamente, etc.

Los sistemas de almacenamiento de energía que se utilizan conjuntamente con GD, pueden dividirse en dos grupos: los que almacenan energía eléctrica directamente (baterías, ultracapacitores, etc), y los que almacenan otro tipo energía (volantes de inercia, térmica, etc) para luego convertirla en energía eléctrica. Este tema se describe con mayor profundidad en el anexo N° 3.

3.6 Flujo de Carga

Un flujo de carga consiste en calcular los valores de las variables de estado de un sistema eléctrico de potencia en régimen estacionario. Comúnmente, el flujo de carga es usado para determinar si el sistema se encuentra en un estado de operación normal, entendiéndose por este último, el estado donde todos los consumidores reciben energía eléctrica, la magnitud de la tensión en todos sus puntos se encuentra

dentro del intervalo normal y todos sus componentes están dentro de sus límites de operación. La manipulación de los sistemas de potencia se orienta a mantenerlos siempre en el estado normal.

3.7 Flujo de Carga Óptimo

Es el procedimiento a través del cual se optimiza una función escalar (función objetivo) cumpliendo con las ecuaciones que definen el estado de un sistema eléctrico de potencia (flujo de carga), y tomando en cuenta las restricciones de las variables que intervienen en el sistema.

3.8 Optimización

Es un proceso de programación matemática donde se define un problema mediante una función objetivo, la cual puede presentar restricciones. La optimización como método de solución busca encontrar una decisión óptima para maximizar (ganancias, velocidad, eficiencia, etc.) o minimizar (costos, tiempo, error, etc.) un criterio determinado. Los problemas de programación matemática suelen subdividirse en programación lineal y programación no lineal.

En el presente estudio se utiliza una herramienta para el diseño óptimo de sistemas de potencia, basada en problemas de programación no lineal. A continuación se desarrolla este tema formalmente:

3.9 Programación no lineal

Un problema de programación no lineal es un problema de optimización que puede tener o no restricciones, y en el que la función objetivo y/o algunas restricciones son funciones no lineales. A continuación se describen las condiciones que ha de cumplir un punto para ser un minimizador local en un problema de programación no lineal: el valor de la función objetivo en él, debe ser localmente menor que el valor de la función objetivo en puntos “próximos” al mismo. Se establecen así mismo condiciones de optimalidad necesarias y suficientes. Las

condiciones necesarias las cumplirán los minimizadores pero también otros puntos; esto es, un punto que cumple las condiciones necesarias no es necesariamente un minimizador. Por el contrario, las condiciones suficientes las cumplirán sólo los minimizadores; esto es, un punto que cumple las condiciones suficientes es un minimizador. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que puede haber puntos que no cumplen las condiciones suficientes y que son minimizadores. [2]

3.9.1 Programación con restricciones de igualdad y desigualdad

Un problema de programación no lineal con restricciones tiene la siguiente forma:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } f(x) \\ &\text{sujeto a } h(x) = 0 \\ &\quad g(x) \leq 0 \\ &\quad x \in R^n \end{aligned}$$

donde $f(x)$ es una función de R^n en R , $h(x)$ una función de R^n en R^m y $g(x)$ una función R^n en R^p . Esto es $f(x): R^n \rightarrow R$, $h(x): R^n \rightarrow R^m$, $g(x): R^n \rightarrow R^p$, donde $m \leq n$.

Las Funciones $h(x)$ y $g(x)$ se suelen expresar por componentes, esto es:

$$h(x) = \begin{bmatrix} h_1(x) \\ h_2(x) \\ \vdots \\ h_m(x) \end{bmatrix} \quad y \quad g(x) = \begin{bmatrix} g_1(x) \\ g_2(x) \\ \vdots \\ g_p(x) \end{bmatrix}$$

Un minimizador local se define como: Un punto $x^* \in R^n$, $h(x^*)=0$, $g(x^*) \leq 0$ es un minimizador local de $f(x)$ sujeto a $h(x)=0$, $g(x) \leq 0$, si existe un valor $\varepsilon > 0$ tal que $f(x^*) \leq f(x)$, $\forall x \in R^n$ tal que $h(x)=0$, $g(x) \leq 0$ y $|x-x^*| < \varepsilon$. [2]

CAPÍTULO IV

EXPERIENCIAS PREVIAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN VENEZUELA

Antes de que los sistemas de potencia evolucionaran en el esquema tradicional, la demanda energética era suplida vía Generación Distribuida, sin embargo, gracias al avance tecnológico y a las ventajas que la GD proporciona, se ha despertado nuevamente el interés en éstos esquemas de generación de pequeña escala ubicados cerca de los puntos de consumo.

En Venezuela, con la fundación de La Electricidad de Caracas en 1895 se construyó la primera estación mini-hidráulica del país, ubicada en el curso del Río Güaire. Este tipo de tecnologías han sido ampliamente probadas y desarrolladas a lo largo de los años, en la actualidad EDELCA opera un total de 7 minicentrales ubicadas en la región de Guayana, y CADAFE en el estado Mérida, tiene en funcionamiento la minicentral Piñango, totalizando una capacidad instalada de 1.400kW [3].

Una de las iniciativas más recientes en la aplicación de GD en el país la constituye el lanzamiento de la Misión Revolución Energética, anunciada el 26 de Noviembre de 2006 dentro del marco del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela. La misión contempló 2 programas: Eficiencia Energética y Generación Distribuida.

Con el programa de Eficiencia Energética se sustituyeron 53 millones de bombillos incandescentes por bombillos ahorradores. A su vez con el programa de

Generación Distribuida (el cual se encuentra aun en ejecución), en el cual se prevé la construcción de 84 emplazamientos² de grupos electrógenos diesel, lo cual representa un total de 1000MVA destinados a atender zonas críticas del servicio eléctrico en Venezuela en el término de un año.

El programa de GD de la Revolución Energética contó inicialmente con la participación de CADAFE en el establecimiento de criterios y ubicación de los emplazamientos.

A continuación se muestran algunos de los criterios utilizados para la ubicación de GD:

- Mantener la continuidad del servicio a instalaciones de: seguridad y defensa del Estado, ambulatorios, hospitales y clínicas, fábricas y almacenamiento de productos alimenticios, sistemas de comunicaciones, sistemas de bombeo y tratamiento de aguas, suministro de combustibles, puertos y aeropuertos nacionales.
- Contribuir a resolver en forma temporal las condiciones de sobrecarga de las subestaciones eléctricas.
- Mejorar la Calidad de servicio en zonas remotas o aisladas.
- Priorizar la ubicación de los grupos de generación en las barras de 13,8 kV de las subestaciones o en circuitos de 13,8 kV.
- Dar preferencia a la incorporación de los grupos de generación en las subestaciones para las cuales se requiere ubicar terrenos en las proximidades de las mismas (menos de 1km).

² Se entiende por emplazamiento el área donde se encuentra dispuesta la planta de Generación Distribuida.

A partir de estudios realizados por CADAFE, se definió el primer grupo de emplazamientos a construir; empleando tres tecnologías basadas en lo establecido por el Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela. La escogencia de la tecnología dependió básicamente de la ubicación por región, con la finalidad de facilitar la logística de mantenimiento y entrenamiento del personal.

A continuación se describen brevemente las tecnologías de grupos electrógenos³ utilizados:

Guascor:

- Grupo de 10 unidades motor generador de 1MVA c/u.
- Capacidad total: 10MVA (8MW)
- Factor de uso =1 (24h)
- Cada generador tiene un transformador elevador a la tensión 13,8KV o 34,5KV

MTU:

- Grupo de 8 unidades de motor generador de 2,36 MVA c/u.
- Capacidad total: 18,88 MVA (15MW).
- Factor de uso = 0,75 (24h).
- Cada generador tiene un transformador elevador a la tensión 13,8KV.

Scania:

- Grupo de 3 unidades de motor generador de 0,45MVA o 0,5 MVA c/u.
- Capacidad total: 1,35 MVA a 1,5 MVA respectivamente.
- Se puede conectar hasta un máximo de 6 grupos, permitiendo capacidades de 8,10

³ Electrógenos son grupos Motor-Generador acoplados

MVA (6,50 MW) y 9 MVA (7,2 MW).

- Factor de uso = 0,75 (24h).
- Cada generador tiene un transformador elevador a la tensión 13,8KV.

Cabe destacar que el factor de potencia de estos equipos puede variar en un rango entre 1,0 y 0,8, y su vida útil es de aproximadamente 5 años, asumiendo operación continua y un régimen de mantenimiento adecuado.

Teniendo presentes los criterios establecidos por CADAFE y las tecnologías disponibles, se presentaron ciertas ubicaciones para los emplazamientos. En el primer trimestre de 2007 entraron en servicio los dos primeros emplazamientos, 30MVA en Guanapa, Estado Barinas y 15MVA en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi en la Isla de Margarita, ambos se utilizaron para cubrir el déficit de potencia.

Luego, la Misión Revolución Energética se hizo formalmente residente en FUNDELEC, donde se estableció una organización con cuatro coordinaciones primarias, las cuales se encargaron de presentar la metodología y plan de actividades para realizar los estudios técnicos necesarios, para así definir la ingeniería conceptual de los nuevos proyectos de GD. Estas fueron: La Coordinación Técnica, Coordinación de Desarrollo, Coordinación de Operación y Mantenimiento, Coordinación de Administración y Logística, con una Coordinación adicional de Enlace para el Seguimiento del Programa de Eficiencia Energética

FUNDELEC procedió a determinar las zonas críticas del servicio eléctrico en Venezuela, es decir, las zonas con déficit de potencia activa y/o reactiva que se encuentran en lugares geográficamente alejados, dificultándose la prestación del servicio mediante la red, mediante visitas y reuniones con el personal de Planificación, Transmisión y Distribución de las compañías operadoras. De acuerdo a la información obtenida se analizaron las zonas críticas y se estableció cuales eran prioritarias. Esos estudios permitieron determinar si la GD era una opción válida para

la solución del problema.

A continuación se describen los criterios y premisas desarrolladas por FUNDELEC:

- Las zonas críticas se definieron de acuerdo a su condición operativa de emergencia.
- El aspecto económico se relegó a un segundo plano, ya que aunque la solución con GD fuese más costosa que la expansión de la red de T&D, por el hecho de que podía implementarse en pocos meses, se descartaban las soluciones más duraderas en el tiempo.
- Estas soluciones son provisionales, en la mayoría de los casos no sustituirán las obras definitivas.
- las tecnologías se asignaron de acuerdo a la opción más adecuada según el régimen y modo de operación de las mismas.
- Los proyectos de GD estarían orientados a mejorar la calidad del servicio y a reestablecer el balance del sistema asociado a las zonas críticas.
- El servicio a la carga existente tiene prioridad ante las solicitudes de nuevas cargas introducidas por proyectos de desarrollo no construidos.

Actualmente las gestiones de Diseño, Instalación, Operación y Mantenimiento de estos emplazamientos son llevados a cabo por la Electricidad de Caracas, la cual fue designada como Coordinadora Nacional de la Misión Revolución Energética a partir del 01 de julio de 2008.

A continuación se muestran los grupos electrógenos operativos actualmente:

Tabla 1. Grupos electrógenos operativos

EMPLAZAMIENTO	MW	FAB.	Inicio
Luisa Cáceres I (Nueva Esparta)	15	MTU	24 de Enero 2007
Guanapa I y II (Barinas)	30	MTU	06 de Febrero 2007
Cuartel (Anzoátegui)	15	MTU	22 de Mayo 2007
Clarines (Anzoátegui)	15	MTU	22 de Agosto 2007
Rincón (Anzoátegui)	15	MTU	25 de Noviembre 2007
Luisa Cáceres III (Nueva Esparta)	15	MTU	31 de Diciembre 2007
La Fría I y II (Táchira)	30	MTU	06 de Marzo 2008
Luisa Cáceres IV (Nueva Esparta)	15	MTU	08 de Abril 2008
Boca de Rio (Nueva Esparta)	15	MTU	09 de Abril 2008
Punto Fijo (Falcón)	15	MTU	16 de Abril 2008
Pto. Ayacucho (Amazonas)	15	MTU	23 de Abril 2008
Los Millanes (Nueva Esparta)	15	MTU	05 de Mayo 2008
Luisa Cáceres II (Nueva Esparta)	15	MTU	09 de Mayo 2008
Aragua de Barcelona (Anzoátegui)	7,75	Guascor	Se desconoce

Nota: una descripción más detallada de los esquemas típicos de GD utilizados con grupos electrógenos se encuentra en el anexo N°4.

Por otro lado, paralelamente a los proyectos desarrollados utilizando grupos

electrógenos, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo a través del Programa "Sembrando Luz", desarrollado por FUNDELEC, ha instalado hasta la fecha 706 sistemas fotovoltaicos en comunidades aisladas, que no disponen del servicio eléctrico debido a los altos costos que representa suplir estas cargas por los métodos convencionales. Este proyecto incluye potabilizadores de agua que trabajan con energía solar.

Los sistemas fotovoltaicos están constituidos por ocho módulos de 150 Wp (Watt pico) cada uno, para establecer una capacidad máxima de 1200 Wp, con esto se logra suplir de forma segura y confiable una carga de 750W.

Cuentan con 12 baterías (agrupadas en 2 conjuntos de 6), que proporcionan una autonomía de hasta 3 días consecutivos, ya que la disponibilidad del recurso solar es variable, debido a los períodos nublados del día, durante la noche, y en algunas estaciones del año. Para el proceso de carga de las baterías, se utilizan 2 reguladores (uno por grupo), se tiene un convertidor DC/AC para transformar la corriente DC que producen los paneles, en corriente alterna AC. [4]

Una vez esclarecidos los criterios y premisas con las que se iniciaron los diseños de GD de las tecnologías disponibles, se conocieron sus limitaciones, sin menospreciar el aporte que han brindado al sistema.

Sin embargo el presente estudio procura adaptar un poco más la solución de las deficiencias energéticas a otras tecnologías que minimicen las limitaciones y presten mayores y mejores bondades. Todo esto de la mano con un estudio económico que considere tiempo vs. inversión, condiciones técnicas para una correcta implantación, tiempos de construcción y durabilidad de los proyectos.

4.1 Análisis de las experiencias obtenidas en el país con grupos electrógenos

Como se mencionó anteriormente, existe en el país un total de 14 emplazamientos operativos, de los cuales 13 han sido implementados para operar durante los picos de demanda (con la tecnología MTU), y uno para operación continua (con tecnología Guascor).

Debido a que no se pudo conseguir información de fallas para realizar un estudio estadístico que permitiera evaluar el comportamiento de los emplazamientos en cuanto a su confiabilidad, se realizó una encuesta para determinar ciertos aspectos técnicos asociados a la operación de los emplazamientos de GD, así como las experiencias obtenidas por el personal encargado. La encuesta⁴ se envió vía correo electrónico a los operadores y jefes de planta de gran parte de los emplazamientos. De los 14 emplazamientos operativos, se obtuvo respuesta de 7 de ellos.

Se evaluó de forma general los siguientes problemas técnicos:

- Sincronismo con la red
- Mal funcionamiento de las protecciones
- Falla de las máquinas
- Falta de combustible
- Falla de las centrifugadoras de combustible
- Falla en la S/E
- Falla externa (falla producida aguas arriba de la S/E con repercusiones negativas en el emplazamiento de GD)
- Falla interna (falla de alguno de los equipos asociados al emplazamiento)

⁴ Para mayores detalles, las encuestas se encuentran en el anexo N°5.

