



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA
Y SU IMPACTO
EN LA PLANEACIÓN
DEL SISTEMA CENTRAL DE LUZ Y FUERZA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A

DORA LUZ GALICIA MENDOZA



MÉXICO, D.F.

AGOSTO DEL 2003

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento:

*Al M. en C. **Gilberto Enríquez Harper**, por transmitirme sus conocimientos y experiencias del mundo de los Sistemas Eléctricos de Potencia, por su inmenso apoyo, consejos y por ser una gran persona. **Gracias.***

*Al **Instituto Politécnico Nacional** por la formación que me ha dado desde mi Nivel Medio Superior en el CECyT 11 "Wilfrido Massieu", a la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, Unidad Zacatenco, muy en especial al M. en C. **Gilberto Enríquez Harper** y al M en C. **Arturo Galán** por la confianza que me han tenido, al **Dr. Ricardo Mota P.**, al **Dr. Alberto Gómez H.**, al **Dr. Jaime Robles G.** y al **Dr. Daniel Olguín S.** por sus acertados comentarios y apoyo.*

*A la **Gerencia de Programación de Comisión Federal de Electricidad**, por haberme permitido ser parte de su equipo de trabajo y por el primer contacto con el mundo de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Con un agradecimiento especial al M. en C. **Guillermo Galicia Cano**, al M en C. **Miguel A. Ávila Rosales** y al **Ing. Akihito Escobar L.***

*Al **Departamento de Planeación de la Gerencia de Programación de Luz y Fuerza del Centro** por ser parte de mi formación profesional, muy en especial al **Ing. Guillermo Ibarguengoitia R.** por sus consejos y satisfactorias aportaciones en este trabajo de tesis, al **Ing. Carlos Crowley P.** por el ejemplo de una gran firmeza, seguridad y por el gran apoyo que me ha brindado, al **Ing. Edgar Belmonte G.**, al **Ing. Fernando Flores G.**, a la **Ing. Verónica Torres J.**, al **Ing. Fernando Hernández C.**, al **Ing. Martiniano Farfán**, al **Ing. Sergio Ávila**, de la Sección de Estudios Eléctricos por el buen equipo de trabajo que hemos conformado y por sus mejores deseos para la culminación de este trabajo de tesis y al **Ing. Martín Castillo** por sus valiosos comentarios.*

Dedicatorias

A Dios por permitirme lograr objetivos, por brindarme su amor y lo mejor de esta vida. A Ustedes.

A mis padres Ma. de Jesús y Marcial por estar al pendiente siempre de sus cuatro hijas, por el apoyo en mis estudios y por guiarme por el buen camino.

A mis hermanas Pili, Mari y Queta por el cariño, respeto y confianza que siempre nos hemos tenido.

A mi tío Memo Galicia por su confianza, consejos y gran apoyo.

A mi primo Juan Carlos Galicia por la confianza que nos tenemos y por ser mi amigo.

A Toño por creer en mi hoy y siempre. A Cristhian por sus buenos consejos.

A mis amigos Hector Valdovinos, Juan Carlos, Carlos Moreno, Jose Luis, Joseph, Rocío, Martín G., Jorge Salgado, Fredy, Flavio, Beto, Marquito y Bety, Javier Aguillón, Carlos Ramírez, Carlos Becerril, Barush, Alfonso B., Laura I., Carlos Gallardo, Hector Hernández, Memo H., Gabriel Romero, José del Carmen, Jimmy, Gabriel López, Fabis, Lauris, Libra, Gaby García, Vero, Martín, Arturo, Edgar, Fer Raúl, Lud, David, José Acosta, Miguel J., por las diferentes experiencias que hemos compartido, por echarme porras siempre y por su amistad.

Va por todos Ustedes.

CONTENIDO

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
1. CAPÍTULO 1: Introducción	
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ESTADO DEL ARTE	1
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS	8
1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS	8
1.5 APORTACIONES DE LA TESIS	9
1.6 CONTENIDO GLOBAL DE LA TESIS	9
2. CAPÍTULO 2: Generación Distribuida	
2.1 INTRODUCCIÓN	11
2.2 LA PLANEACIÓN EN LA NUEVA INDUSTRIA	13
2.2.1 ESQUEMA TRADICIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	14
2.2.1.1 CRECIMIENTO DEL SISTEMA EN EL ESQUEMA TRADICIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	15
2.2.2 ESQUEMA MODERNO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	17
2.2.2.1 CRECIMIENTO DEL SISTEMA EN EL MODERNO ESQUEMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	19
	i

2.3	BENEFICIOS	20
2.4	EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	22
2.5	EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE LA TRANSMISIÓN	23
2.6	EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS NIVELES DE FALLA	24
2.7	INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	25
2.8	MARCOS REGULATORIOS	26
2.9	SEGURIDAD	27
2.10	CONFIABILIDAD	28
2.11	BARRERAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	29

3. CAPÍTULO 3: Identificación de nodos débiles

3.1	INTRODUCCIÓN	30
3.2	DESCOMPOSICIÓN DEL VALOR SINGULAR (DVS)	30
3.3	LA DESCOMPOSICIÓN DEL VALOR SINGULAR APLICADA A LA MATRIZ DE FLUJOS DE POTENCIA	31

4. CAPÍTULO 4: Comportamiento del Sistema de Potencia con la Generación Distribuida

4.1	INTRODUCCIÓN	36
4.2	ANTECEDENTES	36
4.3	CONSIDERACIONES PARA EL CASO BASE	38

4.4	COMPORTAMIENTO DEL CASO BASE E IMPACTO DEL SISTEMA EN LA RED DE TRANSMISIÓN, VOLTAJES Y NIVELES DE FALLA, ANTE LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	41
-----	---	----

5. CAPÍTULO 5: Conclusiones, Contribuciones y Recomendaciones

5.1	CONCLUSIONES	60
5.2	CONTRIBUCIONES	61
5.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	62

REFERENCIAS

REFERENCIAS	64
-------------	----

APÉNDICE A: Base de Datos del Sistema de Potencia

A1	DATOS DEL SISTEMA CENTRAL	69
A2	EQUIVALENTES DE SECUENCIA (+) Y (0)	75
A3	NOMENCLATURA DEL SISTEMA CENTRAL A SIMULAR	77

APÉNDICE B: Paquetes Computacionales

B1	INTRODUCCIÓN	81
B1.1	PAQUETE SVDM.F	81
B1.1.1	LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO	81
B1.1.2	ALGORITMO COMPUTACIONAL	83
B1.1.3	ALGORITMO PARA OBTENER EL MÍNIMO VALOR SINGULAR DEL JACOBIANO REDUCIDO	83
B1.1.4	PARTICIPACIONES NODALES	86

B1.2	PAQUETE CYME	87
B1.2.1	LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO PARA EL ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA	87
B1.2.1.1	EL MÉTODO DESACOPLADO DE FLUJOS DE POTENCIA	89
B1.2.2	LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS	93

APÉNDICE C: Tecnologías de Generación Distribuida

C1.	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	95
C1.1	MICROTURBINAS	95
C1.2	CELDA DE COMBUSTIBLE	98
C1.3	TURBINAS DE VIENTO	100
C1.4	CELDA SOLARES	104
C1.5	UNIDADES DIESEL	108
C1.6	TURBINAS DE GAS PEQUEÑAS	110
C1.7	OTRAS TECNOLOGÍAS (LA COGENERACIÓN O POTENCIA Y CALOR COMBINADOS CHP, LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, POTENCIA HÍBRIDA Y BIOMASA)	117

RESUMEN

El continuo crecimiento de la demanda en los Sistemas Eléctricos de Potencia, requiere continuidad y eficiencia de servicio en el área de la planificación y de la operación, surgiendo la necesidad de introducir nuevas tecnologías y medidas de seguridad, que satisfagan las necesidades de los Sistemas Eléctricos.

El Sistema de Potencia de Luz y Fuerza del Centro satisface su demanda con su escasa generación interna y recibiendo energía generada desde lugares lejanos a través de líneas largas de transmisión. Ante la creciente demanda del Sistema Central sin el correspondiente incremento de generación se propone una solución alternativa en este trabajo de tesis, la cual consiste en una tecnología llamada Generación Distribuida (generación de menor escala), aprovechando su ubicación en la cercanía de la carga sin tener que hacer uso de la red de transmisión, disminuyendo pérdidas eléctricas y su rápida incorporación en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

En este trabajo, se utilizan diversos programas computacionales, siendo uno de ellos, el que calcula en forma rápida y eficiente el Mínimo Valor Singular σ_n del Jacobiano reducido J_R a partir de la formulación de flujos de potencia. Este programa arroja un archivo de resultados que incluye los factores de participación nodales, llamados nodos débiles, nodos en los cuales se propone incorporar generación distribuida.

Con la técnica propuesta se realizan simulaciones para el sistema eléctrico de potencia, proponiendo generación de menor escala de acuerdo a los nodos débiles encontrados, se ubica generación en las subestaciones eléctricas en las cuales se tiene la factibilidad física, presentando el impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia simulado, mediante las herramientas de flujos de carga y análisis de fallas.

ABSTRACT

The increasing demand of energy from the current Electrical Power Systems requires continuity and efficiency in the service (from the planning and operation department), arising the need of introducing new technologies and security measures in order to satisfy the new requirements.

The Power System of Luz y Fuerza del Centro satisfies its demand with a short internal generation and receiving energy generated from faraway places through long transmission lines. In view of the continuous growing in demand of the Central Power System without the corresponding generation increment, an alternative solution is proposed in this thesis work, a technology called Distributed Generation (Low Scale Generation), taking advantage of its proximity to the load without the use of transmission lines, reducing technical losses and its fast incorporation into the Electrical Power Systems.

In this work a software is used to calculate in a fast and efficient way the Minimum Singular Value σ_n for the Reduced Jacobian J_R starting from the establishment of power flow basis. These programs generate a results file with the nodal contribution factors, also called weak nodes, where Distributed Generation is intended to be introduced.

With this technique exposed, simulations can be done for Power Systems in order to identify possible weak nodes where small generation could be proposed according to electrical substations feasibility, introducing the impact of distributed generation in electrical power systems using the load flow and fault analysis techniques.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1	Compensación capacitiva programada para el año 2003 y 2004 no considerada para el Caso Base.	40
Tabla 4.2	Comportamiento del Sistema de la Transmisión al Sistema Central, para el Caso Base.	41
Tabla 4.3	Archivo de resultados PART.SAL.	43
Tabla 4.4	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 23 KV.	47
Tabla 4.5	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 85 KV.	48
Tabla 4.6	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 230 KV.	48
Tabla 4.7	Subestaciones Eléctricas con factibilidad física para ubicación de generación Distribuida.	49
Tabla 4.8	Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Final.	49
Tabla 4.9	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 23 KV.	52
Tabla 4.10	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 85 KV.	53
Tabla 4.11	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 230 KV.	53
Tabla 4.12	Operando únicamente los generadores dispersos.	56
Tabla 4.13	Capacidades máximas en KA para los niveles de tensión de 23 KV, 85 KV, 230 KV y 400 KV.	57
Tabla 4.14	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 230 KV que están por arriba del valor permitido.	57

Tabla 4.15	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 23 KV que están por arriba del valor permitido.	58
Tabla 4.16	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 230 KV que están por arriba del valor permitido.	59
Tabla 4.17	Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, en 230 KV y 400 KV, cercanas a las Subestaciones Eléctricas con GD.	59
Tabla A1.1	Datos de Carga.	70
Tabla A1.2	Datos de Unidades Generadoras.	71
Tabla A1.3	Parámetros de las Líneas de Transmisión.	71
Tabla A1.4	Datos de Transformadores.	73
Tabla A1.5	Datos de CEV's.	73
Tabla A1.6	Datos de Capacitores en Derivación.	74
Tabla A2.1	Equivalentes de Secuencia (+) y (0), en las S.E.'s con factibilidad de ubicación de generación distribuida.	75
Tabla A2.2	Parámetros de los Generadores Dispersos.	76
Tabla A2.3	Parámetros del Transformador que interconecta el Generador Disperso y el Sistema.	76
Tabla A3.1	Nomenclatura de los Buses del Sistema Central.	77
Tabla C1.1	Sistemas de generación de energía eléctrica con biomasa.	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Esquema tradicional de la Industria Eléctrica.	14
Figura 2.2	Eficiencia vs. Potencia del generador para distintas tecnologías.	18
Figura 2.3	Esquema Propuesto de la Industria Eléctrica.	19
Figura 2.4	Variación de voltaje en un alimentador radial.	23
Figura 4.1	Localización del Sistema Central.	36
Figura 4.2	Sistema de la Transmisión hacia el Sistema Central, las principales inyecciones de Generación del Occidental y Oriental, así como los puntos de Generación existentes del Sistema Central.	39
Figura 4.3	Sistema Central 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV.	39
Figura 4.4	Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Base.	42
Figura 4.5	Nodos Débiles de acuerdo al archivo de resultados PART.SAL	44
Figura 4.6	Ubicación de la Generación Distribuida en las Subestaciones para las cuales si existe factibilidad de espacio.	45
Figura 4.7	Escenario 1. Únicamente con la contribución del sistema eléctrico.	46
Figura 4.8	Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Final.	50
Figura 4.9	Escenario 2. Conectando la generación distribuida al sistema eléctrico.	51
Figura 4.10	Comportamiento del voltaje en los nodos de 400 KV , Caso Base vs. Caso Final.	53

Figura 4.11	Comportamiento del voltaje en los nodos de 230 KV , Caso Base vs. Caso Final.	54
Figura 4.12	Comportamiento del voltaje en los nodos de 85 KV , Caso Base vs. Caso Final.	54
Figura 4.13	Comportamiento del voltaje en los nodos de 23 KV , Caso Base vs. Caso Final.	55
Figura 4.14	Escenario 3. Cuando operan aislados los generadores distribuidos o dispersos.	55
Figura A1.1	Diagrama Unifilar del Sistema de Potencia Simulado (AREA OCCIDENTAL, SISTEMA CENTRAL Y AREA ORIENTAL).	74
Figura B1.1	Diagrama de flujo para obtener el Jacobiano reducido J_R , así como la determinación del mínimo valor singular y sus eigenvectores correspondientes.	85
Figura B1.2	Diagrama de flujo para determinar los factores de participación nodal.	86
Figura B1.3	Diagrama de flujo para el análisis de flujos de Potencia con el programa CYME PSAF.	88
Figura C1.1	Actuales conceptos de turbinas de viento.	102
Figura C1.2	El efecto fotovoltaico en una celda solar.	105
Figura C1.3	Elementos de un Sistema PV.	107
Figura C1.4	Unidad Diesel.	109
Figura C1.5	Diagrama esquemático de una turbina de gas de ciclo abierto y un solo eje.	110
Figura C1.6	Diagrama esquemático de una máquina (dos ejes) de turbina libre.	112
Figura C1.7	Dimensiones de las Turbinas de gas pequeñas.	117
Figura C1.8	Definición de Biomasa.	119

CAPÍTULO 1 Introducción

1.1 INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, algunos Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han sufrido problemas atribuibles al aumento continuo de la demanda, sin la correspondiente instalación de generación cercana a los centros de consumo, sin el correspondiente incremento de capacidad de transmisión y transformación. El Sistema se debe planear para satisfacer la demanda del consumidor y para mantenerlo estable en condiciones normales de operación, haciendo uso de las nuevas tecnologías.

Debido a lo anterior, es de vital importancia en el Proceso de la Planeación de la Expansión del Sistema Eléctrico de Potencia, en primera instancia la Planeación del Sistema de Generación y una de las nuevas tecnologías propuestas de la actualidad en este campo es la Generación Distribuida gozando de los beneficios que trae consigo su ubicación casi en el lugar de consumo[2].

1.2 ESTADO DEL ARTE

Para el término “Generación Distribuida”, no existe aún definición comúnmente aceptada, la propia denominación difiere según la fuente documental. En ocasiones se utiliza el término Generación Dispersa, Generación Distribuida o aunque más raramente, el de generación “en-sitio”[3], básicamente se dividen en turbinas de viento, microturbinas, celdas de combustible, celdas solares, turbinas de gas pequeñas, entre otras.

Una definición muy conocida es la del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers): “Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de tal forma que se

puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos”[3].

Cooperative Research Network (CRN) and The National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) también están participando en estudios de Generación Distribuida, El Instituto de Propulsión de Células de Combustible, El grupo de Utilidad de Viento, El grupo de utilidad fotovoltaico, El grupo de interés de biomasa, la Asociación Unida de Comercialización de Bioenergía, entre otras.

Texas y Nueva York, han dirigido su atención a la Generación Distribuida. La Comisión de Servicio Público de Nueva York (PSC) recientemente estableció normas para las aplicaciones residenciales y comerciales como medios de la GD con una capacidad de 1 a 300 kVA que operan en paralelo con los medios de la distribución radiales de una compañía[3].

La Comisión de Utilidad Pública de Texas (PUC) estableció normas para la interconexión de generación distribuida concerniente a Texas. Las reglas de Texas definieron la generación distribuida como " la generación en-sitio" localizada en el punto de entrega de un cliente de 10 MW o menos y conectada a un voltaje de 60 kV o menos y vio la interconexión y la operación en paralelo de la Generación Distribuida. Texas y Nueva York establecieron requisitos de la interconexión uniformes, un contrato normal y el proceso de la aplicación normal para la interconexión, han respondido en el sentido del riesgo, exigiendo a cualquier generador distribuido ser desconectado automáticamente o aislarlo del sistema casi inmediatamente al ocurrir una falla.

A través del Departamento de Energía (D O E) de los Estado Unidos. D O E ya ha hecho una inversión sustancial en investigación y desarrollo en varias tecnologías distribuidas, como turbinas de gas industriales, microturbinas, potencia y calor combinados, células de combustible, sistemas híbridos célula de combustible / turbina de gas, sistemas fotovoltaicos, energía del viento, baterías y superconductores de almacenamiento de energía magnético[3].

Otro grupo activamente involucrado que esta observando los problemas de la Generación Distribuida, es el IEEE que está comprometido a llevar un proceso desarrollando normas técnicas uniformes de la interconexión para los medios de la Generación Distribuida que une a la red eléctrica. La Asociación Nacional de Comisionados de Utilidad Reguladora (NARUC) también

esta involucrada estrechamente con el tema, en el aspecto de las normas técnicas de la interconexión y los problemas de contrato de interconexión normales[3].

Debido a las variaciones en regulaciones gubernamentales, las definiciones son diferentes dependiendo del país del que se trate, por ej. La legislación sueca la considera generación pequeña con una capacidad de generación máxima de 1 a 1500 kW. En el mercado de potencia Ingles y en Gales, las unidades de generación con capacidad de menos de 100 MW son consideradas como generación distribuida. En Nueva Zelanda, consideran generación distribuida de 1 a 5 MW. No hay alguna definición especial de GD en los mercados de electricidad Californianos y Noruegos [4].

La Generación Distribuida entendida como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas, ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados. El nombre de Central, proviene del hecho de que la generación eléctrica estaba situada en el centro geométrico del consumo que “crecía” a su alrededor.

El nivel de penetración de la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos es ya muy elevada en algunos países, Dinamarca y Holanda, alcanzan el 40% en términos de potencia instalada. Un reciente estudio de EPRI (Electrical Power Research Institute) indica que de la nueva generación que se instalará hasta el año 2010 en E.E.U.U., el 25% de toda su generación será generación distribuida, y según un informe de la Fundación de Gas Natural será mayor (30% de generación distribuida)[8].

En una serie de entrevistas realizadas a 14 compañías eléctricas en EEUU, el 40% mostraron preocupación por el riesgo de que, sin un sistema de protecciones adecuado, algún grupo de la Generación Distribuida podría energizar inadvertidamente una zona en la que se estuviese trabajando[8].

De los problemas importantes acerca de las aplicaciones en los E.E.U.U, son la eficacia de energía, la economía, la confiabilidad, el aspecto medioambiental y los conflictos de la interconexión[10]. Se han dirigido programas de investigación durante años en energía de las

tecnologías de conversión eficaces. La generación fotovoltaica ha ganado fuerte popularidad a raíz de la crisis de energía en California, muchas personas pensando medioambientalmente han instalado sistemas fotovoltaicos en sus tejados en los últimos años, aunque los altos costos que estas implican continuarán impidiendo su aceptación.

La dirección de los sistemas de generación distribuida dependerán de la naturaleza de la aplicación, de la dispersión de las fuentes de la generación y del tipo de generación en uso. Además de si son despachables o no despachables. Unidades despachables son: turbinas de gas, células de combustible, microturbinas, pueden controlarse por una estación central y generar según las necesidades de los sistemas de potencia. No despachables, son las tecnologías que generan como una función de disponibilidad intermitente de fuente de energía y no pueden ser despachadas por una estación o mando central: energía solar, energía del viento[11].

La primera turbina de gas comercial fue producida por Brown Boveri en 1921. La generación de energía eléctrica es uno de los campos en el que la turbina de gas ha ganado una muy buena aceptación. Muchas de las turbinas de gas para generación de energía eléctrica instaladas para servicios públicos suministran potencia cuando la demanda es máxima en lugares alejados de la estación de carga básica. El pequeño requerimiento de espacio, el bajo nivel de ruido, hace muy atractiva esta máquina para demandas máximas de servicio[14]. Las turbinas de gas compiten con las máquinas reciprocantes altamente eficientes de diesel o gas.

Se ha desarrollado potencia de viento en los Países bajos(Holanda) durante la pasada década, durante la primera mitad de los noventa la energía de viento en los países bajos creció significativamente, un número de turbinas y proyectos se instalaron. El más grande parque de viento en operación en los países bajos es el parque de viento Eemshaven con una potencia instalada de 34 MW[18].

La generación de potencia de viento está experimentando un gran desarrollo en España. La capacidad de generación instalada de potencia de viento a finales del 2000 fue de alrededor de 3500 MW. Se tienen planes bajo estudio de que en 5 años la capacidad instalada será de alrededor de 7500 MW. La conexión de tal generación para un sistema de potencia puede afectar

significativamente el control de frecuencia y voltaje debido a la naturaleza no despachable de esta fuente de energía. Compañías eléctricas en España[19], están estudiando varias combinaciones enfocadas a la regulación de carga-frecuencia de potencia de generación de viento: (1) control de carga de turbinas de viento por cambio de ángulo, (2) control de carga de parques de viento usando sistemas de almacenamiento de energía y (3) pronóstico exacto de potencia de generación de viento para reducir las exigencias de la magnitud de regulación.

Actualmente, la capacidad de potencia de viento instalada en el occidente de Dinamarca es de 2075 MW. Cuando se incluye la potencia de viento, la capacidad total en el área es de 6736 MW[20].

Los sistemas fotovoltaicos han ganado popularidad. Las conversiones de energía solar a energía eléctrica han sido técnicamente posibles desde finales de 1930's, la dificultad principal es el costo de estos sistemas fotovoltaicos, adicionalmente el rendimiento de potencia es directamente proporcional al área de la superficie, su eficiencia es relativamente baja de 6-20%, de las aplicaciones típicas son para situarse en azoteas o en sistemas remotos que no pueden conectarse a la red y cuando se conectan a la red, la conexión normalmente se hace a través de un inversor y la red acepta toda la potencia del sistema fotovoltaico.

Se está desarrollando un mercado significativo en Japón, Europa y EE.UU. en el campo de las celdas solares. Japón tiene desde el 2000, 400 MW instalados de celdas solares y se tendrán instalados 4600 MW para el 2010. En Europa varios países están apoyando la construcción de casas solares, con el parlamento europeo. En los EE.UU. se han anunciado programas de Tejados solares[28].

En México, la actual Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) abre las puertas al concepto de generación distribuida con la introducción de las figuras de autogenerador y pequeño productor. Con las modificaciones de diciembre de 1992, aun cuando el servicio público de electricidad continúa reservado para CFE, el cambio principal fue la exclusión de la definición de servicio público la generación eléctrica para: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente para venta a CFE y exportación derivada de las anteriores. El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de permisionarios, o porteo también está autorizado por la ley[25]. *De pequeña producción de energía eléctrica, la capacidad total del proyecto en un área determinada no podrá exceder de 30 MW.*

Por ejemplo, la venta eoloeléctrica ubicada en Oaxaca, fue la primera central eólica integrada a la red eléctrica en México y también fue la primera en su tipo en América Latina, entrando en operación en 1994. Basada en transformar la energía del viento en energía eléctrica, usa aerogeneradores que consisten en una torre tubular cónica de 31.5 m. de altura, sobre la cual están montadas en su extremo superior tres aspas o alabes con un diámetro de giro de 27 m. Y cuyo diseño permite aprovechar la energía del viento, en los rangos de 5 a 25 metros por segundo. Estas aspas o alabes, están conectadas a un rotor que lleva acoplado el generador eléctrico, obteniendo así la transformación a energía eléctrica, además los aerogeneradores cuentan con un sistema de control automático que permite variar la orientación del aerogenerador con la finalidad de aprovechar en forma óptima los vientos en la velocidad y dirección en que se presenten. La central cuenta con 7 unidades (aerogeneradores) de 225 kW cada una, con una capacidad total de 1575 kW y la separación entre una y otra unidad es de 60 metros. La energía generada se envía a través de una subestación eléctrica que consta de tres transformadores elevadores de potencial de 480 V a 13800 V, dos de ellos con capacidad de 500 KVA y el tercero con capacidad de 750 KVA, cuenta con un restaurador para protección y cuchillas seccionadoras después de cada transformador y antes de la conexión a la línea de 13.8 KV[29].

En el aspecto de la electrificación rural en México ya se han instalado pequeños sistemas fotovoltaicos aislados, baterías tipo automotriz, controladores electrónicos de carga y lámparas eficientes, etc., estos sistemas se instalan en comunidades remotas en el consumo de las casas. Se han instalado también plantas híbridas fotovoltaico/eólicas que alimentan un banco de baterías, con o sin respaldo de diesel, o pequeñas centrales hidroeléctricas, que suministran el servicio eléctrico a comunidades rurales a través de una red local de distribución[15].

La biomasa, sustancia orgánica renovable de origen animal o vegetal, era la fuente energética más importante para la actividad manufacturera hasta el inicio de la revolución industrial. Con el uso masivo de combustibles fósiles el aprovechamiento energético de la biomasa fue disminuyendo progresivamente y en la actualidad presenta en el mundo un reparto muy desigual como fuente de energía primaria. Mientras que en los países desarrollados, es la energía renovable mas extendida y que más se está potenciando[31].

Entre 1997 y 1999 la generación dispersa fue investigada por grupos de trabajo como el CIGRE (The International Conference on Large High Voltage Electric Systems) y el CIRED (The International Conference on Electricity Distribution Networks). Ambos comentan también que no hay una definición universal. En algunos países una estricta definición de generación distribuida es hecha basada en la capacidad de la planta o en el nivel de voltaje al cual la generación distribuida es conectada, pero que normalmente es conectada a los sistemas de distribución[32].

EL CIGRE, lista algunas razones del interés por la generación distribuida, pero con énfasis adicional en consideraciones comerciales, tales como:

- Disponibilidad de plantas de generación modulares.
- Facilidad de encontrar sitios para los pequeños generadores.
- Tiempos de construcción cortos y bajos costos de capital de plantas pequeñas.
- La generación puede ser situada al cierre de la carga, la cual puede reducir los costos de transmisión.

EL CIRED, le pregunto a representantes de 17 países que los ha influenciado a manejar la política encaminada hacia la generación distribuida, , de lo que las respuestas concluyeron en:

- Reducción de emisiones gaseosas(principalmente CO₂).
- Uso racional de energía
- Desregulación o políticas competitivas.
- Diversificación de fuentes de energía.
- Requisitos de energía nacionales.

Existe una variedad de recursos energéticos en forma natural que localmente pueden utilizarse para generar electricidad: el viento, el sol, las pequeñas corrientes y caídas de agua, los desechos agrícolas y pecuarios y los desechos urbanos tanto sólidos como líquidos, entre otros. Así la capacidad instalada para generar electricidad utilizando estos recursos es ya importante en varios países y sigue creciendo, dadas las ventajas económicas y ambientales que estas presentan.

La generación eléctrica dispersa elimina las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución; omite la necesidad de fuertes inversiones para la construcción de extensas redes de

distribución; elimina los impactos ambientales asociados con la extensión de esas redes. Al mismo tiempo, ofrece una vía para la participación de capital privado en la construcción de la infraestructura eléctrica de un país a tono con las capacidades económicas locales y las necesidades reales de electricidad; sin embargo, en este sentido el esquema de generación dispersa se orienta más hacia potenciar el capital local para resolver el problema de suministro eléctrico como instrumento de desarrollo social y económico local, que como un instrumento de negocios en sí mismo.

A la vez, el esquema disperso plantea un número importante de retos y oportunidades para la innovación.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Aportar información sobre los problemas técnicos (voltajes y niveles de falla) que implica la incorporación de la llamada Generación Distribuida en la Planeación de los Sistemas de Potencia para emitir una opinión calificada respecto a las ventajas que se tendrían con esta modalidad.

Ubicar generación de menor escala en el nivel de distribución e incrementar la capacidad de generación del Sistema Central de Luz y Fuerza.

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

En los Sistemas Eléctricos que tienen déficit de generación como es el Sistema Central de Luz y Fuerza, ante una creciente demanda sin el correspondiente incremento de generación, una opción es incorporar Generación de menor escala en forma distribuida, esto significa trabajar en un campo donde existe poca experiencia y poca información sobre su impacto en las redes eléctricas planeadas en forma convencional, por esta razón, es necesario aplicar las técnicas de solución de problemas convencionales en una planeación vertical, a la Planeación de los Sistemas con Generación Distribuida.

1.5 APORTACIONES DE LA TESIS

- Se ha ubicado generación de menor escala en el nivel de distribución en un Sistema de Potencia Real (Sistema Central). Se toma en cuenta el espacio físico que existe en las Subestaciones Eléctricas del Sistema Central definiendo en forma correcta el mejor punto de ubicación de la generación.
- Se ha sugerido la ubicación de 570 MW de generación distribuida en el Sistema Central, siendo este un sistema caracterizado principalmente por su déficit de generación y por tener un continuo crecimiento en su demanda, obteniendo además una mejora de voltajes en todos los niveles de tensión y bajo impacto en los niveles de falla.

1.6 CONTENIDO GLOBAL DE LA TESIS

En el Capítulo 1 se expone la introducción acerca del concepto de la Generación Distribuida, presentando el estado del arte en que se encuentra esta nueva modalidad de energía eléctrica, también se muestra el Objetivo de la tesis, la Justificación, así como las aportaciones obtenidas en el desarrollo del presente estudio.