Los problemas se agruparon en tres categorías: muy frecuente, poco frecuente y sin problema. La información obtenida fue la siguiente:

Tabla 2. Resumen de encuestas

Problemas	Muy frecuente	Poco frecuente	Sin problema
1-.Sincronismo con la red	3	3	1
2-.Mal funcionamiento de las protecciones	0	5	2
3-.Falla de las máquinas	2	4	1
4-.Falta de combustible	1	5	1
5-.Fallas de las Centrifugadoras de combustible	2	2	3
6-.Falla en la S/E	2	4	1
7-.Fallas internas	2	3	2
8-.Fallas externas	1	5	1

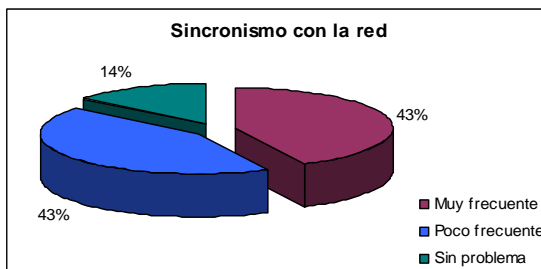


Gráfico 1. Sincronismo con la red

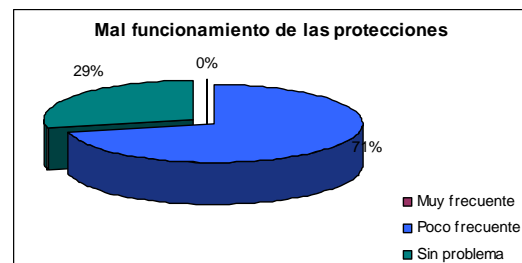


Gráfico 2. Mal funcionamiento protecciones

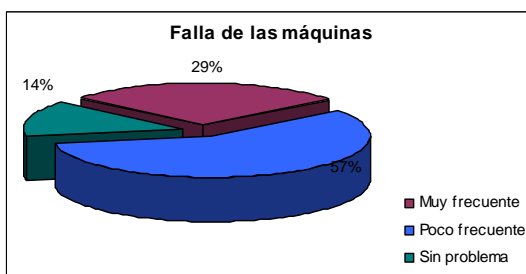


Gráfico 3. Falla de las máquinas

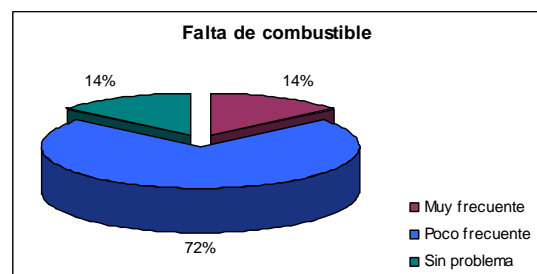


Gráfico 4. Falta de combustible

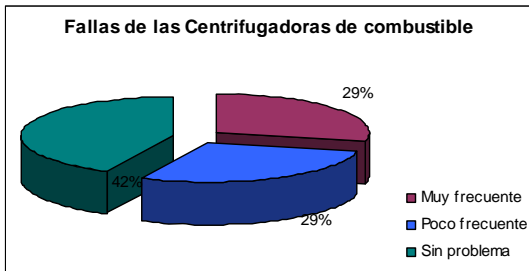


Gráfico 5. Falla centrifugadoras de combustible

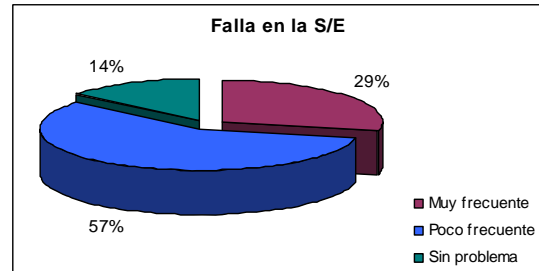


Gráfico 6. Falla en la S/E

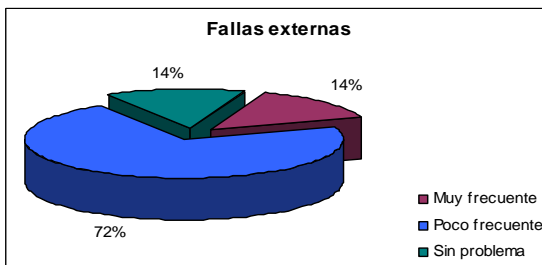


Gráfico 7. Fallas externas

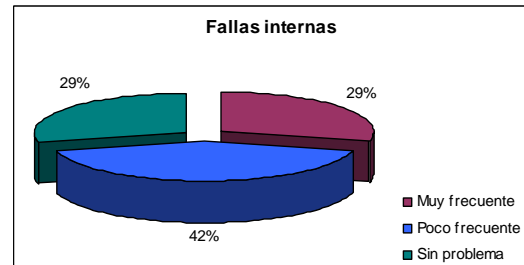


Gráfico 8. Fallas internas

Como un primer análisis general de la data obtenida en las encuestas, podemos decir que la clasificación de un problema en “muy frecuente” y “poco frecuente” depende de una apreciación subjetiva del encuestado, debido a la carencia de estadísticas; por lo tanto podríamos agrupar ambas categorías en una sola que represente la apreciación de los encuestados como un problema, independientemente de si es frecuentemente o no.

De este reagrupamiento podemos concluir que los aspectos técnicos que se aprecian como problema son: Sincronismo con la red, falla de las máquinas, falta de combustible, falla en la S/E y fallas externas.

De acuerdo a la muestra observada, el problema de mayor frecuencia es el *sincronismo de la red*, afectando éste al 43% de los encuestados, mientras que el otro 43% dijo ser afectado por ésta problemática de manera poco frecuente, sólo el 14%

no ha presentado dicho inconveniente. En la mayoría de los casos, los problemas de sincronismo se presentaron debido a que los niveles de tensión de la red estaban por debajo de los límites requeridos.

Según la categoría *muy frecuente*, encontramos en segundo término fallas en las máquinas, en las centrifugadoras de combustible, en la S/E, así como otras fallas internas. En opinión de los encuestados, los problemas de menor frecuencia son: el mal funcionamiento de las protecciones, la falta de combustible y las fallas externas. Sin embargo, de los 7 emplazamientos evaluados, todos han presentado algún tipo de inconveniente, incluso de otra naturaleza no especificada en la encuesta, como es el caso de, la falta de comunicación directa con el despacho de carga, la frecuente pérdida de comunicación en el *MVISION* (software de control de las maquinas utilizado por lo operadores, ubicado en el panel de media tensión), y problemas de logística en ciertas áreas.

Es importante tomar en cuenta los problemas técnicos antes mencionados, para mejorar el funcionamiento de los futuros emplazamientos. En líneas generales, la opinión de los encuestados refleja que las experiencias obtenidas con los emplazamientos de GD han sido *buenas*; los grupos electrógenos han cumplido con su propósito, suplir las deficiencias energéticas del sistema.

CAPÍTULO V

MARCO METODOLÓGICO

El alcance del estudio se limita al área de servicio de La Electricidad de Caracas, que comprende el Distrito Capital, y los estados Miranda, Vargas y Aragua. A continuación, se describen los principales criterios utilizados para realizar una preselección entre las tecnologías de GD.

La ubicación geográfica de las fuentes de *energía renovables* disponibles limitará la posibilidad de utilizar tecnologías de Generación Distribuida; tales como: Eólica, solar, Mini-Hidroeléctricas y Biomasa. Estas fuentes son altamente dependientes de las características geográficas del sitio, ya que requieren que estén dadas las condiciones adecuadas de viento, radiación solar, caudal y/o caída de agua, biomasa, según sea el caso.

Por otra parte, la accesibilidad a la información necesaria para determinar si es explotable el potencial energético de la zona, es un factor importante para la selección de estas tecnologías. Hay que destacar que el alcance de este estudio no comprende el levantamiento de la data necesaria para evaluar el proyecto a nivel de prefactibilidad (lo cual representa capital y tiempo adicional considerable). Por lo que en particular en este caso se recomienda el uso de estas tecnologías para análisis posteriores. En el punto 5.3.1 de este capítulo se hace una evaluación general que justifica el dejar las tecnologías de Energías Renovables para estudios futuros.

En cuanto a las tecnologías que utilizan *energías no renovables*, es importante considerar la disponibilidad de espacio. La ubicación y obtención de un

terreno adecuado para la implantación puede retrasar o imposibilitar la ejecución de un proyecto de este tipo.

A su vez, se requieren vías de acceso apropiadas para facilitar el transporte y la logística de consumibles de los cuales depende la generación (por ejemplo, combustible, aceites lubricantes, etc.).

Finalmente, el espacio físico debe cumplir con las restricciones para la implantación de Generación Distribuida, por ejemplo, la cercanía a zonas residenciales, niveles de ruido, parques nacionales e impacto visual, entre otras.

5.1 Criterios de selección en cuanto a la ubicación

En resumen, los criterios de selección de acuerdo a la ubicación son los siguientes:

- Disponibilidad de la fuente de energía en el sitio, con niveles adecuados para su aprovechamiento.
- Disponibilidad de la información necesaria para determinar si es explotable el potencial energético del sitio.
- Disponibilidad del espacio requerido para la implantación.
- Vías de acceso adecuadas para facilitar el transporte y la logística de consumibles.
- Restricciones (impacto ambiental).

5.2 Características a considerar para la selección de la tecnología

En cuanto a las tecnologías, las principales características a considerar en la selección, son las siguientes:

- **Los costos**, tanto *iniciales* (costo de las unidades, transporte e instalación) como *continuos* (necesarios para mantener las máquinas en funcionamiento, costos de

operación y mantenimiento, combustible, impuestos, entre otros), constituyen el principal factor a considerar a la hora de tomar cualquier decisión.

- **Nivel de desarrollo y comercialización** de las unidades de generación, en la medida en que estas se desarrollen tecnológicamente y exista competitividad entre ellas y otros tipos de tecnologías de generación, el volumen de producción aumentará y el costo de las unidades se reducirá. La facilidad con la que puedan obtenerse considerando un precio razonable, es un factor importante.
- **Despachabilidad** o capacidad que tiene la tecnología de entregar la energía que generan; en algunos casos la fuente de energía es impredecible, razón por la cual se requieren sistemas de almacenamiento de energía, de acuerdo al régimen de trabajo para el cual se necesitan (operación continua 24h, picos de demanda, respaldo, etc).
- **Desempeño**, en cuanto a este aspecto, uno de los principales factores a considerar es la eficiencia (si aplica), ya que de ésta depende el consumo de combustible. Adicionalmente la calidad de potencia y confiabilidad suministrada por la tecnología juegan un papel fundamental en la mayoría de las aplicaciones.
- **Tipos de combustible**, el tipo de combustible utilizado esta estrechamente ligado a los costos de generación.
- **Vida útil**, de acuerdo al tipo de aplicación, este factor es fundamental.
- **El tamaño y peso** de las unidades, repercute en la disponibilidad de espacio, infraestructura y transporte de las unidades.

5.3 Selección de las tecnologías factibles de GD de acuerdo a la realidad del país y el sistema de La EDC

5.3.1 Tecnologías de GD basadas en Energías Renovables

▪ Energía Eólica (Aerogeneradores)

Por medio de los estudios realizados en el país, se ha determinado que las zonas que ofrecen mayor potencial eólico, se encuentran en la región costera, específicamente en La Guajira, Paraguaná, Sucre y Nueva Esparta. En la actualidad, están en marcha los proyectos para la construcción de cuatro parques eólicos en estos sitios, con fecha de culminación en el año 2013. En la primera fase se esperan más de 20MW en la zona de la Guajira, unos 100MW hacia la zona de Paraguaná y más de 50MW en Nueva Esparta.

Considerando los estudios efectuados en el país y con ayuda de los mapas eólicos suministrados por el Ministerio de Energía y Petróleo (ver Mapa 1), podría intuirse que existe potencial eólico aprovechable en algunas zonas del Estado Vargas, sin embargo para determinar con certeza si es el caso, se requiere una detallada evaluación de datos como:

- Histogramas de velocidad viento vs. hrs. / año.
- Niveles de ráfagas y picos de viento.
- Frecuencia y dirección de los vientos (durante un año como mínimo).

En cuanto a las condiciones climático-ambientales, se requieren datos como:

- Temperaturas promedio máximas y mínimas en °C/mes.
- Temperaturas extremas máximas y mínimas en °C/mes.
- Concentración de sal en el aire.
- Concentración de partículas en el aire (arena y polvo).
- Humedad relativa

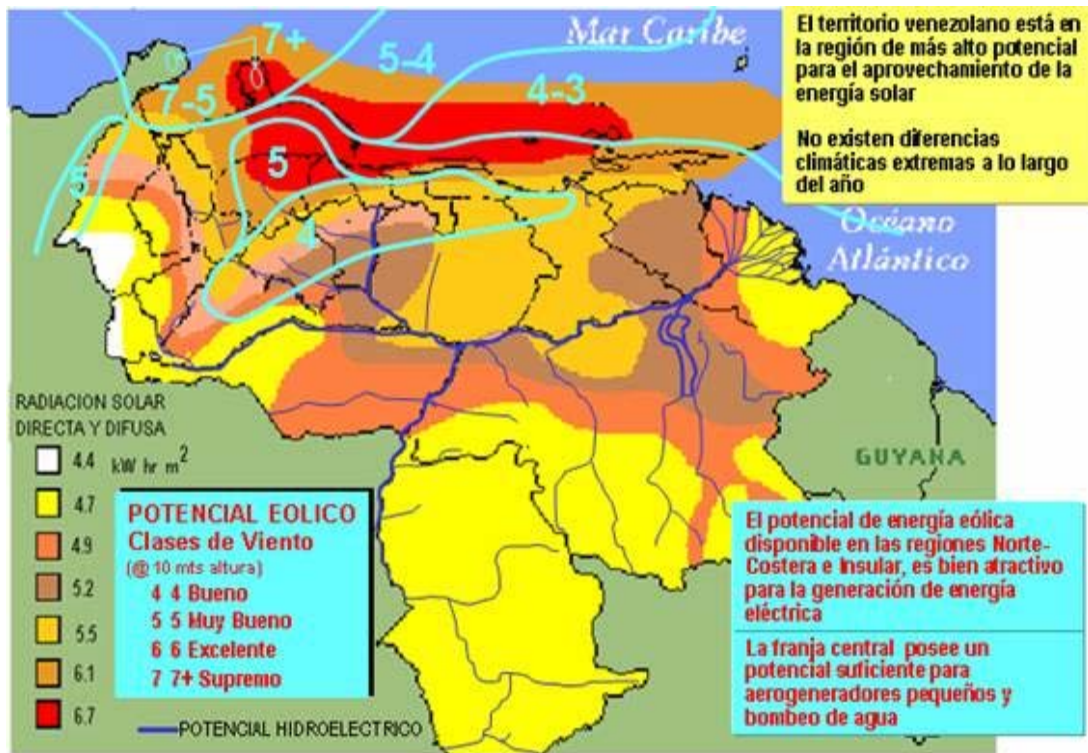
- Factor de corrosión
- Densidad del aire.

Para levantar una base de datos de este tipo se necesita instalar estaciones meteorológicas en los sitios de estudio, lo cual representa tiempo y costos adicionales.

Adicionalmente deben considerarse factores que repercuten negativamente como:

- Elevados costos iniciales: La instalación de Aerogeneradores representa altos costos iniciales en comparación con otras tecnologías, sin embargo, para realizar una comparación económica objetiva y verificar si se justifica en el largo plazo la implantación de aerogeneradores, se requieren los datos de velocidad de viento mencionados anteriormente. Costos aproximados de los aerogeneradores: 1.000 – 3.600 \$/kW, costos aproximados de instalación: 900 – 4.000 \$/kW. [5]
- Fuente de energía intermitente: el viento es impredecible y no siempre esta cuando se requiere.
- Impacto ambiental dado a las condiciones demográficas de la zona: ruido en las cercanías de las zonas residenciales, el deterioro del paisaje (impacto visual), efecto de los rotores en el vuelo de las aves locales y migratorias.

Se descarta por el momento el uso de Aerogeneradores en el área de servicio de La EDC, en tanto no se realicen los estudios correspondientes que permitan verificar que el recurso eólico es explotable.