El Capítulo 2 muestra el Esquema Tradicional de la Industria Eléctrica y el Esquema Propuesto en este trabajo para la Industria Eléctrica; se enuncian los conceptos relacionados con la red de la transmisión y los beneficios que trae consigo la generación distribuida. Adicionalmente se exponen algunos conceptos relacionados con la interconexión de esta generación.

Respecto del Capítulo 3 se menciona la técnica a utilizar para la ubicación de la Generación Distribuida en un Sistema de Potencia Real y en forma específica aplicada a la red eléctrica de Luz y Fuerza de Centro para observar el Impacto que se tendrá con este nuevo esquema de instalación de generación en la Planeación de los Sistemas de Potencia.

En relación al Capítulo 4 se muestra la aplicación de los paquetes computacionales utilizados como son el svdm.f para la obtención de los factores de participación nodales (nodos débiles) y los flujos de potencia, el paquete Cyme PSAF para la obtención de los niveles de falla

y flujos de potencia, para la red eléctrica del Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro para la incorporación de generación distribuida. Una vez identificados los nodos más débiles se lleva a cabo la incorporación de generación de menor escala en estos buses o nodos presentando dos Casos; en primera instancia el Caso Base sin la incorporación de generación distribuida y el Caso Final con la incorporación de generación distribuida únicamente en los nodos o Subestaciones para las cuales si es factible la ubicación de Generación de menor escala.

De esta manera se abordan los Problemas de la Generación Distribuida en el esquema propuesto para la Industria Eléctrica, como es el impacto en la red de transmisión, el efecto en los niveles de falla; así como tan importante en esta área eléctrica bajo estudio el comportamiento de voltajes de los niveles de tensión.

Finalmente en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones más relevantes con respecto al Impacto obtenido con el esquema propuesto para la Generación Distribuida en la Planeación de los Sistemas de Potencia; también se enuncian las contribuciones realizadas en el campo de la Generación Distribuida para el Sistema Central y se hacen recomendaciones para el desarrollo de trabajos futuros.

En el Apéndice A se describen los parámetros y la nomenclatura del Sistema de Potencia Real empleado en este trabajo, siendo este el Sistema Central, considerando la demanda esperada para el año 2004 de acuerdo al estudio de Historia y Estimación de la Demanda Eléctrica 2002-2011 y el Programa de Proyectos de Obras de la Gerencia de Programación del Departamento de Planeación de Luz y Fuerza del Centro.

En el Apéndice B se indica la forma de ejecutar los programas, la descripción básica de los archivos de datos; asimismo muestran los diagramas de flujo correspondientes a los paquetes computacionales ya existentes y utilizados en este trabajo de tesis. Además se incluye literatura referente al Análisis de Flujos de Potencia.

En el Apéndice C se describen las tecnologías existentes dentro de la literatura y se selecciona una de ellas para su estudio.

CAPÍTULO 2

Generación Distribuida

2.1 INTRODUCCIÓN

Desde el surgimiento de las grandes empresas eléctricas, los usuarios de la electricidad se fueron alejando poco a poco de la fuente de generación, tanto en el sentido real como en el figurado. Las pequeñas máquinas generadoras, que producían electricidad en las fábricas o en las casas, fueron rápidamente sustituidas por conexiones con las redes de distribución eléctrica provenientes de centrales generadoras cada vez más grandes y más lejanas. La economía y otros requerimientos operativos del proceso de generación eléctrica obligaron a las empresas a emplazar sus centrales de generación en sitios alejados de los centros de consumo, por ejemplo, sitios con mejor potencial de aprovechamiento hidroeléctrico, o aquellos con mejor disponibilidad de agua para el enfriamiento de las plantas termoeléctricas[2]. Con ello, el consumidor de la electricidad fue perdiendo la noción del complejo proceso detrás del servicio que recibe.

En el esquema de generación distribuida, los puntos de generación y de consumo se acercan nuevamente.

La Generación Distribuida (GD), Generación Dispersa o aunque más raramente, Generación en-sitio, es generación eléctrica localizada cerca de su punto de uso. Se refiere al uso estratégico de pequeñas unidades modulares de generación eléctrica, instaladas dentro de las áreas de servicio de una empresa eléctrica, que pueden estar aisladas para proporcionar un servicio específico, o interconectadas a las redes de distribución o subtransmisión de electricidad, para reducir el costo del servicio y mejorar la calidad de la energía entregada.

Existen otras definiciones de Generación Distribuida [3], entre las que destacan las siguientes:

- Cualquier generación interconectada con los medios de la distribución.
- Generadores instalados por alguna compañía a una subestación específica para apoyo de voltaje o con otros propósitos de suministro.

- Cualquier generación a instalarse en un sitio específico con menos de cierta cantidad de kW ó MW de capacidad. En donde esta capacidad varía de entre 10 kW a 50 MW.
- Los medios localizados cerca de un centro de carga.
- La definición del IEEE, indica lo siguiente: “ la generación de electricidad por medios suficientemente más pequeños que las plantas generadoras convencionales las cuales permiten la interconexión a casi cualquier punto en un sistema eléctrico de potencia. Un subconjunto de recursos distribuidos.”

El esquema de generación distribuida puede darse en dos modalidades siendo estos los siguientes: con sistemas interconectados a la red eléctrica, donde ésta se encuentra ya disponible o mediante sistemas aislados[7].

Los esfuerzos que realizan las compañías eléctricas en México, para llevar el servicio hasta donde se requiere resultan cada vez mayores, se encuentra cada vez más difícil conseguir los derechos de vía para extender las líneas, el poco espacio que está a su alcance prefieren utilizarlo para mantener la infraestructura con que cuentan y ampliar en lo posible su capacidad de generación de electricidad ante una demanda urbana e industrial que crece día con día[15].

Frente a esta situación se plantea el camino que marca un nuevo rumbo en el esquema de abastecimiento eléctrico relacionado con la pequeña generación eléctrica y que es llamada “La Generación Distribuida”[7].

Dentro de las nuevas tecnologías de generación distribuida que pueden conectarse a la red eléctrica o pueden operarse independientemente se pueden mencionar a las celdas solares, las microturbinas, las turbinas de viento, los generadores diesel , las turbinas de gas pequeñas y las celdas de combustible. Normalmente se unen al sistema eléctrico en el nivel de tensión de distribución además de que tendrán una fuente de energía ininterrumpible. La Generación Distribuida (GD) enfrenta muchas barreras, entre los que se pueden mencionar los procesos reguladores que pueden aumentar el costo de los proyectos de la GD.

La Generación localizada cerca del centro de carga puede reducir las pérdidas de energía eléctrica, permitiendo utilidades en las subestaciones eléctricas, en la red eléctrica de transmisión

y en la de distribución. Las microturbinas, las turbinas de gas y los generadores de combustión interna pueden proporcionar soporte de voltaje; así como reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva. Los problemas que conforman la aplicación de la generación distribuida, se ubican en lo técnico, en lo económico, así como en aspectos financieros, sociales y ambientales[3].

Con la finalidad de que el esquema de Generación Distribuida logre establecerse, la estructura tradicional del sector eléctrico debe evolucionar. Esto habrá de requerir nuevas formas jurídicas, reglamentarias, administrativas y operativas. Un cambio en esa dirección no será fácil, tomando en cuenta el origen histórico y los más de cien años de tradición del esquema centralizado.

Al menos en teoría existen razones que pueden motivar al usuario a adoptar el esquema de generación distribuida, entre los que se pueden destacar: su conciencia ambiental, el espíritu innovador. El costo de la elección puede ser más elevado que el tradicional, pero el individuo no decide únicamente con base en los costos, sino también en relación con los beneficios, tangibles e intangibles, que pueden derivarse de la elección.

De manera primordial, existe el reto de probar la aceptabilidad social de esta nueva opción de generación[7].

2.2 LA PLANEACIÓN EN LA NUEVA INDUSTRIA

La industria eléctrica comenzó su historia utilizando generación distribuida (GD), es decir, generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda. Con el creciente aumento de la demanda de electricidad y debido a las economías de escala involucradas, se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía (ej. carbón, hidroeléctricas). Haciendo el sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda mediante grandes redes de transmisión[2,7,8].

El objetivo primario en la planeación de un sistema de potencia es satisfacer la demanda de electricidad, al menor costo posible, con un nivel aceptable de confiabilidad.

La planeación de los sistemas eléctricos de potencia se han hecho en forma tradicional de acuerdo a los supuestos de que el tamaño y localización de las centrales de generación que entrarán en operación a futuro se conocen con un alto grado de aproximación en función de su fuente primaria de energía y de la reserva rodante requerida, lo que permite que la planeación de la transmisión se pueda hacer subordinada a la generación, pero con un cierto grado de certidumbre.

2.2.1 ESQUEMA TRADICIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

En la actualidad se dispone de un sistema eléctrico cuya conformación es: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella. La producción de electricidad dentro de la industria eléctrica tradicional consiste en un proceso de 4 etapas (Generación, Transmisión, Distribución y Consumo) [7], tal como se muestra en la Figura 2.1.



Figura 2.1 Esquema tradicional de la Industria Eléctrica.

2.2.1.1 CRECIMIENTO DEL SISTEMA EN EL ESQUEMA TRADICIONAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La demanda de electricidad en continuo crecimiento obliga necesariamente a aumentar la generación de energía eléctrica en forma permanente. En el esquema tradicional de la industria eléctrica el crecimiento del sistema implica la instalación de nuevas plantas generadoras en la parte de la Generación, de forma mas o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía en la parte de la transmisión y distribución respectivamente, también en forma continua pero con menor frecuencia.

Cuando se planea, una pregunta natural, es cuanta capacidad de generación se requiere para suministrar la demanda de la carga[33].

Existen varios factores que hacen necesario que se disponga de generación:

- Pronósticos de carga futuros.
- Sistemas con déficit de Generación.
- Salidas de Generación en un sistema (por falla o por mantenimiento).
- Incertidumbre en las fechas de puesta en operación de nuevas unidades generadoras, de subestaciones y de líneas de transmisión.
- Indices de fallas elevados en algunas líneas de transmisión asociadas con el sistema de generación.

La primera fase de la planeación de la generación es determinar un escenario de un cierto número de años, la capacidad adicional que se tiene que incorporar al sistema en función de la demanda estimada. Para determinar esta capacidad adicional se deben tomar en consideración entre otros los siguientes factores:

- Cercanía del centro de carga. Las centrales eléctricas por principio de ubicación se deben localizar tan cerca de los centros de carga como sea posible, de manera que los costos de transmisión y las perdidas sean lo más bajas posibles. Esta cercanía generalmente es relativa y se asocia al tipo de tecnología utilizada para generar y a la fuente primaria de energía, ya que una hidroeléctrica tiene un solo sitio de localización fijo que corresponde

al recurso hidrológico y una nucleoelectrica también tiene una ubicación condicionada por factores de seguridad.

- Suministro de agua. Las centrales de vapor convencionales o los ciclos combinados requieren de ciertas cantidades de agua para su funcionamiento, su localización esta en cierta medida condicionada por este recurso ya que en principio el agua del subsuelo es para uso humano.
- Disponibilidad del combustible. En los casos de centrales termoeléctricas convencionales o de ciclo combinado, el combustible representa un aspecto fundamental en la toma de decisiones. Por ejemplo, en el caso de carboeléctricas la obra de infraestructura para la recepción y manejo del carbón tiene un impacto importante en el costo de la obra y la fluidez en el suministro del carbón lo tiene en los costos de operación, por lo mismo requieren de grandes extensiones de terreno para el manejo de combustible. Si el combustible primario fuera gas entonces lo que determina su disponibilidad para producción eléctrica es la ubicación de los gasoductos y los volúmenes de gas que manejan. A más largo plazo la disponibilidad de gas se asocia a los costos.
- Disponibilidad de terreno e infraestructura. En función del tipo de central de que se trate varía la cantidad de terreno requerido, por ejemplo una turbogas de 50 MW ocupa la mitad de espacio que una diesel de la misma capacidad. También a igual capacidad una carboeléctrica ocupa de 3 a 4 veces el área de una de almacenamiento y desvío de cursos de ríos.

La finalidad de la planeación del sistema de transmisión es establecer con suficiente anticipación las nuevas instalaciones, especialmente líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, que se deben incorporar al sistema eléctrico definiendo: cuando, como y donde, todo esto para permitir la explotación óptima del sistema eléctrico, con el mínimo de restricciones de la transmisión para la operación de las unidades generadoras, con el nivel de confiabilidad deseado, la calidad de servicio requerida y el mínimo costo de inversiones, esto implica una metodología de planeación integrada que permita ver en forma coherente los distintos horizontes

temporales y que requiere el desarrollo cíclico de distintos estudios con diferente carácter, dependiendo del horizonte deseado.

Se debe contar con los datos relacionados con los siguientes aspectos[33,34]:

I. Estimación de la carga probable a un horizonte de tiempo establecido.

- Para el corto plazo se toma un rango entre N+1 a N+4 años.
- Para el mediano plazo entre N+4 a N+10 años.
- Para el largo plazo más de N+10 a N+30 años.

II. Condiciones de carga futura. Tendencias de crecimiento de las cargas por tipo de consumidor (industriales, residenciales, comerciales y de servicio públicos).

III . La localización de las cargas. Esto se refiere a la ubicación de los grandes centros de consumo con relación a la ubicación de la generación y la estructura topológica de la red.

2.2.2 ESQUEMA MODERNO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico acelerado, han hecho que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado. Ante esta situación, surgen condiciones en el sector de la generación, para que su desarrollo pase a ser coordinado por el mercado. A esto se suma un énfasis en promover la competencia en el mercado de generación, en el suministro de grandes consumidores. Es esta nueva situación a la que apuntan todos los procesos de desregulación que se están dando, con mayor o menor velocidad en el mundo.

Por otro lado, si se observa como se comportan las eficiencias de las distintas tecnologías de generación actuales respecto al tamaño de la planta, se ve que para algunos casos[7], como el de las plantas a gas, no se producen cambios importantes en la eficiencia al variar la potencia del generador.

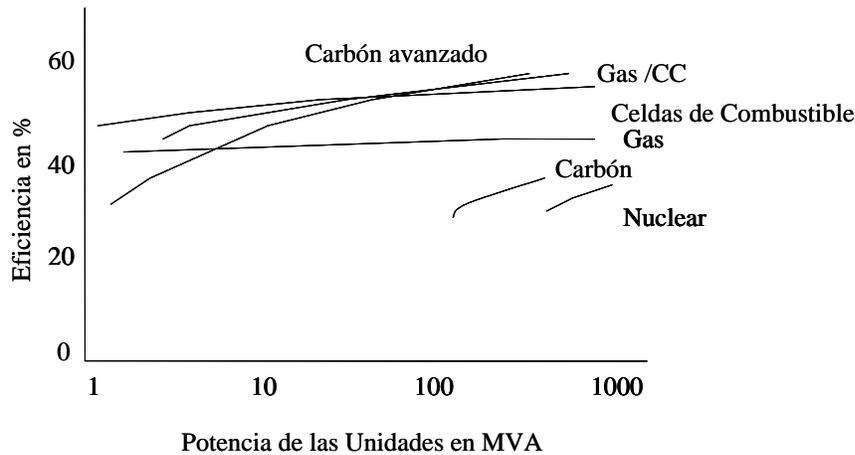


Figura 2.2 Eficiencia vs. Potencia del generador para distintas tecnologías.

Es importante notar, que en el pasado, la situación no era esta, sino que por el contrario las diferencias de eficiencia eran significativas al variar el tamaño de la planta.

La situación ha cambiado respecto del pasado, en la actualidad se disponen de tecnologías que permiten generar utilizando tamaños de plantas relativamente pequeñas respecto de la generación convencional. En el pasado la relación de eficiencia era lo que determinaba, las economías de escala de los generadores.

El tamaño de estos nuevos generadores no necesitan de un sistema de transmisión sino que son adecuados para conectarse directamente a la red de distribución, siendo la energía generada por ellos consumida directamente en el lugar donde es producida. No se debe instalar ninguna red de transmisión, evitando así los correspondientes costos de inversión que dicha instalación implica y las pérdidas de energía que se producirían si la red de transporte se instalara.

En el esquema propuesto de la industria eléctrica[7], la generación no es exclusiva del flujo de potencia unidireccional, como en la Figura 2.1. Como se muestra en un nuevo esquema de la Figura 2.3.

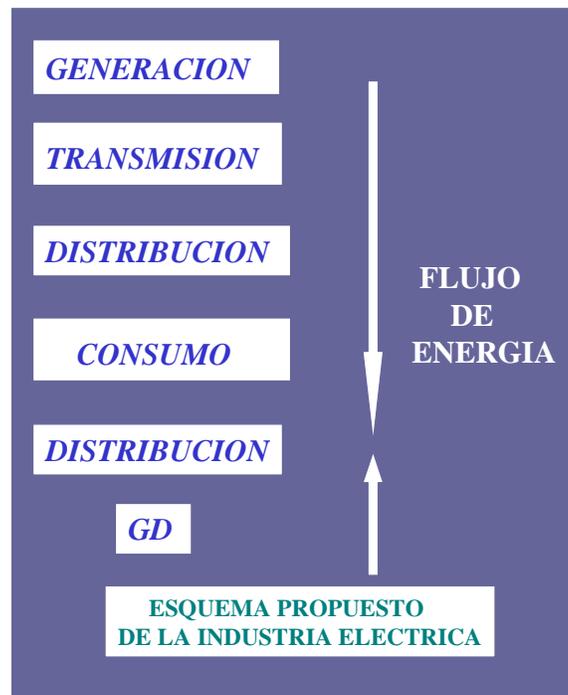


Figura 2.3 Esquema Propuesto de la Industria Eléctrica.

En este nuevo esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante Generación Distribuida (GD).

2.2.2.1 CRECIMIENTO DEL SISTEMA EN EL MODERNO ESQUEMA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Dentro de la nueva concepción de la industria eléctrica, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos formas:

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.
- Instalando GD.

La decisión pasa por resolver un problema técnico-económico.

Una gran central moderna conectada en la red de transmisión siempre será más eficiente que una pequeña central moderna distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes), en una de las magnitudes

clave, la eficiencia, las diferencias pueden no ser muy importantes, incluso si lo que se pretende es potenciar una vieja planta generadora, probablemente los costos asociados sean mayores a si se instala una nueva planta generadora distribuida. Esto se debe a que una de las características de los generadores distribuidos es que se producen en fábrica en forma standard y luego se instalan en sitio, lo que reduce notablemente sus costos[7].

2.3 BENEFICIOS

Debe tenerse en cuenta que la GD puede presentar beneficios adicionales al sistema eléctrico[3]:

- Disponibilidad de plantas de generación modulares[32].
- Facilidad de encontrar sitios para su ubicación.
- Reduciendo pérdidas en las redes de transmisión.
- Reduciendo las pérdidas en las redes de distribución.
- Incrementando la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Cortos tiempos de construcción.
- Proporcionando control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Generando energía limpia utilizando fuentes renovables (GDR-Generación Distribuida Renovable)

Al evaluar una opción de generación distribuida, los costos exactos que se deben tomar en cuenta son aquellos de la planta de GD contra los de la planta generadora convencional mas la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. Por estar cerca de la demanda, la GD no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos asociados con esta. La decisión tomada deberá ser el resultado de un estudio detallado para el caso particular en consideración.

Para las compañías la GD tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el costo en ampliaciones de la infraestructura de distribución. Por otra parte, la GD puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales,

presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantadas por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda[8].

Las plantas frecuentemente son situadas donde cruzan las líneas de transmisión las tuberías de gas, para minimizar el transporte de combustible y el costo de la interconexión. Las plantas se diseñan para que sean situadas cerca del consumidor y puedan responder rápidamente a los picos de demanda. La generación distribuida puede operarse interconectada a la red o fuera de red, dependiendo de la conveniencia de operar con el sistema. De las unidades predominantes por su capacidad de ser arrancadas rápidamente están las diesel, debido a las emisiones de NO_x y SO_x, el número de horas de funcionamiento se debe limitar a menos las 24 horas que tiene el día.

Los generadores distribuidos pueden correr en múltiples combustibles, lo cual permite flexibilidad, dependiendo de la naturaleza del combustible utilizado, los precios de la electricidad variarán, algunas de las tecnologías proporcionarán posibilidades de cogeneración que permitan la recuperación de calor o del agua caliente en el sitio. En pueblos rurales el calor recuperado puede usarse para el agua caliente, para procesos caloríficos, para procesos industriales, entre otros.

Como consecuencia, la GD presenta varias ventajas frente a la generación central convencional.

Microturbinas, turbinas y generadores de artefacto de combustión interna pueden proporcionar apoyo de voltaje y pueden reducir pérdidas de potencia reactiva. Las células de combustible, las microturbinas y las máquinas de combustión interna pueden ganar eficacia aumentada aprovechando el calor desechado[10,11].

De entre la comparación de la GD contra la generación central convencional, esta el que las plantas grandes necesitan una infraestructura significativa, por un lado conseguir el combustible y suministro a la planta, por otro lado el transmitir y distribuir esa potencia una vez que se genera. Se puede hacer la comparación para dos casos. 1) visualizando las nuevas instalaciones y 2) las sumas de capacidades incrementales.

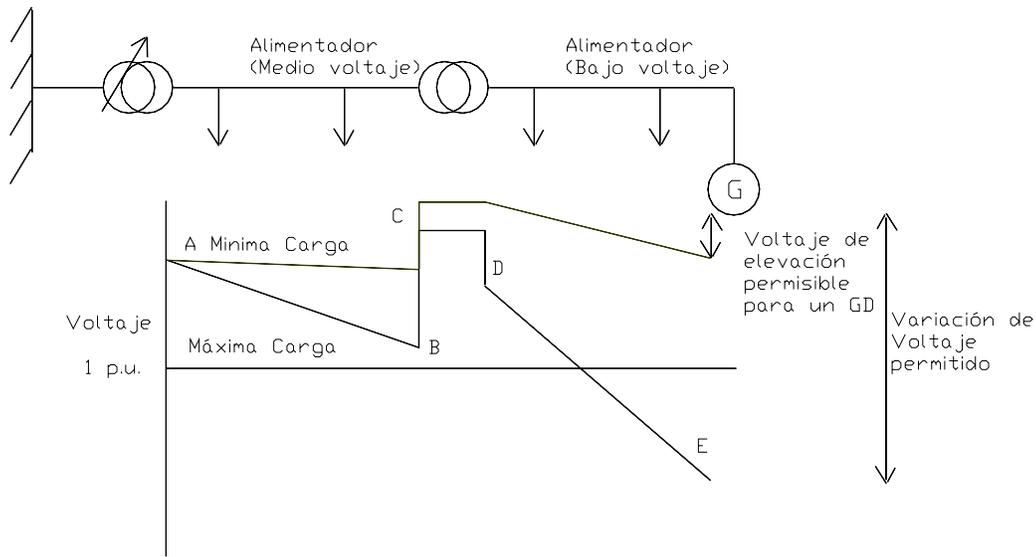
Para las nuevas instalaciones la comparación más directa entre la GD y la generación central está a través de la eficacia. La eficacia de las grandes unidades de generación central están entre un rango de 28-35% que depende de la edad de la planta. Esto significa que ellos convierten entre 28 y 35% de la energía de su combustible en energía eléctrica útil. Por contraste, eficacias de 40-50% se atribuyen a las células de combustible pequeñas y a las nuevas turbinas de gas y unidades de ciclos combinados para aplicaciones de GD. Nuevas tecnologías de GD como las células de combustible, turbinas de gas exigen ofrecer eficacias eléctricas aproximadamente de 70%. Además de que uno de los valores importantes proporcionados por la GD es el tiempo corto en el que pueden instalarse. Aunado a esto, deben diseñarse GD y también centrales de generación grandes con el fin de permitir capacidades futuras[11].

2.4 EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Cada empresa de distribución tiene una obligación para suministrar a los consumidores un voltaje dentro de límites especificados. Estos requisitos determinan el diseño y el costo de los circuitos de distribución y las técnicas se han desarrollado para hacer el máximo uso de los circuitos de distribución para suministrar al consumidor dentro de los voltajes requeridos[32].

El perfil de voltaje de un alimentador de distribución se muestra en la figura 2.4

El nivel de voltaje usado en circuitos de distribución difieren de país en país, pero el principio de operación de un alimentador radial es el mismo.



- A Voltaje constante por cambio de tap del transformador de distribución.
- A-B Caída de voltaje debida a la carga en medio voltaje del alimentador.
- B-C Aumento de voltaje (para taps de medio voltaje/bajo voltaje).
- C-D Caída de voltaje en el transformador medio voltaje/bajo voltaje.
- D-E Caída de voltaje en el alimentador (bajo voltaje).

Figura 2.4 Variación de voltaje en un alimentador radial[32].

La figura muestra que la razón de el medio voltaje/bajo voltaje del transformador ha sido ajustado usando taps en los tiempos de carga máxima, los más remotos consumidores recibirán un voltaje aceptable. Durante carga mínima los voltajes recibidos por todos los consumidores es justamente debajo del máximo permitido. Si un generador distribuido es conectado al final del circuito entonces el flujo en el circuito cambiará y por tanto el perfil de voltaje, tanto en la red de distribución mejorará como en el resto de la red.

2.5 EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA DE LA TRANSMISIÓN

La generación distribuida altera los flujos en el sistema de transmisión. Las pérdidas en la transmisión serán alteradas, generalmente reducidas, ya que no se utilizan necesariamente las

Líneas de Transmisión para llevar la potencia generada de las unidades de generación distribuida al consumo, ayuda además a no sobrecargar las líneas de transmisión y la transformación en los Sistemas de Potencia existentes[32].

Al diseñar nuevas centrales generadoras, la infraestructura de la transmisión y de la distribución representan un costo significativo en capital inicial además del funcionamiento y mantenimiento, una unidad de GD no tiene este problema de T&D porque ya están en el sitio donde serán usados.

La totalidad de la generación compuesta por grandes generadores, se interconectan a través de los sistemas de transmisión, cualquier usuario que pretenda vender o comprar energía eléctrica necesita ser usuario de la transmisión., es decir, es cautivo de la misma[7].

La característica principal de la GD es que ofrece una alternativa, viable y competitiva, para que un usuario utilice energía eléctrica sin tener necesariamente que ser usuario de la transmisión. Al agregar este efecto el transportista tiende a perder su demanda cautiva.

La GD, se torna más competitiva, lo que hace disminuir la energía que proviene de la transmisión ajustando así tarifas a nuevos precios.

Evidentemente, para que esta situación se haga efectiva resulta vital que la regulación la permita y respete el factor “ natural” competitivo clave de la GD y no le cargue costos de transporte a una actividad que no hace uso de ese servicio.

2.6 EL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS NIVELES DE FALLA

Las plantas de Generación Distribuida, contribuyen a un incremento en los niveles de falla de la red. Generadores síncronos y de inducción incrementan el nivel de falla de los sistemas.

En áreas donde los niveles de falla existentes ya son pronunciados, el incremento en el nivel de falla puede ser seriamente un impedimento para el desarrollo de unidades de generación distribuida. La contribución al nivel de falla de un generador distribuido puede ser reducido por la introducción de una impedancia entre el generador de la red por un transformador o un reactor. En algunos países los tipos de limitadores de corriente de falla son usados para limitar las contribuciones de las plantas de generación distribuida[32].

2.7 INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El propósito de los acuerdos de la interconexión es asegurar el suministro a los consumidores, además se debe asegurar la coordinación apropiada entre el sistema y el consumidor, maximizando los beneficios de la GD y tratando de minimizar costos y riesgos asociados a esto[3].

La generación distribuida se interconecta en el lado de la red de distribución. Ante eventualidades considerables en el sistema eléctrico, tiene la opción de entrar en servicio como generación interconectada al sistema o como generación independiente formando islas, debido a esto es de gran importancia la Potencia de Cortocircuito que se puede presentar.

La Generación Distribuida puede ocasionar la pérdida de la Coordinación de las Protecciones contra Sobrecorriente, debido a la contribución de la fuente dispersa al cortocircuito[9].

La Coordinación de Protecciones de una red de distribución se realiza considerando el peor escenario de falla, esto es en condiciones de máxima generación.

Debido a la tendencia de instalar generación distribuida en los sistemas de distribución existentes, ante la respuesta y coordinación de las protecciones, los relevadores de protección pueden no operar o tardar demasiado en su operación, afectando los equipos del sistema. Siendo que la protección convencional de sobrecorriente tiene un ajuste fijo de sus parámetros. Al conectar un generador disperso en la red de distribución se incrementan los niveles de falla, resultando difícil dar respuesta mediante las protecciones convencionales a las diferentes condiciones de falla que se pueden presentar en el sistema; como una alternativa de solución sería dotarla de la capacidad de variar automáticamente sus parámetros de ajuste de acuerdo a los escenarios de operación del sistema, es decir que sea una protección adaptiva.

La protección adaptiva permite hacer los cambios y ajustes automáticamente en sus funciones de protección, con el objeto de mejorar la protección ante variaciones en las condiciones del sistema. Para esto, los relevadores digitales constituyen la base para introducir en

su totalidad las ideas adaptivas, por su capacidad de procesamiento, de almacenamiento y de intercambio de información; ayudando a dar grandes facilidades por sus cualidades en la Coordinación de las Protecciones a la Generación Distribuida[9].

La interconexión con la red, para la cual no existen actualmente normas específicas, aunque algún organismo de normalización (IEEE) está trabajando en esta línea. Esta nueva norma, IEEE Std 1547- Standard for Distributed Resources Interconnection with Power Systems, podría ser aprobada. Las nuevas normas deberían especificar los siguientes aspectos técnicos y funcionales[8]:

- Funciones de los relés de protección para un funcionamiento seguro y fiable del sistema.
- Grupo de conexión del transformador y forma de puesta a tierra.
- Sistema de puesta a tierra.
- Coordinación con las protecciones y la regulación de tensión de la compañía.
- Utilización de los equipos adecuados para evitar problemas de calidad de servicio (“flicker”, armónicos, etc.)
- Ensayos de conformidad con las normas de los convertidores de potencia.
- Monitorización, transmisión de datos, control remoto del grupo.
- Requisitos de verificación periódica, por la compañía eléctrica, de los relés y los equipos de control y de comunicaciones.

Algunas tecnologías de GD, deben incluir interface para la conexión de mando en la supervisión local y adquisición de los datos (SCADA), y sistemas de Internet/Intranet[11].

2.8 MARCOS REGULATORIOS

En la nueva industria eléctrica de competencia, el rol que juegan los marcos regulatorios es fundamental[4]. Estos deben establecer sistemas tarifarios justos que reconozcan los costos y beneficios reales del sistema y eviten los subsidios cruzados entre los distintos agentes y la existencia de restricciones, directas o indirectas, a la entrada de nuevos agentes.