Mapa 1. Potencial eólico

▪ **Energía solar (Fotovoltaica)**

Los estudios demuestran que Venezuela es un país con excelente potencialidad solar, donde la insolación promedio diaria varía entre 4,4 y 6,7 kWh/m². Sabiendo que a partir de 4 kWh/m² se considera aprovechable, se pueden instalar sistemas fotovoltaicos en casi cualquier zona del país, siendo la región costera–insular la de mayor potencial.

Sin embargo, para generar grandes cantidades de energía son necesarios enormes arreglos de paneles solares (debido a la baja eficiencia eléctrica de esta tecnología) y disponibilidad de grandes áreas de terreno para su implantación, esto tiene costos iniciales muy elevados, representados por los paneles en si (los materiales que componen las celdas fotovoltaicas son muy costosos), la preparación y

obtención del terreno, y la instalación de los arreglos fotovoltaicos. Además estas tecnologías requieren sistemas de almacenamiento de energía para operación continua e inversores para transformar la potencia DC en AC. El costo de los paneles solares están alrededor 5.000-10.000 \$/kW, costos aproximados de instalación: 150- 300 \$/kW. [1]

Actualmente la demanda mundial de paneles fotovoltaicos supera la oferta, debido al uso creciente de la energía solar en la generación de electricidad. Esto ha ocasionado un incremento de los precios y de los plazos de entrega en el mercado internacional, limitando la posibilidad de soluciones inmediatas de electrificación con energía solar. [6]

Por estas razones, típicamente esta tecnología se utiliza en aplicaciones de menor carga, ubicadas en zonas remotas, donde el suministro de energía del modo tradicional no es posible debido a los elevados costos de ampliar las redes de transmisión y distribución.

Los sistemas fotovoltaicos se descartan por el momento debido a los elevados costos iniciales.

▪ **Estaciones Mini-Hidroeléctricas**

En la actualidad están en operación ocho estaciones mini-hidroeléctricas, siete ubicadas en la región de Guayana (operadas por EDELCA) y una en el estado Mérida (operada por CADAPE).

Existe un amplio potencial de desarrollo de minicentrales, que podría alcanzar unos 4.400 MW aproximadamente, estimado como el 7% del potencial hidroeléctrico nacional, según la Organización Latinoamericana de Energía

(OLADE). Ya existen 22 minicentrales evaluadas a nivel de prefactibilidad, 7 en el área de servicio de EDELCA (estados Bolívar y Amazonas), y las otras 15 de CADAFE, distribuidas en los estados Trujillo, Mérida, Táchira, Guarico, Anzoátegui y Yaracuy.

Para determinar si es viable un proyecto de este tipo, son necesarias varias etapas de estudios técnicos- financieros para determinar su factibilidad, tales como:

- Estudio de mapas y delineación del sitio.
- Estudio preliminar de caudales, pendientes, caídas e inundaciones.
- Estudio geológico para fundaciones y evaluación de costos.
- Determinar el tipo de desarrollo y estimar la capacidad a instalar.
- Identificar el impacto ambiental.

No existe ningún estudio a nivel de prefactibilidad, para los afluentes comprendidos dentro del área de servicio de La Electricidad de Caracas, por esta razón se descarta esta alternativa.

▪ **Biomasa**

A partir de los estudios realizados en el país, se ha identificado un potencial importante de generación eléctrica basado en la utilización del bagazo de caña disponible en las centrales azucareras.

La única central azucarera ubicada en el área de servicio de La EDC, es la Central El Palmar, ubicada en San Mateo, estado Aragua, la cual autoabastece sus requerimientos de energía. Con la combustión del bagazo y gas natural se genera vapor de alta presión en las calderas, este vapor es utilizado para accionar las turbinas

que a su vez hacen girar los rotores de los generadores de electricidad. El vapor de menor presión, que escapa de las turbinas, es utilizado en el proceso de calentamiento del jugo, la evaporación y la cristalización.

El resto de las fuentes de energía biomásica requieren intensivos estudios de factibilidad para su futuro aprovechamiento.

Por el momento quedan descartadas las unidades de generación que utilizan energías renovables.

5.3.2 Tecnologías de GD basadas en Energías No Renovables

- **Celdas de Combustible**

Estas tecnologías poseen un elevado potencial de desarrollo, son muy eficientes (menor consumo de combustible respecto a otras tecnologías), prácticamente no contaminan, los requerimientos de mantenimiento son bajos (no poseen partes móviles), y hoy en día se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, sin embargo los materiales que componen estas unidades de generación, son extremadamente costosos, esto ha limitado su penetración en el mercado. Los costos iniciales de estas tecnologías deben bajar considerablemente para que puedan competir con el resto de las tecnologías.

A continuación se comparan solo los costos de las unidades de generación (\$/kW) que utilizan combustibles de origen fósil, específicamente Motores de Combustión Interna, Microturbinas y Celdas de Combustible:

Tabla 3. Costo aproximado por tecnología

Tecnologías		Costo (\$/kW)
Motores de Combustión Interna	Gen. Diesel	200-700
	Gen. Gas	300-700
Microturbinas	No recuperadas	700- 1000
	recuperadas	900-1300
Celdas de Combustibles		3000- 5000

Fuente: [1], y proveedores varios.

Esta tecnología se descarta básicamente debido a sus elevados costos iniciales.

Las dos tecnologías restantes, Motores Reciprocantes y Microturbinas, son las seleccionadas para posibles implantaciones futuras, ya que estas reúnen las condiciones técnicas requeridas en cuanto a desempeño, adaptabilidad a las diversas aplicaciones, además de costos accesibles.

A continuación se realiza una breve comparación entre los aspectos técnicos y económicos de ambas tecnologías:

Costos: como puede apreciarse en la Tabla 4, los costos iniciales de las Microturbinas son significativamente mayores, y como se mencionó anteriormente, esto se debe a que los materiales requeridos para su fabricación son de alta resistencia térmica; adicionalmente el volumen de producción de estas unidades es reducido.

Mantenimiento: a pesar de que las Microturbinas poseen requerimientos de mantenimiento más bajos que los Motores Reciprocantes, (ya que estas no tienen sistemas refrigerantes que mantener y la contaminación de los sistemas de lubricación

por los productos del escape, es baja), el nivel de complejidad para llevar a cabo el mantenimiento de una Microturbina es mayor que el requerido para un motor; de igual forma, el reemplazo o reparación de sus componentes es más difícil.

Consumo de combustible: la eficiencia de una Microturbina varía entre 14% y 30%, siendo 30% un nivel aceptable, se ha demostrado que algunos Motores Reciprocantes superan el 43%, lo que se traduce en menor consumo de combustible.

Aprovechamiento del calor: los Motores Reciprocantes a diferencia de las Microturbinas no generan suficiente calor como para aprovecharlo en aplicaciones de cogeneración. Las Microturbinas que poseen sistemas de recuperación de calor pueden alcanzar eficiencias globales de hasta un 77% (según el Fabricante de Microturbinas Turbec).

Ruido: el ruido de las Microturbinas es relativamente bajo en comparación con los Motores Reciprocantes, además por ser dispositivos de altísima velocidad las vibraciones son prácticamente nulas.

La comparación anterior proporciona información valiosa en cuanto a las bondades y limitaciones de ambas tecnologías; sin embargo, la escogencia de una de ellas, dependerá tanto de las características del tipo de aplicación, como del presupuesto disponible.

Tabla 4. Comparación motores reciprocantes y microturbinas

Tecnologías		Costos Iniciales (\$/kW) ⁵	C.Fijos O&M (\$/kW - año)	C.variable O&M (\$/kWh)	Eficiencia elect. %	Capacidad kW
Motores reciprocantes	G. Diesel	200-700	5.-15	0.007-0.01	31-42	30-5000
	G. Gas	300-700	10.-18	0.005-0.008	26-43	30-5000
Microturbinas	Recup.	700- 1000	3.-10	0.005-0.01	14-20	30-200
	No recup.	900-1300	3.-10	0.005-0.01	20-30	30-200

Fuente: referencia [1]

5.4 Evaluación de las condiciones técnicas y económicas necesarias que hacen factible la utilización de GD

A continuación se describen una serie de condiciones técnicas y económicas a ser consideradas para una adecuada integración de la GD con las redes de distribución.

5.4.1 Condiciones técnicas:

- **Nivel de Corto Circuito (NCC):** Al interconectar GD con la red, hay un aumento en el NCC debido a la contribución de los generadores. Debe asegurarse que este no supere la capacidad de diseño de los equipos asociados.

$$Ncc_{Nuevo} < \text{Capacidad de cortocircuito de los equipos asociados}$$

⁵ En los costos iniciales están incluidos el costo del generador y los servicios auxiliares. Estos costos pueden variar de acuerdo al tamaño y régimen de operación. En general, las unidades de generación grandes, tienen menores costos por kW que las pequeñas, y las unidades utilizadas para cubrir los picos de demanda, son menos costosas que las que se usan para carga base.

- **Niveles de Ruido:** en cuanto a este aspecto existe una norma sobre el control de la contaminación generada por ruido donde se establecen los niveles de ruido permitidos, de acuerdo al tipo de zona (zona residencial, industrial, comercial, etc.) en el que se encuentran las fuentes de ruido y los horarios permitidos. La normativa mencionada se encuentra en el Anexo N° 6.
- **Interconexión:** la interconexión de GD con la red debe ser regulada por normas o estándares locales, para cumplir con aspectos como seguridad y calidad, esto incluye la manufactura de los equipos, su instalación y operación. A continuación se describe una serie de criterios y requerimientos para la interconexión de Generación Distribuida con los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) del Estándar IEEE 1547:

Premisas:

- Los sistemas de distribución normalmente no están diseñados para interactuar con generación y fuentes de almacenamiento.
- Dificultades en el uso e integración de la GD.
- Impactos negativos en la confiabilidad por una mala implementación.

A continuación se describen brevemente algunas especificaciones técnicas y requerimientos para la interconexión (según el enfoque del Estándar IEEE 1547):

- **Regulación de tensión:** La GD no debe regular activamente la tensión en la barra de la S/E.
- **Integración con el sistema de tierra de la S/E:** el esquema de puesta a tierra de la GD no debe causar sobretensiones que excedan los límites que pueden soportar los equipos de la S/E y no debe interrumpir la coordinación de protecciones de falla a tierra.
- **Sincronización:** las fluctuaciones de tensión al momento de acople de la GD, no

deben ser mayores al 5 % en la barra de la S/E.

- **Energización inadvertida:** la GD no debe energizar el sistema cuando la S/E este fuera de servicio.
- **Monitoreo:** cada bloque de GD debe estar equipado para monitorear la tensión y potencias activas y reactivas en el punto de conexión.
- **Dispositivo de aislamiento:** se requiere un dispositivo ubicado entre la GD y la barra de la S/E, que permita aislar el emplazamiento de GD de la red.
- **Integridad de la Interconexión :**
 - El sistema de interconexión debe ser capaz de soportar interferencias electromagnéticas acorde con la IEEE Std C37.90.2-1995. La protección contra interferencias electromagnéticas no debe alterar el funcionamiento de los equipos de interconexión.
 - El sistema de interconexión debe ser capaz de soportar sobre tensiones y sobre corrientes, según los límites establecidos en la IEEE C64.41.2-2002 o IEEE C37.90.1- 2002.
 - El sistema de interconexión debe ser capaz de soportar hasta un 220% del voltaje nominal del sistema.

Respuesta ante condiciones anormales:

Toda condición anormal requiere una respuesta por parte de la GD. Esta respuesta contribuye a garantizar la seguridad del personal encargado de la operación y mantenimiento del emplazamiento y del público en general, además de evitar daños a los equipos conectados a la red, incluida la GD.

- La GD debe separarse del sistema ante fallas en la S/E.
- La GD debe cesar la inyección de energía al circuito antes de que se produzca el recierre de la S/E.
- La GD debe separarse del sistema cuando cualquier voltaje se encuentre dentro de los siguientes rangos:

Tabla 5. Respuesta ante condiciones anormales

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempos de despeje
$V < 50$	0,16s
$50 \leq V \leq 88$	2s
$110 < V < 120$	1s
$V \geq 120$	0,16s

Nota: los tiempos de despeje en la Tabla 5, aplican para $GD \leq 30kW$; para $GD > 30kW$ los tiempos de despejes deben ser ajustados en el campo.

- Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los siguientes rangos, la GD debe salir fuera de servicio:

Tabla 6. Rangos donde la GD debe salir fuera de servicio

Tamaño GD	Frecuencia (Hz)	Tiempos de despeje
$\leq 30kW$	$f > 60,5$	0,16s
	$f < 59,3$	0,16s
$> 30kW$	$f > 60,5$	0,16s
	$57 < f \leq 59,8$	0,16-300s (ajustable)
	$f < 57$	0,16s

- **Reconexión:** después de una perturbación, la GD no deberá reconectarse hasta que se restauren los perfiles de tensión y frecuencia del sistema.

Calidad de potencia:

- Límite de inyecciones DC: la GD y su sistema de interconexión no debe inyectar una corriente DC superior al 0,5% de la corriente nominal del sistema en el punto de interconexión.
- La GD no debe producir flickers que puedan perturbar de alguna forma a los clientes asociados.

Modo isla no intencional: en caso de que la GD esté trabajando en paralelo con la red, y ésta queda fuera de servicio, la GD debe parar de energizar el sistema con una

ventana de tiempo de 2 segundos.

5.4.2 Condiciones Económicas:

La expansión de la red debe responder a la proyección del crecimiento de la demanda mediante la ejecución de proyectos de transmisión, los cuales representan grandes inversiones de capital. En general, la mayoría de las inversiones en equipamientos de transmisión se recuperan sobre períodos de tiempo prolongados, los cuales pueden extenderse inclusive a décadas. Existe un riesgo considerable debido a las incertidumbres existentes, por ejemplo, en la demanda, en los precios de los combustibles así como en la expansión de la generación, en pocas palabras pueden ocurrir circunstancias que pueden hacer variar significativamente los ingresos esperados. Una vez que se incurre en inversiones de este tipo, los niveles de adaptabilidad son bajos, ya que el proyecto no puede ser reubicado ni vendido para obtener un mejor retorno.

Por otro lado, la GD tiene amplios rangos de capacidad disponible y son modulares, esto representa altos niveles de adaptabilidad a la demanda respecto a proyectos de transmisión. Al requerir menor inversión, tanto los tiempos de recuperación de capital como las incertidumbres asociadas son menores respecto a los proyectos de transmisión. Adicionalmente los proyectos de GD presentan cortos tiempos de ejecución y sus equipamientos pueden ser reubicados o vendidos, por lo que se consideran inversiones reversibles.

El costo es generalmente el elemento más importante en la evaluación de GD, sin embargo la confiabilidad y calidad de potencia son elementos esenciales para la selección de un tipo de GD. Por lo general la mejor alternativa es la que sea capaz de alcanzar los niveles de confiabilidad y calidad de potencia deseados al menor costo.

Tipos de Costos:

Costos Iniciales: son los costos necesarios para poner en funcionamiento el emplazamiento, comprende la obtención de las unidades de generación, preparación del terreno (fundaciones, instalación a prueba de sonido, etc), sistemas de suministro de combustible, conexiones eléctricas, etc.

Costos Continuos: son los costos necesarios para mantener la instalación en servicio, incluye impuestos, inspecciones anuales o certificaciones, consumibles (combustible, aceites lubricantes, refrigerantes, etc.), reparaciones, pago del personal de operación, etc. Usualmente son periódicos y se realizarán mientras que las unidades permanezcan en servicio.

Los costos también suelen separarse en:

Costos Fijos: son los costos que no varían en función del régimen de operación, como el costo de las unidades de generación, impuestos, inspecciones, etc.

Costos Variables: son los costos que varían en función del régimen de operación, como el combustible, mientras más potencia se genere, más combustible se gastará. Otras partes de la O y M, específicamente las que varían con la cantidad de uso, son también costos variables.

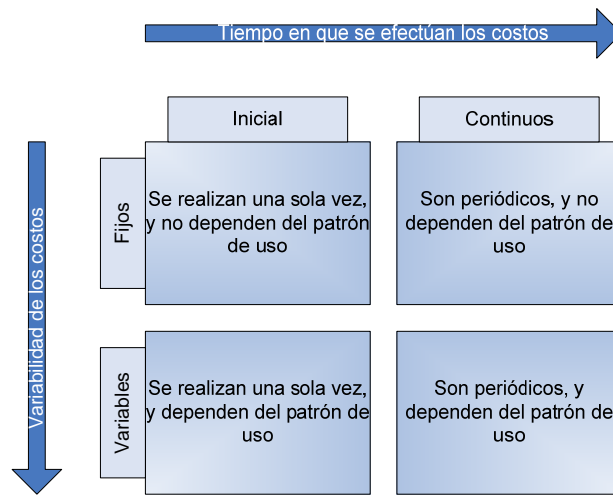


Figura 8. Tipos de costos

A continuación se presenta una serie de alternativas a considerar, en cuanto al tipo de aplicación y al modo de operación:

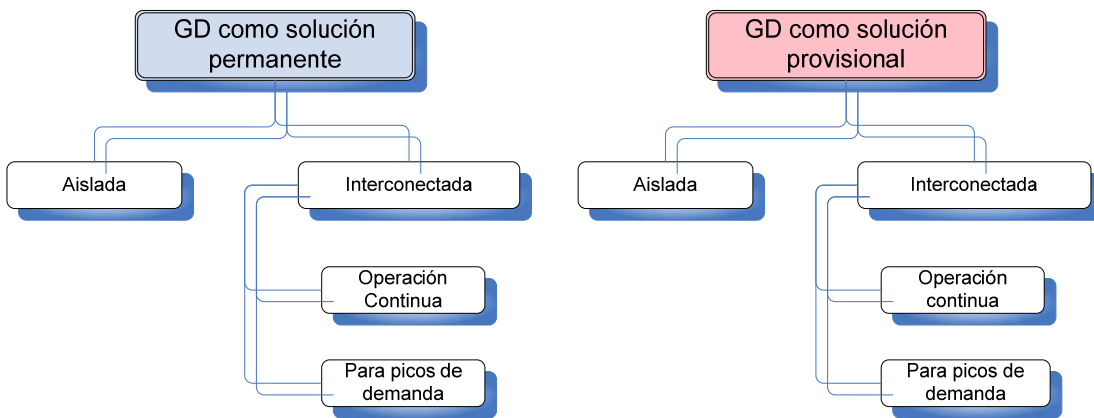


Figura 9. Tipo de aplicación y modo de operación de GD

a) GD distribuida como solución permanente

Para la evaluación de proyectos de este tipo, se suelen considerar los “Costos basados Ciclo de Vida del sistema” (CCV), este enfoque toma en cuenta los costos totales a largo plazo de las acciones potenciales y selecciona la alternativa que

minimiza los costos.

Análisis de Costos basados en el Ciclo de Vida del sistema (CCV)

El análisis incluye:

- **Costo Instalado (CI):** incluye el costo de los equipos, materiales comprados y la mano de obra para la instalación.
- **Costo de Energía (CE):** considera los gastos anuales de energía para operar el equipo.
- **Costos de Operación y Mantenimiento (COyM):** incluye los gastos anuales requeridos para mantener en funcionamiento los equipos.
- **Costos de Reemplazo a Futuro (CRF):** gasto en el que hay que incurrir para reemplazar los equipos por fallas o una vez que cumplen vida útil.

El CCV incluye los costos de mantenimiento periódico y no periódico, operación y costos de reemplazo del equipo, tarifas de energía y valor de salvamento; se expresa de forma conveniente mediante el Valor Presente Neto, VPN.

$$\text{VPN (CCV)} = [\text{VPN (CI)} + \text{VPN (CE)} + \text{VPN (COyM)} + \text{VPN (CRF)}]$$

a.1) Para implantar GD de forma aislada, debe verificarse que el costo total llevado a VPN del emplazamiento, no supere el costo de expansión de las redes de T&D.

$$\text{VPN (GD)} < \text{VPN (Expansión T\&D)}$$

a.2) Para implantar GD con posibilidad de interconexión con las redes de distribución, igualmente debe verificarse que el costo del emplazamiento en VPN de GD sea menor que el de ampliar la capacidad de la red existente

$$\text{VPN (GD)} < \text{VPN (aumentar la capacidad de la red)}$$

a.2.1) Operación continua: se busca alta eficiencia eléctrica, costos variables de operación y mantenimiento bajos, y emisiones de gases contaminantes reducidas.

a.2.2) Picos de demanda: bajos costos de instalación, arranque rápido de las máquinas y costos fijos de operación y mantenimiento bajos.

b) GD como solución provisional

Cuando se recurre a la GD como solución provisional, se debe generalmente a que el tiempo requerido para ejecutar la solución permanente (aumentar la capacidad existente, expansión de la red T&D, etc.) es mucho más largo que el tiempo necesario para poner en operación un emplazamiento de este tipo. Como se mencionó anteriormente, los períodos de ejecución necesarios para poner en funcionamiento un emplazamiento de GD son cortos, entre 3 y 6 meses aproximadamente, mientras que la ejecución de un proyecto de transmisión puede tomar algunos años dependiendo del alcance del mismo. Sin embargo, debe realizarse una evaluación objetiva en cuanto a los costos y a los tiempos límite, ya que podrían presentarse situaciones en las que soluciones tradicionales, tales como trasposos de carga, instalación de nuevas unidades de transformación o ignorar temporalmente el criterio de capacidad firme de las S/E's (sobrecargar las S/E's) podrían evitar los elevados costos de un emplazamiento de GD.

Por lo tanto una solución provisional tendrá sentido, siempre que:

$$t(\text{GD}) < t(\text{adecuación del sistema de T\&D})$$

t : tiempo

Para esta alternativa, tanto para operación aislada como interconectada con

la red de distribución, ya no tiene tanto sentido comparar su costo con el de adecuación del sistema de T&D, ya que se está considerando esta opción sabiendo que no sustituirá la solución permanente. Sin embargo se debe tratar de minimizar el costo.

b.1 *Operación continua*: se busca alta eficiencia eléctrica, costos variables de operación y mantenimiento bajos, y emisiones de gases contaminantes reducidas.

b.2 *Picos de demanda*: bajos costos de instalación, arranque rápido y costos fijos de operación y mantenimiento bajos.

5.5 Criterios en cuanto a la ubicación de GD

A continuación se presenta una serie de criterios a ser considerados para la ubicación de GD (considerando solo las tecnologías pre-seleccionadas, Grupos electrógenos y Microturbinas), dentro del área de servicio de La EDC:

- Disponibilidad de la fuente de combustible en las cercanías, y vías de acceso adecuadas para facilitar el transporte y la logística de consumibles.
- Disponibilidad de espacio físico suficiente para el emplazamiento de GD (preferiblemente a menos de 1 km de distancia de la S/E donde se piensa interconectar, si es el caso). El área requerida puede variar entre una y dos hectáreas aproximadamente, esto dependerá del tipo de tecnología y la capacidad a instalar.
- Zona libre de restricciones (Impacto ambiental: Parques Nacionales, Zonas residenciales, niveles de ruido, impacto visual).
- Considerar la sensibilidad de las tecnologías a las condiciones ambientales (la altura y la temperatura pueden comprometer el desempeño de ciertas tecnologías).
- La locación debe contar con instalaciones en condiciones adecuadas para el

bienestar del personal encargado del emplazamiento (dormitorios, comedor, baños, etc.).

5.6 Ubicación de Posibles Emplazamientos de GD en el área de La EDC

Para la ubicación de los posibles puntos donde la GD podría ser una solución factible, se tomó como referencia el Plan del Sistema de Distribución para el período 2008- 2012. El objetivo fundamental de este documento es presentar las inversiones necesarias para adecuar y expandir el sistema de Distribución de forma eficiente, garantizando la operatividad adecuada del sistema y maximizando el impacto social. El Plan de Expansión consta de un diagnóstico de la red de Media Tensión a corto y mediano plazo, la red de Baja Tensión y alumbrado público, los proyectos y las inversiones necesarias en el período en cuestión.

Particularmente para este estudio se utilizó la información registrada sobre la *Red de Mediano Plazo*, en la cual se presenta un pronóstico de demanda por región y por S/E's, así como los requerimientos de unidades de transformación y S/E's, y también los proyectos requeridos para la adecuación del sistema. Esta información permitió delimitar la zona de estudio.

A partir de la información obtenida del Plan del Sistema, se ubicaron las zonas con mayor crecimiento. Según el pronóstico y porcentaje de crecimiento para el período en cuestión, así como de las cargas concentradas previstas por región, se evidenció que Guarenas – Guatire es la zona que presenta un mayor crecimiento interanual, seguido por Los Teques y luego por Vargas. Dentro del área metropolitana, la región con mayor crecimiento es el Este de Caracas.

Primero se ubicaron los puntos del sistema que pudiesen presentar problemas para suplir los futuros requerimientos de demanda, por lo general lugares

donde están pautados grandes desarrollos, tanto residenciales como comerciales e industriales. Además se identificaron aquellos puntos del sistema donde existen debilidades en cuanto la calidad de servicio, como problemas de nivel de tensión y confiabilidad, y sitios donde la demanda supera la Capacidad Firme (CF) de las Subestaciones.

Luego de evaluar los puntos críticos y tomando en consideración los criterios fijados, se procedió a revisar los proyectos desarrollados dentro del Plan. Hay que destacar que se realizó una buena planificación, los proyectos necesarios para mitigar los problemas del servicio eléctrico ya han sido desarrollados, esto se hizo de forma eficiente y con períodos de ejecución realistas (por lo general estos proyectos se ejecutan en los tiempos estimados dentro del Plan).

En líneas generales, en los proyectos se plantearon diversas soluciones, para mantener el criterio de CF de las S/E's, están pautados traspasos de carga, instalación de nuevas unidades de transformación y cambios de tensión. En los casos en que estas soluciones no proporcionan la capacidad requerida para suplir la demanda, se tiene programada la construcción de nuevas S/E's. En cuanto a los problemas de nivel de tensión y confiabilidad, se tienen previstos cambios de calibre de conductores, compensación reactiva, automatización de interruptores, cambio de circuitos por su obsolescencia, entre otros. Este tipo de soluciones, son confiables y duraderas en el tiempo.

Por otro lado, la disponibilidad de espacio para emplazamientos de GD puede llegar a ser un grave problema, en muchos casos puede incluso imposibilitar la ejecución de un proyecto de este tipo. De acuerdo a la tecnología y la capacidad del emplazamiento, las áreas requeridas pueden variar entre una y dos hectárea. Este factor es particularmente perjudicial en regiones sobre-pobladas como la zona metropolitana.

Adicionalmente, hay que tomar en cuenta que los sistemas de Transmisión y Distribución de las regiones mencionadas anteriormente son bastante robustos, sobre todo el de la zona metropolitana. Además, existe capacidad desde transmisión para suplir toda la carga estimada para el período, si este no fuese el caso, la GD sería claramente una alternativa con mucho potencial.

Por estas razones, se descarta por el momento la utilización de GD en las regiones mencionadas.

A continuación se destacan algunas situaciones que podrían presentarse en el futuro, donde la GD podría ser una solución factible:

- En aquellos casos en que exista un retraso en la expansión de las redes de T&D (como una solución provisional).
- Cuando se presente un déficit desde Transmisión para suplir la demanda.
- En caso de que el Sistema de Distribución existente, este cerca de su capacidad máxima, y sea necesario reforzarlo para servir carga adicional, y el costo de expansión exceda el de implantar GD.
- Para suplir la carga provisionalmente en períodos de alta demanda, ya sea por fallas ocurridas, o por incapacidad del sistema como tal.

El estudio se enfocará en las redes de los estados Miranda y Aragua, perteneciente antiguamente a CADAFE. Nos concentraremos en esta zona, debido a su criticidad, la falta de mantenimiento, el retraso en las inversiones requeridas para adecuar el sistema de T&D, entre otros factores, han causado un grave deterioro en sus redes e instalaciones. Todo esto se traduce en problemas de confiabilidad y en una calidad de servicio deficiente.

El Plan de Expansión del Sistema de la región (Aragua-Miranda) se culminó recientemente. En ese documento se presentan los proyectos e inversiones necesarias para adecuar y expandir el sistema de esta región. Se plantean ampliaciones de capacidad de las S/E's existentes (instalación de nuevas unidades de transformación, o reemplazo de las ya existentes por otras de mayor capacidad), cambios de calibre, instalación de nuevas líneas de transmisión y la construcción de nuevas S/E's. Sin embargo, la culminación de la mayoría de estos está pautado para el año 2011, a excepción de la construcción de las nuevas S/E's, lo cual puede tomar alrededor de 5 años.

En esta situación, se plantea la implantación de esquemas de GD como solución provisional, mientras se ejecutan los proyectos de adecuación y expansión del sistema.

Con ayuda de la herramienta para el diseño óptimo de sistemas de potencia THOR (desarrollado por FUNDELEC), se ubicarán los puntos de la red de Región (Aragua-Miranda) donde conviene inyectar generación de forma óptima, y al mínimo costo.

5.6.1 Herramienta para el diseño óptimo de Sistemas Eléctricos de Potencia, THOR

La expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia plantea problemas interrelacionados de diversa índole. La solución integral de expansión debe satisfacer requerimientos económicos, de confiabilidad, calidad de servicio y protección ambiental. Las herramientas de análisis existentes obligan a tratar el problema en forma desagregada, bajo algoritmos y metodologías distintas, originando soluciones que pudieran alejarse del óptimo global. El prototipo que se presenta, resuelve un problema de programación no lineal y no convexo, optimizando funciones objetivo

que consideran simultáneamente los costos de inversión y operación para generación y transmisión, sujeto a restricciones de carácter técnico de capacidad, seguridad y calidad de servicio.

La expansión de un sistema puede ser formulada como un problema de optimización, con la posibilidad de plantear en forma alterna diversas funciones objetivo sujetas a un conjunto de restricciones de diferente naturaleza. Aunque lo anterior hace referencia a un problema de flujo de carga óptimo (OPF de las siglas en inglés Optimal Power Flow), el planteamiento que se presenta tiene otro enfoque de mayor alcance que difiere del tradicional, ya que se manejan los costos totales (inversiones y operaciones) en un sistema eléctrico integral (generación y transmisión) acotado con restricciones de confiabilidad (capacidad y seguridad), calidad de servicio y protección ambiental, lo cual podría conocerse como Flujo de Carga Óptimo Integral, tal como se ilustra esquemáticamente en la Figura 10.

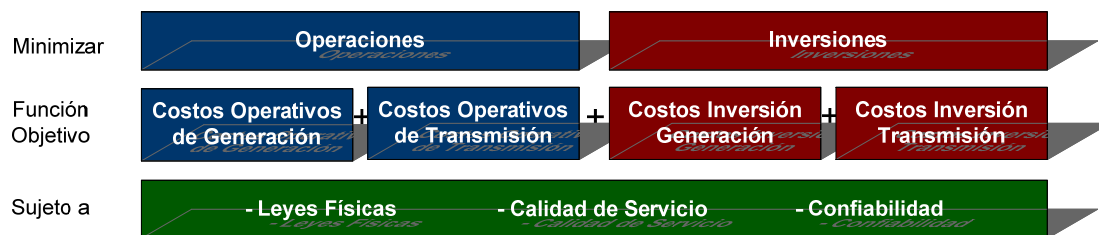


Figura 10. Problema de flujo de carga integral

Para dar solución al problema de expansión de un sistema eléctrico de potencia, es necesario representar todas las variables involucradas en una misma base de comparación, y poder considerar la interacción de todas ellas en la solución resultante de los análisis. De esta manera se estarían considerando los aspectos económicos, sociales y técnicos propiamente dichos (algunos ineludibles como las leyes físicas y otros deseables como la seguridad), necesarios para lograr una expansión integral.