En muchos de los marcos regulatorios actuales es una concepción tradicional de la industria eléctrica lo que los caracteriza, con esta visión se niega el nuevo esquema de la industria eléctrica, que surge de los avances tecnológicos de las últimas décadas, haciendo que las estructuras tarifarias no reconozcan los costos y beneficios reales de la GD. Por esto la vuelven no competitiva y deja de ser una opción[7].

Los marcos regulatorios deben ser lo suficientemente flexibles como para absorber la velocidad de cambio impuesta por el avance tecnológico actual. Es posible afirmar que en la década del 00' se dirá que el número de GD medirá el grado de “ competencia que existe en un SEP”.

Por otro lado, los subsidios que se otorgan a las empresas públicas (y en ocasiones a algunas empresas privadas) en una u otra etapa del proceso de abastecimiento eléctrico, y para los cuales cada gobierno tiene sus propias justificaciones. Menos evidentes, pero sin duda en el mismo sentido, son los subsidios que se otorgan a los combustibles en general, incluyendo a los que se utilizan para generar electricidad.

En términos ambientales, hay formas de generación de menor impacto que otras, pero este hecho difícilmente podrá traducirse en favor de las tecnologías más limpias en tanto no existan los mecanismos institucionales y económicos que lo reconozcan.

2.9 SEGURIDAD

La seguridad de un SEP se define como la habilidad que posee éste en operación normal, para soportar disturbios sin caer en estado de emergencia.

La GD debe imponer la seguridad pública , la cual debe dirigirse en el sentido de la interconexión.

Ante las nuevas tecnologías de GD, se exige a cualquier generador distribuido tener un dispositivo que desconecte automáticamente ó aisle el generador casi inmediatamente del sistema de la distribución en cuanto haya una falla en el sistema. El generador no puede reconectar al sistema hasta que la falla se aclare y el sistema recobre su estabilidad[3].

2.10 CONFIABILIDAD

Confiabilidad es la probabilidad de que un componente, subsistema o sistema desempeñe adecuadamente sus funciones durante el período de tiempo previsto y bajo las condiciones de operación en que se encuentre[40].

El objetivo es suministrar energía eléctrica a los puntos de carga de forma adecuada.

La red eléctrica es una "máquina" complicada que no trabaja por sí misma. Si una característica de esta es proporcionar energía confiable, debe tener la generación adecuada, la transmisión, y capacidad de la distribución y debe poder controlar el voltaje y la frecuencia del sistema. Esencialmente, se deben respaldar todos los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia, para no correr el riesgo de que se presenten fallas o queden fuera, que provocarían una interrupción de suministro de energía[3,9].

Eso significa que el operador debe tener reserva de generación y demanda en todo momento de manera equilibrada; tiene que proporcionar "apoyo de voltaje" adecuado en las líneas; tiene que guardar capacidad de la distribución suficiente en todas las líneas de potencia en uso; y tiene que construir y mantener generación suficiente, transmisión y capacidad de la distribución para responder a las contingencias, incluso ante la falla de líneas o generadores o pérdida de cargas grandes.

Si se habla de la incorporación de GD, cada fuente de la generación conectada afecta el sistema y es afectado por el sistema, sin tener en cuenta si exporta potencia. Por ejemplo, si un generador pequeño que opera en paralelo con el sistema no puede mantenerse al ritmo de la frecuencia de 60 ciclos, puede afectar el voltaje y capacidad del sistema ó si un cliente industrial pierde su generador, simultáneamente dejar caer su carga, podría crear una combadura de voltaje destructiva.

Obviamente, el posible daño varía ampliamente según los tipos y tamaño del generador instalados, si se piensa que el generador es aislado o se opera en paralelo con el sistema, o si se piensa que el generador se encuentra sólo en un fragmento de la carga del consumidor o exporta cantidades significantes de potencia.

Un generador interconectado pequeño (10 kVA ó menos) es probable que tenga impacto pequeño si se instala tecnología del mando apropiada entre él y el sistema. Sin embargo, un generador interconectado grande con una capacidad de unos cientos kVA o más podría tener un impacto enorme en el sistema, si esta o no exportando potencia.

Muchos de los riesgos de la confiabilidad surgen en los equipos que deben ser apropiados entre la red y el consumidor. La complejidad y costo de los equipos varían dependiendo del tamaño, aplicación, situación, y tecnología de GD, así como el voltaje al que se conecta.

La generación distribuida proporciona confiabilidad que beneficia a los sistemas de distribución. Si se planea y opera con las tecnologías de GD, incluso las microturbinas y turbinas de combustión, pueden proporcionar apoyo de voltaje, y otros servicios auxiliares que mejoran la confiabilidad[15].

2.11 BARRERAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El concepto de generación distribuida esta ligado a la existencia de distintas tecnologías que permiten para pequeñas potencias, obtener electricidad con una eficiencia comparable a la alcanzada en las grandes centrales eléctricas.

De los aspectos que van a influir decisivamente en la aceptación de las nuevas tecnologías, es que: muchas de estas tecnologías se encuentran aún en la fase de demostración o en una fase incipiente de comercialización. Esto hace que no sea posible asegurar su éxito en el mercado[8].

Las preocupaciones medioambientales son un factor importante en algunas tecnologías de GD, las tecnologías de viento y solares son generalmente aceptables.

De los problemas medioambientales a que se enfrenta la generación de potencia son: Uso de suelo, Impactos visuales, Salud Pública, Impacto del ruido, Seguridad industrial y el descargue de materiales arriesgados a la atmósfera y los impactos locales[12].

CAPÍTULO 3

Identificación de nodos débiles

3.1 INTRODUCCIÓN

Aunque el mejor punto de ubicación de generación es donde se encuentra el consumidor o donde este creciendo la demanda. Se buscó una técnica que proporcione un indicativo de la ubicación de Generación de menor escala en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Un indicativo propuesto es el llamado “Mínimo Valor Singular (MVS)” de la matriz Jacobiana de flujos de potencia y de sus submatrices relacionadas. El MVS de la matriz Jacobiana de flujos de potencia, obtenido de la Descomposición del valor singular, con la determinación de las Participaciones Nodales indican que tan débil se encuentra un nodo cerca del punto crítico, siendo el mayor valor de participación el nodo más débil para cada uno de ellos, un Factor de Participación por cada mínimo valor singular es definido basándose en el eigenvector singular derecho de J_R [21].

Encontrando nodos débiles es posible sugerir la ubicación de compensación estática como capacitores en derivación, compensación dinámica como CEV's ó bien Generación, siendo esta última la de interés para este trabajo de tesis. Como una Herramienta para el desarrollo de este trabajo, está técnica permite Ubicar Generación Distribuida en los nodos débiles de un Sistema Eléctrico de Potencia, lo cual debe ir de la mano de la factibilidad física para su satisfactoria ubicación.

3.2 DESCOMPOSICIÓN DEL VALOR SINGULAR (DVS)

La Descomposición del Valor Singular es un método de descomposición ortogonal empleado para cálculos matriciales[21]. Si la matriz A es una matriz cuadrada real de orden $n \times n$, la descomposición del valor singular es:

$$A = U \Sigma S^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i s_i^T \quad (3.1)$$

donde:

U y S son matrices ortonormales de orden n.

El vector singular u es la columna de la matriz U.

El vector singular s es la columna de la matriz S.

Σ es una matriz diagonal con $\Sigma(A) = \text{diag}\{\sigma_i(A)\} \quad i = 1, 2, \dots, n$

en la cual $\sigma_i \geq 0$ para toda i . Los elementos diagonales en la matriz

Σ se encuentran en orden decreciente.

Las columnas de U y S contienen los eigenvectores de AA^T y de $A^T A$ respectivamente; si σ_i es el i -ésimo valor singular de A, u_i es el i -ésimo vector singular izquierdo y s_i es el i -ésimo vector singular derecho. Entonces la siguiente relación entre los valores singulares, los vectores singulares izquierdo y derecho y la matriz A, es escrita como:

$$A s_i = \sigma_i u_i \quad (3.2)$$

$$A^T u_i = \sigma_i s_i \quad (3.3)$$

3.3 LA DESCOMPOSICIÓN DEL VALOR SINGULAR APLICADA A LA MATRIZ DE FLUJOS DE POTENCIA

El problema de flujos de potencia resuelve la siguiente ecuación matricial compleja:

$$YV = I = \frac{\bar{S}^*}{V^*} \quad (3.4)$$

donde:

Y es la matriz de admitancia nodal de la red.

V es el vector de voltaje nodal complejo desconocido.

I es el vector de inyección de corriente nodal.

$\bar{S} = P + jQ$ es el vector de inyección nodal de potencia aparente representando la generación y carga especificadas en los nodos.

El algoritmo más general y confiable para resolver el problema de flujos de potencia es el método de Newton-Raphson. De la ecuación (3.4), se puede escribir la ecuación para el nodo k:

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \quad (3.5)$$

$$P_k - jQ_k = V_k^* I_k = V_k^* \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \quad (3.6)$$

o también:

$$P_k + jQ_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_k V_m [\cos(\theta_{km} - \alpha_{km}) + j \sin(\theta_{km} - \alpha_{km})] \quad (3.7)$$

El método de Newton-Raphson resuelve la ecuación matricial particionada:

$$[J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

donde:

J es la matriz Jacobiana que contiene a los términos de derivadas parciales calculadas analíticamente de la ecuación (3.7).

ΔP y ΔQ son los vectores de desajuste.

ΔV es el vector de correcciones de las magnitudes de voltaje desconocidas.

$\Delta\theta$ es el vector de correcciones de los ángulos desconocidos del voltaje.

Considerando las ecuaciones de flujos de potencia no lineales:

$$P(\theta, V) = 0 \quad (3.9)$$

$$Q(\theta, V) = 0 \quad (3.10)$$

Donde estas se refieren a las ecuaciones de potencia activa y reactiva con las variables θ representa ángulos nodales y V magnitudes de voltaje.

Los resultados $\Delta\theta$ y ΔV en el sistema de potencia pueden basarse en la formulación anterior y ser calculadas de acuerdo a las ecuaciones de flujos de potencia linealizadas que a continuación se indican:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

La matriz Jacobiana de flujos de potencia puede ser escrita como:

$$J(\theta, V) = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

La matriz J estaría compuesta por las cuatro submatrices $J_{P\theta}$, J_{PV} , $J_{Q\theta}$ y J_{QV} . Ya que existe un acoplamiento relativamente fuerte entre la potencia reactiva y las magnitudes de voltaje en el sistema de potencia, la más importante de éstas cuatro submatrices es aquella que contiene las derivadas parciales de potencia reactiva con respecto a los voltajes en la matriz Jacobiana indicada y que es denotada por J_{QV} .

Desacoplando las relaciones $P - \theta$ y $Q - V$, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & 0 \\ 0 & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

La primera matriz a seleccionar es la submatriz J_{QV} , J_{QV} será:

$$\Delta Q = J_{QV} \Delta V \quad (3.14)$$

Por el acoplamiento entre las inyecciones de potencia reactiva y los ángulos nodales, la submatriz J_R permite que ante cambios en los ángulos nodales, inflencie la relación entre las inyecciones de potencia reactiva y las magnitudes de voltaje. Esto puede ser obtenido ajustando $\Delta P = 0$ en las ecuaciones de flujos de potencia.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

obteniendo:

$$\Delta Q = (J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}) \Delta V \quad (3.16)$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (3.17)$$

Ante esto, la matriz J_R describe el efecto en las magnitudes de voltaje para los cambios en las inyecciones de potencia reactiva en la red.

El término $J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}$, puede tener una gran influencia en los resultados si el sistema tiene flujos de potencia activos y reactivos en la red muy elevados.

Para emplear la técnica de la Descomposición del Valor Singular en los sistemas de potencia, una relación linealizada es establecida por la matriz Jacobiana J y que contiene las primeras derivadas tanto de la potencia activa P como de la potencia reactiva Q de las ecuaciones de flujos de potencia con respecto a las magnitudes de voltaje V y a los ángulos nodales θ . La descomposición matricial sería:

$$J(\theta, V) = U \Sigma S^T \quad (3.18)$$

El efecto en el vector $[\Delta\theta \ \Delta V]^T$, que incluye los resultados para los ángulos y las magnitudes de voltaje nodales ante un cambio pequeño en las inyecciones de potencia activa y reactiva puede ser calculado de acuerdo a la teoría de la Descomposición del Valor Singular como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = S \Sigma^{-1} U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

La relación para el mínimo valor singular y los correspondientes vectores singulares obtenidos de la ecuación anterior.

$$s_n^T \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} u_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Considerando que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = u_n \quad (3.21)$$

donde:

u_n es la última columna de U .

Entonces:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} s_n \quad (3.22)$$

donde:

s_n es la última columna de S .

Del este análisis, se puede hacer la siguiente interpretación para el mínimo valor singular y su correspondiente vector singular derecho[21]:

- El vector singular derecho s_n , correspondiente a σ_n , indica las sensibilidades en voltajes y ángulos.

Los nodos, ramas y generadores son elementos clave de un Sistema Eléctrico de Potencia, para cada uno de ellos, un factor de participación por cada MVS es definido basándose en el eigenvector singular derecho de J_R . Las Participaciones Nodales indican lo débil que se encuentra un nodo, siendo el mayor valor de participación el Nodo más débil.

CAPÍTULO 4

Comportamiento del Sistema de Potencia con la Generación Distribuida

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el Caso Base de los resultados obtenidos con el paquete de Flujos de Potencia, mostrando la situación de la Generación, de la Red de Transmisión y de los Niveles de falla. Se utilizó un Sistema de Potencia Real; el Sistema Central[36].

Se propone encontrar los nodos débiles del Sistema Simulado y ubicar en estos nodos la generación, presentando el Impacto de esta Generación Distribuida en el esquema Propuesto como un Caso Final.

4.2 ANTECEDENTES

El Sistema Central se encuentra localizado en la parte central de la República Mexicana, abarca el Distrito Federal, el Estado de México, parte de los Estados de Hidalgo, Puebla y Morelos. El Sistema Central se encuentra enlazado al Sistema Interconectado Nacional a través del Área Oriental y Área Occidental pertenecientes a Comisión Federal de Electricidad, por medio de líneas de transmisión de 400 KV y 230 KV.

Figura 4.1 Localización del Sistema Central.

El área de atención de Luz y Fuerza (Sistema Central) es de 20,531 km², equivalente aprox. al 1.02 % de la superficie del país, se atiende a más de 5 millones de usuarios equivalente aprox. al 22% del total de usuarios del país y satisface al 19% del total de la energía a nivel Nacional. El Sistema Central es un sistema con déficit de Generación; que cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 958.2 MW, provenientes de Centrales Hidroeléctricas, Centrales Termoeléctricas y del tipo Turbogas. Para satisfacer su demanda utiliza la interconexión de 400 KV por el lado del Área Occidental, recibe energía proveniente de la S.E. Pitirera (Generación Infiernillo) a la S.E. Donato Guerra, de la S.E. Lázaro Cárdenas Potencia (Generación Petacalco) a la S.E. Donato Guerra, la proveniente de la S.E. Querétaro Potencia a la S.E. Tula y en 230 KV la proveniente de la S.E. El Sauz (Generación Sauz) pasa por la S.E. La Manga y llega a la S.E. Vidrio Potencia, por el lado del Área Oriental recibe energía a través de la red de transmisión de 400 KV proveniente de la S.E. Tuxpan (Generación Tuxpan Vapor) a la S.E. Texcoco, de la S.E. Laguna Verde (Generación Laguna Verde) a la S.E. Lorenzo Potencia pasa por la S.E. Puebla Dos y llega a la S.E. Texcoco y de Laguna Verde a la S.E. Tecali, pasa por la S.E. Yautepec y llega a la S.E. Topilejo además de la energía proveniente del Sureste (Angostura, Chicoasen y Malpaso), en 230 KV la proveniente de la S.E. Mazatepec (Generación Mazatepec) pasa por la S.E. Zocac y llega a la S.E. Texcoco.

El Sistema Central cuenta con un anillo de 400 KV integrado por la S.E. Tula, S.E. Teotihuacan, S.E. Texcoco, S.E. La Paz, S.E. Santa Cruz, S.E. Topilejo, S.E. San Bernabé, S.E. Nopala, S.E. Victoria con transformación a 230 KV en cada una de ellas, de lo cual existe una red de 230 KV que interconecta Subestaciones Eléctricas que transforman de 230 KV a 23 KV, tiene Subestaciones Eléctricas con transformación de 230 KV a 85 KV, a su vez cuenta con una red de 85 KV que interconecta Subestaciones con transformación de 85 KV a 23 KV. Este Sistema se caracteriza por ser mallado, por contar con poca

Generación y por tener un incremento continuo en la demanda de energía eléctrica[36].

Y ante la necesidad de incrementar la capacidad de generación en el Sistema Central, se propone una alternativa en este sentido de un número importante de unidades de generación distribuida, aprovechando la parte de distribución y la cercanía de la carga, evitando el uso de la red de transmisión.

4.3 CONSIDERACIONES PARA EL CASO BASE

La Base de Datos correspondiente a la topología del Caso Base del Sistema Simulado es la mostrada en el Apéndice A para la Red del año 2004, topología en la cual se observa la inyección de Energía Eléctrica proveniente del Área Occidental y del Área Oriental al Sistema Central, se considera la generación de Pitirera, la generación de Lázaro Cárdenas Potencia (Petacalco), la que proviene de Querétaro Potencia, la generación el Sauz, la generación Tula, la de Tuxpan Vapor, la que proviene de Poza Rica Dos, la generación Tres Estrellas, la generación de Laguna Verde, la generación de Mazatepec, la que proviene del Sureste y la Red de Transmisión asociada a las Centrales Generadoras mencionadas. En el Sistema Central se considera la generación de Tula, K-0 (Nonoalco), Valle de México, J. Luque y Lechería y Necaxa, así como la Red de Transmisión (400 KV, 230 KV y 85 KV) con sus correspondientes Transformaciones de niveles de voltaje, además de la demanda de cada una de las S.E's, de Clientes y Compensación (Capacitores en derivación, Compensadores Estáticos de Vars).

Con Bancos de Transformación de 400 KV a 230 KV se enuncian las Subestaciones Eléctricas Tula, Teotihuacan, Texcoco, La Paz, Santa Cruz, Topilejo, San Bernabé, Deportiva, Nopala y Victoria, las capacidades de los Bancos son de 330 MVA, 375 MVA y 378 MVA.

Con Transformación de 230 KV a 85 KV se enuncian las S.E's Jasso, Victoria, Apasco, Vallejo, Valle de México, K-110, El Salto, Cerro Gordo, K-0, Magdalena, Remedios, Toluca y Atenco. La capacidad de los transformadores es de 100 MVA.

Con Transformación de 230 KV a 23 KV se enuncian las S.E's Nochistongo, Jorobas, Cartagena, Ceilán, Vallejo, Tizayuca, Tecamac, Ecatepec, Cerro Gordo, K-0, Cuauhtemoc, Pensador M., Chapingo, K-42, Irolo, Aurora, Ayotla, Zaragoza, Xochimilco, Iztapalapa, Parres, Coapa, Taxqueña, Odón de Buen, Contreras, Olivar, San Angel, Tacubaya, Aguilas, Cuajimalpa, Contadero, Bosques, Remedios, Atizapán, El Vidrio, Espino, El Cerrillo, Atenco, Toluca, Estadio y Santiago. La capacidad de los transformadores es de 60 MVA.

Con Transformación de 85 KV a 23 KV se enuncian las S.E's Zumpango, Juando, Actopan, Pachuca, Parque Industrial Reforma, K-42, Metepec, Nueva Tulancingo, El Carmen, El Salto, Valle de México, Villa de las Flores, Magdalena, K-0 (Nonoalco), Tepozotlán, Coyotepec, Jasso, San Francisco, Zictepec, Tlaltelulco y Amomolulco. La capacidad de los transformadores es de 30 MVA.

Figura 4.2 Sistema de la Transmisión hacia el Sistema Central, las principales inyecciones de Generación del Occidental y Oriental,

así como los puntos de generación existentes del Sistema Central.

Figura 4.3 Sistema Central 400KV, 230KV, 85KV y 23KV.

La Red tiene una demanda máxima de 8339 MW para el Área de Luz y Fuerza (Sistema Central) de acuerdo al consumo medio pronosticado para el año 2004 [24], 5.58 % es el porcentaje de crecimiento medio por año en el Área, no se conectaron los capacitores en derivación programados para entrar en el año 2003 y 2004 [23], con la finalidad de tomar como punto de partida un escenario que permita obtener resultados que nos proporcionen nodos débiles para así ubicar la Generación Distribuida. La generación en el Sistema Central entre generación de CFE y Luz y Fuerza, para Tula (TUL) es de 1931 MW, en Valle de México-230 (VAE) es de 870 MW, en Valle de México-85 (VDM) es de 240 MW, en Nonoalco (NON) es de 156 MW, en J. Luque (JOL) es de 236.8 MW, en Lechería (LEC) es de 158.4 MW y en Necaxa (NEC) 101.6 MW.

Tabla 4.1 Compensación capacitiva programada para el año 2003 y 2004, no considerada para el Caso Base.

BUS

2003

2004

MVAR

MVAR

ACT

6.3

AGU

25.2

ATE

12.6

CRG

25.2

CYO

6.3

EPO

25.2

IRO

12.6

KCD

25.2

LOM

6.3

NTG

12.6

PAR

25.2

PIR

6.3

THE

25.2

TNG

6.3

TTC

12.6

VIT

6.3

ZAR

25.2

CRS

12.6

SNG

12.6

La generación despachada en demanda máxima, para el Caso Base en Tula 230 es de 780 MW, en Valle de México-230 es de 870 MW, en Valle de México-85 es de 240 MW, en Nonoalco es de 108 MW, en J. Luque es de 200.8 MW, en Lechería es de 156.6 MW y en Necaxa 21.3 MW.

4.4 COMPORTAMIENTO DEL CASO BASE E IMPACTO DEL SISTEMA EN LA RED DE TRANSMISIÓN, VOLTAJES Y NIVELES DE FALLA, ANTE LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con las consideraciones tomadas, se analiza el Comportamiento del Sistema como Caso Base, con los programas svdm.f para Flujos de Potencia[22] y PSAF para Flujos de Potencia y Análisis de Fallas[26].

Las inyecciones de Potencia a través de las Líneas de Transmisión de 400 KV y 230 KV más importantes del Área Oriental y del Área Occidental al Sistema Central además de la generación existente en este, permiten abastecer la creciente demanda que se presenta año con año. De lo que se tienen las inyecciones de Potencia como el Sistema de la Transmisión al Sistema Central.

Tabla 4.2 Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Base.

AREA ORIENTAL

LINEA DE TRANSMISIÓN

MW

TUV-TEX(1)

422.54

TUV-TEX(2)

422.54

TUV-TEX(3)

501.03

TES-TEO(1)

549.37

TES-TEO(2)

549.37

YAU-TOP

226.73

LRP-TEX(1)
366.32

LRP-TEX(2)
366.32

ZOC-TEX(1)
25.07

ZOC-TEX(2)
25.07

3454.36

AREA OCCIDENTAL

LINEA DE TRANSMISIÓN
MW

PIT-DOG(1)
648.28

PIT-DOG(2)
648.28

LCP-DOG
734.81

LMG-EVD
246.14

QRP-TUL(1)
171.63

QRP-TUL(2)
127.72

PRD-TUL
529.92

3106.78

TOTAL (ORIENTAL+OCCIDENTAL)

6561.14

Figura 4.4 Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Base.

Con las inyecciones hacia el Sistema Central para el Caso Base se puede observar un flujo de Potencia proveniente del Área Oriental a través de las líneas mayor que la proveniente del Área Occidental, lo cual suma un total de 6561.14 MW. La Potencia proveniente del Área Oriental y Occidental mas 2376.7 MW de generación en el Sistema Central se cubre la demanda esperada para el año 2004.

Considerando el Caso Base, se utiliza el paquete svdm.f para encontrar los nodos débiles en el archivo de salida PART.SAL

Se presentan los primeros 38 factores de participación nodales, más representativos ya que de estos en adelante son menores a 0.001, correspondientes al Sistema Central.

Tabla 4.3 Archivo de resultados PART.SAL

LOS FACTORES DE PARTICIPACION NODAL SON:

KCD-85
FPBUS(1) =
0.2001

IRO-85
FPBUS(2) =
0.1609

MTP-85
FPBUS(3) =
0.1005

NTG-85
FPBUS(4) =
0.0982

TLG-85
FPBUS(5) =
0.0745

KMC-85
FPBUS(6) =
0.0517

ACT-85
FPBUS(7) =
0.0403

APF-85
FPBUS(8) =
0.0344

CRM-85
FPBUS(9) =
0.0338

JUA-85
FPBUS(10) =
0.0296

PNVB185
FPBUS(11) =
0.0192

EPIR85
FPBUS(12)
0.0190

PAC-85
FPBUS(13) =
0.0182

PIR-85
FPBUS(14) =
0.0179

SAO-85
FPBUS(15) =
0.0117

NEC-85
FPBUS(16) =
0.0114

SAO-230
FPBUS(17) =
0.0079

KMC-230
FPBUS(18) =

0.0064

KMC2230
FPBUS(19) =
0.0062

ZUM-85
FPBUS(20) =
0.0048

PIR-230
FPBUS(21) =
0.0042

APA-85
FPBUS(22) =
0.0039

CEA-85
FPBUS(23) =
0.0033

TLT-85
FPBUS(24) =
0.0024

VIT-85
FPBUS(25) =
0.0023

ZIC-85
FPBUS(26) =
0.0022

TNG-85
FPBUS(27) =
0.0020

IRO-230
FPBUS(28) =
0.0017

TTC-85
FPBUS(29) =
0.0016

TIZ-230

FPBUS(30) =
0.0016

SFCO-85
FPBUS(31) =
0.0013

KSA-85
FPBUS(32) =
0.0013

AMO-85
FPBUS(33) =
0.0011

GMC-85
FPBUS(34) =
0.0011

KDM-85
FPBUS(35) =
0.0011

TOL-85
FPBUS(36) =
0.0010

CRA-85
FPBUS(37) =
0.0010

ATE-85
FPBUS(38) =
0.0010

Del archivo de resultados se puede observar que el nodo con mayor valor de participación considerado como el nodo más débil del Sistema Simulado es el KCD (Kilómetro 42) y los siguientes buses pertenecen a la misma zona “llamada Zona Necaxa”, después de estos siguen buses cercanos de la S.E. Actopan “llamada Zona Pachuca”, y finalmente buses cercanos de la S.E. Toluca. Observando con esto que el programa encontró por zonas, nodos débiles en un orden decreciente. Conocida esta información es posible ubicar Compensación Reactiva ó Unidades Generadoras en el Sistema, que en el caso de este tema de tesis se ubicarán Generadores de menor escala (Generación Distribuida).

Figura 4.5 Nodos Débiles

de acuerdo al archivo de resultados PART.SAL

Además de los nodos débiles encontrados resulta de vital importancia conocer Subestaciones Eléctricas con factibilidad física para ubicar unidades generadoras, ya que no es posible ubicarlas en todas las Subestaciones o nodos que resultaron como nodos débiles. La Factibilidad de Ubicación de la Generación Distribuida, se determinó por la conjugación de:

Recorridos físicos a muchas de las Subestaciones Eléctricas del Sistema Central.

Por el conocimiento de Subestaciones Eléctricas en las que ya no es posible hacer nuevas obras.

Por el conocimiento de la dimensión de terrenos para Subestaciones Eléctricas nuevas que se instalarán.

Por el espacio de terreno y por la cercanía de gasoductos o facilidad de combustible a la Subestación Eléctrica.

Identificadas las Subestaciones Eléctricas que cuentan con lo mencionado anteriormente, se enuncia a la: S.E. Parque Industrial Reforma (PIR), S.E. Juando (JUA), S.E. Zumpango (ZUM), S.E. Kilometro Cero (K-0), S.E. Aurora (AUR), S.E. Magdalena (MAG), S.E. Santa Cruz (CRU), S.E. Coapa (COA), S.E. Contreras (CRS), S.E. Tacubaya (TYA), S.E. Remedios (REM) y S.E. Estadio (EST).

Las Unidades Generadoras de menor escala como Generación Distribuida se conectan en la parte de la distribución, es decir, en los buses de 23 KV, de cada una de las Subestaciones Eléctricas seleccionadas.

Figura 4.6 Ubicación de La Generación Distribuida

en las Subestaciones para las cuales si existe factibilidad de espacio.

Para la Red Simulada, respecto de los Escenarios de Falla, se considero máxima Generación. Y utilizando el programa PSAF para análisis de fallas se obtiene la información y los cálculos necesarios mostrando en el Apéndice A los equivalentes de Falla 3 Ø y 1 Ø de las Subestaciones Eléctricas que son factibles para la ubicación de Generación, así como los datos del Generador Distribuido y su transformador, para nuevamente con el programa proceder a calcular las fallas en los buses deseados.

En cualquier red de distribución con generación distribuida conectada, se pueden presentar tres Escenarios de Falla:

Escenario 1. Únicamente con la contribución del sistema eléctrico. Escenario que es igual al Caso Base, ya que no cuenta con la incorporación de la generación distribuida.

Escenario 2. Al conectarse la generación dispersa al sistema. Escenario que es igual al Caso Final, ya que cuenta con la incorporación de la generación distribuida.

Escenario 3. Cuando solamente operan los generadores dispersos de manera aislada del sistema.

Por tanto, la coordinación de las protecciones se realizan considerando siempre la condición de máxima falla en el sistema. De lo que se puede ver que el valor máximo de falla se presenta cuando se conecta la generación distribuida al sistema eléctrico.

Figura 4.7 Escenario 1. Únicamente con la contribución del sistema eléctrico.

A continuación se muestran las fallas trifásica y monofásica en las Subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación, en los niveles de tensión de 23 KV, 85 KV y 230 KV como Caso Base ó Escenario 1.

Tabla 4.4 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 23 KV.

BUS

kV

3 Ø

3 Ø

1 Ø

1 Ø

KA

MVA

KA

MVA

AUR A

23

7.89

314

7.61

303

AUR B

23

7.89

314

7.61

303

COA A

23

7.92

315

7.63

303

COA B

23

7.92

315

7.63

303

COA C

23

7.92

315
7.63
303

CRS A
23
7.41
295
7.27
289

CRS B
23
7.41
295
7.27
289

CRU A
23
7.58
302
7.39
294

CRU B
23
7.58
302
7.39
294

CRU C
23
7.58
302
7.39
294

EST A
23
7.70
306
7.48
298

EST B

23
7.70
306
7.48
298

EST C
23
7.70
306
7.48
298

JUA A
23
3.77
149
2.85
113

JUA B
23
3.77
149
2.85
113

KCR A
23
8.29
330
7.91
315

KCR B
23
8.29
330
7.91
315

KCR C
23
7.53
299
7.35
292

MAG A

23
4.69
186
4.14
164

MAG B

23
4.69
186
4.14
164

MAG C

23
4.69
186
4.14
164

MAG D

23
5.54
220
4.79
190

PIR A

23
4.30
171
3.92
138

PIR B

23
4.30
171
3.92
138

PIR C

23
4.30
171

3.92
138

REM A
23
8.09
322
7.74
308

REM B
23
8.09
322
7.74
308

REM C
23
8.09
322
7.74
308

TYA A
23
7.50
298
7.33
292

TYA B
23
7.50
298
7.33
292

TYA C
23
7.50
298
7.33
292

ZUM A
23

5.21
207
4.62
184

ZUM B

23
5.21
207
4.62
184

ZUM C

23
4.43
176
4.00
159

Tabla 4.5 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 85 KV.