Haciendo uso de esta herramienta de análisis para toma de decisiones se pretende entonces, minimizar los costos globales representando todas las variables involucradas con sus correspondientes restricciones, intentando alcanzar con ello, el fin superior de maximizar el beneficio social global.

En el prototipo que se presenta, se plantea la optimización simultánea de los costos de los sistemas de generación y transmisión que dependen tanto de las inversiones por capacidades instaladas como de las capacidades despachadas para la operación. Aún cuando la estructura real de costos es más amplia, en esta primera etapa de desarrollo del modelo se han incluido:

Costos de operación en generación: este es el elemento más común de los utilizados en los OPF, donde el peso fundamental del costo lo lleva el combustible primario requerido para la generación. A esto se le añaden los costos variables de operación y mantenimiento (O y M), los cuales pueden ser estandarizados de acuerdo al equipamiento candidato que participa en la optimización.

Costos de inversión en generación: con la inclusión de este elemento en el planteamiento del problema, el escenario se traslada al campo del diseño óptimo del sistema total, donde adicionalmente a la transmisión, las diferentes opciones de generación pasan a ser candidatas. Las fuentes primarias de energía por su naturaleza, abundancia y ubicación, pasan a ser las condicionantes de los equipamientos de generación y transmisión que deben optimizarse.

Costos de inversión en transmisión: en participación conjunta con los costos operativos de generación, los costos de inversión en transmisión ayudan a la conformación de la red de referencia, la cual presupone el establecimiento previo de la generación para un posterior diseño óptimo de la red que ayude a conservar el

mínimo costo operativo.

La función utilizada para la resolución del problema tiene implícita una representación de la curva de demanda en cada nodo de carga, que puede ser tan precisa como la dimensión del problema, desde un intervalo horario específico de demanda coincidente para análisis puntuales, hasta un número razonable de bloques de demanda para uno más complejo. Las soluciones son construidas a partir de la ejecución de flujos de carga óptimos integrales en corriente alterna, con la siguiente función de costos totales a minimizar en el período de tiempo correspondiente al de las curvas de demanda:

$$\text{Min} \sum_p^{np} \tau_p \sum_g^{ng} CO_g P_{pg} + \sum_g^{ng} \frac{k_g}{N} Pm_g + \sum_l^{nl} \frac{k_l}{N} L_l Tm_l$$

Donde:

- τ_p : Duración de los diferentes bloques de consumo en los cuales se pueda subdividir la curva de demanda
- p, g, l : Índice de bloques de demanda, generadores y líneas; respectivamente
- np, ng, nl : Número total de bloques, generadores y líneas; respectivamente
- CO : Costos unitarios de operación que incluyen los de O&M
- P : Potencia entregada al sistema en el cumplimiento de un despacho óptimo de mínimo costo global
- N : Número de horas totales de la curva de carga de demanda del período de estudio
- k_g : Costo marginal anualizado de instalar un kW en un punto de inyección (US\$/kW-año)
- Pm : Potencia máxima requerida a cada generador, dentro del conjunto de bloques de la demanda utilizados

T_m :	Capacidad máxima de las líneas, dentro del conjunto de bloques de la demanda utilizados
L :	Longitud de las líneas
k_l :	Costo marginal anualizado de construir un kilómetro de línea (US\$/MW-km-año)

Las restricciones al problema vienen dadas por las capacidades máximas de las fuentes primarias de combustibles, pero además se incluyen las restricciones en los módulos y las máximas desviaciones angulares de las tensiones entre los nodos del sistema. Esto tiene como consecuencia que la convergencia de un flujo de carga de esta naturaleza ya incluye una solución óptima de instalación de capacidades de generación y transmisión para la demanda planteada, sin reserva. Lo anterior, es el proceso básico de diseño de un sistema, pero no es suficiente porque se deben garantizar condiciones de mínima reserva y flexibilidad en la operación, mediante el establecimiento de criterios de diseño.

5.6.1.1 Descripción del prototipo de la herramienta

El montaje del prototipo fue desarrollado en hojas de cálculo, aprovechando su versatilidad para permitir el fácil acceso y seguimiento del proceso de cómputo.

Para la red de transmisión, el prototipo recibe y procesa los datos (longitudes de líneas, capacidades, parámetros por unidad de longitud, potencia aparente, tipo de conductor y tipo de circuito) para producir los componentes de un modelo pi (Π) de los vínculos con parámetros concentrados. Los transformadores reciben sus capacidades y reactancias de cortocircuito en porcentaje.

Las inyecciones de generación requieren de las capacidades máximas de los generadores, factores de potencia (inductivo y capacitivo), costos fijos y costos variables. Para la compensación reactiva (reactores, capacitores y compensadores estáticos de potencia reactiva) se requieren sus rangos de operación y costos.

Las interconexiones con otros sistemas se pueden modelar como generadores de compra-venta o como nodos de intercambio con rangos de operación y costos asociados a la potencia activa y reactiva. La demanda es especificada en potencia activa y reactiva de acuerdo a la resolución del estudio que se realice, desde uno hasta cuatro bloques.

Los flujos de carga óptimos pueden realizarse con funciones objetivo de costo global o individual de cada uno de los componentes y de pérdidas. Es posible simular contingencias manejando las disponibilidades de los vínculos y las inyecciones de generación. Las variables de estado las representan todas las inyecciones de generación, tanto en potencia activa como en reactiva, y todas las tensiones de barra en módulo y ángulo.

Como en todos los procesos numéricos de optimización unidos a las características de este tipo de problema (no-lineal, no-convexo), las soluciones obtenidas pueden depender del punto de arranque (mínimos locales). Para tratar de evitar este fenómeno se utilizan las propiedades de búsqueda global del optimizador de la hoja de cálculo.

Finalmente, un diagrama unifilar muestra de forma gráfica los flujos por los vínculos, las inyecciones de generación de potencia activa y reactiva y las tensiones en módulo y ángulo. [7]

5.6.1.2 Criterio de Verificación en la Solución del Flujo de Carga Óptimo Integral

Obviamente la solución del FCOI está sujeto al cumplimiento de las restricciones anteriormente descritas, solo que a manera de ir visualizando su

cumplimiento, se verifica que la diferencia de la Potencia generada (P_g) menos la Potencia neta inyectada (P_{ni}) menos la Potencia demandada ($P_{demanda}$), previamente definidas, en cada nodo del sistema estudiado, sea menor o igual a un valor permitido, cuya magnitud es aproximadamente cero (0), visto que está es la única restricción que prácticamente no permite un margen de tolerancia. Esto se representa mediante la siguiente expresión:

$$\left| P_g - P_{ni} - P_{demanda_{def}} \right| \leq \varepsilon$$

$$\left| P_{demanda_{cal}} - P_{demanda_{def}} \right| \leq \varepsilon$$

Donde:

ε : Es el error permitido, aproximadamente igual a 0.0001.

$P_{demanda_{cal}}$: Es la diferencia de $P_g - P_{ni}$

$P_{demanda_{def}}$: Es un dato.

5.7 Interconexión de Generación Distribuida con la red

Existirán situaciones en las que la interconexión de GD con la red no será una alternativa viable, debido a que la distancia entre ésta y el emplazamiento de GD es demasiado larga. Para estos casos, algún tipo de GD pero operando de forma aislada será la única opción que le permitirá al cliente acceder a una energía eléctrica confiable y de bajo costo.

En muchos otros casos, las redes de distribución se encontrarán suficientemente cerca, o quizás hasta estén presentes en el sitio donde se requiere servicio. Esto representa dos opciones más para el cliente. Primero, el servicio eléctrico puede obtenerse solo de la red, a menudo la GD no podrá competir contra la combinación de confiabilidad y bajo costo suministrada por la red. Segundo, el cliente también puede escoger una combinación de GD y conexión a la red. Ante esta situación, emergen varias alternativas, él podría decidir dividir su demanda entre las

dos fuentes disponibles, utilizando GD para abastecer una parte de sus requerimientos de energía, mientras que obtiene el resto de la red. O podría utilizar una de las dos alternativas como fuente principal, y reservarse la otra sólo como respaldo. En la mayoría de los casos, se compra la energía de la red y se deja la GD como respaldo ante posibles contingencias, este es el caso de hospitales, centros de telecomunicaciones, industrias, etc. Sin embargo, en las situaciones en que la GD puede competir respecto a los costos, pero no en cuanto a los niveles de confiabilidad suministrados por la red, quizá el enfoque contrario tenga más sentido, utilizando la red como respaldo a la GD en ciertas aplicaciones.

La interconexión de GD en S/E's de distribución, plantea además una serie de alternativas de importancia para las compañías de servicio eléctrico, tales como, respaldo a la red de distribución por fallas, descarga de S/E's, etc., operación durante los picos de demanda, para reducir los costos de la energía que se despacha, disminución de la pérdidas, entre otras.

5.7.1 Impacto de la Interconexión

La operación de las redes puede tornarse más compleja al añadir GD, posiblemente será necesario realizar inversiones en la red para su adecuación, debido a posibles alteraciones en los flujos de potencia que circulan normalmente por ellas. Además de los equipos necesarios para la interconexión, de acuerdo al tipo de tecnología, se requieren sistemas adicionales de control, medición y protección, para resguardar a la red contra posibles fallas de la GD y viceversa.

La interconexión de GD con la red, afecta de varias formas a la calidad de potencia, puede introducir armónicos en el caso de emplear interfases con inversores, complica la operación de los dispositivos reguladores de voltaje, introduce flickers desde la generación, modifica la operación de las protecciones contra sobrecorrientes, etc. A continuación se describen los principales problemas que se presentan:

Los sistemas de potencia se diseñan y construyen para soportar ciertos esfuerzos térmicos y mecánicos, tanto para condiciones de operación normales, como de emergencia. Al incluir la GD en los sistemas de distribución, los niveles de cortocircuito se incrementan debido a la contribución de los generadores a la corriente de falla. El impacto de la GD en los niveles de cortocircuito va depender de una serie de factores tales como: Tamaño y ubicación de la GD, tipo de tecnología, modo de operación de la unidad, interfaz empleada, ajuste de los equipos de protección, topología y configuración de la red, voltaje pre-falla, entre otros aspectos. Por estas razones es necesario verificar que no se supere la capacidad de diseño de los equipos asociados.

La complejidad de combinar la operación de GD con la red, puede comprometer la confiabilidad del sistema.

Las principales causas de preocupación respecto al tema se describen a continuación:

- La operación de GD en paralelo con la red, requiere un monitoreo constante de la red, la GD y de la demanda, y un control preciso de las unidades de GD y su interconexión con la red en todo momento. Esa situación de dos fuentes, una carga, representa un problema de control bastante complicado, y a pesar de la capacidad de los equipos electrónicos digitales modernos, este constituye un punto débil, ya sea porque estos no se programen adecuadamente o por posibles fallas de elementos clave de control, que puedan inhabilitar el sistema completo.
- Problemas de confiabilidad en otros puntos de la red, lejos del emplazamiento pueden ocasionar problemas de operación en las unidades de GD. Uno de los principales problemas son los impactos de descargas atmosféricas sobre elementos de las redes de transmisión y distribución, lo cual es bastante común. Estos grandes picos de corriente, pueden recorrer distancias relativamente largas

antes de disiparse, en el peor de los casos, disiparán su energía destruyendo equipos (unidades de GD, transformadores, etc). Este tipo de problemas pueden mitigarse instalando pararrayos y otros equipos de protección, sin embargo esto aumenta los costos, y no garantiza una solución libre de riesgo.

- Eventos inesperados e indeseados en el mismo sistema, pueden perturbar la operación de la GD, a menudo provocando su salida, sobre todo si sus equipos de protección y control son muy sensibles. Por ejemplo, violentas ráfagas de viento comúnmente hacen que las ramas de los árboles choquen contra las líneas de distribución, ocasionando cortocircuitos momentáneos, esto a su vez provoca que la tensión caiga drásticamente, creando lo que se conoce como “huecos de tensión” o “Sags”, que se definen como la reducción transitoria de la tensión entre un 10 y 90 % de su valor eficaz nominal, con duración entre $\frac{1}{2}$ ciclo y un minuto [8]. Los equipos de control de las unidades de GD, conectadas a las redes de distribución, particularmente los que se encuentran aguas abajo del punto de falla, pueden interpretar esto como una situación de emergencia, y ordenan la apertura de los interruptores para sacar las unidades de GD fuera de servicio. Sin embargo, más comúnmente estas caídas de tensión son interpretadas por los controladores de la GD, como un rápido incremento de carga en la demanda, como cuando se conecta una carga muy grande, en ese caso la respuesta de los controladores, es acelerar las unidades para que trabajen a mayor capacidad, pero un instante después la falla desaparece, y ahora la unidad que se está acelerando para aumentar la tensión, ve que la tensión ya se restauró, demasiado rápido como para ella reaccionar. El controlador interpreta esto como una sobretensión y saca las unidades fuera de servicio.
- Las redes de distribución están diseñadas tradicionalmente para flujos de potencia y corriente unidireccionales, en otras palabras, la potencia se despacha desde los niveles de tensión más altos y se distribuye hacia los consumidores a

niveles de tensión más bajos. Lo mismo aplica para sus sistemas de protección, se asume que las corrientes de falla fluyen en el mismo sentido, lo que permite la utilización de esquemas de protección relativamente simples, y logrando que estos operen de forma rápida y selectiva. La GD interconectada a nivel de distribución puede modificar estos esquemas radicalmente, como se mencionó anteriormente, las unidades de GD contribuyen a todas las fallas, y pueden por tanto perturbar los sistemas de protección, la dirección y amplitud de las corrientes de falla pueden cambiar significativamente, y pueden superarse los límites térmicos de los componentes de la red. Las alteraciones en el funcionamiento de los sistemas de protección, pueden hacer que la GD interrumpa las secuencias re-cierre automático ordenada por los relés de los alimentadores. Los re-cierres automáticos (re-closers) se utilizan extensivamente en redes de distribución para despejar fallas temporales, el tiempo de re-cierre, o “tiempo muerto” (lapso sin circulación de corriente que permite que la falla temporal se desionize) toma sólo unos cientos de milisegundos, lo cual no causa mayor perjuicio para el cliente. Si las protecciones de las unidades de GD no operan durante el tiempo muerto de re-cierre, las unidades permanecen conectadas a la red y podrían mantener la tensión del sistema, entonces el arco no se extinguirá y la falla parecerá permanente, esto causa que el cliente experimente una falla mas prolongada. Hay que tomar en cuenta que aunque las unidades de GD se desconecten durante el tiempo muerto, el tiempo disponible para la extinción del arco se verá reducido por el tiempo de operación de los relés de la GD. Para evitar problemas, la programación de re-cierres automáticos, debe realizarse de forma coordinada con la operación de las protecciones de la GD. Aplicar tiempos muertos de re-cierre más largos podría ser una posible solución, pero esto también resultará en una reducción de la calidad de potencia. También se pueden ajustar las protecciones de la GD para que sean más sensibles, pero esto puede ocasionar que estas operen con la ocurrencia de otras fallas o perturbaciones que no lo ameriten.

Los problemas descritos en cuanto a la confiabilidad del sistema, son situaciones que podrían presentarse en caso de que la integración de la GD con la red no se realice de forma adecuada, de allí la importancia de considerar las condiciones técnicas descritas en la sección 5.4.1, para evitar un impacto negativo en la confiabilidad del sistema.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la siguiente sección se evalúan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas, lo cual comprende la ubicación de los puntos óptimos para la inyección de generación y el impacto de la GD en los Niveles de Cortocircuito de dichos puntos.

6.1 Ubicación de los puntos óptimos para la inyección de generación

6.1.1 Consideraciones previas

La información sobre parámetros eléctricos de las líneas, transformadores, y la carga de la red en estudio se obtuvo a partir de los datos registrados en el programa Power Factory de DigSilent. Se simuló el sistema desde un nivel de tensión de 230kV hasta 2,4kV, lo cual representa un total 103 barras (ver figura 11). Cabe destacar que, debido a la política de la empresa se modificó el nombre de las barras, para respetar la confidencialidad de la información suministrada.

Para separar la red en estudio del resto del Sistema Eléctrico Nacional, se realizó una corrida de flujo de carga en el programa Power Factory para poder simular las importaciones y exportaciones de potencia a través de los puntos de interconexión. De esta forma, se modelaron dichos puntos de interconexión como si fueran generadores y cargas ficticias. Se consideró la demanda en los nodos de carga como un bloque constante, utilizando como valor máximo la magnitud de la carga, ver Tabla 7.

La función objetivo utilizada fue la minimización de los costos globales, en

estos generalmente se incluyen los costos operativos y de inversión en generación, y los costos de inversión en transmisión. Sin embargo, en este caso de estudio se plantea la aplicación de GD como una solución provisional mientras se ejecutan los proyectos de expansión, razón por la cual no se tomarán en cuenta los costos de inversión en transmisión. Lo que se busca es ubicar los nodos candidatos donde es factible la inyección de generación (instalar GD), de manera que se respeten los límites de seguridad y calidad de servicio requeridos, al menor costo posible.

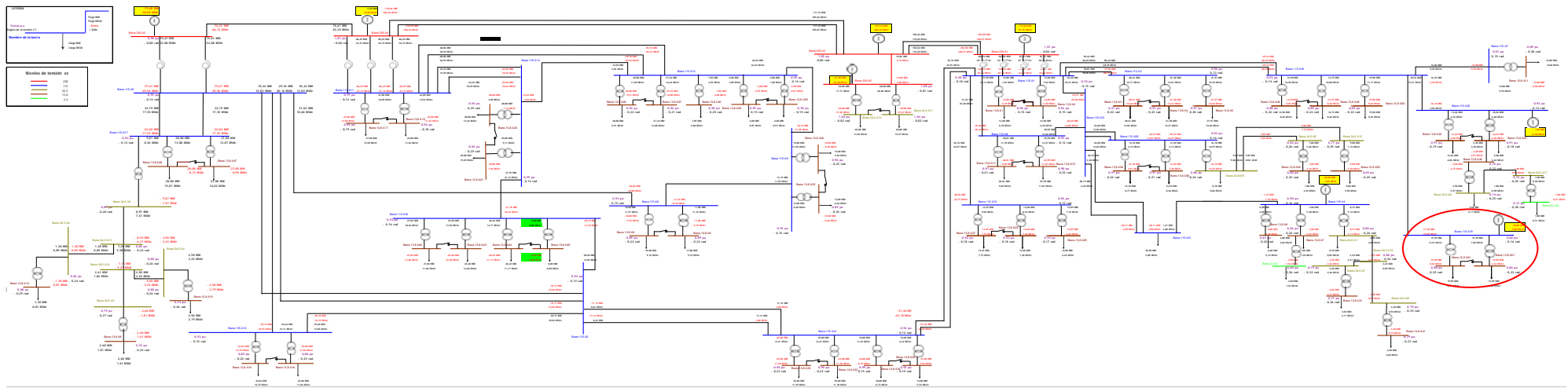


Figura 11. Diagrama Unifilar

Tabla 7. Demanda del sistema

Demanda	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)	Demanda	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)
Barra 13,8 A1	14,00	6,78	Barra 13,8 A31	3,50	2,17
Barra 13,8 A2	14,00	6,78	Barra 13,8 A32	25,00	11,39
Barra 13,8 A3	28,61	13,04	Barra 13,8 A33	25,00	11,39
Barra 13,8 A4	27,38	12,47	Barra 13,8 A34	18,00	8,72
Barra 13,8 A5	21,97	13,04	Barra 13,8 A35	13,00	5,54
Barra 13,8 A6	6,00	3,72	Barra 13,8 A36	20,88	9,51
Barra 13,8 A7	4,00	2,58	Barra 13,8 A37	27,33	14,00
Barra 2,4 A1	3,00	1,54	Barra 13,8 A38	2,00	0,97
Barra 34,5 A1	0,10	0,05	Barra 13,8 A39	2,00	0,97
Barra 13,8 A8	2,60	1,61	Barra 13,8 A40	7,85	3,80
Barra 13,8 A9	18,00	9,72	Barra 13,8 A41	4,20	2,60
Barra 13,8 A10	17,00	9,72	Barra 13,8 A42	27,83	11,86
Barra 13,8 A11	14,00	8,68	Barra 13,8 A43	25,20	12,20
Barra 13,8 A12	20,01	9,69	Barra 13,8 A44	26,22	11,17
Barra 13,8 A13	25,99	11,07	Barra 13,8 A45	0,00	0,00
Barra 13,8 A14	1,30	0,81	Barra 13,8 A46	28,00	15,87
Barra 13,8 A15	23,63	12,75	Barra 13,8 A47	27,00	16,02
Barra 13,8 A16	25,60	11,66	Barra 34,5 A9	0,10	0,06
Barra 13,8 A17	27,88	13,50	Barra 13,8 A48	14,58	8,65
Barra 13,8 A18	24,00	11,62	Barra 13,8 A49	14,75	8,36
Barra 13,8 A19	4,50	2,79	Barra 13,8 A50	19,90	9,64
Barra 13,8 A20	28,00	14,34	Barra 13,8 A51	19,99	8,52
Barra 13,8 A21	29,00	19,49	Barra 13,8 A52	15,99	6,32
Barra 13,8 A22	13,26	6,04	Barra 34,5 A10	40,00	17,04
Barra 13,8 A23	5,00	2,42	Barra 34,5 A11	40,00	19,37
Barra 13,8 A24	19,00	9,20	Barra 13,8 A53	9,00	5,58
Barra 13,8 A25	13,00	6,66	Barra 13,8 A54	14,78	8,77
Barra 13,8 A26	7,00	4,34	Barra 13,8 A55	13,49	8,36
Barra 13,8 A27	14,35	7,75	Barra 34,5 A16	0,10	0,04
Barra 13,8 A28	13,68	7,38	Barra 2,4 A2	1,00	0,51
Barra 13,8 A29	12,89	6,24	Barra 115 A21	39,00	5,00
Barra 34,5 A6	3,50	2,17	Total	1007,94	494,06

Los datos referentes a la estructura de costos fueron suministrados por FUNDELEC.

A continuación se describe la estructura de costos que maneja la herramienta THOR, en el área de generación:

Costos totales en Generación: se calculan como la sumatoria de los costos de inversión y costos de operación. Para tratar conjuntamente ambos costos, estos se expresan en las mismas unidades, dólares por hora (\$/h).

Costos total Generación (\$/h) = Costos de Operación (\$/h)+ Costos de Inversión (\$/h)

Costos de Operación: se calculan como el producto de los costos variables y la generación requerida de potencia activa.

$$\text{Costo Operativo (\$/h)} = \text{Costo Variable (\$/MWh)} * \text{Generación Requerida (MW)}$$

Costo de Inversión: estos se calculan como el producto de los costos fijos y la capacidad instalada.

$$\text{Costos de Inversión (\$/h)} = (\text{Costo Fijo (\$/kW-mes)} / 0,72) * (\text{Capacidad Instalada (MW)})$$

Los costos fijos y variables, fueron tomados como referencia de la estructura de costos utilizada en Venezuela para emplazamientos de GD con tecnología MTU.

En los costos de inversión, no están incluidos los costos de las unidades de generación, esto se consideró como un costo hundido ya que éstas ya fueron compradas a partir del Convenio de Cooperación Cuba –Venezuela. Como las unidades ya están disponibles y este es un gasto en el que ya se incurrió, se decidió excluirlo de los costos totales de inversión, para evitar alteraciones en el resultado que arroje el programa. Es importante resaltar que para futuros análisis de factibilidad de uso de GD es necesario incluir este costo. El escenario planteado permitirá determinar si la utilización de esta tecnología de GD permite solventar en el corto plazo la problemática presente en la región

Los costos de inversión sólo incluyen los costos aproximados de preparación del terreno e instalación, y los costos de la compensación reactiva; para esta se supuso un comportamiento lineal tomando como referencia el costo de un banco de condensadores de 300 kVAr para un nivel de tensión de 13,8 kV.

En cuanto a las interconexiones, se tomó como costo variable una aproximación de las tarifas de compra-venta de energía entre EDELCA y CADAFE antes de la formación de CORPOELEC. Los costos fijos son muy bajos, por lo cual se despreciaron.

Las restricciones que deben cumplirse para que el optimizador encuentre una solución factible son las siguientes:

- Las tensiones p.u en las barras del sistema tienen una variación permitida de $\pm 5\%$ respecto a la tensión nominal.

$$0,95 \leq V \text{ (p.u)} \leq 1,05$$

- Las variaciones angulares permitidas en la barras deben estar en el siguiente rango:

$$-0,65 \leq \text{Ángulo (rad)} \leq 0$$

Rango de seguridad, para evitar problemas de estabilidad del ángulo (criterio de planificación).

- La generación requerida de potencia activa y reactiva, debe estar dentro del rango que pueden entregar: la GD, compensación reactiva o las interconexiones, según sea el caso.

$$P. \text{ Min} \leq \text{Generación Requerida} \leq P. \text{ Max}$$

Para los límites de potencia activa y reactiva entregados por la GD, se fijó la capacidad total de un emplazamiento MTU (de 8 grupos motor- generador en

paralelo), 15 MW y 11,25 MVAR, respectivamente. Y en las interconexiones se fijó como potencia máxima para cada barra, la importación y exportación registrada en el flujo de carga realizado con el programa Power Factory.

- Los balances nodales deben ser iguales a cero

$$P_g - P_{ni} = P_{demanda}$$

Para poder apreciar el impacto de la GD sobre la red, primero se realizó una simulación de flujo de carga sin modificar el sistema existente, este se tomó como Caso Base, y luego se trabajó sobre el mismo para ubicar los puntos óptimos para posibles implantaciones de GD. Como barra de referencia se tomó la Barra 230 A3.

6.1.2 Resultados obtenidos con la herramienta de simulación

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con la herramienta para el diseño óptimo de sistemas de potencia THOR:

Las exportaciones e importaciones de potencia activa y reactiva con el Sistema Externo del caso base pueden apreciarse en la Tabla 8. Puede notarse que la demanda estaba cubierta completamente a través de las interconexiones, sin embargo los perfiles de tensión del sistema se encontraban por debajo de los límites permitidos, como puede apreciarse en el Gráfico 9. La diferencia entre la potencia total importada del Sistema Externo y la demanda total, está representada por las pérdidas técnicas en el sistema de T&D. En este caso las pérdidas totales del sistema son de 21,93 MW.

Es importante destacar que antes de llegar a la solución final, se realizaron una serie de simulaciones previas. Como se mencionó anteriormente, el límite fijado de potencia activa y reactiva que se puede inyectar en una barra, es la capacidad total que puede entregar un emplazamiento con tecnología MTU (15MW y 11,25MVAR). Se tomó como referencia la tecnología MTU por varias razones:

- En la actualidad, la mayoría de los emplazamientos operativos utilizan esta tecnología, es decir, que se tiene cierta experiencia en el país respecto a la operación y mantenimiento de la misma.
- Dado que en el sistema de estudio se planteó un escenario de demanda máxima, la tecnología MTU representa la alternativa más adecuada, ya que esta se utiliza para operación durante los picos de demanda.
- Se disponía de toda la data técnica y económica requerida para realizar las correspondientes simulaciones.
- Entre las tecnologías disponibles (compradas a partir del convenio), la MTU es la de mayor capacidad. Esto permite suplir las deficiencias energéticas del sistema con la construcción de la menor cantidad de emplazamientos posibles, esto a su vez ayuda a reducir los costos, se puede implementar en menos tiempo y facilita la logística de consumibles.

Inicialmente al programa se le dio libertad para ubicar GD en todas las barras de distribución. Sin embargo, luego de realizar la primera simulación, se descartaron aquellas barras donde los requerimientos de potencia activa eran inferiores a 10MW ya que está previsto que cada emplazamiento a ubicar tenga una capacidad instalada cercana a 15MW. No obstante, aunque dichas barras fuesen

inhabilitadas para ubicar la GD, se dejó libre la inyección de reactivos para poder situar de forma óptima los puntos donde se requiere compensación reactiva (bancos de condensadores). Bajo estas premisas, se realizaron una serie de simulaciones para observar como se redistribuían los flujos de carga en el sistema, esto permitió restringir cada vez el número de barras candidatas hasta llegar a la solución final; en la cual los emplazamientos ubicados tiene una capacidad cercana a 15MW. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Las importaciones y exportaciones de potencia activa y reactiva con el Sistema Externo para el Caso con GD se registran en la Tabla 9. Adicionalmente pueden observarse las inyecciones óptimas de potencia activa y reactiva por barra. En las barras que indican “compensación” puede notarse que sólo se requieren inyecciones de reactivos, en éstas fue necesario colocar compensación de magnitud igual a la indicada en cada barra. En las barras 13,8 A20, 13,8 A21, 13,8 A46, 13,8 A47, 13,8 A51, se observa que se requieren inyecciones tanto de potencia activa como reactiva, estas son las barras donde se puede inyectar generación de forma óptima, sin embargo a excepción de la barra 13,8 A51, los requerimientos de potencia reactiva superan la capacidad de inyección de reactivos de una Batería MTU (11,25 MVAR), razón por la cual fue necesario agregar compensación en estas barras.

Tabla 8. Importación y Exportación de potencia activa y reactiva Caso Base

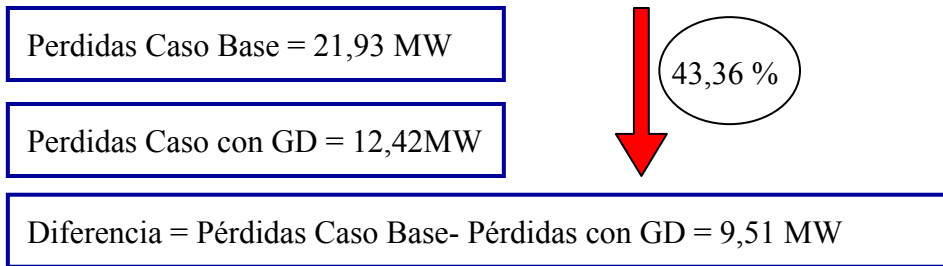
Barras	Generación Requerida		
	Activa (MW)	Reactiva (MVAR)	Aparente (MVA)
Barra 115 A4	20	7	21
Barra 115 A19	18	5	19
Barra 115 A22	7	17	18
Barra 230 A1	175	91	197
Barra 230 A2	75	38	84
Barra 230 A3	679	426	802
Barra 230 A4	-5	15	16
Barra 230 A5	61	34	70
Total	1030	633	1227

Tabla 9. Inyecciones óptimas de potencia activa y reactiva Caso con GD

Barras	Condición de la Barra	Generación Requerida		
		Activa (MW)	Reactiva (MVAR)	Aparente (MVA)
Barra 115 A4	Interconexión	20	7	21
Barra 115 A19	Interconexión	18	5	19
Barra 115 A22	Interconexión	7	17	18
Barra 230 A1	Interconexión	175	91	197
Barra 230 A2	Interconexión	75	38	84
Barra 230 A3	Interconexión	588	129	602
Barra 230 A4	Interconexión	-5	15	16
Barra 230 A5	Interconexión	61	34	70
Barra 13,8 A6	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A7	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A9	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A10	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A11	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A13	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A16	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A19	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A24	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A25	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A26	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A32	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A33	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A34	Compensación	0	3	3
Barra 13,8 A41	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A42	Compensación	0	12	12
Barra 13,8 A43	Compensación	0	12	12
Barra 13,8 A44	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A48	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A49	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A50	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A53	Compensación	0	9	9
Barra 34,5 A6	Compensación	0	6	6
Barra 13,8 A20	GD + Comp.	15	26	30
Barra 13,8 A21	GD + Comp.	15	29	33
Barra 13,8 A46	GD + Comp.	15	20	25
Barra 13,8 A47	GD + Comp.	15	20	25
Barra 13,8 A51	GD	11	11	16
Barra 13,8 A54	GD + Comp.	11	17	20
	Total	1020	578	1294

6.1.3 Pérdidas

Las pérdidas totales para el Caso con GD fueron de 12,42 MW. Al comparar con las pérdidas del Caso Base puede apreciarse una reducción significativa, estas disminuyeron en un 43,36 % aproximadamente.