BUS

KV

3 Ø

3 Ø

1 Ø

1 Ø

KA

MVA

KA

MVA

JUA

85

3.89

572

1.87

274

MAG

85

11.36
1671
2.98
438

PIR
85
6.52
959
1.73
255

ZUM
85
7.71
1135
3.11
458

Tabla 4.6 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 230 KV.

BUS
KV
3 Ø
3 Ø
1 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AUR
230
30.99
12347
29.83
11883

COA
230
18.23
7262

15.98
6366

CRS
230
15.41
6139
12.99
5176

CRU
230
29.55
11770
32.77
13054

EST
230
15.51
6177
15.64
6228

KCR
230
22.22
8850
20.33
8100

REM
230
34.37
13691
40.16
15997

TYA
230
20.40
8125
18.97
7556

Identificadas las Subestaciones Eléctricas en las cuales existe factibilidad física y factibilidad de suministro de combustible para las unidades generadoras a ser conectadas, suma un total de 570 MW como Generación Distribuida para el Sistema Central, proponiendo unidades de 30 MW; 1 en la S.E. AUR, 2 en la S.E. COA, 2 en la S.E. CRS, 1 en la S.E. CRU, 2 en la S.E. EST, 1 en la S.E. JUA, 1 en la S.E. KCR, 2 en la S.E. MAG, 2 en la S.E. PIR, 1 en la S.E. REM, 2 en la S.E. TYA y 2 en la S.E. ZUM.

Tabla 4.7 Subestaciones Eléctricas con factibilidad física para ubicación de generación distribuida.

BUS

KV

POTENCIA MW

UNIDADES GD

POTENCIA TOTAL POR S.E. MW

AUR

23

30

1

30

COA

23

30

2

60

CRS

23

30

2
60

CRU
23
30
1
30

EST
23
30
2
60

JUA
23
30
1
30

KCR
23
30
1
30

MAG
23
30
2
60

PIR
23
30
2
60

REM
23
30
1
30

TYA
23

30
2
60

ZUM
23
30
2
60

TOTAL
19
570

Se presenta el Comportamiento del Sistema de la Transmisión como la inyección de Energía Eléctrica al Sistema Central para el Caso Final.

Tabla 4.8 Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Final.

AREA ORIENTAL

LINEA DE TRANSMISION
MW

TUV-TEX(1)
419.46

TUV-TEX(2)
419.46

TUV-TEX(3)
497.79

TES-TEO(1)
542.58

TES-TEO(2)
542.58

YAU-TOP
95.35

LRP-TEX(1)
167.36

LRP-TEX(2)
167.36

ZOC-TEX(1)
21.21

ZOC-TEX(2)
21.21

2894.36

Tabla 4.8 Comportamiento del Sistema de la transmisión
al Sistema Central, para el Caso Final.(continuación)
AREA OCCIDENTAL

LINEA DE TRANSMISION
MW

PIT-DOG(1)
648.23

PIT-DOG(2)
648.23

LCP-DOG
736.58

LMG-EVD
246.15

QRP-TUL(1)
171.65

QRP-TUL(2)

127.73

PRD-TUL

505.75

3084.32

TOTAL (ORIENTAL+OCCIDENTAL)

5978.68

Figura 4.8 Comportamiento del Sistema de la transmisión al Sistema Central, para el Caso Final.

Con las inyecciones hacia el Sistema Central para el Caso Final se observa un flujo de Potencia proveniente del Área Oriental a través de las líneas menor que la proveniente del Área Occidental, lo cual suma un total de 5978.68 MW a su vez menor que el total presentado en el Caso Base de 6561.14 MW. Los 5978.68 MW mas 2376.7 MW de generación del Sistema Central y 570 MW de generación distribuida también cubriría la demanda esperada para el año 2004.

Nuevamente, respecto del Escenario de Falla, como Escenario 2 ó Caso Final resulta al conectarse la generación dispersa al sistema. De lo que se ve que el valor máximo de falla se presenta en este escenario cuando se conecta la generación distribuida al sistema eléctrico.

Figura 4.9 Escenario 2. Conectando la generación distribuida al sistema eléctrico.

Se muestran las fallas trifásica y monofásica en las Subestaciones para las cuales si existe factibilidad de ubicación de la generación en los niveles de tensión de 23 KV, 85 KV y 230 KV como Caso Final ó Escenario 2.

Tabla 4.9 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 23 KV.

BUS

KV

3 Ø

3 Ø

1 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AUR A
23
11.33
451
12.73
507

AUR B
23
7.90
314
7.61
303

COA A
23
11.37
452
12.76
508

COA B
23
11.37
452
12.76
508

COA C
23
7.94
316
7.64
304

CRS A
23

10.86
432
12.31
490

CRS B
23
10.86
432
12.31
490

CRU A
23
11.03
439
12.46
496

CRU B
23
7.59
302
7.40
294

CRU C
23
7.59
302
7.40
294

EST A
23
11.14
443
12.57
500

EST B
23
11.14
443
12.57
500

EST C

23

7.71

307

7.49

298

JUA A

23

7.22

287

8.28

329

JUA B

23

3.89

155

2.89

115

KCR A

23

8.29

330

7.91

315

KCR B

23

11.72

466

13.08

521

KCR C

23

7.53

299

7.35

292

MAG A

23

8.15

324

9.33

371

MAG B

23

8.15

324

9.33

371

MAG C

23

4.73

188

4.16

165

MAG D

23

4.73

188

4.16

165

PIR A

23

4.42

176

3.99

159

PIR B

23

7.81

310

9.03

359

PIR C

23

7.81

310

9.03

359

REM A

23

11.52

452
12.9
513

REM B

23
8.09
322
7.75
308

REM C

23
8.09
322
7.75
308

TYA A

23
10.94
435
12.38
493

TYA B

23
7.51
299
7.34
292

TYA C

23
10.94
435
12.38
493

ZUM A

23
8.73
347
9.91
394

ZUM B

23
8.73
347
9.91
394

ZUM C

23
4.53
180
4.05
161

Tabla 4.10 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 85 KV.

BUS

KV

3 Ø

3 Ø

1 Ø

1 Ø

KA

MVA

KA

MVA

JUA

85

4.50

662

1.95

287

MAG

85

12.54

1846

3.03

445

PIR

85
7.76
1142
1.78
262

ZUM
85
9.05
1333
3.24
477

Tabla 4.11 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 230 KV.

BUS
KV
3 Ø
3 Ø
1 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AUR
230
32.13
12801
30.54
12165

COA
230
19.14
7625
16.48
6564

CRS
230
16.20
6451

13.40
5336

CRU
230
31.08
12381
34.02
13554

EST
230
16.23
6463
16.14
6428

KCR
230
22.71
9046
20.62
8215

REM
230
35.71
14225
41.38
16483

TYA
230
21.35
8506
19.54
7783

A continuación se muestra el comportamiento del voltaje para todos los nodos de la red en sus niveles de tensión de 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV para el Caso Base y para el Caso Final.

EMBED Excel.Chart.8 \s

Figura 4.10 Comportamiento del voltaje en los nodos de 400 KV, Caso Base vs. Caso Final.

EMBED Excel.Chart.8 \s

Figura 4.11 Comportamiento del voltaje en los nodos de 230 KV, Caso Base vs. Caso Final.

EMBED Excel.Chart.8 \s

Figura 4.12 Comportamiento del voltaje en los nodos de 85 KV, Caso Base vs. Caso Final.

EMBED Excel.Chart.8 \s

Figura 4.13 Comportamiento del voltaje en los nodos de 23 KV, Caso Base vs. Caso Final.

El Escenario 3 resulta cuando solamente operan los generadores dispersos de manera aislada del sistema.

Figura 4.14 Escenario 3. Cuando operan aislados los generadores distribuidos o dispersos.

Se muestran las fallas trifásica y monofásica en los puntos de los generadores dispersos de las Subestaciones en los cuales existe factibilidad de ubicación, como Escenario 3.

Tabla 4.12 Escenario 3. Operando únicamente los generadores dispersos.

BUS

KV

3 Ø

3 Ø

1 Ø

1 Ø

KA

MVA

KA

MVA

AUR A

23

3.43

137

4.38

175

COA A

23

3.43

137

4.38

175

COA B

23
3.43
137
4.38
175

CRS A

23
3.43
137
4.38
175

CRS B

23
3.43
137
4.38
175

CRU A

23
3.43
137
4.38
175

EST A

23
3.43
137
4.38
175

EST B

23
3.43
137
4.38
175

JUA A

23
3.43
137

4.38
175

KCR B
23
3.43
137
4.38
175

MAG A
23
3.43
137
4.38
175

MAG B
23
3.43
137
4.38
175

PIR B
23
3.43
137
4.38
175

PIR C
23
3.43
137
4.38
175

REM A
23
3.43
137
4.38
175

TYA A
23

3.43
137
4.38
175

TYA C
23
3.43
137
4.38
175

ZUM A
23
3.43
137
4.38
175

ZUM B
23
3.43
137
4.38
175

Al graficar los nodos del Sistema por niveles de tensión 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV, Caso Base (sin la incorporación de unidades generadoras distribuidas) contra Caso Final (con la incorporación de las unidades generadoras distribuidas) se observa la mejora efectiva de los voltajes en todos los niveles, ya que con las unidades se tiene potencia activa en MW y potencia reactiva en MVAR's.

Se efectuaron 3 escenarios de falla en el Sistema Central, en los que se observa el impacto de la Generación Distribuida, para la falla trifásica y para la falla monofásica, obviamente la potencia de corto circuito aumenta en los puntos en los cuales se incorporan unidades generadoras distribuidas, aquí es importante saber que tanto impactan estos valores en los diferentes niveles de tensión del Sistema de acuerdo con los valores de capacidades interruptivas de interruptores en las Subestaciones Eléctricas, para determinar si es o no necesario hacer cambio de Interruptores en alguna de ellas.

Tabla 4.13 Capacidades máximas en KA para los niveles de tensión de 23 KV, 85 KV, 230 KV y 400 KV.

NIVEL DE TENSIÓN
CAPACIDAD MAXIMA EN KA

23 KV
12.56

85 KV
34.00

230 KV
37.69

400 KV
28.90

La Capacidad máxima en KA para el nivel de 23 KV es de 12.56, para 85 KV es de 34.00, para 230 KV es de 37.69 y para 400 KV es de 28.90, de acuerdo a política de Luz y Fuerza. De acuerdo a esta referencia se puede analizar que para el Escenario 1 (Caso Base) en el nivel de tensión de 23 KV y 85 KV no hay bus que este por arriba del valor permitido, para el nivel de tensión de 230 KV la S.E. REM presenta un valor por arriba del permitido (aquí cabe mencionar que ya se están cambiando los interruptores en la Subestación Remedios).

Tabla 4.14 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 1, 230 KV que están por arriba del valor permitido.

BUS

KV

3 Ø

3 Ø

1 Ø

1 Ø

KA

MVA

KA

MVA

AUR

230

30.99

12347

29.83

11883

COA

230

18.23
7262
15.98
6366

CRS
230
15.41
6139
12.99
5176

CRU
230
29.55
11770
32.77
13054

EST
230
15.51
6177
15.64
6228

KCR
230
22.22
8850
20.33
8100

REM
230
34.37
13691
40.16
15997

TYA
230
20.40
8125
18.97
7556

En el Escenario 2 (Caso Final) en el nivel de tensión de 23 KV las Subestaciones Eléctricas Aurora (AUR), Coapa (COA), Estadio (EST), Remedios (REM) y Kilómetro cero (KCR) alcanzan valores por arriba del permitido, para el nivel de tensión de 85 KV no hay bus que este por arriba del valor permitido, en el nivel de tensión de 230 KV la S.E. Remedios (REM) esta por arriba del valor permitido (Subestación en la cual se están cambiando interruptores).

Tabla 4.15 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 23 KV que están por arriba del valor permitido.

BUS
KV
3 Ø
3 Ø
1 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AUR A
23
11.33
451
12.73
507

AUR B
23
7.90
314
7.61
303

COA A
23
11.37
452
12.76
508

COA B

23
11.37
452
12.76
508

COA C
23
7.94
316
7.64
304

CRS A
23
10.86
432
12.31
490

CRS B
23
10.86
432
12.31
490

CRU A
23
11.03
439
12.46
496

CRU B
23
7.59
302
7.40
294

CRU C
23
7.59
302
7.40
294

EST A

23

11.14

443

12.57

500

EST B

23

11.14

443

12.57

500

EST C

23

7.71

307

7.49

298

JUA A

23

7.22

287

8.28

329

JUA B

23

3.89

155

2.89

115

KCR A

23

8.29

330

7.91

315

KCR B

23

11.72

466

13.08
521

KCR C
23
7.53
299
7.35
292

MAG A
23
8.15
324
9.33
371

MAG B
23
8.15
324
9.33
371

MAG C
23
4.73
188
4.16
165

MAG D
23
4.73
188
4.16
165

PIR A
23
4.42
176
3.99
159

PIR B
23

7.81
310
9.03
359

PIR C
23
7.81
310
9.03
359

REM A
23
11.52
452
12.90
513

REM B
23
8.09
322
7.75
308

REM C
23
8.09
322
7.75
308

TYA A
23
10.94
435
12.38
493

TYA B
23
7.51
299
7.34
292

TYA C
23
10.94
435
12.38
493

ZUM A
23
8.73
347
9.91
394

ZUM B
23
8.73
347
9.91
394

ZUM C
23
4.53
180
4.05
161

Tabla 4.16 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, 230 KV que están por arriba del valor permitido.

BUS
KV
3 Ø
3 Ø
1 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AUR
230
32.13
12801
30.54
12165

COA
230
19.14
7625
16.48
6564

CRS
230
16.20
6451
13.40
5336

CRU
230
31.08
12381
34.02
13554

EST
230
16.23
6463
16.14
6428

KCR
230
22.71
9046
20.62
8215

REM
230
35.71
14225

41.38
16483

TYA
230
21.35
8506
19.54
7783

También se presentan algunos de los buses de Subestaciones Eléctricas en 230 KV y 400 KV, cercanas a las Subestaciones en las cuales se incorporaron unidades generadoras.

Tabla 4.17 Niveles de falla trifásica y monofásica para el Escenario 2, en 230 KV y 400 KV, cercanas a las Subestaciones Eléctricas con GD.

BUS
KV
3 Ø
1 Ø

KA
MVA
KA
MVA

AYO
230
21.56
8625
19.47
7757

MAG
230
25.69
10235
25.89
10314

APA
230
19.27

7676
17.75
7071

PIR
230
11.19
4455
9.36
3728

DVA
230
17.27
6880
17.64
7026

TOP
230
24.77
9868
25.05
9980

CRU
400
25.47
17645
23.85
16524

DVA
400
15.48
10728
12.55
8695

TOP

E•vQ2CAđ
B&=α
yT9ÂP1TVZF†‡
%ÉÿXHNT7S> “
-&
^g\‘=D/Ó1jj
,İ²géÝ:l#C»m0b
{4
l
IC»
XbÍ
\\□©{-ðyæ
}Bc~ 55TIÂg~«ôî
3vTAÃ~,u1‘[
"F@Ô4i'RwC
5
v«4İĐn\$@ËTGs4i7Ò|C».\
MÁ=Qs□yA:a
Guñ84W³sKg
~
<T
näã”^eL(°r;)ëF[l'S"\\A.‘kE8¿ wA´VÿO<.6O
m“gÿ·ÎNÎLîòf|+~&()^
64ô
|
8q%¥L2Ò³”
YÚí2¼i±>oFzf<_μ”
o#
N?+)~F
DG{Fî}6I
9«...İÚ³¼žÚ&×SúEÁö'nđ,»/os™¿;âÿÛ=zn,îÑeüÿ*Pë’kbjzfrZûtı|–
|W...s •ª
3#;¹qªÖ=⟨Szdqp
C
+Qg-Q9
>q,ÿ/bm
*¥0|b%`U
*ø8 V%
UQcM^59 VE...
>Û[ôîÛ»ðNÛûöŽÛ\{{n³/4ý}iC{;îS{
)ÚLîgÛ;Û·□ÖÛfpÿÛ|ssmos“mS
([y/Yýÿç|R!yTV
>Ã>`ð™
-Æb³/4\$d]9nf
^ÝiAw*yu¿8.T]¹œ
8+°qœ¼2hĐδJ}}UÖÝjAW^}u1α`uâ tfTYá
Ld,312

fsdGfkdWæ>

g

o#»3Ûa»

Dv`~ŽİdödD!3{#[1Á

K`ÿ3wiv™;†]âŽbW»#Ø5n

q>ÆS`/â©Á—□mYİc|9OU

Q□#+šour"\
+eYÇNW>`w!

GG

GG

ì{\dè`••½7+9#9)

"

JQeÁ

L-¼ÿÜÜ€“Đ

æùC~\$□±PÛÛa>Æi°½È8m/Az> Wo

)

/bF^Mç\$?é° ÷□Á.hc{QôF¿-iUU

(z

]V|,z¶p^

mhh—

Pâ*¹áY""ÑaÓ

í^!W=K...G4

<)Ã

er

P^‡mmh÷

=I~ò|!4Ña;

s@øL‡□ehw+éáu]X@a7K¹†v·□g=

...U:ilC

—

.

?

@Zmhw%

9/

{6€Ý÷ÜeÉ0

{E:ghw

%•Ûž”s· WÕ½\$HYwKrCgç

Hiw

5Ý+‡wæSU20ŠQ×t/Z

=

k|/&w#âòKİl‘

O|p"öÁ1ÿÿ-fëB¶|/æw9QÂB-

CLiy}|ÚP

X{O.Ã><h

R

7Dw

HQ“ eø}

ø¾)l_rwI%RUô`İØ-Đj

^-SÕ]bQWÖü8,,ü~xβy0«+k~e!¿ÿ:R
vdÿYCW^pÖ&âi;XXO¶|@|Æ]#
^çt6
LSf.
×êKÖX‡#¼oÉ.gö)ijg\$gy“¼
I
m
>eÿgySc<ž·UJOJjÑDù
\$S>^a)•F5□\`¥ZÄß
GtTb:%yÛ
CFD5i3
JFj4<4
|<žÁ9(GenC
pù,œçPî¿r~e]+ùÍcc%œçPÚIyi6<*
*w
\$ükÛVbXQ^Ë6+9=«Eólo’7-Sö¶|i:*/°ÿ°Aù}
4,(WF{olf:\$ol“ô6`µ
kL\$Wy^yÏ3£EjrËtù
Pšt□Cz/r M
(^Ô£÷"JG<∞) EiÒ
:2□ûM75F™E,k:+yž*y-™Ú9^M&û
YãCg%ïGR ?%Ë
@eh~e(y>r
#é€JWQ[®o1ãJW
Vœ^aË5DAøH* RU
@mPQK□/5
|d7 v«
%
p³/4!—[AøH~@âWQ_
5@□QQS7L5ä:£ —
"=@=VQ
M6
z
Òc!âc3Q“ÖL2Ž
Y
bH@USQ
GUK-?hi
HKv z□MA
^h
U![Per
U"×QEbWV ‘ E□âI5g9’
~Ã×,C~á·ãçø-ø%~=.Ã~ ÅoðkpK~5
X_f+ûù*Zp<p°3g32
p
|68[KT
U·ÏË, □i)È+QX□—Q^uC
BF

n

/Cg³³/4Lvë-ä¹/₄&d^yfl
.PpÖ\$if->zs(w,,Pç,u@9
*otD ¼e"ÌÝ5ÇBYc#

5
F9)À[Ö\$ø%©+SI²
;2È

j
w,ð
y□*yml^EF±
@B÷h§
k!svtn

il
UG`ÌÃ!
Y^a:zž^a%o^oçjfn"*I5D
2î'c9÷À±,»çXÍÝp~ç~wla.86q
\\c³p@WaaQ\$Vy;
]YJtU'j»^aKU]

k
2ëaög@Qg'O**è
iôœDV^o: 'a.«Ñó»ApÑ&yeÍaÀm•wP□w¶I^TMsf
\\GxN³c<?³c=GÜñž#i
H'z~b' {N²Ó<ç

4
(í □,ØIM,'C\+È
6>□Áw6òlŠSX«ÑnsR^m¯H*;P·BiX□
C]' +R)

\$
oYZR<÷zÈãød
v9R:ršp&
]ø}é~ðµ^a»Á?U×îNÜI:.,Ru
9°v·bÝô«°M£û...@Ý-, 'ô>°]ÖÝéyR×if_:+iRuwù
%°v×â×αKÁĪ^a†÷p¥°v×àŠÒeá,^a»BÝ@kw5./]

oD 7Qu¯jt
~KÖ¹/₂æ?§kw,^+>
[jtĚ
?Puokt
5È?t9 {ã³/₄b1<[

¯"[àWÄšø°Š|çA>í]s\D|
">áBb-|,ð&.(
|è=Nsym(0ÿ
6T6Īq2÷÷
)Óž4gZBý¹/₄IZ2MHkÆGP□
M:1mIW
@†3)d4Ó□(EaP'cTMÎ\$§--3nE³/₄O× g9r>n,
Vg

%
4-
)s
OH
Jn@/'#>P
+X¹&K
%4é`kkki
j{É&ÿj
2iQ`b 0¶
@ñ~€úœš±E%□bu9)w
6+Í^μ%,nUJ]Z
c
VpswJÍ□°žUÇ
-îi±.©ao7t^(
.yûk—ŽXS3#V{
_]öX__Úc-]Ú¯|4ô
_·WW\({uEi·f¥¾/4]«iWÁ□
l
JuysEZ□Öt¾/4<Ý4PžU£_³]
GRz¯!=Pn
n@àqð·ÖñQu9ªvx[g
wU
fSd`i0'Vc©ēVÓîp°©;<α&«@ëóÍ`ápó`d}ó&5“Ôđápuj8¼/4:5)
:
)
>Ô²)r@e02³uSD
o
I't×`Dÿoê#ý+
#=jjVnR3I]
vuj‡½:Ö¥.gØ‡>gØë»»ÔœT×KçÖ©`î\ItDyt
v
gHM¶iışšÚcCM¿S¯İi
9iu=-t}.
8
1ý~□q|wdœLÇ4uy&v
T÷œsGÝ3Îð°:‡ÇÈé°ùŽ™I?4xÀf&w#uβ□
<³óœ÷œó'÷ŒsÉÓ□'ÿ§';O?4x
f&w_ôtçÉİ{²
Cf
lfr÷3ž
<
63¹û~«;Op®+;O?4x
f&w;
8²óôCf
lf¾/4Çyİ™â<ã¼/4İÑ□'W:²óôCf
lfr÷jLwžüvLv
~hđ

mÝyò";O?4x
s^¿ûœ-;Op³/₄-;O?4x
f&w
mÝyò
<yŒ+;O?4xÀ
Cf
lfr÷^Owž|';O?4xÀâ÷Kpî
<
y
w=Ûyú
Owžü|';O?4x
f
qÝyr8.;O?4xÀâó
=iéÍ“Oz²óôCf
lfr÷sžî<yŒ';O?4xÀf&wCžî<¹Í“
Xü¹/₄û»ßsucÉ/^o2óôCf
,³/₄_ðw¿ãéÍ“÷,²óôCf
,~βèñpuçÉ□^o2óôCf
lffē^/OŌ¹/₂ZP[§;O^Q';O?4xÀf&wkētçÉv□i<yĐ
-e...iŌÉÉtTMTM?4xÀf&woI
Cf
lfr÷Lm¹/₄□IpUí\`I?4x
o#
PBwž|cBv
~hđ
<y9MyÀffa7
;O~×“
<`3“»{]Ýyò.Wvž~h
:1Ýyr4&;O?4xÀâo{üÝÃ1Ýyòã1Ûyú
Gwž|5&;O?4xÀâo
<y@#;O?4xÀ
/□+üÍßçXò7ãÄi.|?4xÀf&w
+Pç}?4xÀâó'¿û@bF!“üÛÄ,'I?4xÀf&w

+c
ÿ
<`3“»eqý|'§ÆáóI?4xÀf&w?í
|¿#_w
!KU*•†n%/H
C€(*)
0oQi3+?/
yŒ?CíĐJ
,íkK
~tj C–dy
te³İ
df0C@lf÷|d(CŽ
M–â^iÛ'!§†3oq8AkZ>5IÊ;~

[i%
eHqV[
7GË
UWIN^aWhanG·
N7□jýÍ.zL¹g#)7
<Ç-| ã -f)@k<x
oÑŠ<9N+`@
=qvWÔu;#
0i%³+Â,#d#,f
z
8»;À2B~) f
z
oâ#ÆB--~□m'œ4!M
oJdvnhsÔr÷
Y¹Jçrk,'W ðo{xJ!>¯
#DraôJej
k
@y□@.Öu<6C-÷x—
F_÷| W2Ia"³
/:0ÉúÑZxNÝ6:0?
kL«u=#G?K_Ö
v|5Ê1vYÔe<
Je
(O)tXN(İ e%#,,ÅRÄÑg,
]m!4J9
6
,ð,ca±
GI¶>Ü“ôsh.Ay%or
wA¹
KN̄µHcqVpjz □?>+¿P
,
NI
P
Aán.*”7,,A±& !z
m©~
Pî-NG†²WÝÒSWièQ^V6tG
47ðX̄û3™ôàhÿ—½~ê ³çÃ6³dßf_—;³Ü}/<:□ÍvÈ53)Ge3NË~_•£
Gşq|Q'æùza\=l4
ztvùÛ#©XgÛ#óááäxlBjvE3"^^Q~«¥•hw
CgQwÄL..
E
c(4?°òc½=?kSh<'ÇkP6^Ûh
C_i³€5Kg]\g
5
1
:³ÊRë:c(Tp
Á,+◊q:ÄRKp

+Fc}wê;K
Cj} □ ÖWcMB2ÝR«/c(t4°Fk-İ6
5j)Á;É □ Æ □ Âè+R m
Ñ>ò&°H>D
+ÊİÄRòSâ<òqwAy¾;Nîİ#',ceÁ-Ë{\
<
uGê
.¥,.Iq
s
'u`("u`è?©
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
CaÖ □ ! [u` (¬:0d«
Zñ...Ñ!çüà\K¾ :iL70Jh
:éÜh`-1UQx/:â
b
3UiÂStÚ¹MÇ
B..EÇ.zİÔo!~
sS¿Q|qj87[
n
d~ÃâæÇsëfsé\,ý1·18·^<á'p[,s_sQ
Dn»Aã
i
HMNMLp
r
FÖ+1ð?*1°Ö[ê÷İðœCÆý±CE_“ÿY7,µ~{X%F5
\L²·¼...œ8!œâUu {
uí,o!
<9×U—u\$=ä U÷DP7.Ê
AuYGÖur8
MB_ pÇp`y3=
7/^^«Ë
zWû\$!œ>i&|
]
aNl=a]L
+\$yX/d
Z%9%±A\ÖYOa6.\$°#ZÖÖß¬s%
Q1
}
gE7Y²
8Kq'zÖðZ»njrJÓ
Z
v8ÚÀ%om=8µxK4Ë.\
~6Fm{.

j

HäÖ®ö—

1ëß!Îá<%oÍþf#š81bG,&q7,U'

3

g

0Ý<Ïï³*ù>Ù©.º³*αÑTggTîivV

Iwâi¬ ‡#†+R#FàzK¼{ +wpÄ

CNu{fmlŽusrGQý

F6ú¹Yt=a\$X

s!

[*ÆÞYV<,k|LègY'

{iEO3`|êç gy{{

nWvtkÈn□0t?.,

g4€>€~^

vNGCæÓB~Öa5>på

}3-Dg³g/I(Z<!@N“8G

v0;,,`¶G(ç='

{Nz

U·_Pw|M]Usj

k"ÿ >ãE|O_ÄÏrjO—*^2pý\$B=} <[€

s+P

z

ic!Rg{U

Y'6□'üs ðí4kIUO.6ík[í'Ä

[ÍTÅE<Æ~*ÿÖ±iâLýbZ(6M>kÀ

7

5LýþMøØ¹²_ÇN¯ eê÷&qÆ~%ç

.é

rÍ?OÍ£3gÔ6U¹Nn

MMýž%

üËär:vv3S

g

+W1`[šú=I~

X^«c7Í2ð»Ž4öÿ%o0`?7

Lý.!/ù/È'tiOËMý.&E

2Ï÷8y[Ç^:mêw0

.û[hEk,¬wÕâ¹®8Wø[è-8!)

B^^OP·^M]U

TÙ‡¾O'ù>y^x[xf

kÁBjÐ`iHd-j{}

A□"û|Ö•ø Iboà*U²h)ða"

R

X¯ □-×ë&Ás-ûð*šnÓ³oómzeT=ðQ)

~ü-j□o+D`~

Zuv•¥ÖLÆPèu`]×YgVYj]g

!Xpe±2NgXj .•jÐ

Zvd™¥V;ÆPh7`uÓXK

Rk:c(t!°
G¥},Kb#¼ g
µä□BGy>0\p"||o
-âĠG[»sÑ1n7=iæècâm'\$^#o
Y\$¥'i¥□È¯R?rZêBnIo
\Q~C~Y~M@S7
ii/>%e
[ĈĖG£ó£ÑùÑèüht~4:[
ÈU'Ci,Üçy'Y@ðÅNÜd×yó{,çÓÛi¾¼¾¼ÿ923I&3
U¥)ÞÏÜ4BÖ`[PU¼x/s
|WfMj
uP±+þçòVÀo0%QG
v0•
<
Fh<ŠÝ'šÊ<°À4F[Ui@5T^,,yÀnS
?
{KÅæo\$ò^@ûpKtWfÝAâ-@{p
;"l&Ón6pÝ
uY3XWP
WfXA^#4Ý
M\GvH
kzë\$□Ü;T1Ø/,`ûYà
-ý
Î1ö2+ÿcÉ)©ž\$O=-
#?^f+'8ORB
FW
kf#53<
.Ë69d=\[
U
^
{)S<Xc
T9
yTÁ>Èâ-â=iaGR,,ggJdtTTÍJ÷•Jùò
0q...Ìa*INOàe#
'óXy>~°°Eİ™.LWž3m\Wî;âw
!:Gfrz

#¹lä«,,:aE½yWXÜ,ej,,-e,©
}Ü<>ík^Èö7/g_3¯d_7¯bß
p
,,ãÅbiv©X,])†±«D'»Z\$†K[~
.
x
e}LzÒZBªh-%U°-
AÖÏÈO»-|€òPMwUsU
?
S'tuN^Kv',”

i
5:â
Fu‡(°3uêÊšÓ,HiÔ
Ê!P]Yse
AxKGN<0%
f]!<g- dXË
'ñû41kQUx
~
d~i
Tb;ÈEil_^fml
H
α%|E
6□Ê{□
{Žü.-àcTiçí~¼gÉai%_GfmO
=C
'Ù)-â>ªØ/:SyO□íÒ:>AfiBâ=Nr
l>IÁÎ{□
{
TbBIŽð5βVÁîAâ=B6H9|{
{€Ì—¾ç_V±K^fòî'_H[ø>*v
Ry?S»D'i
bO
s±4yU□yñ4Ue8
%
!
i
g
*
t1
(%æ`2A,O
1/
*i@2J-D>D`/Ryβ\$#Ä'ÉdÁû7ÈPñ)2U□yð/ªÊëd°X™d)1
□□b
f7' 6 yJ
JÏðœ~@.+GiHYñirMÃs‡
3α~Hn*1
OÆ!{/8Z
~uËiIHN÷|%{1
~NTêçzD™eÄ...j-‘?o/àuf9okDÕ©
VY\$ñSZ%j+□'JÖ?V5ÊÚŽ□
c
xjâTàËpU`l/
2TeÔÛ°#V4'ý,,u~{v|Ô=;ùμβ³sR1îu()V
w€UJ
s
{R9Ý
R

3X
(ñn
[s(Đ(sñiXÑP
)
W5Mi/6
[GB9èA/X]-
gĵ.â®~{MeĐz-
`uA~0Q
IÊ\$?4xÀr|ÛÛâĵ9Óã]pã2M?4xÀb&
<9ÓiÂ9đL“qŽr|é7̄Ou:Wì<d4
>
LòC;”®&é8ß-ÉÖfJVvis%
LòCf
,fNèUÚ”³¼J{ç3”¼®È3”?4x
b&ð
Ec•°ÁgD|Á□gD~hđ€ÁLê½TĭgDüN¹<#òCf
,fRo\$ÈgD
3”?4xÀb&
3©×SÁgD-UÈ3”?4x
b&ð
9iÆHf‡Ö°C‘6□~I~hđ€ÁLêýQEİMkÄ‘Š.~I~hđ€ÁLê}‘üC+‘øÝpTÊ\$?4xÀb&
1Tl□;ñ
!
t
Xì□pGBf^Z#~2
Wì\$?4xÀbfoè, #tĭÛ
3”?4xÀb&
6
<¹“zšËùĈ^?,—gD~hđ€ÁLê}Ãà3”¼bÈ3”?4xÀb&ð
_éc¼¼□è|FÄ}°<#òCf
,fRiÄ>>#
=>yFä‡
zÁâkQægAömsi□x&x6\$þ
D~hđ€ÁLê½
3©WÑù}K-ëÿ†ÁLòCf
,fRiĈ/ZAkÄ7|t?óLòCf
,fR̄çĵ
2ÿ†u,Ú©À,¹Â\ÿpĩßÿýûçÿyöÿÃ+B^8^
\
|
JuIX”yÍ

w@§N®Cē¥i*{‰í2W:̄#?^v.□̄fNpòð
^;/ØI^3OwÒ
lw2{CS
>Sw:>fpÀv¹³ˆ-^Y§‰÷i™«Öiéc
v

w5,¹sV
b/Cë'
lw2;çéUé\$'6ýMu
|Äü□^{a<<}>fpÀv³)sG]É
s{^jwÒÇ
Iù^o
^{a<<}>fpÀjβ-É.®ûLžřä5u
Ôó□>fpÀv³3k7H'yQiu^{a<<}>fpÀjÿ¹É>Uó†¼
lw2{éä_I'y
lw2;(Y:
lw2;iàw²?ÿ<k
Gj
lw2ëM;ÚW>Ã7<#iP_><>fpÀv³½ÝGâd½Ú
P
lw2;7q
t
sL6)nt
d6!³/₄□|Žm8!!
38`uce†ÉV%w•×ymr
z
D|Èö-áÓÉ%)v'}làëiNf)Sp'Nòe)GT'}
zWJ'ye
)
>fpÀj>
d

yEÖ
38`»“Ú%QO^"Bo6
}làëiNfÝÛ/□Oò“iÇT"}làëiNf7g|(
2N
N
5μ¥“=éÅ¥•μS=—»ÚÃp;py"=-lB
38`»“Ú±3"e9Éy3²T"}Ì
t
38`ÝédOÍ⁰¼N‡;žðç<t:>fpÀjO
dö?Z~" {v
V {aLöZÿ<Ú[Dn
WG>Ñ
-rUó&udp
x&;¹)'5x
3>âT' }
Z·Q}+f>fpÀv'
dÁöm±^{3a}úYùÔ-ÜV½G}“‡>fpÀj=Íd7T
?'gF#G
P—²øÅæ·ÀÅ^¶" @O□â—sê<_•e#O+~+
ec
oi²>_g9;6¹

tô¹}Ãòf¿G‡ã}fòC]6ö f,X□μÍt~R^%

E

d²âpDé\$W{ST}ì

>G?/ci"ú

z

sai{{iS`V~

V1&

Tα-;ŠçùUB'hOI,r

=|

}}>

ësÆ□d]oÄüï©□ÆçqØSy7Utgwç

h,†3F&Ïc^

~2w8·o-0Õ9C~t•

kh?P@†{`f,iNá™

{

oCNé,r7!y×d?w0pb

X.Ñ~F2Yö3ävC

7#ö{éz|-ŠbSmDZ

!sİ}~b&

r(^6wX

Wfdr[V9J

m

mw

~Ä`*Ýi-F*V5

?Ø̄ ö«{`Á=a,j]o)İw%

y3 ²L!□[LÐs/B

3pk2

'òio°Ú!fL3_M

w

8`Ž

vS-G×

mFé+®`¼`]AÔ,,Dn-ZSk

h

0g#)pÜ@æËnJ,C

6ût9

B

(÷<#...`zÿ:òÀÙŽX'p×XÖhUkJUæy□z68G—u-s'çgσ"s

_Up™ri.ÉKVQ.

g

)

}

XiSî—Um9ZÕø`□; °Đg0/Gk*;-³

F><

*ÀrQAx<Pn&Z¥

Q

ln^+

%oqwÛqC'□Û
GkP\$*o
b]y1 kn·7ø
4';
oG
Bn,T!ÿ&b'¬
oûpb`1V
k
Nj&Z|øIA.h
2□={U^5K2y—£^'ç«fEléüuâÇ
RB':3L
k
YK2xR
!ûi>%-UíMV5><*÷0- ^S7ÏvBwÑ□ÇŽ
u»—%}E/øÉ© Ár
c'K9/+
LwgaYN6ä23-NV
b<xÖ□a^ðë&â}d.;%
uRq\
GX9jû÷
g'<t6{\?o
>
KÏµùDQI1ûWyìZx9Á
M¶Í&|ÆîÇÈý,,bjê!¼]WR6¯=yÙf%oI,
{oey7UtgwçÛô
EN'ãÓn*;93;
ykYJYe
K#
sAß
bÈ0/ItXNH
qóù\j_.u8
rHwQ÷L9(
G
!fÖ
Sÿ□ü'oz™ö‡sûÆ
S□3äGW);%ÉßÐ*k¯n\u
h]PREw|Pèh)zÆi_Ë¿
V[z°O'¬ ro
=<b=|§òÌ:ø?oè'÷ygÚÍÍu_p;Q†A/r?HáW@î*Û·\$»±®7~
0
5ôÂ°kù½°·xmç+V&Za
5C□OÓ-□W/G—ip°±Uos~/ó_d
3Nª
s*ÑRXú3€-q'A
yY_2Qe:šSú
\:ÑC%-ÜGA*i»
pðÍKOi¨zšWGUÜ)F,y?÷

H
8ã‡;™F0w2â|9òWˆfx=p~
tA«jôow`_B
^.)tX6+
XNaoën_o«?-
wu×sd8j]
s
{z^q“©Ç^/%:n
2ÜIÄ'Ú_H%□o?mÜãC{)
*il½`A.X|\$|b
~r2
<BGÆòy7μ?_
\$XNa,w)çe
Mz{w9ÚRØù7G1
W]DXØm)X
tí&\5|Fj}—yeAK)i.Xò
FTÙeÊÐ@Ei2cy
_M□·ëJÊæμ'/Ú,1%%4#E.X ‡
l¾P(F□Z¼5hTZ/
\\Jc□
x/ÿ;n7àvK+xVÜl~eh
=©à~•NVWT&|'K
J"UeMIp□
G8é1v:%%o÷(ÿ
j
|šU]Q55Yd3.t,²±•
zS
[
_3l]³b¶uJm
5
~ÿy^.-öÚ£~:Q...£pX§T'0ÖpGb‡X*x?“
oc`šta`%sï
_÷SjrX>n49
T"eÖXY{E
c
`li
VvG`,c
5Ú‡¢<tí^VÈl <GK
{
jñ0øBnWİμ}!g[]kjr¶|½ž(²më%¶
aM□[•%o*+9i.‡KANv
jtd,,n?
VÎxNi#e9wF{~È'
[yÄÖâ€K}Y6Ä+\$om⁻
,⁻
!‡D¹•NT'Ê%N56G¿ü=J JgŽ@JéM%o|
eU{¯¢8_#Æôd*9Ä^a ä;sL!

mßC\7âCE~ËèEu4z-P
@n—éÖÄËä:;@¬sé56K~ wñpFE ->B!d{K
'**_*
^âU`BâgµÝÈ—ñgGMÊ?q&7
mz9wl7~' □•L,
siÕ»TÛîr•½□~Hlã'*;9;
n
U
NTÖV-'ScmMó »ŽĐĪ

H
HcTäpRmbJÊ
[%»
lW\iã(Ä£X|Ü µ15vOfô|X
}r»Ce.Īc>.
9-x?%.b¶
X;ç?;XQ¾4Á□âÿâg1k~w:
c'E|£-^èÜ□E%%øÄ³DtFãbgtŽX`
xa%
0°O\$+ÈNH'3
?P_g<ø{ãk5J'
Tx
(†Û:9□?Øó"!DqZÿ@}
lAZ#ohaps5
}{&'7>#~qO2l,½l=äŠ{
`ÖšÅžY
:Î\$Q+O`dT
Hôô@R=-P =
Z“

j
("~_CúÂ
=D<"K
:
sW^Ý#rG^xDN2
<"9£E(6Ø=";ç
fQ9H?@qã
<Z!~ÍÇ*4~ÍùJZ?Bqã×\ø|S
Qíeíi']{V~Rû?y
Z4|ærhob
><ÛçWC:□b_pzt<ç8:†y_ð~~,µ
?<%Lö
FBgj=zPû
~×fN{Âüž©Ñà@PÛÛ:Í
îqN~o;Àm3[4.¯LuÓ
'u2/\$B4ãU¾
ofmÀ

H+)æ0=o,||
T
;a^s_c
5□TVZ5‡9;s
wv8Gp5ÖpÅcÛq|X÷ää
!?Ö¾ÄÐ•\:QnUV
Qv~W
7äé¶?ÁI+?UQnâCkµKt¼Ý
6;Yn•s‡@Ĺ.²{8]
/#ÄÚ|>0□,Óÿe9-R
yKI!%q
q
eI
S** □á&s(#8
V<™' 53nO□''3-n&
]¬...CÛhc^žr°<ô²,cO:Y]Q
Wb[<;
1C
)½ex?'5J
0
G
4
jj²Èfèpec+ñf
BùS“•öçÊt'#{},£~,ñ'D
^^
Bœ÷¾×¿,æ%ÛkpF"^^
UKÿœ÷ÿúËt¾¼½žH'+íY
g|d;Ž
l%YsRm
CĚ□ó¿,,Çâ“...~äýØµR”\$ {Gf<□LUXd
Z÷SjrX>n49
x#Ö½ÝĚ70.M~
i
F Ô
N\$QVKà9Z2Û
rW(,lo%òDEÿUE"N
gi±7<řĐ[Ě°ê½BÚvc°Š~k0Í\$RVyE²j²
u¼Iy“Ng7jV89£³
siÖ»TÛř•½□~Hlã'*;9;
n
U
NTÖV-'Sä|
:B?
D□<~ûÃÇòuÁ:ÛÛ³,ŽG¿¼Ø□ó·5#9#iw
B;re\$2
<ByW¿²ç9/□âÔ
w{nyšb©

r½B×Š°ÇàèÉ]mP&=£...¥İ0œç] □Q‘ĂIμ%o)))+n•iPWF?E+Iç
M'2FİR#_tu
C
oZ
cùÛ¼:'Çôp'ð"oov|Jp/&
w)%b6
_Hw
ô#Ns0#4
w
XûDãôO<'tV^ã2ðù«=]§gtE
QÚà,vø#œ‡3”ÑyÆ3Z-ñ-6Û8Pÿ™q€
et20 @?{
,Z,cÑb`”V2BZ
!
V!n
%.b
e|
#{ÔO<'Š M1i□Æüqu<HıçG1AÛ3z
w1`VEz
q
~·BïwýîĂúĂ»“œû§
{~\$<_D
»ð9ðG î5
<ý|2d{?'ö°
r
□4€•>ûüZH·RÔ]Ê\+]e~
\wIÀÛ
'K{A°(□*F
<q*ufv
R(TÓYA:+ l§es/<ð[Ú<yø Mμë/ 3't{u
|eLÖÓ:×L_n/8
i□w;□P2eguB=]Ă
>•êãðhy0œG<ĂezE~6h>kh<èçî
~ÈWË~/fùEy¹*PE
hdö&f<#&
Gk×})ó[6•m|#Yñ
CÛ/ÝgÑÕdTe8œ—ã%v dCXHô\î>¥
(U©
s»Zx{!;žÀÑÁ]@pJp
[kH#k]
G
WÚ# pbEIEex
'«àæ^Ô?S1 {e
>swçVpË\$,y&_
T
+
j

)”
r□÷’Ê Wn”<rOF
}K
.
g^{1/4}] = ù’Jw~+rU
-*;¶dfi r{Ûú/GGu)ÚVE
@ßÎÛIXfiE9mWd^, {Iœë”ú~‘q^æÍùpÖÌ
E
kýÖmiiG^{1/4}m7∞ÿp`=r‡
!;-K-H’ql#
{“J‡
c
2«Æ9_ZNk^{a5e}
>Òûy€l³û”~Skh%U
'uœfó.E^{3/4}DU-ëe¥Éœ/±KÁ'tO)tùl 3
-^E_/Q
m
}i,m°aY2æδ^{a±v}]dP,0'
|UfÃ²'/#]X³x±\!
i;ú
,Éä,(gAAgAæÖW
A~ äó0i™©8~p@ëW#»Î=azZÃh«
w%ú
3³puHíf,N.Èlpp·□\$\\uîRÚOÍDE.
9Î³Ç6UP6ûU-L1\
v¶|O|μËvX,(ßg9LSgbÃ
/
+‡δFÿ:òÀÛŽD'pÖyÖhYoÉ5îy□z68G
s`d
t‡ÿŠ0ê—HÈ’”un,PUPPPUÁeÆ^{1/2}» ,Ø%¥
Z0/»uF>A_N
4
y
E
,Æs~-iWH—G¶|Zbgl
ur^{3/4}bUÖ’!^~∞ž0@'
\\d”nN,,È8á□•3.Æáð’7±j,~°Ñ™Q6^Sð□DIu\
\\o^{a‡}]□
YOqxRI
A.
H6
2!sóÔ©×Âÿ—%o^{1/4}Uk>&YμUÝxj(e
O
5NĚ
)3È+kÉeN,W
DFY□
L

)
`O^vxb
|2ú□|øüÒû'Ç<C+9[llniDÿy
%K\$Ū8¶'ä=°IÿÃp±cE)MP²ØPîPÿ-YW:B}
c}2zi>mŪ
l@?f□ç;ýs=5~Â {b:
7i
ðf□OlðfsÈ~Gf|qr
qò~ß,,,"_YŪ{(üD[J:Zs
*_Ó«+_nBu"ü¶
h=PR%o
u:wâxžA.M□N'
d68t'èkèjy
]-
bKv6Vâi
t
;œR0
%
]P€}5PwÍ^gZ
X@_1b'j-8e
?ë~z²8éuk—X_.0_ŽwEª
{ÊI±i++u_ÍxA&O§
e_çXUXNª]Uxê4
r>-žçHYCX2ŪXn'5:□âY#/URŪŪkt)%oðî ŠGĩ
[±1»□EëpXNCEçüZp_□.□lμ¼ĭ'>LYFèjy+aà[d
5ø^Ō□Đœuf©" {¾mR?ñ?μP<âmðoU6nÇGμíFC
j‡Nn[¶Q&vi½\$'F{Z
fc
x
!°Ū³W•e«→Đw9Zëä|ÁªªiC¼NüH=a€NÌM{ÓSãS>
G
&Ž□È"¼5 S²Øyg_!|9PQzŠ±
'u>qo,)KvUá_ f=Ir□_Áf
u>(gT_lte.^S2q
,»_Á½fñØRsVKÈX"°\ X
`xF{Ū1ýœμÉfÓùòøÄpác÷»†CmR,T QVκ:
y«Ö|L²j«°ñ~QÊzŸ2kœ-;z9Âù)¶|kvVêyY?eÉ^J-i-
d-ª#Á[, *pçs%#-ek9^³
e³fŪăĭ9ý:0-sck³NCM;"ĭ
E>(N46NØ8aYÂ
FU?-%ù;pQaZJò·à!
}p]aZJ
G\Œfj%oe`UH\ð°6sq`
WCâç3,™K
TñiPÁÁÊ/y5Ăqn¹O/'°N
DL
w

Letter

Letter

Di□1□<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@

@<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@|

×DÆ□1□@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ

@@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ|

Dt□1ePPLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@

PPPLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@|

Dú□1□@@6**66666666@@@@@@@@@@@@@@@@

@@@@6**66666666@@@@@@@@@@@@@@@@|

ð□Dt□1□@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@@@@

@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@@@@|

×DÆ□1□@@@66@66<<<<@@@TTT

@@@@@66@66<<<<@@@TTT

TTTTTTTT>

TTTTTTTT>|

@@@@<@6@@@@@@@@<@@@6@6<@@@@6**@|

Dü□1□*@6*6@@@@@66666<@@<@@@@@@@@@@@@

6*@6*6@@@@@66666<@@<@@@@@@@@@@@@|

D&□1□@@@@@@@@<@@@@@666<@<@<@@*@6@<@@<

@@@@@@@@<@@@@@666<@<@<@@*@6@<@@<|

6Åx@@*@@@iÈ

x@@*@@@iÈ

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 23 KV

uses de 23 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 23 KV

oltajes en Buses de 23 KV'

333333

?

333333

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

Caso Base

aso BaseQ
Caso Final
aso FinalQ
Buses de 85 KV
uses de 85 KV'
Voltajes en p.u.
oltajes en p.u.'
Voltajes en Buses de 85 KV
oltajes en Buses de 85 KV'
Caso Base
aso BaseQ
Caso Final
aso FinalQ
Buses de 230 KV
uses de 230 KV'
Voltajes en p.u.
oltajes en p.u.'
Voltajes en Buses de 230 KV
oltajes en Buses de 230 KV'
333333
?
Caso Base
aso BaseQ
Caso Final
aso FinalQ
Buses de 400 KV
uses de 400 KV'
Voltajes en p.u.
oltajes en p.u.'
Voltajes en Buses de 400 KV
oltajes en Buses de 400 KV'
TEL66666666>R¶
privada
VOLTAJES
CC BUSES
Gráfico1
Hojas de cálculo
Gráficos
Gráfico de Microsoft Excel
Excel.Chart.8
_1105980634
_1105980634
CompObj
CompObj
"System
Voltajes en Buses de 230 KV
Buses de 230 KV

"\$#,#0;\-\$#,#0
"\$#,#0;[Red]\-\$#,#0
"\$#,#0.00;\-\$#,#0.00
"\$#,#0.00;[Red]\-\$#,#0.00
-\$"* #,#0-;\-\$"* #,#0_-;_-\$"* "-_-;_-\$@_-
-\$"* #,#0-;\-\$"* #,#0_-;_-\$"* "-_-;_-\$@_-
-\$"* #,#0.00-;\-\$"* #,#0.00_-;_-\$"* "-"?_-;_-\$@_-
-\$"* #,#0.00-;\-\$"* #,#0.00_-;_-\$"* "-"?_-;_-\$@_-
#,#0.0
#,#0.000à

Gráfico2
VOLTAJES...
CC BUSES...

Letter
Letter
Caso Base
Caso BaseQ
Caso Final
Caso FinalQ
Buses de 230 KV
Buses de 230 KV'
Voltajes en p.u.
Voltajes en p.u.'
Voltajes en Buses de 230 KV
Voltajes en Buses de 230 KV'
333333
?

Letter
Letter
Di□l□<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@@
@<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@@
×DÆ□l□@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ
@@@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ
Dt□l□PPLLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@@
PPLLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@@
Dú□l□@@@6**6666666@@@@@@@@@@@@@@@@@
@@@@6**6666666@@@@@@@@@@@@@@@@@
ð□Dt□l□@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@
@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@
×DÆ□l□@@@66@66<<<<@@@TTT
@@@@66@66<<<<@@@TTT
TTTTTTTT>
TTTTTTTT>|
@@@@<@6@@@@@@@@<@@@@6@6<@@@@6**@|
Dü□l□*@6*6@@@@@@@@66666<@@@<@@@@@@@@@
6*@6*6@@@@@@@@66666<@@@<@@@@@@@@@|

D&□□@@@<@@@666<@<@<@@*@6@<@@<
@@@@@@@@<@@@@666<@<@<@@*@6@<@@<|

6Äx@@*@@@iÈ

x@@*@@@iÈ

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 23 KV

uses de 23 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 23 KV

oltajes en Buses de 23 KV'

333333

?

333333

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 85 KV

uses de 85 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 85 KV

oltajes en Buses de 85 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 230 KV

uses de 230 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 230 KV

oltajes en Buses de 230 KV'

Caso Base

aso BaseQ
Caso Final
aso FinalQ
Buses de 400 KV
uses de 400 KV'
Voltajes en p.u.
oltajes en p.u.'
Voltajes en Buses de 400 KV
oltajes en Buses de 400 KV'
TÈLF66666666>R¶
VOLTAJES
CC BUSES
Gráfico2
Hojas de cálculo
Gráficos
Gráfico de Microsoft Excel
Excel.Chart.8
_1105980708
_1105980708
CompObj
CompObj
"System
\$ëí÷á÷èé
èéí÷á÷èé
þiáy÷ýþi
Voltajes en Buses de 85 KV
Buses de 85 KV
Voltajes en p.u.
Caso Basel
Caso Final
ObjInfo
ObjInfo
Workbook
Workbook
SummaryInformation
SummaryInformation
DocumentSummaryInformation
DocumentSummaryInformation
precargado

B

\p

擾敲慣臬概□+++++++++++B

+++++++□Ä

p坊捡牧慤漠+++++++□Ä

Arial1
Arial1
Arial1

oltajes en Buses de 85 KV'

333333

?

Letter

Letter

Di□1□<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@

@<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@

×DÆ□1□@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ

@@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ

Dt□1ePPLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@

PPPLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@

Dú□1□@@6**66666666@@@@@@@@@@@@@@@@

@@@@6**66666666@@@@@@@@@@@@@@@@

ð□Dt□1□@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@@

@@@@@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@@@

×DÆ□1□@@@66@66<<<<@@@TTT

@@@@66@66<<<<@@@TTT

TTTTTTTT>

TTTTTTTT>

@@@@<a6@@@@@@@@<@@@6@6<@@@@6**@

Dü□1□*@6*6@@@@@@66666<@@<@@@@@@@@@@

6*@6*6@@@@@@66666<@@<@@@@@@@@@@

D&□1□@@@@@@@@<@@@@@666<@<@<@@*a6@<@@<

@@@@@@@@<@@@@@666<@<@<@@*a6@<@@<

6Åx@@*@@@iÈ

x@@*@@@iÈ

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 23 KV

uses de 23 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 23 KV

oltajes en Buses de 23 KV'

333333

?

333333

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

fffff

?

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 85 KV

uses de 85 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 85 KV

oltajes en Buses de 85 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 230 KV

uses de 230 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 230 KV

oltajes en Buses de 230 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 400 KV

uses de 400 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 400 KV

oltajes en Buses de 400 KV'

TÈLF66666666>R¶

precargado

precargado

Microsoft Excel

privada

VOLTAJES

CC BUSES

Gráfico3

Hojas de cálculo

Gráficos

_1105980761

_1105980761

CompObj

CompObj

"System

Œ»°ÉçÉ»

»°ÉçÉ»

Œ»¶É·É·»

·»¶É·É·»

Œ¹»Ç-Ç¹

¹»Ç-Ç¹

Œ³⁄⁴ÀÌ²Ì³⁄⁴

³⁄⁴ÀÌ²Ì³⁄⁴

Œ̂³⁄⁴ÆÌ,Ì̂³⁄⁴

̂³⁄⁴ÆÌ,Ì̂³⁄⁴

Œ°È³⁄⁴¹⁄²³⁄⁴Ä°

°È³⁄⁴¹⁄²³⁄⁴Ä°

ŒÊ·ÑÃÄÊ·

Ê·ÑÃÄÊ·

Œ¶ÖÄÈÄ¶

¶ÖÄÈÄ¶

ŒÕ¹ÛÇÍÕ¹

Õ¹ÛÇÍÕ¹

ŒÚÀáÍÓÍÚÀ

ÚÀáÍÓÍÚÀ

ŒàÀçÒÙÒàÄ

àÀçÒÙÒàÄ

Œã°ìÈÐÈã°

ã°ìÈÐÈã°

Œê¹ñÇãÇê¹

ê¹ñÇãÇê¹

Œð¶÷ÄéÄð¶

ð¶÷ÄéÄð¶

Œð¶üÄîÄð¶

ð¶üÄîÄð¶

Œû¶ÄÄôÄû¶

û¶ÄÄôÄû¶

Voltajes en Buses de 23 KV

Buses de 23 KV

Voltajes en p.u.

Caso Basel

Caso Final

Gráfico de Microsoft Excel

Excel.Chart.8

precargado

precargado

Microsoft Excel

ObjInfo

ObjInfo

Workbook

Workbook

SummaryInformation

CC BUSES...

Letter

Letter

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 23 KV

uses de 23 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 23 KV

oltajes en Buses de 23 KV'

333333

?

333333

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

ffffff

?

Letter

Letter

Di□l□<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@

@<<<66@@@<@@@66@@**666<<@@@6@@

×DÆ□l□@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ

@@@@@@@@@6666666<FFJJJJJJFFJJJJ

Dt□l□PPLLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@

PPLLLLPPPPPPPPPP@@@@@@@@@@@@@@@@

Dú□l□@@6**6666666@@@@@@@@@@@@@@@@

@@@6**6666666@@@@@@@@@@@@@@@@

đ□Dt□l□@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@

@@@@@@@@@@@@@@@@<@@@<@@@@@@@@

×DÆ□l□@@@66@66<<<<@@@TTT

@@@@66@66<<<<@@@TTT

TTTTTTTT>

TTTTTTTT>ï

@@@@<@6@@@@@@@@<@@@6@6<@@@@6**@

Dü□l□*@6*6@@@@@66666<@@<@@@@@@@@

6*@6*6@@@@@66666<@@<@@@@@@@@

D&□l□@@@@@@@@<@@@@666<@<@<@@*@6@<@@<

@@@@@@@@<@@@@666<@<@<@@*@6@<@@<

6Äx@@*@@@iÈ
x@@*@@@iÈ

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 23 KV

uses de 23 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 23 KV

oltajes en Buses de 23 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 85 KV

uses de 85 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 85 KV

oltajes en Buses de 85 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 230 KV

uses de 230 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 230 KV

oltajes en Buses de 230 KV'

Caso Base

aso BaseQ

Caso Final

aso FinalQ

Buses de 400 KV

uses de 400 KV'

Voltajes en p.u.

oltajes en p.u.'