A continuación se estima la magnitud de lo que representan los costos de estas pérdidas:

Considerando una tarifa de compra-venta entre EDELCA y CADAPE de 10\$/MWh y un Factor de Carga anual (Fc); Fc= 0,71 (Datos suministrados por Fundelec).

Conversión Factor de Carga a Factor de Pérdidas (Fp):

$$Fp = 0,3 \times Fc + 0,7 \times Fc^2 \quad [9]$$

$$Fp = 0,57$$

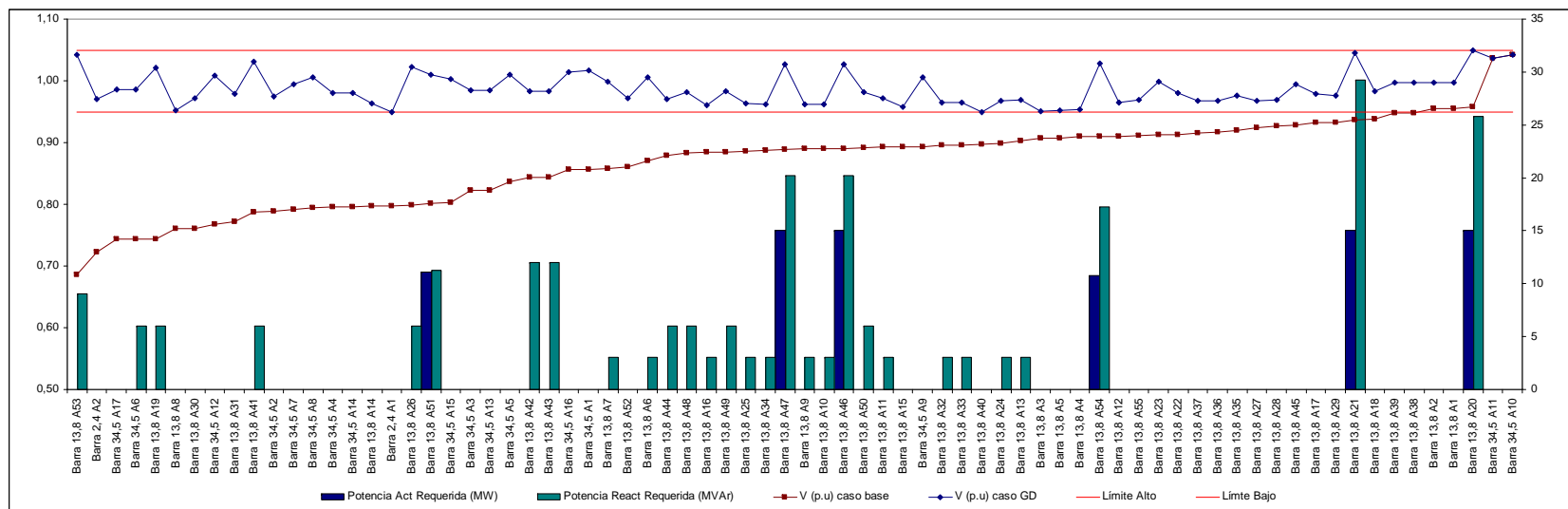
Suponiendo que la GD se utilizaría 8h al día; esto representa al año, un ahorro en costos operativos de:

$$CO (\text{pérdidas}) = 10\$/\text{MWh} \times 9,51 \text{ MW} \times 8\text{h} \times 365 \times 0,57 = 158.284 \text{ US\$}$$

Las pérdidas en el sistema de transmisión se reducen básicamente debido a que, al inyectar generación directamente en las barras de 13,8kV (cerca de la carga), se disminuye la importación de potencia a través de las interconexiones. Adicionalmente, la compensación reactiva ayuda a disminuir la caída de tensión en las líneas, lo que a su vez también se traduce en una reducción de las pérdidas.

Como puede apreciarse en la Gráfica 9, los perfiles de tensión en la mayoría de las barras de distribución del caso base, se encontraban muy deprimidos, sobre todo las barras ubicadas en los extremos de circuito radiales. Este es el caso de la barra 13,8 A53 la cual presenta el nivel de tensión más bajo, 0,69 p.u. Al agregar GD y compensación en las barras indicadas, puede apreciarse como mejoran los perfiles

de tensión, todos se encuentran dentro de los límites permitidos.



Gráfica 9. Perfiles de tensión e inyecciones óptimas de potencia

En las ilustraciones 6 y 7 se observa claramente para el caso específico de la barra 13,8 A51, el impacto que tiene la interconexión de GD en los perfiles de tensión, puede notarse que estos se elevaron considerablemente y adicionalmente se redujo la importación de potencia desde la barra 115 A18.

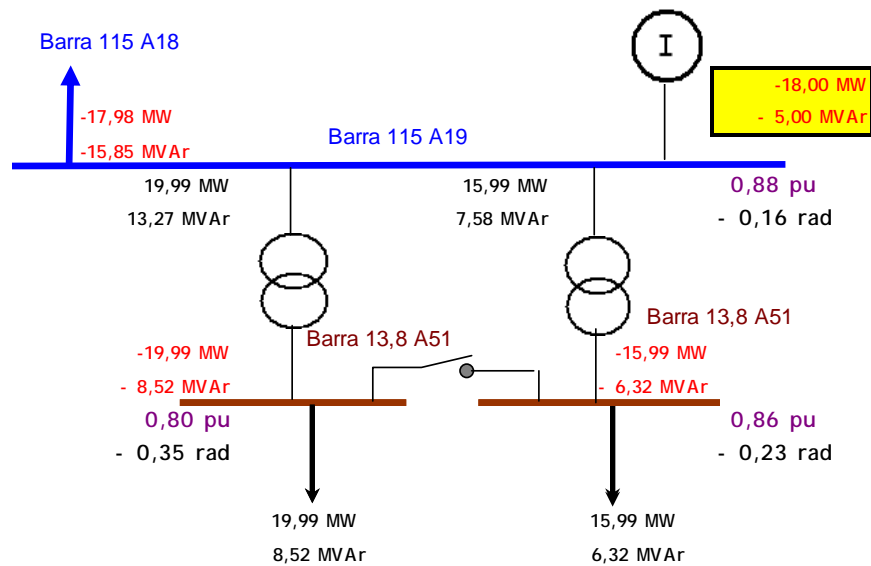


Ilustración 6. Flujo de Carga en Barra 13,8 A51 Caso Base

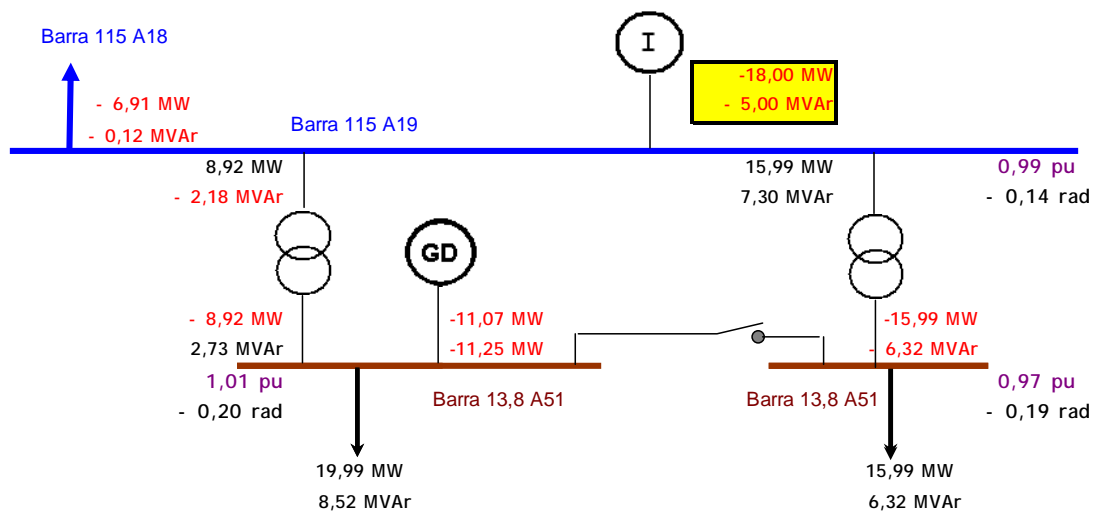
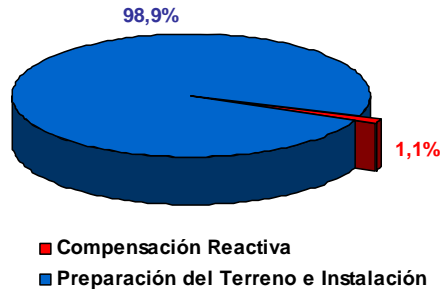


Ilustración 7. Flujo de Carga en Barra 13,8 A51 Con GD

6.1.4 Resumen de Costos

Como se mencionó anteriormente, en los costos de inversión están incluidos los costos de la compensación reactiva (no incluye su instalación), estos representan tan solo 9,37 US\$/h de los costos totales de inversión, es decir, que los 853,11 US\$/h están constituidos por los costos de preparación del terreno e instalación de las unidades, ver gráfica 10.

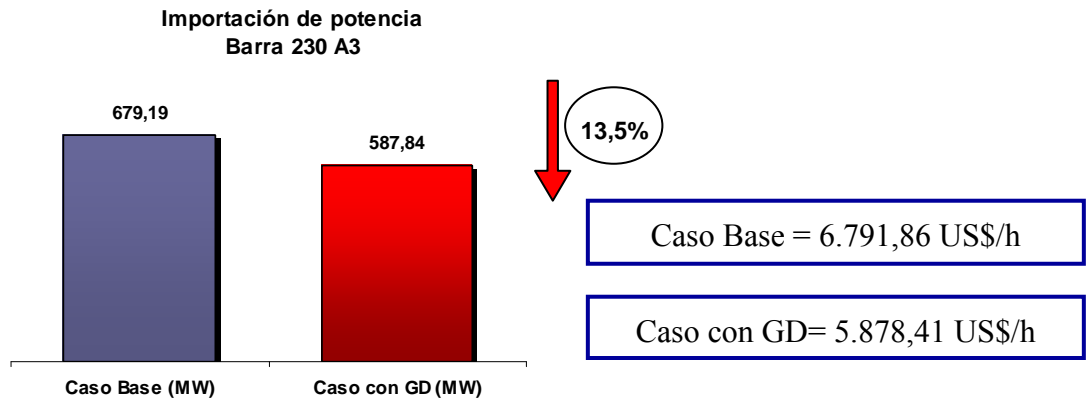


Gráfica 10. Proporción costos de inversión

Tabla 10. Resumen de Costos

Resumen de costos	Costos Caso Base	Costos Caso con GD
Red en estudio	Costos \$/h	Costos \$/h
Costo Operativo	10.298,74	10.084,98
Costo Inversión Generación	0	862,48
Total Costo Generación	10.298,74	10.947,46
Total Costo Transmisión	0	0
COSTO TOTAL	10.298,74	10.947,46

En cuanto a los costos operativos, se aprecia una reducción respecto al caso base. Esto se debe básicamente a que la potencia activa que se inyecta con GD dejó de importarse de la Barra 230 A3. La importación se redujo de 679,19 MW a 587,84 MW, como puede observarse en la gráfica 11, lo cual representa costos operativos de 6.791,86 US\$/h y 5.878,41 US\$/h respectivamente, es decir, una diferencia de 823,45 US\$/h. Las importaciones y exportaciones de potencia del resto de los puntos de interconexión no varían respecto al caso base. Por esta razón, aún sumando los costos operativos de todas las barras con GD, el costo operativo total sigue siendo menor.



Gráfica 11. Disminución en la importación de potencia Barra 230 A3

El optimizador disminuye la importación de esta barra en particular, debido a que esta es la que presenta el costo operativo más elevado. Como se mencionó anteriormente los costos operativos se calculan de la siguiente forma:

$$\text{Costo Operativo (\$/h)} = \text{Costo Variable (\$/MWh)} * \text{Generación Requerida (MW)}$$

Por lo tanto, como el costo variable es el mismo para todas las interconexiones, en la medida en que la generación requerida sea más alta, también lo será el costo operativo; de esta forma el optimizador arroja como solución, la inyección de GD en las barras indicadas con el objeto de disminuir los costos operativos globales. Sin embargo, los costos totales (inversión + operación) para el caso con GD aumentan respecto al caso base.

En cuanto al criterio de verificación de la solución del flujo de carga óptimo descrito en la sección 5.6.1.2, donde:

$$|P_g - P_{ni} - Pd_{demanda_{def}}| \leq \varepsilon$$

$$|Pd_{demanda_{cal}} - Pd_{demanda_{def}}| \leq \varepsilon$$

ϵ : Es el error permitido, igual a 0.0001.

$P_{demanda\ ca}$: Es la diferencia de $P_g - P_{ni}$

$P_{demanda\ def}$: Es un dato.

Podemos observar en la ilustración 8, para el caso específico de la barra 13,8 A51, que el criterio de verificación se cumple. La potencia generada (P_g) en este caso corresponde a la celda P229, la potencia neta inyectada (P_{ni}) correspondería celda I614, la diferencia entre la potencia generada y la neta inyectada ($P_g - P_{ni}$) se calcula en la celda C875, luego, a esta se le resta la potencia demandada (P_d), es decir la celda E875. El resultado se encuentra celda G875, este no es cero exactamente, sin embargo es bastante menor que la tolerancia establecida.

	B	C	E	G	I	P
144						Generación Requerida
145	Nodos	Generador / Interconexion	Potencia Máxima (MW)	Potencia Reactiva Máxima (MVAR)	Potencia Aparente (MVA)	Activa (MW)
229	Barra 13,8 A51		15,00	11,25	18,75	11,071898
313						
409	Nodo de salida	Vinculos asociados	Balance Nudo	Balance Nudo	Balance Nudo	MVAR (p.u.)
614	Barra 13,8 A51	Barra 115 A19	-0,089181	0,027343	-8,918101	
786						
788	X. - Balances nodales en MW y MVAR					
790	Balance de Carga en Nodos	GENERADA Activa (MW)	DEMANDA Activa (MW)	BALANCE Activa (MW)	GENERADA Activa (MW)	GENERADA Reactiva (MVAR)
791						
875	Barra 13,8 A51	19,99	19,99	0,0000	0,00	0,00

Ilustración 8. Criterio de verificación

6.2 Impacto de la GD sobre los Niveles de corto circuito (N_{cc}) del sistema

6.2.1 Consideraciones previas:

- Las simulaciones para el cálculo del N_{cc} fueron realizadas en el programa Power Factory de DigSilent.
- Se simuló una Falla Franca en la barra donde se interconecta la GD.