Voltajes en Buses de 400 KV

oltajes en Buses de 400 KV'

TÈLF66666666>R¶

privada

VOLTAJES

CC BUSES

Gráfico4

Hojas de cálculo
Gráficos
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
fLË8—¬eE1-EZ-%
&cZüZ-
5ÿÈ]K1u°&P;
>◁¹NOq,4V
O½İ!sSýj§VÖN@ÑgÜ§¶si4Ö¯j<fu(U
h-(j{9dnFU
v,,O8dnFU
u□½j/Ç~c~Uè1 {F©:İ
v
[
J^R•Xr™Z'a/)
máj.kM5g
9½`Ws
ABÜÇÖ\ßşj>ÔRBÛ`W3?wÈiP
b3}Ö
j>ÜR5;Ž
G]u
wuyQ15ej
??*
n_#u'oJ
{ó×%olñWÑ_ \Ã!s}kuqZkœð©
YûÂùiPK— JKeÑ&¥Jx9q
~D¹üð§ç¯/ý'ùª|{o)=}
MâCûU7X»XwoWBEA~Ý
Z
´rh2+Ws
mÓ¹&ûİYgZžWss³
SÓHoà==Lég-[
h'Z{ ÚKĐZjµB<A<A«
V
Wµ-Tãq}x' Bêu:
Z[(ª4
Fi:
ZİR<Òt\$µ6hm
KiOÒ ¥éHjÝĐ°•¶'z•!£ ÖL}JÓQĐZOyÊ7:
Zk)~4
ZHiİŞ(MGA«
RšŽ,V,Ž)MGA+N''

uCë
9³ü-ZùÿFc,mž,[~e³1-vO
c,3<Yf2Ëtc,
a...éç1-Ôóu7-|fñYfXô<>3K
77;>#(

L³—(ŒÍP%\ft4

a

;?bī}ÀEÆ|

fŠ8Mç" cS^{1a}đ^aäüÜÇy*ãRa0WU

TUœ

j

S%—*c¹Zi2»f

T

8-

.UÔÒ

‘ e\dl^a]E<

"

1Ij>)f

%tQ,±cST

V □ 6yjÆBiV {Ÿ6yšúÍpçÆÍp} Ã[^]×—“†ŽÒmŽuÝ¿bËÛâ} ;VI)LicB¾⁄ÀTç>&O

c

*Îæ-Ùdó@ÁúÍIv6K«JG@6#œÍ

k¶[A,,"%’ID"K\$²D"K\$²D"Kd²İis} ¯ûz □ Ñ}

gv]9İëXr^#

R

Euð8q[&Z&ÚP’

h

h

h

5BKBKBKAKA3ÑL’

qu[Ö □ žÇTÝ>vù>s\~tŽ¯|(ã~5%ÿ

¯Mi

ř⁄.ÑR5

D □

5we·1hcB-”

nS†ÚçĐçĐò;ãC<E<EK@K@+

V

vhíĐ: u@KGKG

@”yU;PsWv+

V

b-}ÉÒCìÒ‡;μô#KO1K?

k9F-Cb-c→ã\$YŽ^YN°-Ód9*f9

Z~"È 1ËYÖrž,§Ä,çYËE²

f-EÉRPİR”μ” Ka1KqÖRŠ,EÄ,¥XËİd).f)ÍZÊ’¥œ

,k)O-Òb-

=R-

-¥"YÊ%oY*²-¿’¥,~ã.ÖR%o,wŠY*±-Êd¹KÌR™μT%K%1K

Ys^YZ°-Ödi&fiÁZÚ □ %MìÒ†μ’#K+1K;

o

”5F

i¥,«YËZ²|*fY

Z6 □ eμ

e=kÙH-İ

'
e-'ÈrXìrœµœ"È□b-S-â,YŽ<YÎ°-sd9)f9
Z.□
kñ□âŠ~ÅùùÆ#YbÈ'‰f%oa-±dñxd,
>[á-~
\$©ržgH+e)ÇZ*
eCVÖPY*Q5%QS½-R%²D'œhQS½-Q
MôZê9Ø'UµœçÝ³djNGK±ç`j,,ý(\Uk°
WÕ•\$=H"NGWAU
V5,,\$/kQS
zm
U½D-çÃéu}°JÕk)ÕpV5œ\$-jQ
^K½C
C'×µ(¨×R÷à8V5Žîµ tī□|cœØ=è□°>†«š@ÿûpœĪ□âè~ 8MLdU
Yz-ŸšÊª|'d:%&Ó1UP5□UMÉ{ZdéµÔ
k)UiVU
\$eIT'ŽÒb*o,,
T\UY#I
7
=,½-R•gUâIr‡
J†OÝI‡½-RUbU•HRy
|z-ðh-Ī
*

|e,□UÛ;Æ<EĪ1Rª
X•½wĪCZâi##Ÿz□U=H'GHô?t<(¨z,,UÛû
<
E
2R
yFJU‡UÕ!I=
*Åªi}lRµÈÛÓFjçOeU©4Å7ši>@Gª
f\$îAç&t4
=GG
AU:
J'IW-
èµÔ«h
W½YUoz,e
c
y:z
?;OaUSH2□DoÑ1Eð³ó4Veř3fî½)†
wú™ŸEĪ@?Rª™-j&Ifªè]:f
>
g
|'ĪeUsI2ŸDĩÓ1WP5ŸUÍ'ÉB-
èµ
j!«ZH'ÅZ
}OÇAAÕaVu~\$G

(
Rª£-ê(INhQP⁻
T
Y
q
k)Õ%Vu%o\$WI
3
cUÅHR'D-ÒQLPU'U•\$Ii-òé
kùm-ê6½C'W• Å^Ký}}eX
CS9z|P
qvk'R•cUåHRA<Rôúf«nÖåo½É

-
∴{Ne)
?b¼cT4>İÓ33?d7N...øÛ
1Table
1Table
SummaryInformation
SummaryInformation
DocumentSummaryInformation
DocumentSummaryInformation
CompObj
CompObj
Normal
Normal
Título 1
Título 1
Título 2
Título 2
Título 3
Título 3
Título 4
Título 4
Título 5
Título 5
Fuente de párrafo predeter.
Fuente de párrafo predeter.
Texto independiente 3
Texto independiente 3
Texto independiente 2
Texto independiente 2
Sangría de t. independiente
Sangría de t. independiente
Encabezado
Encabezado
Texto independiente
Texto independiente
Texto sin formato

Normal
precargado
Microsoft Word 9.0
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
<vs\$GR
Unknownŷ !
Times New Roman
Times New Roman
Symbol
Symbol
Arial Unicode MS
Arial Unicode MS
Courier New
Courier New
Wingdings
Wingdings
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
TUTY
precargado
TUTY
precargado
Documento Microsoft Word
MSWordDoc
Word.Document.8

CAPÍTULO 5

Conclusiones, Contribuciones y Recomendaciones

5.1 CONCLUSIONES

- ❖ Se toma una técnica ya utilizada en trabajos de tesis anteriores[21], llamada “técnica del mínimo valor singular” con la cual no sólo se identifican nodos y ramas débiles, sino que ubica Generación. Conocidos los nodos débiles se ubica generación de menor escala “Generación Distribuida” en el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro, en las Subestaciones que tienen espacio para la ubicación de generación.
- ❖ El tipo de Generación Distribuida seleccionada son Turbinas de Gas pequeñas o Unidades Diesel de 30 MW, ya que es la capacidad más grande permitida como pequeña generación (de acuerdo a la LSPEE) y por su madurez en el campo de la generación, además de que se observa el Impacto en un Sistema Eléctrico de Potencia, a que si por ejemplo se seleccionarán celdas solares para un edificio o alguna de las otras Tecnologías de Generación Distribuida, que generan cantidades que van de los KW, que sin duda también contribuyen a satisfacer la demanda en el punto donde es consumida, pero que además necesitan convertirse en cotizados productos en el mercado y se necesitarían cantidades considerables para obtener el mismo impacto.
- ❖ El comportamiento del Sistema Central en Estado Estacionario, usando la herramienta de flujos de potencia, se observa para la parte de la transmisión que sin la incorporación de Generación Distribuida, hay un flujo de potencia a través de los enlaces en 400 KV y 230 KV del área Occidental y Oriental hacia el Sistema Central, con voltajes aceptables en 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23KV.
- ❖ Al incorporar generación en el punto más cercano a donde es consumida, se reduce la potencia que llega del área Occidental y Oriental a través de las líneas de transmisión de

400 KV y 230 KV, evitando que se incrementen las pérdidas debido a que ya no tiene que viajar la energía por las líneas de transmisión y transformación hasta llegar a su consumo.

- ❖ Es más conveniente la instalación de generación distribuida en el lugar mas cercano a donde esta creciendo la demanda como es el Sistema Central, por el déficit y poca reserva de generación que este tiene, que poner generación en las afueras del mismo, porque implicaría poner cantidades muy grandes de generación, ya que la potencia tiene que viajar a través de largas líneas de transmisión (se tienen que adquirir nuevos derechos de vía para las líneas de transmisión, compensación o reforzar las ya existentes), a su vez transformarla para finalmente a través de Subestaciones de distribución e instalación de capacitores llegar a su consumo y las unidades de Generación Distribuida aportan MW y MVAR´s sin la necesidad de líneas, subestaciones y capacitores nuevos.

5.2 CONTRIBUCIONES

- Se ha ubicado generación del tipo Turbinas de gas pequeñas o Unidades Diesel de 30 MW de capacidad cada una, con un total de 570 MW en Subestaciones Eléctricas del Sistema Central Simulado en 23KV, con la Potencia Activa de las unidades generadoras se satisface parte de la demanda, contrarresta el déficit de generación que se tiene en el Sistema Central y contribuye a disminuir el flujo de potencia que se tiene a través de las principales inyecciones, el Área Occidental y el Área Oriental de CFE y con la Potencia Reactiva se mejoran los voltajes (a que si nadamás se colocarán capacitores, lo cual resuelve el problema de voltajes por 2 ó 3 años después se tienen que volver a instalar nuevos).
- Se da una mejora en el perfil de voltaje de los nodos de 400 KV, 230 KV, 85KV y 23 KV, por la aportación de potencia reactiva en MVAR´s de las unidades generadoras.
- El impacto de la Generación Distribuida, en los niveles de falla trifásica y monofásica, que presenta la incorporación de generación, incrementa la potencia de cortocircuito en el nivel de tensión de 23 KV y muy poco en la transformación de tensión de 230 y 85 KV en las Subestaciones en las cuales se han ubicado Unidades Generadoras. Por lo que en

las Subestaciones de 85, 230 y 400 KV restantes del Sistema, no se dan grandes incrementos de potencia de corto circuito. Con esto, existe la necesidad de cambiar algunos interruptores en particular en los nodos de 23 kV, en los cuales ante la incorporación de generación de menor escala y debido a la contribución de potencia de cortocircuito, se han rebasado capacidades interruptivas. Pero en general se puede decir que el impacto de la potencia de corto circuito es bajo en el Sistema Central de Luz y Fuerza.

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- ❖ La integración significativa de Generación Distribuida puede afectar todos los tipos de estabilidad, es decir, de ángulo, de frecuencia y estabilidad de voltaje, para lo cual se sugiere se desarrolle un trabajo de investigación en este sentido. Por ejemplo, el caso de una perturbación grande (la pérdida de un generador de la red). En la actualidad en la mayoría de los países que evalúan Generación Distribuida apenas si consideran el efecto de la estabilidad, es probable que esta situación cambie cuando la penetración de GD aumente y la contribución para conectarse a la red sea mayor[13].
- ❖ Los costos por el suministro de energía a través de los enlaces de transmisión de 400 y 230 KV que se evita al año por comprarle a CFE cuando se incorpora Generación Distribuida y el costo por la reducción de pérdidas totales en MW por la instalación de Generación Distribuida, para este estudio en particular.
- ❖ La Evaluación de Costos de Proyectos de las diferentes Tecnologías de Generación Distribuida para ponerlas en marcha en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto se le retira[38]. Durante este período se generan gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas, las cuales con frecuencia son denominadas: estudios, construcción y operación. Las etapas de estudios y construcción forman lo que se conoce como período de construcción. A la duración de la etapa de operación, se le conoce como vida útil o económica de la central. Los costos que se originan durante el período de construcción se

denominan costos de inversión. Durante la vida económica de la central se tiene costos de producción, los que se subdividen en: costos de combustibles y de operación y mantenimiento. La suma de los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento, da como resultado el costo total de generación. En la evaluación de proyectos de inversión en equipo que quedará conectado al sistema[41], para dar el servicio eléctrico, dos aspectos deben traducirse a términos económicos mediante costos marginales: La demanda incremental de energía y capacidad que gracias al nuevo proyecto se puede suministrar a los usuarios y el decremento en pérdidas eléctricas logrado reforzando las redes con el nuevo equipo. Es necesario deducir del valor de las ventas el costo de lo vendido. Este podrá descomponerse en el costo aguas arriba del proyecto (aquel que se eroga en la generación de la electricidad y su conducción hasta el proyecto) y el costo aguas abajo de él (aquel en que se incurre por llevar la electricidad desde la salida del proyecto hasta los usuarios de todos los niveles alimentados por él).

REFERENCIAS

[1] T. Alvarez Tejedor, M. García Guinea, J. Gegúndez, J. García Martín, J.A. Tagle, J. Simón y E. Menéndez, “Planta de ensayos de pilas de combustible”, Grupo Iberdrola, Equipo PEP y Endesa, España.

[2] Jorge M. Huacruz Villamar, “Generación Eléctrica distribuida con energías renovables”, Boletín IIE, pp. 216-222, septiembre/octubre 1999.

[3] Jay Morrison, Steven Lindenberg, John Holt, Edward Torrero, Pam Silberstein, “White Paper on Distributed Generation, National Rural Electric Cooperative Association”, NRECA Guide to IEEE 1547, pp. 1-16.

[4] Thomas Ackermann, Göran Anderson, Lennart Söder. Sweden. Electricity Market “Regulations and their Impact on Distributed Generation”, Royal Institute of Technology, Presentation at the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, City University, London, 4-7 April 2000, 2000 IEEE.

[5] Anders Malmquist, Ola Aglén, Edgar Keller, Marco Suter, Jari Wickström, “Microturbinas: hacia la generación distribuida de energía y calor”, ABB motors AB, pp. 22-30, 2000.

[6] Ulises Cano Castillo, V.R. Garcia-Colon, “Generación Distribuida: Celdas de combustible para una plataforma marina”, RVP’00, presentada en la Reunión de Verano, Acapulco, Gro., pp. 51-55, del 9 al 14 de Julio del 2000.

[7] Raúl Cevallos, Mario Vignolo, “¿Redes de transmisión o Generación Distribuida?”, Boletín Facultad de Ingeniería IIE, pp. 1-13, Dic. 2000.

[8] L. Fernández Beites, “Generación distribuida: ¿la generación del futuro?”, Asociación Electrotécnica y Electrónica Española, septiembre/octubre del 2001.

[9] Emmanuel Cerón Domínguez, José Luis Silva Farías, “Reducción del Impacto de la Generación Distribuida en la Protección contra Sobrecorriente”, RVP’02, presentada en la Reunión de Verano, Acapulco, Gro., pp. 1-6, del 7 al 13 de Julio del 2002.

[10] Roger C. Dugan, and Snuller K. Price, “Issues for Distributed Generation in the US”, Winter Meeting, N.Y., 2002 IEEE.

[11] Edward M. Petrie, H. Lee Willis and Masaki Takahashi, “Distributed Generation in Developing Countries”, ABB y World Bank.

[12] Larry Guzy, High Voltage Maintenance Corp. Chicago, IL. John B. O’sullivan, EPRI, Palo Alto, CA. Ken Jacobs, Stanley Consultants, Inc. Chicago, IL. William Major, Onsite Energy, Carisbad, CA., “Distributed Generation Implementation Guidelines”.

[13] Nikos D. Hatziargyriou, A.P. Sakis Meliopoulos, “Distributed Energy Sources: Technical Challenges”, Winter Meeting, N.Y., 2002. 2002 IEEE.

[14] Alberto Berumen, The Industrial Press, New York, N.Y. 1965, “Manual de Turbinas de gas”, Editorial Continental, S.A., México, edición en español 1967.

[15] “Las Fuentes no Convencionales de Energía en la Generación Distribuida”, Art. IIE, 1999.

[16] Meherwan P. Boyce, “Gas Turbine Engineering Handbook”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1982.

[17] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mc. Graw Hill, 1996.

[18] J.G. Sloopweg, W.L.Kling, L.Van Der Sluis, S.W.H. de Haan, “Integration of Large Scale Wind Parks in the Dutch Power System: a Comparison of the Behaviour of Constant and Variable Speed Wind Turbines”, CIGRE Paris, Session 2002.

[19] F. Fernández-Bernal, J.L.Zamora, L.Rouco, R.Criado, J. M. Rodríguez, “Control of Wind Power Generation With Inertial Energy Storage System”, CIGRE Paris, Session 2002.

[20] K.H.Søbrink, H.Abildgaard, R.Belhomme, E.Joncquel, D.Woodford, “The Challenge of Integrating Large-Scale Offshore Wind Farms into Power Systems”, CIGRE Paris, Session 2002.

[21] Galicia Cano Guillermo, “Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia empleando la Técnica del Mínimo Valor Singular”, Tesis de Maestría, ESIME-IPN, 1999.

[22] Galicia Cano Guillermo, “Programa svdm.f”, Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia empleando la Técnica del Mínimo Valor Singular, Tesis de Maestría, ESIME-IPN, 1999.

[23] Luz y Fuerza del Centro, Gerencia de Programación, Departamento de Planeación, “Programa de Proyectos de Obras 2002-2011”, 2002.

[24] Luz y Fuerza del Centro, Gerencia de Programación, Departamento de Planeación, “Estudio de Historia y Estimación de la Demanda Eléctrica 2002-2011”, 2002.

[25] DOF, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica” (LSPEE), 27 de diciembre de 1992.

[26] Cyme PSAF, “Programa para Análisis de Flujos de Potencia y Análisis de Fallas”, Versión 2.60.

[27] Antonio Gómez Expósito, “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”, Mc. Graw Hill, primera edición en español, 2002.

[28] ACRE Australian CRC for Renewable Energy. “Solar cell principles and applications”, 2002.

[29] Comisión Federal de Electricidad, “Generación”, (www.cfe.gob.mx), 2003.

[30] Anierte Alacant, “Biomasa. Los recursos energéticos, recursos no renovables, recursos naturales renovables”, Apuntes Universitarios y Practicas de Ingenierías.

[31] Fernando Sebastián, Javier Royo, “La biomasa como fuente de energía renovable”, Circe, Universidad de Zaragoza, 1de Noviembre del 2002.

[32] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, Daniel Kirschen and Goran Strbac, “Embedded Generation”, The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom by TJ International Ltd., Padstow, Cornwall, 2000.

[33] Aboytes García Florencio, Comisión Federal de Electricidad, “Criterios para la expansión del Sistema de Generación”, Noviembre 2002.

[34] Mota Palomino Ricardo, Curso Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia, “Apuntes Planeación”, SEPI ESIME, 2000.

[35] Enríquez Harper Gilberto, “Notas para el Curso Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia”, SEPI-ESIME, 1999.

[36] Luz y Fuerza del Centro, Gerencia de Programación, Departamento de Planeación, Sección de Estudios Eléctricos, “Redes 2002-2011”, 2002.

[37] Solar Turbines, a Caterpillar Company, “Gas Turbine Generator Systems”, www.solarturbine.com

[38] Comisión Federal de Electricidad, “Generación” de la Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones,1992.

[39] Trejo P. Guillermo Alberto, “Aplicación Innovadora de Generación Distribuida con Cogeneración”, RVP’02, presentada en la Reunión de Verano, Acapulco, Gro., pp. 1-6, del 7 al 13 de Julio del 2002.

[40] J. A. Gómez-Hernández, Optimización de la confiabilidad en la Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando algoritmos genéticos, Tesis Maestría, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, SEPI-ESIME, Julio 1997.

[41] Comisión Federal de Electricidad, “Cálculo de los parámetros que se utilizan en la evaluación de proyectos que se incorporarán a las redes eléctricas de CFE”, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. Abril del 2003.

APÉNDICE A

Base de Datos del Sistema de Potencia

A1. DATOS DEL SISTEMA CENTRAL

A continuación se muestra la condición de carga para la Red del año 2004 en el punto de demanda máxima del Sistema Central; así como los parámetros de generadores, líneas de transmisión, transformadores y compensación capacitiva correspondientes a la red eléctrica para el año indicado[36]. También se dan los equivalentes de falla $3\emptyset$ y $1\emptyset$ de las Subestaciones Eléctricas para las cuales existe factibilidad de ubicación de generación, así como los datos del generador y su transformador, además se muestra la nomenclatura de los buses de la Red.

Para efecto de esta tesis se tomaron todos los parámetros e información a detalle de los elementos del Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro y principales enlaces en 400 kV y 230 kV (del Área Occidental y Área Oriental), tanto para análisis de flujos como para análisis de fallas, se leyó información de 480 Buses, 70 Generadores, 3 Compensadores Estáticos de Vars, 381 Líneas de Transmisión, 317 Transformadores, 159 Capacitores y 218 Cargas.

Se muestra la menor información de la Base de datos en este apéndice correspondiente a la red simulada, ya que no es posible transparentarla totalmente debido a que es información reservada de la empresa Luz y fuerza del Centro. Para el análisis de fallas también se consideró a detalle la secuencia positiva, negativa y cero de todos los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia, se indican solamente los equivalentes de thevenin como una referencia, en los buses de las Subestaciones para las cuales hay factibilidad de ubicar generación distribuida.

DATOS DE CARGAS

Tabla A1.1 Datos de Cargas.

CARGA

BUS

P (MW)

Q (MVAR)

JOL-1B

0.0

0.0

JOL-2A

0.0
0.0

NON-AC
0.0
0.0

J1-LECA
0.0
0.0

J1-LECC
0.0
0.0

LAQ-85
44.5
12.0

TAC-85
59.1
16.2

VAJ-85
14.4
7.4

PAT-85
77.9
27.5

TNG-85
20.0
5.4

CYO-85
54.0
24.4

TTC-85
35.1
13.7

BAR-85
60.6
18.4

VDF-85
38.9
8.4

LEC-85
0.0
0.0

VDM-85
63.7
15.7

NON-85
49.1
9.3

CTT-85
0.0
0.0

ENP-85
9.0
4.4

ACC-85
36.0
9.9

LEC-23
31.8
10.3

LEC-23B
31.8
10.3

FMC-85
21.4
9.8

CAH-85
21.5
5.3

KDM-85
60.6
24.0

GMC-85

41.1

14.8

JHN-230

14.0

6.8

KCD-230

14.4

4.4

IRO-230

146.7

71.0

KMC-230

0.0

0.0

SAO-230

0.0

0.0

NEC-C

0.0

0.0

NTG-85

32.4

8.5

MTP-85

20.0

9.7

TLG-85

42.6

9.8

SAO-85

15.0

3.1

DATOS DE GENERADORES

Tabla A1.2 Datos de Unidades Generadoras.

GENERADOR

P (GEN)

Q (MAX)

Q (MIN)

TMD-400

9999.9

9999.9

-999.9

TES-400

1390.0

674.4

-674.4

PIT-400

600.0

200.0

-200.0

LAV-400

1300.0

600.0

-600.0

JOL-2A

164.8

123.6

-123.6

JOL-1B

36.0

27.0

-27.0

TUV-400

1200.0

400.0

-400.0

NEC-C

21.3

13.2
-13.2

PRD-400
600.0
200.0
-200.0

VDM-85
240.0
135.6
-135.6

DATOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

Tabla A1.3 Parámetros de las Líneas de Transmisión.

ENVIO
RECEPCION

R (p.u.) *
X (p.u.) *
Y/2 (p.u.) *

ACC-85
VAJ-85
0.00661
0.03399
0.00083

LEC-85
CAH-85
0.00837
0.04301
0.00106

AGU-230
OLI-230
0.00076
0.00638
0.00642

AGU-230
CJM-230
0.00098
0.00810
0.00819

AGU-230
SNG-230
0.00029
0.00314
0.00630

ZPE-85
VIC-85
0.00175
0.01203
0.00248

GUA-85
ACC-85
0.00638
0.03282
0.00082

AUR-230
ZAR-230
0.00093
0.00742
0.02897

AUR-230
CRU-230
0.00164
0.01356
0.01371

AUR-230
PAZ-230
0.00072
0.00592
0.00598

BAR-85
LEC-85
0.00946
0.04864
0.00119

BAR-85
LOM-85
0.00912
0.04688

0.00114

BOS-230
AGU-230
0.00066
0.00546
0.00552

BRN-230
ATE-230
0.00280
0.02321
0.02346

CAH-85
BAR-85
0.00312
0.01606
0.00038

TOP-230
ZAP-230
0.00756
0.05022
0.04801

BRN-230
CJM-230
0.00021
0.00326
0.12485

CEI-230
VAJ-230
0.00023
0.00136
0.11820

CEI-230
VAJ-230
0.00023
0.00136
0.11820

KCR-230
CMC-230
0.00015

0.00087
0.07545

Tabla A1.3 Parámetros de las Líneas de Transmisión.(continuación)

ENVIO
RECEPCION
R (p.u.) *
X (p.u.) *
Y/2 (p.u.) *

LEC-85
LEC-23
0.00000
0.16715
0.00000

LEC-85
LEC-23B
0.00000
0.33430
0.00000

J1-LECA
LEC-85
0.00000
0.08458
0.00000

J1-LECC
LEC-85
0.00000
0.29340
0.00000

NON-AC
NON-85
0.00000
0.05837
0.00000

APA-230

APA-85
0.00000
0.03710
0.00000

JAS-230
JAS-85B1
0.00000
0.07140
0.00000

SAO-85
SAO-230
0.00000
0.06220
0.00000

ATE-230
ATE-85
0.00000
0.05493
0.00000

TOL-230
TOL-85
0.00000
0.07439
0.00000

TOP-400
TOP-230
0.00000
0.01672
0.00000

VIC-400
VIC-230
0.00000
0.01115
0.00000

CRU-400
CRU-230
0.00000
0.00843
0.00000

LCP-400
LCP-230
0.00000
0.01041
0.00000

PIT-400
PIT-230
0.00000
0.01850
0.00000

BRN-400
BRN-230
0.00000
0.01182
0.00000

PRD-400
PRD-230
0.00000
0.01782
0.00000

DVA-400
DVA-230
0.00000
0.01782
0.00000

TUL-400
TUL-230
0.00000
0.01079
0.00000

TEO-400
TEO-230
0.00000
0.01135
0.00000

PAZ-400
PAZ-230
0.00000
0.01135
0.00000

TEX-400
TEX-230
0.00000
0.00764
0.00000

NOP-400
NOP-230
0.00000
0.00740
0.00000

LAV-400
LAV-230
0.00000
0.02147
0.00000

PIR-230
PIR-85
0.00000
0.14880
0.00000

* = Potencia Base de

100 MVA.

DATOS DE TRANSFORMADORES

Tabla A1.4 Datos de Transformadores.

ENVIO
RECEPCION
TAP

CRG-230
CRG-85
1.0000

JOL-1B
LEC-23B

1.0000

NEC-C
NEC-85
1.0000

JOL-2 A
LEC-85
1.0000

KCR-230
NON-85
1.0000

KMC-230
KMC-85
1.0000

LEC-85
LEC-23
1.0000

LEC-85
LEC-23B
1.0000

J1-LECA
LEC-85
1.0000

J1-LECC
LEC-85
1.0000

NON-AC
NON-85
1.0000

REM-230
REM-85
1.0000

VAE230B1
VDM-85
1.0000

VAJ-230

VAJ-85
1.0000

VIC-230
VIC-85
1.0000

APA-230
APA-85
1.0000

JAS-230
JAS-85B1
1.0000

SAO-85
SAO-230
1.0000

ATE-230
ATE-85
1.0000

TOL-230
TOL-85
1.0000

PIR-230
PIR-85
1.0000

TOP-400
TOP-230
1.0000

VIC-400
VIC-230
1.0000

CRU-400
CRU-230
1.0000

BRN-400
BRN-230
1.0000

DVA-400
DVA-230
1.0000

DATOS DE COMPENSADORES ESTATICOS DE VARS

Tabla A1.5 Datos de CEV's.

CEV
Q MVAR (MAX)
Q MVAR (MIN)

CRG-230
300
0

DATOS DE CAPACITORES EN DERIVACIÓN

Tabla A1.6 Datos de Capacitores en Derivación.

BUS
MVAR

REM-85
0.3000

APA-85
0.3000

ATE-85
0.3000

CRM-85
0.0945

CYO-85
0.0945

IRO-230
0.1008

CRS-230
0.1890

ZIC-85
0.1417

IZT-230
0.2835

JUA-85
0.0945

CJM-230
0.2835

REM-230
0.2835

TIZ-230
0.1890

CTT-85
0.3780

ATE-230
0.2835

CEI-230
0.1890

TOL-230
0.1890

Figura A1.1 Diagrama Unifilar del Sistema de Potencia Simulado
(AREA OCCIDENTAL, SISTEMA CENTRAL Y AREA ORIENTAL).

A2. EQUIVALENTES DE SECUENCIA (+)Y (0)

SUBESTACIONES CON FACTIBILIDAD DE UBICACIÓN DE GENERACIÓN
DISPERSA

Tabla A2.1 Equivalentes de Secuencia (+) y (0), en las S.E.'s con
factibilidad de ubicación de generación distribuida.

BUS
KV

Zeq(+)
Zeq(0)
MVA
MVA

p.u.
p.u.
3Ø
1Ø

PIR
85
0.0477+j0.2265
0.2635+j0.9325
432
210

23
0.0717+j0.7059
0.0240+j0.7516
141
138

JUA
85
0.0679+j0.1771
0.2265+j0.7081
527
267

23
0.0928+j0.6758
0.0249+j1.3153
147
112

ZUM
85
0.0135+j0.0908
0.1035+j0.4670
1090
454

23
0.0331+j0.4839
0.0197+j0.6654
206
183

KCR
230
0.0010+j0.0113
0.0019+j0.0143
8834
8091

23
0.0155+j0.3026
0.0038+j0.3467
330
315

AUR
230
0.0007+j0.0081
0.0017+j0.0089
12330
11873

23
0.0162+j0.3177
0.0042+j0.3537
314
303

MAG
85
0.0034+j0.0597
0.0282+j0.5643
1672
438

23
0.0272+j0.5351
0.0238+j0.7476
187

165

CRU

230

$0.0007+j0.0085$

$0.0007+j0.0059$

11761

13047

23

$0.0168+j0.3306$

$0.0043+j0.3571$

302

294

COA

230

$0.0014+j0.0137$

$0.0036+j0.0193$

7263

6367

23

$0.0165+j0.3165$

$0.0043+j0.3532$

316

304

CRS

230

$0.0016+j0.0162$

$0.0050+0.0250$

6139

5176

23

$0.0177+j0.3383$

$0.0046+j0.3585$

295

290

TYA

230

$0.0012+j0.0122$

0.0028+j0.0149
8126
7556

23
0.0173+j0.3343
0.0044+j0.3578
299
292

EST
230
0.0015+j0.0161
0.0024+j0.0156
6177
6229

23
0.0170+j0.3257
0.0042+j0.3542
307
298

REM
230
0.0006+j0.0073
0.0006+j0.0041
13691
15998

23
0.0158+j0.3101
0.0040+j0.3520
322
308

DATOS DEL GENERADOR DISTRIBUIDO

Tabla A2.2 Parámetros de los Generadores Dispersos.

GENERADOR DISPERSO

KV
11.5

MVA
33.3

MW
30.0

R'' (p.u.)
0.02372

X'' (p.u.)
0.47447

R_o (p.u.)
0.01200

X_o (p.u.)
0.24200

100MVA.

R'' , X'' , R_o , X_o = Potencia Base de

DATOS DEL TRANSFORMADOR

Tabla A2.3 Parámetros del Transformador que interconecta el Generador Distribuido y el Sistema.

TRANSFORMADOR

MVA

41.25

KV DEL PRIMARIO

11.5

KV DEL SECUNDARIO

23

CONEXIÓN DEL PRIMARIO

D

CONEXIÓN DEL SECUNDARIO

Yg

Z (+) *

0.256

Z (0) *

0.256

* a la base de 100 MVA

A3. NOMENCLATURA DEL SISTEMA CENTRAL A SIMULAR

Tabla A3.1 Nomenclatura de los Buses del Sistema Central.

NOMENCLATURA

NOMBRE DEL BUS

JOL

J LUQUE

LAQ

LA QUEBRADA

TAC
TACUBA

VAJ
VALLEJO

PAT
PATERA

TNG
TENANGO

CYO
COYOTEPEC

TTC
TLALTELULCO

BAR
BARRIENTOS

VDF
VILLA DE LAS FLORES

LEC
LECHERIA

VDM
VALLE DE MÉXICO

NON
NONOALCO

CTT
CUAUTITLAN

AMO
AMOMOLULCO

CRG
CERRO GORDO

LAZ
LAZARO

ZIC
ZICTEPEC

LOM
LA LOMA

SFCO
SAN FRANCISCO

JAS
JASSO

TPN
TEPOZOTLAN

NAU
NAUCALPAN

GUA
GUADALUPE

TOL
TOLUCA

KCR
K-0

EVD
EL VIDRIO

AGU
AGUILAS

CRS
CONTRERAS

ODB
ODON DE BUEN

ECR
EL CERRILLO

CMC
CUAUTEMOC

MAG
MAGDALENA

BOS
BOSQUES

OLI
OLIVAR

TYA
TACUBAYA

TUL
TULA

AYO
AYOTLA

COA
COAPA

Tabla A3.1 Nomenclatura de los Buses del Sistema Central.(continuación)

NOMENCLATURA
NOMBRE DEL BUS

ZAR
ZARAGOZA

PIT
PITIRERA

SNG
SAN ANGEL

PAR
PARRES

EST
ESTADIO

CTD
CONTADERO

CJM
CUAJIMALPA

ECA

ECATEPEC

ATI
ATIZAPAN

APA
APASCO

ZUM
ZUMPANGO

PAC
PACHUCA

ACT
ACTOPAN

JUA
JUANDO

TOL
TOLUCA

EPO
ESPINO

TKM
TECAMAC

AUR
AURORA

REM
REMEDIOS

XOC
XOCHIMILCO

TIZ
TIZAYUCA

VAJ
VALLEJO

TAX
TAXQUEÑA

ATE
ATENCO

JAS
JASSO

NOC
NOCHISTONGO

IZT
IZTAPALAPA

CGA
CARTAGENA

PEN
PENSADOR

SAT
SANTIAGO TIANGUISTENCO

CEI
CEILAN

CPG
CHAPINGO

ZAP
ZAPATA

TES
TRES ESTRELLAS

TEX
TEXCOCO

BRN
SAN BERNABÉ

LMG
LA MANGA

YAU
YAUTEPEC

PIT
PITIRERA

Tabla A3.1 Nomenclatura de los Buses del Sistema Central.(continuación)

NOMENCLATURA

NOMBRE DEL BUS

TEO

TEOTIHUACAN

PAZ

LA PAZ

NOP

NOPALA

TOP

TOPILEJO

QRP

QUERETARO POTENCIA

DOG

DONATO GUERRA

LCP

LAZARO CARDENAS POTENCIA

DVA

DEPORTIVA

CRU

SANTA CRUZ

VIC

VICTORIA

FUM

FUNDIDORA MEXICO

PBD

PUEBLA DOS

OJP

OJO DE AGUA POTENCIA

ISC
IND. SAN CRISTOBAL

PXA
PEMEX AZCAPOTZALCO

UNI
UNILEVER

PYGH
PROCTER & GAMBLE HIDALGO

CMU
CERVECERIA MOCTEZUMA

GYO
GOOD YEAR OXO

JRB
JOROBAS

ZOC
ZOCAC

LRP
LORENZO POTENCIA

VPM
VIDRIO PLANO DE MEXICO

PYGV
PROCTER & GAMBLE VALLEJO

REQ
REQUENA

CRA
CRUZ AZUL

ENP
ENVASES PLASTICOS

ACC
ACEROS CORSA

FMC
FORD MOTOR COMPANY

CAH
CEMENTOS ANAHUAC

KDM
CRYSLER DE MEXICO

GMC
GENERAL MOTORS

JHN
JOHNSON

NEC
NECAXA

NTG
NUEVA TULANCINGO

IRO
IROLO

KCD
K-42

MTP
METEPEC

TLG
TULANCINGO

Tabla A3.1 Nomenclatura de los Buses del Sistema Central.(continuación)

NOMENCLATURA
NOMBRE DEL BUS

SAO
SALTO

CRM
CARMEN

KMC
K-110

ZPE
ZAPATA ENVASES

TUV
TUXPAN VAPOR

PRD
POZA RICA DOS

LAV
LAGUNA VERDE

TCL
TECALI

Base de Datos del Sistema de Potencia

PAGE
PAGE
x7ÿ;n7àvK-<+n6;24 ÿótù
Ê]Ì
o
a,nUW§,|>i!#ËiâF³CÈD½d);
b
`ÿOVfçäô{v nšt}°Cìö{_ª£P@rú}Yyy*Û
v{ec»Aú“
R*â
/

rÿÚ
ÃØŷ>`i;æÊËfYU8rE
p[mew
túNk(_GIVÜbÇ?i
u Üëñš ¬
g`c\$Û9'aULM-;ö
.5U©*+ë`Èl%P
nž)Pèæå p³uC<KS7{-#
MD'|&¬
lõèdu3M/
7¾°ÿ
t~èn}amk
N;kEØcpöä®6WJOia)3
JcTäpRMrJ•
Jv
+
ZååVp%å)ûEEtwDêCi(€ç-zt
7
+c
IW\iâ(Ä£X!Ü µ15vOfô|X
}cV2nÍ¶Ëø,,7ê°-½6ËçæÕÊ=|‡:©3½½Ûñ y;~@<-f&+H~'å
/
`öÿ9^-šŽT—×#zÚ.+½j—Î=-Ò~vž+fY
P
Võ^`Ö2ãö~\$^(-.bfLö8ŷ=Îé
Kc”
?ÁÍfÖünwp;(q
m
f,,làN!cKFp
B
&v+Mâv%cK·
A
Yπ*Â6<dÂuj&¼DMDP
5rCÔZ,!Æbs
0*b`ÔnÆÄvs<
B
y
,Z,cÑb`”V2BZ
)
X#(nd2
0G'šñ
{~2πK(N
s î[è "9At,HV|
}
@\!
}[&'7™#~qO2I,½l=äŠ{5`Ö~ÅžY
KUöù ÞOaA9ÅX.\gü

Gää@u^Ý#rg^xDN2
<"9£Y(6Ø="¿
'ý±l=ä<!
Z4|æ2Hod
><ÛçWA: b_pzt<¿4:†y_ð¬~,5
,Ã0î¶F^PZ#i*
vGz'5'0s~[
e±VÚä{]ÊxPcÂP"÷Ãû[´4M
s/™R¹
Q&
Yk
rm^~ó<87
n©'Á^ØëiP÷µù™Ê¿&t}.5=
Hæ[Sk¬
[E·&î¶šdU2mU¥RG
Jb-8°õx(F•b&P)
u«*iMäfpS¼@VI#î
7.Ík ykI!%q q•éeI
3•VÕI5Éü²ŠDQ~UðÄçBg]Rd
R
}÷J)Î{<MP¾4ÎÆ"¶*ðOCE§d2>Da,
Q
Ã?Rª&"âj«-¥ªW¥w‡:/:R
(
.J
:6,3...uJ*]n
2øùW PL1;>m4
*¿õªÁ×»Ê/În#)qc|
f,,Z,,6½/àýY<Q¿ç èiôLIVUXS
)RÆ
E
6t
#6QDRJ
m
G
G
i
H\$¥K#t,+
uÕ¾4©ª
T¿TU"UE<
1Š?Í>]lá UiU
Y
^6Ó*~ ^æ—ïæ6gçü/áQùd!&y?v
aÇ:¥Î6&IPÿ.Wª
Ã±ÿç>`¿¿ÊËfYU8rE
oS`—tA`5sî
R-Ø¥¿Ýµú>

§wKpŪ+NŌCrÖ^ ÷}V[Y{Eö
p[mew
nÖÜàæ‡ .úŪÓâ&\œ/h6H9#î
5ô,íASiUU%
=|ªRUVÖO ÛJ n7&
(ô,,°(èP.ô,,þçèiâ3 n_”=>CW^
-À»ÎæŪý@Î&“}ÿ½7Jâ~<fÒµ+ISí&{
j4ç
l†[\$om̄ Ž¾,-
!‡dœ\...At*
{0&CéÎ
g_ÞTvix
%>3~d
7¾°ÿ
t~èn}amk
mÀÌ,,{]ánwpiÎ7 f{~ý|Ce~Æ¾
Q
"f:Î¾
.vÆ
S
t
~
,uq
úE08ß
cŸÅ{ÌopiN)"fÆ
)EÄEëg
ýHaèkb·Ò\$Nw2¶|t+
Iz#{Fyðf4|~"æ
Z±ð™:AøR].Dµf/
YÂ7Øâ...žýH”X"JL6KDg4!vFçŠ
Hod`Ôd6^Mæ21cKf
Œ
">“Cú*C< ãC r
H:T+
q2sL >,) ;
&Âgâ @æéGâqF+o L6&
cAŪ3zXâ84â}
2E÷`_ø8`ò>ÞS†w=S
|fvfgfwçk7G
.b>|Í"æ^NßK; }o
*#8»nZTJ
iHqwbr
Q%?“{9}/
~F_¼nÎ-#[[Iz;,,}‡
0
Ng6p!F

:
FUA.h;
pK0 { 'QÜa } ?ù)1
sßEÖm€ÇA¾ŠJ8VfŠ% *L
5L.b6;
pgHø9rw(OÚ
]Oü7Oh<iÖ ^fx7{
SAaÖ;È\Ûûõ, [{ ; Âf, ÌbÚxH&j|"
(#ppİ5quí!" +â(ý-0DÿDp^{ö
:IÛíý~ Lõp-3]ÌK-rk^""
3yÌ
SÚ% pbUYUut
Xí |!ziâ,8éÖ,ø;f\,|>dTIÄÆøøD4RVQZ

Normal

Normal

Título 1

Título 1

Título 2

Título 2

Título 3

Título 3

Título 7

Título 7

Fuente de párrafo predeter.

Fuente de párrafo predeter.

Texto sin formato

Texto sin formato

Texto independiente 3

Texto independiente 3

Texto independiente 2

Texto independiente 2

Sangría de t. independiente

Sangría de t. independiente

Encabezado

Encabezado

Texto independiente

Texto independiente

Pie de página

Pie de página

Número de página

Número de página

precargadoC:\Documents and Settings\Administrator\Application
Data\Microsoft\Word\Guardado con Autorrecuperación de APENDICEA.asd

precargadoC:\Documents and Settings\Administrator\Application
Data\Microsoft\Word\Guardado con Autorrecuperación de APENDICEA.asd

precargado

precargadoC:\Documents and Settings\Administrator\Application

APENDICE

precargado

precargado

precargado

precargado

APENDICE

precargado

Normal

precargado

Microsoft Word 9.0

privada

APENDICE

Root Entry

1Table

1Table

WordDocument

WordDocument

SummaryInformation

SummaryInformation

DocumentSummaryInformation

DocumentSummaryInformation

CompObj

CompObj

ObjectPool

ObjectPool

Documento Microsoft Word

MSWordDoc

Word.Document.8

APÉNDICE B

Paquetes Computacionales

B1. INTRODUCCIÓN

En este inciso, se comenta brevemente acerca de los paquetes computacionales utilizados en el trabajo de Tesis. El paquete utilizado para la solución de flujos de potencia y para la obtención de los factores de participación nodales es el llamado svdm.f [22]. El paquete utilizado para la solución de flujos de potencia y corto circuito es el llamado Cyme PSAF [26].

B1.1 PAQUETE SVDM.F

El paquete svdm.f, efectúa el cálculo de flujos de potencia. El programa permite obtener archivos de resultados que contienen información necesaria para el trabajo de tesis, dentro de los cuales el mas importante es el de **los factores de participación nodales**.

En la ejecución del programa, solicita información relacionada a datos generales como: la tolerancia en potencia activa y reactiva, el número máximo de iteraciones y la potencia base, proporcionando en este caso, 0.001, 0.001,100 y 100, respectivamente. Con esto el paquete realiza el cálculo de los flujos de carga y obtiene las submatrices $J_{P\theta}$, J_{PV} , $J_{Q\theta}$ y J_{QV} en forma empaquetada, obtiene el Jacobiano reducido J_R , y realiza la determinación del mínimo valor singular y sus eigenvectores singulares izquierdo y derecho asociados a éste. Posteriormente se obtienen los factores de participación nodal, cuyos resultados se guardan en el archivo PART.SAL.

B1.1.1 LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO

La Base de Datos corresponde a lo que se indico en el Apéndice A1.

El programa inicia la lectura de datos con Nodos del Sistema , después lee nodos Generadores y de voltaje controlado, lee CEV's, lee Líneas de Transmisión, Transformadores y Elementos en Derivación.

Se describe el contenido de la información del archivo de datos:

Nodos. Información correspondiente a todos los nodos de la red eléctrica, en donde se especifica el nombre de cada uno de los nodos y la potencia activa y reactiva (carga) asignada a cada uno de ellos.

Nodos de Voltaje Controlado. Información correspondiente a los Nodos Generadores o Nodos de Voltaje Controlado, se especifica el nombre del nodo de voltaje controlado, la Potencia activa en MW generada por el nodo de generación, Potencia reactiva en MVAR generada por el nodo generador, Límite máximo de Potencia activa en MW del nodo generador, Límite mínimo de potencia activa en MW del nodo generador, Límite máximo de Potencia reactiva en MW del nodo generador, Límite mínimo de Potencia reactiva en MW del nodo generador, Voltaje especificado en el nodo generador en p.u. y el estado (conectado o desconectado) de operación del nodo generador.

Líneas de Transmisión y Transformadores. Corresponde a los parámetros de las líneas de transmisión y transformadores, se indica el nombre del nodo de envío, nombre del nodo de recepción, resistencia del elemento en p.u., reactancia del elemento en p.u., susceptancia del elemento en p.u. y el estado (conectado o desconectado) de operación de la línea.

Transformadores con Cambiador de Derivaciones. Información de transformadores con cambiador de derivaciones, se especifica el nodo de envío , el nodo de recepción, la relación de transformación del transformador en p.u., la relación de transformación en p.u. máxima, la relación de transformación en p.u. mínima y el incremento de la relación de transformación en p.u.

Compensadores en Derivación. Por último la información de los elementos en derivación como Capacitores o Reactores, se especifica el nodo en el cual existe compensación en derivación y la susceptancia en p.u.

B1.1.2 ALGORITMO COMPUTACIONAL

El algoritmo básico puede ser descrito por 4 pasos, donde J corresponde a la matriz Jacobiana de flujos de potencia, u_n y s_n son los vectores singulares izquierdo y derecho respectivamente; así como σ_n corresponde al mínimo valor singular[21].

$$1.- \text{ Resolver } \quad J^T u_n^{(k)} = s_n^{(k)} \quad (\text{B.1})$$

$$2.- \text{ Estimar } \quad \hat{\sigma}_n = \left(\frac{\|s_n^{(k)}\|_2}{\|u_n^{(k)}\|_2} \right) \quad (\text{B.2})$$

$$3.- \text{ Resolver } \quad J s_n^{(k+1)} = u_n^{(k)} \quad (\text{B.3})$$

$$4.- \text{ Estimar } \quad \hat{\sigma}_n = \left[\frac{\|u_n^{(k)}\|_2}{\|s_n^{(k+1)}\|_2} \right] \quad (\text{B.4})$$

B1.1.3 ALGORITMO PARA OBTENER EL MÍNIMO VALOR SINGULAR DEL JACOBIANO REDUCIDO.

Para el cálculo de $\sigma_n(J_R)$, se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\left[J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right] s_n^{(k)} = u_n^{(k)} \quad (\text{B.5})$$

$$\left[J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \right]^T u_n^{(k+1)} = s_n^{(k)} \quad (\text{B.6})$$

El esquema iterativo para el cálculo de $\sigma_n(J)$ puede ser modificado para obtener el mínimo valor singular de J_R ; observando la ecuación (B.5) es posible comprobar que:

$$\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_n' \\ s_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ u_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

y de igual forma para la ecuación (B.6):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta}^T & \mathbf{J}_{PV}^T \\ \mathbf{J}_{Q\theta}^T & \mathbf{J}_{QV}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}'_n \\ \mathbf{u}_n^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{s}_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

Se pueden escribir las ecuaciones (B.7) y (B.8) como:

$$[\mathbf{J}] \begin{bmatrix} \mathbf{s}'_n \\ \mathbf{s}_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{u}_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{B.9})$$

$$[\mathbf{J}]^T \begin{bmatrix} \mathbf{u}'_n \\ \mathbf{u}_n^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{s}_n^{(k)} \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

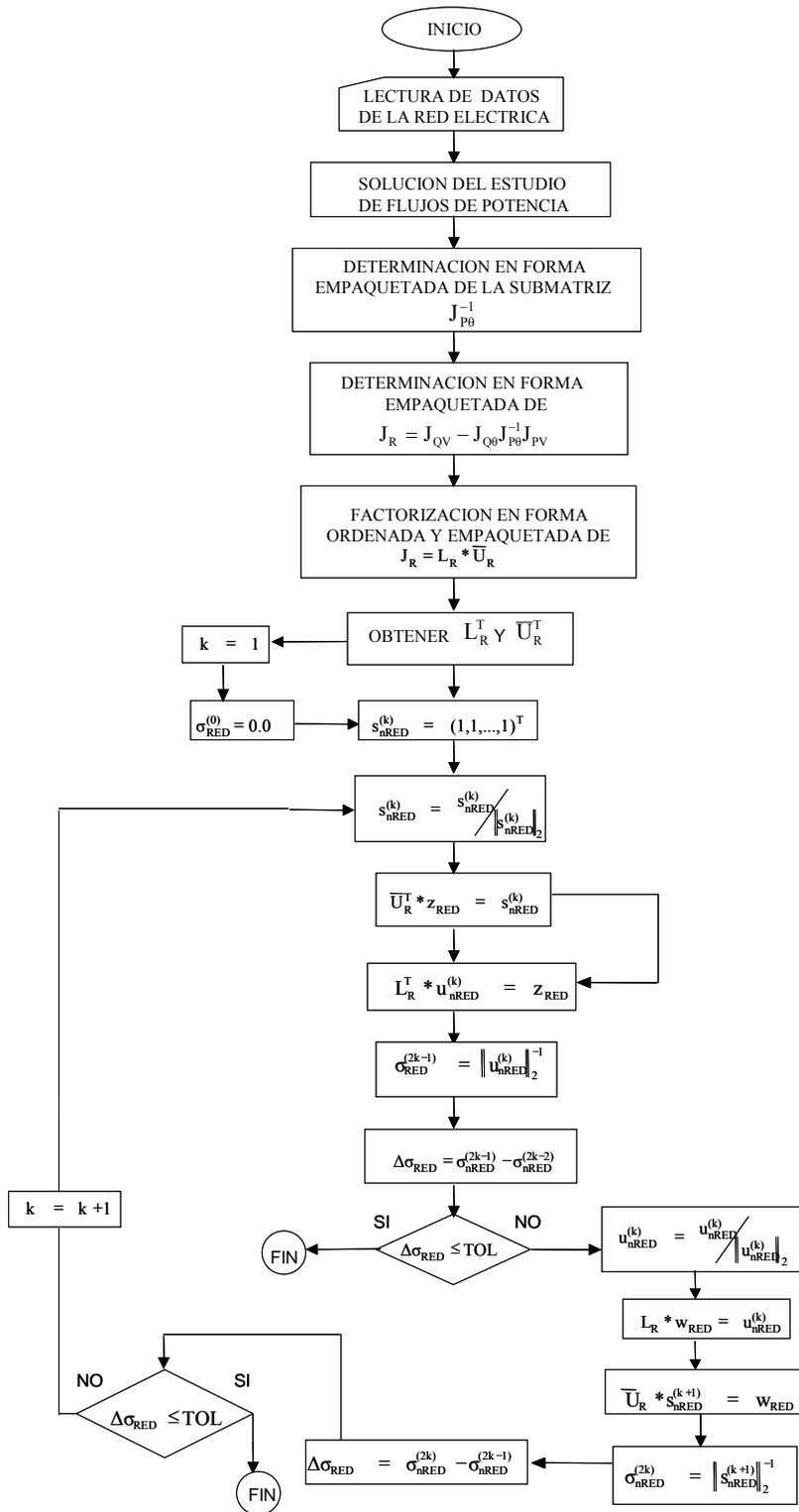


Figura B1.1 Diagrama de flujo para obtener el Jacobiano reducido J_R , así como la determinación del mínimo valor singular y sus eigenvectores correspondientes.

B1.1.4 PARTICIPACIONES NODALES

El Factor de Participación del nodo k con respecto al Mínimo Valor Singular es:

$$\text{Part}_k = s_{nk} \quad (\text{B.11})$$

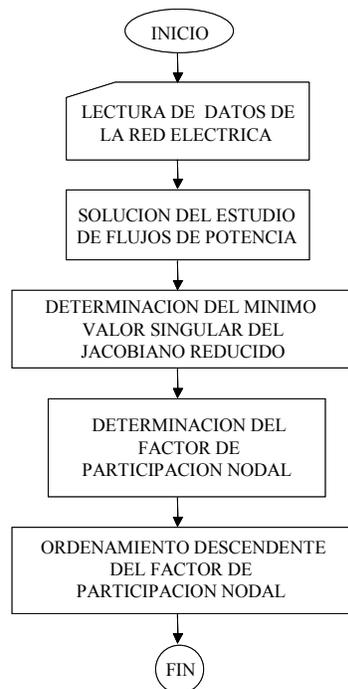


Figura B1.2 Diagrama de flujo para determinar los factores de participación nodal.

La metodología conocida como el Mínimo Valor Singular σ_n del Jacobiano reducido, J_R hace uso de la información en la solución de flujos de potencia y de acuerdo a los elementos de los eigenvectores singulares izquierdo y derecho, poder identificar a los nodos y ramas más débiles de un Sistema Eléctrico de Potencia.

El factor de participación nodal corresponde al eigenvector singular derecho y determina las áreas asociadas con cada valor de MVS; la suma de todos los factores de participación nodal para cada MVS es igual a la unidad, debido a que tanto el eigenvector singular derecho y el eigenvector singular izquierdo están normalizados.

B1.2 PAQUETE CYME

El paquete CYME (PSAF) [26], efectúa el cálculo de flujos de potencia y efectúa análisis de Fallas. El programa permite obtener archivos de resultados que contienen información necesaria para el trabajo de tesis, como son de; flujos de potencia, fallas trifásicas y monofásicas en los buses del sistema.

B1.2.1 LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO PARA EL ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

El programa realiza el cálculo de flujos de potencia por el método desacoplado de flujos de potencia. En la ejecución del programa para el análisis de flujos de potencia, solicita en primera instancia la información relacionada a los datos generales como son: La potencia base y la frecuencia del sistema; 100 MVA y 60 Hz. respectivamente.

Los datos corresponden a lo que se indico en el Apéndice A1.

El programa solicita información de datos de los Nodos del Sistema, Cargas, Generadores, Líneas de Transmisión, Transformadores, Capacitores y CEV's.

Se describe el contenido de la información del archivo de datos:

Nodos. Información referente a todos los nodos de la red eléctrica, en donde se especifica en nivel de tensión de cada uno de ellos.

Cargas. Corresponde a la carga en cada bus, donde se especifica la potencia activa en MW y la Potencia reactiva en MVAR y el bus al cual esta conectada.

Unidades Generadoras. Se especifica el bus o nodo al cual esta conectado, el estado (conectado o desconectado), número de unidades generadoras, así como el nivel de tensión al cual genera, la Potencia activa en MW generada , Potencia reactiva en MVAR generada , el Límite máximo de Potencia activa en MW del generador, Límite mínimo de potencia activa en

MW del generador, Límite máximo de Potencia reactiva en MVAR del generador, Límite mínimo de Potencia reactiva en MVAR del generador.

Líneas de Transmisión. Corresponde a los parámetros de las líneas de transmisión, se indica el nombre del nodo de envío, nombre del nodo de recepción, resistencia del elemento en p.u./km, reactancia del elemento en p.u./km, susceptancia del elemento en p.u./km, la distancia o longitud de la línea y el estado (conectado o desconectado) de operación de la línea.

Transformadores. Se especifica el nodo primario, el voltaje del nodo primario, el nodo secundario, el voltaje del nodo secundario, la impedancia de secuencia positiva del transformador en p.u., el porcentaje de tap.

Capacitores. Se especifican los elementos en derivación en este caso capacitores en MVAR , el nodo al cual es conectado y el nivel de tensión.

Compensadores estáticos de Vars. Se especifica la Potencia reactiva en MVAR generada por el Compensador, el Límite máximo de Potencia reactiva en MVAR compensador, Límite mínimo de Potencia reactiva en MVAR del compensador, el Voltaje del compensador y el estado (conectado o desconectado) de operación.

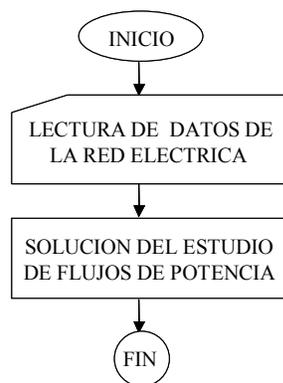


Figura B1.3 Diagrama de flujo para el análisis de flujos de Potencia, con el programa CYME PSAF.

B1.2.1.1 EL MÉTODO DESACOPLADO DE FLUJOS DE POTENCIA

Cuando se resuelven sistemas de transmisión de potencia de gran escala, el método desacoplado de flujos de potencia es una alternativa para mejorar la eficiencia computacional y reducir los requisitos de memoria[17]. Este método hace uso de una versión aproximada del procedimiento de Newton-Raphson. El principio de desacoplamiento se sustenta en dos observaciones:

1. Un cambio en el ángulo de voltaje δ en una barra afecta principalmente al flujo de potencia real P en las líneas de transmisión y deja sin cambio, relativamente, a la potencia reactiva Q .
2. Un cambio en la magnitud de voltaje $|V|$ en una barra afecta principalmente al flujo de potencia reactiva Q en las líneas de transmisión y deja al flujo de potencia real P , sin cambiar, relativamente.

La primera observación establece que $\partial P_i / \partial \delta_j$ es mucho mayor que $\partial Q_i / \partial \delta_j$, que ahora se considerará como cero.

La segunda observación establece que $\partial Q_i / \partial |V_j|$ es mucho mayor que la $\partial P_i / \partial |V_j|$, que también se considerará como cero.

La incorporación de estas aproximaciones en el Jacobiano hace que los elementos de las submatrices J_{12} y J_{21} sean cero. De esto se tienen dos sistemas separados de ecuaciones, como sigue:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & \mathbf{J}_{11} & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

y

$$\begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \cdot & \cdot & \cdot & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & \mathbf{J}_{22} & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \cdot & \cdot & \cdot & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta V_2}{|V_2|} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \frac{\Delta \dot{V}_4}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.13})$$

Estas ecuaciones están *desacopladas* en sentido de que las correcciones del ángulo del voltaje $\Delta\delta$ se calculan usando sólo los errores de la potencia real ΔP , mientras las correcciones de la magnitud del voltaje se calculan usando sólo los errores ΔQ .

Sin embargo, las matrices de coeficientes \mathbf{J}_{11} y \mathbf{J}_{22} son todavía interdependientes porque los elementos de \mathbf{J}_{11} dependen de las magnitudes de los voltajes que se están resolviendo en la ecuación (B.13), mientras los elementos de \mathbf{J}_{22} dependen de los ángulos de la ecuación (B.12). Los dos conjuntos de ecuaciones podrían, resolverse alternadamente usando en un conjunto las soluciones más recientes del otro conjunto. Pero este esquema todavía requeriría la evaluación y factorización de las dos matrices de coeficientes en cada iteración. Para evitar estos cálculos, se introducen más simplificaciones que se justifican a través de la física de los flujos de potencia en líneas de transmisión, como se explica enseguida.

En un sistema de transmisión de potencia que está bien diseñado y apropiadamente operado:

- Las diferencias angulares $(\delta_i - \delta_j)$ entre dos barras típicas del sistema son, por lo general, tan pequeñas que, $\cos(\delta_i - \delta_j) = 1$; $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx (\delta_i - \delta_j)$
- Las susceptancias de las líneas B_{ij} son muchas veces más grandes que las conductancias G_{ij} , así que, $G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \ll B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)$
- La potencia reactiva Q_i que se inyecta a cualquier barra i del sistema durante la operación normal es mucho menor que la potencia reactiva que fluiría si todas las líneas de la barra estuvieran en cortocircuito con la referencia. Esto es, $Q_i \ll |V_i|^2 B_{ii}$

Estas aproximaciones se pueden usar para simplificar los elementos del Jacobiano. Los elementos fuera de la diagonal de \mathbf{J}_{11} y \mathbf{J}_{22} , están dados por

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i V_j Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (\text{B.14})$$

Al aplicar en la ecuación (B.14) la identidad $\text{sen}(\alpha + \beta) = \text{sen} \alpha \cos \beta + \cos \alpha \text{sen} \beta$, se obtiene

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i V_j| \{B_{ij} \cos(\delta_j - \delta_i) + G_{ij} \text{sen}(\delta_j - \delta_i)\} \quad (\text{B.15})$$

donde $B_{ij} = |Y_{ij}| \text{sen} \theta_{ij}$ y $G_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij}$. Las aproximaciones que se enlistaron anteriormente conducen a los elementos fuera de la diagonal dados por

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \cong -|V_i V_j| B_{ij} \quad (\text{B.16})$$

Los elementos de la diagonal de \mathbf{J}_{11} y \mathbf{J}_{22} tienen las expresiones $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii}$ y

$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2|V_i|^2 B_{ii} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii}$, se aplica la desigualdad dada por $Q_i \ll |V_i|^2 B_{ii}$ a

estas expresiones y se llega a

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \cong |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \cong -|V_i|^2 B_{ii} \quad (\text{B.17})$$

Al sustituir las expresiones de las aproximaciones dadas en las ecuaciones (B.16) y (B.17) en las matrices de coeficientes \mathbf{J}_{11} y \mathbf{J}_{22} , se obtiene

$$\begin{bmatrix} -|V_2 V_2| B_{22} & -|V_2 V_3| B_{23} & -|V_2 V_4| B_{24} \\ -|V_2 V_3| B_{32} & -|V_3 V_3| B_{33} & -|V_3 V_4| B_{34} \\ -|V_2 V_4| B_{42} & -|V_3 V_4| B_{43} & -|V_4 V_4| B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.18})$$

y

$$\begin{bmatrix} -|V_2 V_2| B_{22} & -|V_2 V_3| B_{23} & -|V_2 V_4| B_{24} \\ -|V_2 V_3| B_{32} & -|V_3 V_3| B_{33} & -|V_3 V_4| B_{34} \\ -|V_2 V_4| B_{42} & -|V_3 V_4| B_{43} & -|V_4 V_4| B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta|V_2|}{|V_2|} \\ \frac{\Delta|V_3|}{|V_3|} \\ \frac{\Delta|V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (\text{B.19})$$

Multiplicando la primera fila por el vector de corrección y dividiendo la ecuación resultante entre $|V_2|$ para quitar los voltajes de la matriz de coeficientes de la ecuación (B.19); queda

$$-B_{22} \Delta|V_2| - B_{23} |V_3| - B_{24} |V_4| = \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \quad (\text{B.20})$$

Cada fila de la ecuación (B.19) se puede tratar de manera similar al representar el error reactivo en la barra i por la cantidad $\Delta Q_i / |V_i|$. Todos los elementos en la matriz de coeficientes de la ecuación (B.19) se hacen constantes dadas por las susceptancias conocidas de \mathbf{Y}_{barra} .