- Primero se simuló para el Caso Base, y luego agregando la GD, para apreciar la contribución de esta en los Ncc
- Capacidad de Cortocircuito Cap.cc de las S/E's de 13,8kV; Cap.cc= 20kA

6.2.2 Resultados:

La presencia de GD en las redes de distribución genera un incremento en los niveles de corriente de falla, lo cual puede apreciarse cuantitativamente en las siguientes tablas:

Tabla 11. Niveles de Cortocircuito Caso Base

Barras	Trifásico		Bifásico		Monofásico		Cap.cc	
	Scc (MVA)	Icc (kA)	Scc (MVA)	Icc (kA)	Scc (MVA)	Icc (kA)	MVA	kA
Barra 13,8 A20	297,52	12,45	85,96	10,79	95,64	12	478	20
Barra 13,8 A21	297,52	12,45	85,96	10,79	95,64	12	478	20
Barra 13,8 A46	255,75	10,7	73,88	9,27	84,95	10,66	478	20
Barra 13,8 A47	252,04	10,54	72,81	9,14	83,73	10,51	478	20
Barra 13,8 A51	139,45	5,83	40,26	5,05	42,4	5,32	478	20
Barra 13,8 A54	278,64	11,66	80,33	10,08	84,08	10,55	478	20

Tabla 12. Niveles de Cortocircuito Caso con GD

Barras	Trifásico		Bifásico		Monofásico		Cap.cc	
	Scc (MVA)	Icc (kA)	Scc (MVA)	Icc (kA)	Scc (MVA)	Icc (kA)	MVA	kA
Barra 13,8 A20	394,34	16,5	113,92	14,3	150,77	18,92	478	20
Barra 13,8 A21	394,34	16,5	113,92	14,3	150,77	18,92	478	20
Barra 13,8 A46	351,85	14,72	101,64	12,76	137,09	17,21	478	20
Barra 13,8 A47	348,13	14,56	100,56	12,62	135,79	17,04	478	20
Barra 13,8 A51	235,36	9,85	67,91	8,52	94,25	11,83	478	20
Barra 13,8 A54	374,58	15,67	108,01	13,56	141,47	17,76	478	20

Tabla 13. Contribución de la GD en los Niveles de Cortocircuito

Aumento Ncc	Trifásico(%)	Bifásico(%)	Monofásico(%)
Barra 13,8 A20	32,54%	32,53%	57,64%
Barra 13,8 A21	32,54%	32,53%	57,64%
Barra 13,8 A46	37,58%	37,57%	61,38%
Barra 13,8 A47	38,12%	38,11%	62,18%
Barra 13,8 A51	68,78%	68,68%	122,29%
Barra 13,8 A54	34,43%	34,46%	68,26%

En la Tabla 11 se muestran los Ncc del Caso Base, al agregar GD se observa que estos aumentaron considerablemente (ver tablas 12 y 13). Sin embargo, no se superó la capacidad de diseño de los equipos asociados, lo cual es un aspecto positivo ya que en caso de que esto sucediera, la solución a este problema podría representar costos elevados, por posibles cambios en el diseño de la S/E para tener equipos que soporten corrientes superiores, o colocar reactores para reducir la Icc, lo cual también representa un costo adicional.

CONCLUSIONES

El presente trabajo tiene como propósito estudiar las condiciones bajo las cuales se justifica el uso de Generación Distribuida (GD), considerando tanto las tecnologías basadas en energías renovables, como no renovables, y tomando en cuenta los aspectos técnicos y económicos de cada una de ellas, que hacen factible su implantación en el área de servicio de La Electricidad de Caracas.

Posteriormente a la evaluación de las distintas tecnologías de GD disponibles en el mercado, se precisó que aquellas basadas en energías renovables, son altamente dependientes de la ubicación geográfica y del potencial energético del sitio, razón por la cual se descartó su utilización en tanto no se realicen los estudios correspondientes a nivel de pre- factibilidad para su posible explotación. En cuanto a las tecnologías basadas en energías no renovables, se excluyó la posibilidad de utilizar Celdas de Combustible debido a sus elevados costos iniciales. Se determinó que sólo las Microturbinas y los Motores de Combustión Interna reúnen las condiciones técnicas adecuadas, además de precios accesibles para las aplicaciones requeridas. Sin embargo, no deben olvidarse las restricciones operativas de estas tecnologías, espacio requerido, facilidad de acceso, logística de consumibles, impacto ambiental, integración con la red, etc.

Luego de evaluar las experiencias obtenidas en aplicaciones previas de GD y el impacto técnico que conlleva su interconexión con las redes de distribución, se evidenció la complejidad que conlleva la operación conjunta de estas tecnologías con la red, y la importancia de una correcta implantación. Por estas razones es necesario tomar en consideración las condiciones técnicas descritas en la sección 5.4.1 (Niveles de Cortocircuito, Fluctuaciones rápidas de tensión, Niveles de Ruido, Interconexión, entre otras.), para garantizar una solución que involucre seguridad, confiabilidad y

calidad de servicio, y de esta forma evitar que la GD se convierta en un problema adicional.

Para la ubicación de los puntos donde la GD puede ser una solución factible se limitó la zona de estudio a los Estados Aragua y Miranda, se evaluó esta región en particular debido a su estado de criticidad. La falta de mantenimiento, el retraso en las inversiones requeridas para adecuar el sistema de T&D, entre otros factores, han causado un grave deterioro en sus redes e instalaciones. Por estas razones, el sistema presenta actualmente problemas de confiabilidad, y la calidad de servicio que se presta es deficiente. En tal sentido se planteó la posibilidad de utilizar esquemas de GD como una solución provisional, que permita solventar en el corto plazo la problemática presente en la región, mientras se ejecutan los proyectos de expansión y adecuación del sistema de T&D, con la utilización de grupos electrógenos.

Los puntos idóneos donde la GD representa una solución de mínimo costo, se hallaron utilizando una herramienta para el diseño óptimo de sistemas eléctricos de potencia denominado THOR. Se modeló parte del sistema de los estados Aragua y Miranda desde un nivel de tensión de 230 kV hasta 2,4kV, lo cual representa un total de 103 barras; considerando un escenario de demanda máxima. Las simulaciones arrojaron como resultado seis barras donde la GD puede ser una solución factible. Al comparar las condiciones del sistema, antes y después de incorporar GD, se apreció una notable mejoría respecto a los perfiles de tensión; adicionalmente, las pérdidas técnicas del sistema se redujeron en un 43,36 % aproximadamente. Estos resultados se deben fundamentalmente a la inyección adicional de reactivos (compensación) en el sistema, y a la inserción de GD cerca de los centros de consumo.

Luego de comparar los costos del Caso con GD respecto a los del Caso Base, se evidenció una reducción en los costos operativos, debido fundamentalmente a la

disminución en la importación de potencia a través de las interconexiones. Sin embargo, aunque los costo totales (Inversión + Operación) del Caso con GD fueron un 6,3% más altos, se justifica la aplicación del escenario planteado, debido a que permite mejorar el sistema en el corto plazo, respetando los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio.

En cuanto al estudio de cortocircuito, se verificó la contribución de la GD a las corrientes de falla, simulando falla franca en las barras de interconexión. Los niveles de corto circuito aumentaron significativamente, sin embargo, no se superó la capacidad de diseño de los equipos.

RECOMENDACIONES

Estudiar a nivel de pre-factibilidad la utilización de las tecnologías de GD basadas en la utilización de energías renovables, en el área de servicio de La Electricidad de Caracas.

Se recomienda determinar si están dadas las condiciones necesarias para la implantación de GD en los puntos seleccionados a partir de las simulaciones realizadas con el programa THOR:

- Disponibilidad de la fuente de combustible en las cercanías, y vías de acceso adecuadas para facilitar el transporte y la logística de consumibles.
- Disponibilidad de espacio físico suficiente para el emplazamiento de GD (preferiblemente a menos de 1 Km de distancia de la S/E donde se piensa interconectar, si es el caso). El área requerida puede variar entre una y dos hectáreas aproximadamente, esto dependerá del tipo de tecnología y la capacidad a instalar.
- Zona libre de restricciones (Impacto ambiental: Parques Nacionales, Zonas residenciales, niveles de ruido, impacto visual).
- Considerar la sensibilidad de las tecnologías a las condiciones ambientales (la altura y la temperatura pueden comprometer el desempeño de ciertas tecnologías).
- La locación debe contar con instalaciones en condiciones adecuadas para el

bienestar del personal encargado del emplazamiento (dormitorios, comedor, baños, etc.).

Adicionalmente se recomienda estudiar a fondo el impacto que tiene la integración de GD, respecto a la confiabilidad, coordinación de protecciones y estabilidad del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Resource Dynamics Corporation. *Assessment of Distributed Generation Technology Applications, (Paper)*.—Viena: Austria, 2001, p. 5-7.
- [2] Gómez Expósito, Antonio. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica* (Libro) —Madrid: España, 2002. p. 737-739.
- [3] *Aprovechamiento de fuentes alternativas renovables de energía para generación eléctrica* — Caracas, Venezuela: Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional— (2006), p.p 70-75.
- [4] Carrasquel Mena, Katuska. *Energía Solar: Sembrando luz en Venezuela*. Caracas, Venezuela: Revista La Luz del Alba—Año 1, N° 2 (2008), p.p 26-29.
- [5] Resource Dynamics Corporation. *Assessment of Distributed Generation Technology Applications, (Paper)*.—Viena: Austria, 2001, p. 25.
- [6] Angulo, Petra. *Energía Solar: Sembrando luz en Venezuela*.—Caracas, Venezuela: Revista La Luz del Alba—Año 1, N° 2 (2008), p.p 40.
- [7] Barreto-Mederico, G. Blanco-Ramírez, M. Caraballo-Henríquez, E. Franco-Guillén, C. Goyo-Barrientos, C. *Herramienta para el diseño óptimo de sistemas eléctricos de potencia*, (Trabajo). —Caracas, Venezuela: IEEE 4° Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico— (2006).
- [8] Amatti, J. C. Gómez, J. C. *Interacción Generación Distribuida-Calidad de*

Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión, (Paper).—Río Cuarto: Argentina. p. 1.

[9] Westinghouse Electric Corporation. *Distribution systems* (Libro) —Pensilvania: Estados Unidos, 1959. p. 28.

BIBLIOGRAFÍA

Lee Willis, H and Scott, Walter G. Distributed Power Generation. Planning and Evaluation, Boca Raton : Taylor & Francis Group, 2000.

Stevenson, W. Elementos de análisis de sistemas eléctricos de potencia, USA: Mc Graw Hill, 1996.

Sánchez, Vicente. Curso Tutorial, Generación Distribuida: Tecnologías Asociadas y sus Aplicaciones, Caracas, 2004.

International Energy Agency. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. París: IEA Publications, 2002.

Barreto, Gilberto y Goyo, Carlos. Análisis Económico-Financiero y Modelo de Obras Candidatas de Generación y Transmisión para Expansión a Mínimo Costo. Caracas: Fundelec, 2005.

Cano C., Ulises. Las celdas de combustible: verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1999.

Electric Power Research Institute. Engineering Guide for Integration of Distributed Generation and Storage into Power Distribution Systems. California, 2000.

Gallery, Thomas, Klopota, Danijela y Martinez, Laura. Impact of Distributed Generation on Distribution Network Protection. Dublin: ESBI Engineering & Facility

Management.

González, R., Jiménez, H. y Lagunas, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2003.

Huacuz V., Jorge M. Generación Eléctrica Distribuida con Energías Renovables. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1999.

Kwok, Candy y Morched, Atef S. Effect of Adding Distributed Generation to Distribution Networks Case Study 2: Voltage Regulation in 4kv, 15 Mva Remote Community System with Diesel and Wind Generation. Canada: Canmet Energy Technology Centre, 2006.

Mocárquer G., Sebastián y Hugh, Rudnik. Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos. Santiago de Chile: Proyecto Fondecyt.

Neto, A. C., da Silva, M. G. y Rodriguez, A. B. Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints. Estocolmo: 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, 2006.

Sotkiewicz, Paul M. y Vignolo, Jesús M. Distributed Generation. Encyclopedia of Energy Engineering.

US Fuel Cell Council. Fuel Cells for Power Generation. Washintong, 2000.

Aranda B., Eduardo D. Impacto de La Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Energía Eléctrica, Estudio para el Caso Chileno./ Eduardo David Aranda Borghero (Tesis).--Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2002.

Gonzalez L., Francisco M. Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia./ Francisco Manuel Gonzalez Longatt (Tesis).—Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2007.

Hurtado M., Zuly. Desarrollo de Sistemas de Costos y Modificación del Modelo de Sistemas de Potencia en Prototipo de Flujo de Carga Óptimo Integral./ Zuly del Carmen Molina Hurtado (Tesis).—Mérida: Universidad de Los Andes, 2008.

Trebolle T., David. La Generación Distribuida en España./ David Trebolle Trebolle (Tesis).—Madrid: Universidad Pontificia, 2006.

ABB Revista, Expansión de la red, N° 3, (2000), 13-21 p.

GLOSARIO

Conductor: Un material que ofrece una baja resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Línea: Conductor o conductores dispuestos para la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Línea de transmisión: Un sistema de conductores para la transmisión aérea de energía eléctrica desde una estación generadora o una subestación a otras estaciones o subestaciones.

T-Off: Es una conexión en derivación, la cual intercepta una línea de transmisión existente para alimentar de forma temporal nuevas subestaciones.

Capacidad de Emergencia o de Sobrecarga: es la carga máxima que puede soportar un conductor sin sufrir daños irreversibles. Al igual que en la capacidad nominal del troncal, ésta depende de otros factores como la cantidad de ductos ocupados en la bancada donde se encuentra el conductor, etc. Para conductores cubiertos se considera que el 100 por ciento de la capacidad de emergencia equivale aproximadamente al 120 por ciento de la capacidad nominal y para conductores desnudos se asume que la capacidad de emergencia es igual a la capacidad nominal

Capacidad Nominal: se define como la carga máxima que puede soportar un conductor sin que se reduzca su vida útil; tomando en consideración el calibre, el material aislante (polietileno, papel plomo, goma neopreno, etc.) y el número de ductos ocupados por bancada. El efecto térmico de los conductores que pasan por una misma bancada afecta la capacidad de los mismos, es decir, a mayor número de ductos ocupados, mayor temperatura y por ende menor capacidad en los conductores que ocupan la bancada. Para planificar es necesario estudiar el peor caso, aquel donde exista el mayor número de ductos ocupados dentro de una misma bancada por el troncal de cada circuito.

Capacidad Térmica de los Conductores: es la capacidad que tienen los conductores

de operar con un régimen de carga continuo y a una temperatura determinada sin que se vean afectadas las propiedades de sus componentes y la vida útil del mismo. Esta capacidad depende del tipo de conductor, el tipo del material aislante, el tipo de instalación, etc.

Crecimiento interanual: es el crecimiento en demanda eléctrica que tiene cada circuito por año.

Demanda Máxima: Es el máximo valor de demanda registrado en un intervalo específico de tiempo.

Factor de Carga: se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un período de tiempo dado.

Factor de Pérdidas: es la relación entre el promedio y el pico de las pérdidas de potencia en un período de tiempo específico.

Factor de Utilización: es el que nos indica la fracción de la capacidad del sistema que esta siendo utilizada, ya que es la relación entre la demanda máxima registrada y los kVA instalados en un circuito.

Nivel de Cortocircuito: es la corriente máxima que puede pasar por un circuito o punto de red ante la peor condición de falla.

Porcentaje de Caída de Tensión: se define como la diferencia porcentual de tensión entre un punto cualquiera del circuito y la barra de salida de la subestación.

Términos utilizados en La Electricidad de Caracas:

Capacidad de Diseño: se define como las dos terceras partes ($\frac{2}{3}$) de la capacidad de emergencia del conductor.

Capacidad Instalada de la Subestación: es la sumatoria de las capacidades nominales a ventilación forzada de cada una de las unidades transformadoras ubicadas en la subestación.

Capacidad Firme: es la capacidad de una subestación de suplir la carga demandada

de forma segura y continua, ante una posible salida forzada de una unidad de transformación

Confiabilidad: Se entiende por ello la garantía de continuidad del servicio eléctrico. Esta continuidad se mide, generalmente, en términos de la frecuencia probable con que ocurrirán las interrupciones de servicio y, por otro lado, de la duración y tiempo de restablecimiento que ellas exijan.

Corriente de conexión de transformadores (Inrush): es una elevada corriente de corta duración, presente en el instante de energizar los transformadores de distribución, depende de la potencia del transformador, de la remanencia existente en el núcleo magnético, del valor de la onda de tensión al momento de cerrar el circuito, etc.

SCADA: siglas en inglés que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Un SCADA es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

Seccionador: equipo que permite segmentar, interrumpir o interconectar un alimentador. Puede ser un equipo de seccionamiento operado en forma independiente o que forme parte de un equipo de protección o transformación.

Troncal: ruta de mayor carga del alimentador