También, se puede modificar la ecuación (B.18) si se multiplica la primera fila por el vector de las correcciones de ángulo y se rearrregla el resultado para obtener

$$-|V_2| B_{22} \Delta\delta_2 - |V_3| B_{23} \Delta\delta_3 - |V_4| B_{24} \Delta\delta_4 = \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \quad (\text{B.21})$$

Los coeficientes en esta ecuación se pueden igualar a los de la ecuación (B.20) al hacer que $|V_2|, |V_3|$ y $|V_4|$ sean iguales a 1.0 por unidad en la expresión del lado izquierdo. En la ecuación (B.21), la cantidad $\Delta P_2 / |V_2|$ representa el error de potencia real. Al desarrollar todas las filas de la ecuación (B.18) de manera similar, se llega a dos sistemas de ecuaciones desacoplados

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix}}_{\bar{\mathbf{B}}} \begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \Delta\delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta P_3}{|V_3|} \\ \frac{\Delta P_4}{|V_4|} \end{bmatrix} \quad (\text{B.22})$$

y

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix}}_{\bar{\mathbf{B}}} \begin{bmatrix} \Delta|V_2| \\ \Delta|V_3| \\ \Delta|V_4| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta Q_3}{|V_3|} \\ \frac{\Delta Q_4}{|V_4|} \end{bmatrix} \quad (\text{B.23})$$

Por lo general, la matriz $\bar{\mathbf{B}}$ es simétrica y partida con elementos diferentes de cero que son constantes y números reales, exactamente iguales al negativo de las susceptancias de $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$. La matriz $\bar{\mathbf{B}}$ se forma fácilmente y sus factores triangulares no se tienen que volver a calcular, con lo que se tienen iteraciones más rápidas. En las barras de voltaje controlado, la Q no se especifica y $\Delta|V|$ es cero; las filas y columnas que corresponden a tales barras se omiten de la ecuación (B.23).

Una estrategia de solución típica es:

1. Calcular los errores iniciales $\Delta P/|V|$
2. Resolver la ecuación (B.22) para $\Delta\delta$
3. Actualizar los ángulos δ y usarlos para calcular los errores $\Delta Q/|V|$
4. Resolver la ecuación (B.23) para $\Delta|V|$ y actualizar las magnitudes $|V|$
5. Regresar a la ecuación (B.22) para repetir la iteración hasta que todos los errores estén dentro de las tolerancias especificadas.

B1.2.2 LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS

En la ejecución del programa para el análisis de Fallas, solicita en primera instancia la información relacionada a los datos generales como son: La potencia base y la frecuencia del sistema; 100 MVA y 60 Hz., respectivamente.

Los datos corresponden a lo indicado en el Apéndice A2.

El programa solicita información de datos de los Nodos del Sistema, Generadores, Líneas de Transmisión, Transformadores ó bien como alternativa realiza los cálculos deseados a partir de equivalentes de secuencia, considerando esta última para efectos de la tesis.

Se describe el contenido de la información del archivo de datos:

Nodos. Información referente a los nodos de la red eléctrica, donde se especifica en nivel de tensión de cada uno de ellos.

Bus Utility. Se especifica el bus o nodo al cual esta conectado, el estado (conectado o desconectado), el equivalente de la falla trifásica en MVA y la relación X/R trifásica, el equivalente de la falla monofásica en MVA y la relación X/R monofásica, todo esto calculado a partir de los equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero indicados en el apéndice A2.

Unidades Generadoras. Se especifica el bus o nodo al cual esta conectado, el estado (conectado o desconectado), el nivel de tensión al cual genera, la resistencia subtransitoria y reactancia subtransitoria en p.u., el aterrizamiento o conexión del generador (delta, estrella flotante o estrella aterrizada), resistencia a tierra y reactancia a tierra en p.u., según la conexión del generador.

Transformadores. Se especifica el nodo primario, el voltaje del nodo primario, el nodo secundario, el voltaje del nodo secundario, la impedancia de secuencia positiva del transformador en p.u., la impedancia de secuencia cero del transformador , la relación X/R de secuencia positiva, la relación X/R de secuencia cero del transformador, el aterrizamiento o conexión (delta, estrella flotante o estrella aterrizada) del lado primario del transformador, el aterrizamiento o conexión (delta, estrella flotante o estrella aterrizada) del lado secundario del transformador, la resistencia a tierra y reactancia a tierra en p.u. según el aterrizamiento del primario y secundario del transformador.

APÉNDICE C

Tecnologías de Generación Distribuida

C1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A continuación expondremos brevemente algunas características de cada una de las tecnologías de Generación Distribuida; Microturbinas, Celdas de combustible, Turbinas de viento, Celdas Solares, Unidades Diesel, Turbinas de gas pequeñas, Otras tecnologías (La Cogeneración o Potencia y Calor Combinados(CHP), Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), Potencia Híbrida y Biomasa).

C1.1 MICROTURBINAS

La microturbina, es una pequeña turbina de gran eficiencia que puede ser impulsada por medio de gas natural o biogás[3]. Esta es capaz de generar más calor, incluso, que electricidad; la microturbina esta especialmente indicada como fuente de energía para instalaciones que van desde hospitales y hoteles hasta centros comerciales o fábricas. Con la ayuda de los sistemas de telecomunicación, estas plantas generadoras pueden ser conectadas entre si para crear soluciones de red que revolucionarán en el futuro el modo de generar y distribuir la energía eléctrica.

Las microturbinas operan bajo el mismo principio que las turbinas de gas tradicionales produciendo potencia de CA de alta frecuencia que se convierte a la de 60 Hz. por electrónica de potencia, trabajan con una gran variedad de combustibles, incluyendo el gas natural, el gas propano y el aceite de combustible. Algunas empresas ya están acercándose al desarrollo comercial de esta tecnología[5].

El elemento principal es una pequeña turbina de gas, montada junto con un compresor sobre un solo eje e integrada con un nuevo alternador de alta velocidad. Las evaluaciones de

potencia típicas van de 25-500 kW y las eficiencias van de 27-32%, utilizando el calor de la descarga puede mejorar la eficiencia global a un 80%.

A pesar de tratarse de una tecnología relativamente reciente, las microturbinas poseen el potencial necesario para convertirse en un cotizado producto a medida que crezca el mercado y que la comercialización obligue a que los precios a que tiendan a la baja. Dentro de las características que pueden acelerar el proceso, se tienen los siguientes:

- Conformidad con las más recientes normas sobre emisiones.
- Bajo nivel de ruido y mantenimiento mínimo.
- Control remoto para funcionamiento sin supervisión.
- Baja inversión inicial debido a la fabricación en serie y a la sencillez del diseño.
- Flexibilidad en el uso de combustible y alta eficacia.

La microturбина, produce energía eléctrica y térmica. Está montada formando una pequeña unidad y se acciona por medio de gas natural como combustible, incluso diesel, propano son también posibles. Dependiendo de la presión de este podría ser necesario el uso de un compresor. Esta concebida para ser instalada en interiores, obteniéndose el aire de una toma exterior. Sus principales elementos son:

- Recuperador y motor con turbina a gas
- Alternador eléctrico
- Sistema eléctrico
- Cambiador térmico de gases de escape
- Sistema de control y supervisión

En la microturбина, un rotor de turbina impulsa una rueda de compresor montada sobre el mismo eje. El compresor introduce el aire de proceso dentro de la cámara de combustión, donde se añade el combustible y tiene lugar una combustión continua. El flujo de gas caliente se expande en la turbina haciendo que gran parte de la energía térmica se transforme en energía mecánica que acciona el compresor y la carga. En las plantas generadoras convencionales la

carga es un alternador bipolar o cuadripolar accionado por medio de una caja de engranajes. La velocidad del alternador es fija, dado que está sincronizada a la misma frecuencia que la red eléctrica. En la microturbina, el alternador de alta velocidad se acopla directamente al eje de turbina y un convertidor estático de frecuencia ajusta electrónicamente la velocidad.

La energía térmica restante puede disiparse a través del escape, si bien la turbina a gas tendrá un bajo rendimiento si no se instalan varias etapas adicionales de turbina y compresor, la microturbina resuelve este problema mediante un recuperador. De este modo se requiere menos combustible para alcanzar la temperatura de funcionamiento deseada. Tras el recuperador, otro cambiador térmico calienta el agua en el circuito externo.

Las emisiones de la turbina a gas son muy reducidas, dado que la combustión continua puede ser controlada muy estrictamente. Asimismo, la cámara de combustión externa puede ser optimizada para obtener un bajo nivel de emisiones.

Las turbinas a gas pueden estar equipadas con la denominada “ geometría variable”[14]. Por medio de alabes ajustables se controla el flujo de gas hacia la turbina y el compresor, permitiendo así el control del punto de funcionamiento de la turbina. El sistema de generación de energía eléctrica con el convertidor de frecuencia permite un funcionamiento a velocidad variable, lo que facilita el control de la energía ajustando la velocidad de la turbina dentro de un amplio rango de valores.

El rendimiento de las pequeñas turbinas a gas mejora substancialmente cuando se elimina la caja de engranajes destinada a reducir la velocidad del eje de la turbina hasta el mismo valor usual en las máquinas eléctricas convencionales.



Microturbinas.
(Fuente: Capstone)

C1.2 CELDAS DE COMBUSTIBLE

Las celdas de combustible son una tecnología prometedora. Esencialmente se comportan como las baterías. Una celda de Combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de un combustible (por ejemplo hidrógeno) directamente en energía eléctrica con eficiencias altas y prácticamente cantidades insignificantes de emisiones de contaminantes. Lo anterior es debido a que puede generar electricidad sin ninguna combustión, al combinar hidrógeno y oxígeno electroquímicamente [6]. Ellas trabajan con hidrógeno que puede extraerse del gas natural, propano o cualquier otra fuente del hidrocarburo. El hidrógeno reacciona con el oxígeno del aire y se genera voltaje entre dos electrodos.

Estas celdas de combustible no se agotan como lo haría una batería, ni precisa recarga, ya que produce energía eléctrica y calor en tanto se le provea de combustible. El tamaño de las celdas de combustible se encuentra alrededor de 5 a 2000 kW. Como ejemplo una casa típica familiar requiere una celda de combustible alrededor de 3 a 8 kW. Es importante considerar que una celda de combustible permitiría la expansión de su capacidad de un sistema de generación a medida que la demanda solicitada lo requiera.

Las ventajas competitivas de las pilas de combustible frente a las tecnologías convencionales son su bajo impacto medioambiental, su alta eficiencia, modularidad y flexibilidad de operación, capacidad de cogeneración y la utilización de combustibles alternativos, lo anterior permitirá que puedan competir por nichos de mercado en potencias comprendidas entre los 100 kW hasta 10 MW desarrollando el concepto de generación distribuida[6].

La Celda de Combustible siendo un dispositivo electroquímico que permite la conversión directa de la energía química de la reacción en energía eléctrica y calor. Y alimentándose de forma continua el combustible gas (por ejemplo, hidrógeno del procesado de un hidrocarburo, etc.) al ánodo (electrodo negativo) y un oxidante gas (como el oxígeno del aire) al cátodo (electrodo positivo), da lugar a la reacción electroquímica en los electrodos para producir una corriente eléctrica continua.

Los principales componentes de la Celda de Combustible son:

- Los electrodos porosos.
- El electrolito.
- El Sistema de suministro y almacenamiento de gases.
- El Sistema de evacuación de calor.
- El Sistema de acondicionamiento de potencia.

Los distintos tipos de pilas de combustibles vienen caracterizadas por el tipo de electrolito que utilizan, que además condicionará la temperatura de operación y de recuperación de calor de los gases .

Una celda de combustible tipo PEM (Polymer Electrolyte Membrane) utiliza un electrólito de membrana de intercambio protónico, esta celda opera a temperaturas de entre 60° y 80° C, es altamente compacta y no maneja electrólitos líquidos simplificando así su operación. Diseñadas para baja potencia <1 MW , estas celdas no manejan materiales corrosivos, por lo que no requieren materiales especiales en su construcción, y el empleo de membranas muy delgadas permite su fabricación en configuraciones altamente compactas[6].

Las celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC), es una celda de baja temperatura a diferencia de las tipo PEM, manejan materiales corrosivos. El uso de celdas de combustible de alta temperatura podría significar un sistema mucho más eficiente, pero convertiría al sistema en uno muy complejo, el cual crecería en tamaño más allá del espacio inicialmente considerado como disponible de alrededor de 2m³. Las celdas de alta temperatura ofrecen la ventaja de no requerir materiales electrocatalizadores de metales nobles, como el platino (Pt), cuya presencia en las celdas de baja temperatura PEM y PAFC, puede significar el riesgo de contaminación del electrocatalizador por gas monóxido de carbono (CO). Esto requiere considerar el riesgo de la presencia de CO en un sistema generador de hidrógeno a partir de gas natural.

Las celdas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC), permite obtener distintas mezclas de gases puros como son gas natural reformado, gas de carbón, biogas, etc.

Dependiendo del electrólito las células de combustible operan entre 80 y 1000 °C, la eficacia de estas ira entre 35-65%. Utilizando el calor desechado se puede llegar a eficacias del 80%.

Comercialmente se encuentran disponibles las células de combustible de 220 kW de ácido fosfórico (PAFCs) y las células de combustible de carbonato fundido (MCFC) con la escala de 2 MW, las células de combustible de óxido (SOFC) van de 15 kW a 3 MW y las células de electrólito de membrana de polímero (PEM) [6].

Detrás de la GD puede remontarse a activistas ecológicos que requieren nueva generación con combustibles más limpios. El gas natural generalmente es el combustible más limpio extensamente disponible y económico. El hidrógeno es muy limpio, sobre todo cuando se usa como combustible en las células de combustible.



Celda de Combustible.

(Fuente: Laboratorio de Tecnología Energía Nacional,
Guía de Recursos de Energía Distribuidos de California)

C1.3 TURBINAS DE VIENTO

Las Turbinas de viento dependen directamente de la presencia del viento[3]. Las Turbinas de viento son introducidas en el sistema eléctrico de potencia para reducir el adverso impacto medioambiental de la generación eléctrica convencional. La principal ventaja de la generación de electricidad desde las fuentes renovables son la ausencia de perjudiciales emisiones. Además de que se aprovecha el aire que esta fluyendo en el medio con turbinas de viento que convierten la energía en electricidad. Son generación dispersa porque además de lo mencionado, normalmente se colocan fuera de las grandes ciudades.

Los tres más importantes conceptos aplicados a turbinas de viento son[18]:

- Una turbina de viento constante, la cual consiste de un generador de inducción jaula de ardilla acoplada directamente a la red. El rotor de la turbina de viento es acoplada a generador directamente a la caja de engranajes (velocidades). La potencia extraída desde viento es limitado usando el efecto de perdida de velocidad.
- Una turbina de viento de velocidad variable alimentada doblemente (rotor devanado) generador de inducción. El rotor devanado es alimentado usando una fuente convertidora de voltaje back to back. A comparación del primer concepto, el rotor de la turbina de viento es acoplada el generador directo a la caja de engranajes. En altas velocidades de viento, la potencia extraída del viento es limitada por el cabeceo de la hoja del rotor.
- Una turbina de viento variable manejada directamente con un generador síncrono. El generador síncrono puede tener un rotor devanado o ser excitado usando imanes permanentes. De esta manera es acoplado a la red directamente con una fuente de voltaje convertidora back to back o un diodo rectificador y una fuente de voltaje convertidora. El generador síncrono es un generador multi polos de baja velocidad, por tanto no es necesaria la caja de velocidades. Comparando con el segundo concepto, la potencia extraída del viento es limitada por el cabeceo de la hoja del rotor en velocidades de viento altos.

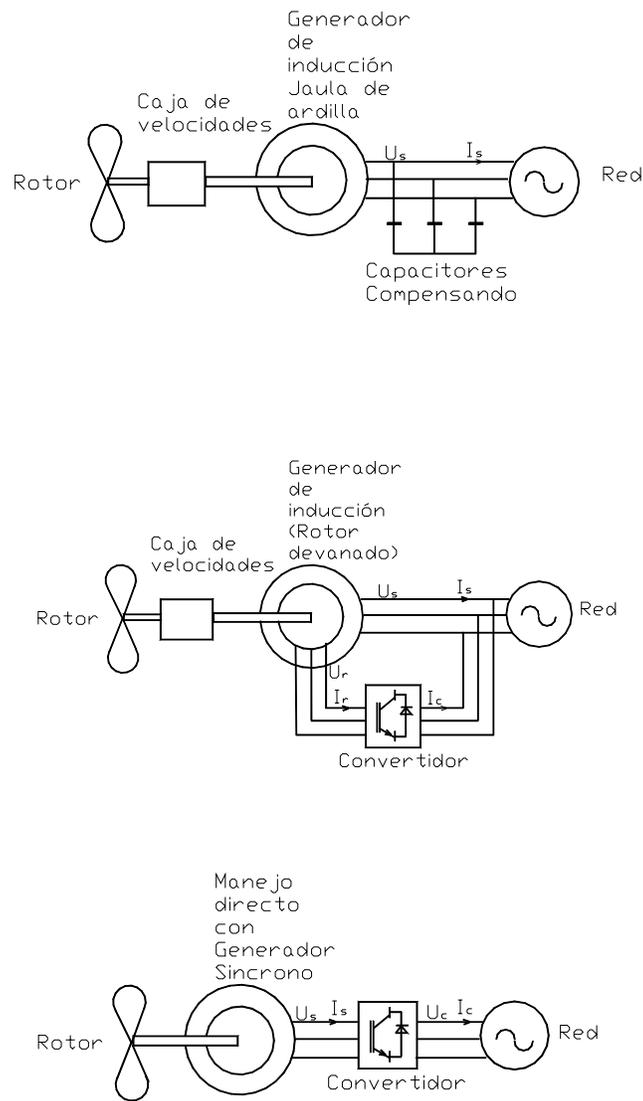


Figura C1.1 Actuales conceptos de turbinas de viento.

Los diferentes tipos de turbinas de viento tienen sus particulares ventajas y desventajas. Una turbina de viento de velocidad constante es relativamente simple y robusta. Sin embargo, presenta algunas desventajas:

- Carencia de posibilidades de control de potencia activa y reactiva.
- Cargas mecánicas grandes, porque con velocidades de viento fluctuantes son trasladadas en pulsaciones de torque. Esto puede llevar a una falla en la caja de velocidades.

- Grandes fluctuaciones en la potencia de salida, porque no amortigua la energía.

Fabricantes de turbinas de viento están promoviendo los conceptos de velocidad variable, a través de los siguiente:

- Electrónica de Potencia, indispensable para la operación de velocidades variables de turbinas e viento, es mas barato y más confiable.
- Las turbinas de viento de velocidad variable ofrecen un alto campo de energía cuando es comparada con los sistemas de velocidad constante, porque la velocidad optima del rotor para cada velocidad del viento puede ser ejecutada. Esto mas las pérdidas del convertidor de electrónica de potencia.
- Las Turbinas de Viento están siendo cada vez más grandes. La reducción de carga mecánica, la ejecución de la operación de velocidades variables, las vuelve por tanto más importantes.
- Las turbinas de viento de velocidad variable ofrecen extensa controlabilidad de la potencia activa y potencia reactiva (dentro de las limitaciones impuestas por la corriente de la velocidad del viento y la capacidad del generador y el convertidor de electrónica de potencia).
- Las turbinas de viento de velocidad variable fácilmente pueden cumplir con los requerimientos de las redes de compañías.
- La turbinas de viento de velocidad variable muestran menos fluctuaciones en la salida de potencia, por la inercia del rotor.



Turbinas de viento.

(Fuente: Guía de Recursos de Energía Distribuidos de California)

C1.4 CELDAS SOLARES

Las celdas solares son dispositivos que convierten la energía solar directamente en electricidad[3]. La forma más común de las celdas solares está basada en el efecto fotovoltaico (PV) a través de dos capas semiconductoras en las cuales se produce un fotovoltaje o una diferencia de potencial entre ellas. Este voltaje es capaz de impulsar una corriente a través de un circuito externo y un trabajo útil[28].

- El desarrollo de uso de las celdas solares se ha estimulado por:
- La baja necesidad de mantenimiento.
- La inexistencia de contaminación.
- Ser una fuente silenciosa de electricidad.
- La necesidad de una fuente flexible.
- La necesidad de potencia renovable y sustentable..

Las Celdas Solares de Silicón son hechas usando hostias de cristal sencillas, hostias de policristalino o películas delgadas.

Las hostias de cristal sencillas son de aproximadamente 1/3 a 1/2 milímetros de espesor. El silicón debe ser de una pureza muy alta y tener una estructura de cristal casi perfecta.

Las hostias de policristalino, son hechas por un proceso en el que se entra a raudales fundidos de silicón, entonces se rebanan en hostias. La baja eficiencia se debe a las imperfecciones en la estructura del cristal que es el resultado de todo el proceso.

El silicón amorfo, una de las tecnologías de las películas delgadas, están hechas depositando silicón en un substrate de vidrio de un gas reactivo como el silane (SiH_4). Otras tecnologías de película delgadas incluyen silicón multicristalino delgado, celdas de sulfuro de cadmio/indio diselenide cobrizas (CuInSe_2), (CdTe) celdas de sulfuro de cadmio/telurio de cadmio y celdas de arseniuro de galio. Hay muchas ventajas de las celdas de película delgada, como la habilidad a ser depositada en substrates baratos o en la construcción de materiales, la facilidad de producción en masa y la alta conveniencia en aplicaciones grandes.

El funcionamiento de las celdas solares depende de la naturaleza del material y la naturaleza de luz del sol. Las celdas solares consisten de dos tipos de material, a menudo silicón del tipo-p y silicón del tipo-n. La luz de ciertas longitudes de onda puede ionizar los átomos en el silicón y producir un campo interno por la unión separada de algunas de las cargas positivas (“perforaciones o agujeros”) desde las cargas negativas (electrones) dentro del dispositivo fotovoltaico. Los agujeros se desplazan en el positivo o se desplazan en la capa-p y los electrones en el negativo o capa-n. Aunque estas cargas opuestas se atraen, la mayoría de ellas solamente se recombinan al pasar por un circuito externo fuera del material debido a la energía potencial interna. Si se cierra un circuito pueden producir potencia las celdas bajo iluminación[28].

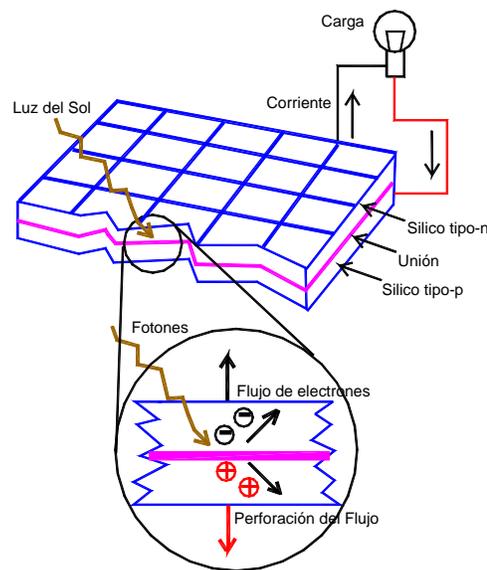


Figura C1.2 El efecto fotovoltaico en una celda solar.

La cantidad de potencia disponible de un dispositivo de PV es determinado por:

- El tipo y área del material.
- La intensidad de la luz del sol.
- La longitud de onda de la luz del sol.

Por ejemplo, las celdas solares de silicón sencillo, no puede convertir más del 25% de la energía del sol en electricidad, porque la radiación en la región infrarroja del espectro electromagnético no tiene suficiente energía para separar las cargas positivas y negativas en el material.

Las Celdas Solares de Silicón policristalino, tienen una eficacia de menos del 20% y las celdas de silicón amorfas tienen 10% de eficacia debido a las pérdidas de energía internas más altas que el silicón de cristal sencillo. El rendimiento de potencia de la celda es casi directamente proporcional a la intensidad de la luz del sol.

El rendimiento de las celdas se puede aumentar usando un mecanismo de rastreo o concentrando la luz del sol a través de espejos o lentes hacia las celdas. La economía de las celdas viene del hecho de reducir el número de celdas requeridas para un rendimiento de potencia dado usando el concepto de que:

Más iluminación = Mayor rendimiento de potencia

Paneles PV. Cuando las celdas solares tienen un voltaje de funcionamiento de aproximadamente 0.5 V, normalmente se conectan en serie para proporcionar voltajes más grandes. Se hacen tableros en una gama amplia de tamaños para diferentes propósitos. Generalmente se tienen tres categorías básicas:

1. Los tableros de bajo voltaje que se hacen conectando entre 3 y 12 segmentos pequeños de silicón amorfo con un área total de unos centímetros cuadrados para voltajes entre 1.5 y 6 V y rendimientos de unos miliwatts. Se usan principalmente en relojes, calculadoras, cámaras.

2. Tableros pequeños de 1 a 10 W y de 3 a 12 V, con áreas de 100 cm² a 1000 cm². Los usos principales son en radios, juguetes, cercos eléctricos.

3. Tableros grandes que van de 10 a 60 W y de 6 a 12 V con áreas de 1000cm² a 5000cm². Se usan para iluminación, para satisfacer la demanda de una casa, para comunicaciones, para suministros de potencia de áreas remotas.

Series y Sistemas. Si una aplicación requiere más potencia que puede ser proporcionada por un solo tablero, los sistemas más grandes pueden hacerse uniendo varios tableros. Sin embargo, voltajes grandes y cantidades mayores de potencia de las celdas lleva a una complejidad. En estos casos se usan sistemas PV comprendido de las partes siguientes:

- a) Desde un tablero serie PV hasta centenares de tableros.
- b) Un tablero de mando, para regular la potencia de los tableros.

- c) Un sistema de almacenamiento de potencia, generalmente comprendido de varias baterías especialmente diseñadas.
- d) Un inversor para convertir la potencia de CD a CA.
- e) Impulso de suministro de potencia como el de los generadores diesel (optativo).
- f) Alojamiento para el sistema.
- g) Los seguidores y sensores (optativo).

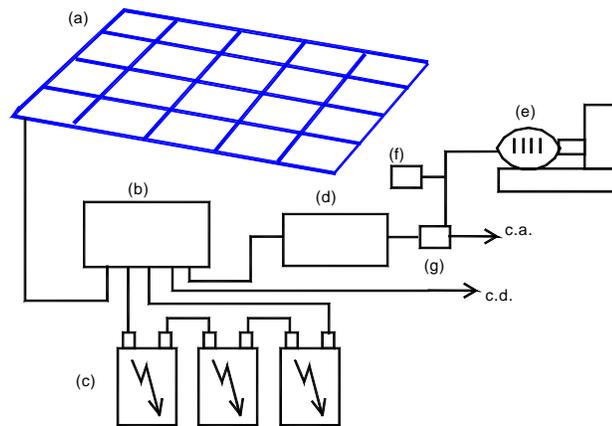


Figura C1.3 Elementos de un Sistema PV.

En las series generalmente se unen los tableros entre sí en serie/paralelo, de acuerdo al voltaje que se requiera. El rendimiento de energía diaria de los tableros PV variará dependiendo de la orientación, situación, tiempo diario y de la estación del año.

Se usan los seguidores para aprovechar directamente el sol por eso se aumenta el rendimiento de los tableros. Estos seguidores pueden doblar casi el rendimiento de una serie.

El almacenamiento de energía es a menudo necesario cuando se requiere potencia una vez que el sol se ha ocultado, por la noche o en periodos nublados. Al contrario de las baterías normales las celdas solares pueden descargar su energía almacenada miles de veces antes de que se deterioren.

Los inversores transforman el voltaje de CD a CA.

Se requieren los suministros de potencia auxiliares cuando se requiere confiabilidad completa del suministro de electricidad debe garantizarse, cuando es antieconómico mantener el

almacenamiento de la batería en períodos nublados extendidos o cuando algunos aparatos tienen requisitos de potencia grandes.

Otras aplicaciones de las celdas solares: En edificios, Cercos eléctricos, Sistemas de iluminación remotos, Telecomunicaciones y Sistemas de supervisión remotos, Impulsores solares de bombeo de agua (en granjas), Electrificación rural, En vehículos, etc[28].

La eficacia de los sistemas fotovoltaicos es relativamente baja de 6-20%, Las Celdas Solares están en un rango de 1 a 100 kW.



Celda Solar.

(Fuente: Guía de Recursos de Energía Distribuidos de California)

C1.5 UNIDADES DIESEL

La tecnología diesel sigue el principio de los motores de combustión interna: se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador. Actualmente este tipo de motores consume una mezcla de combustóleo y diesel. De acuerdo a los fabricantes de equipos y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible puro o mezclado con diesel[38].

Son pequeñas turbinas de combustión o diesel. Siendo que las unidades de diesel emiten mas contaminantes al aire que las unidades de gas. Estas están a favor de la confiabilidad, en dirección de la carga.

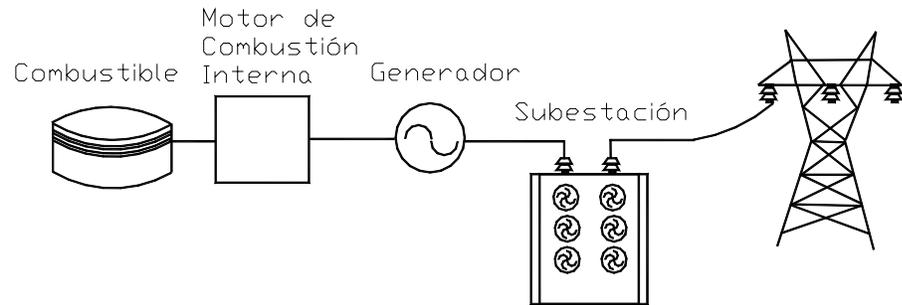


Figura C 1. 4 Unidad Diesel.



Diesel.

(Fuente: General Electric)

C1.6 TURBINAS DE GAS PEQUEÑAS

La generación de energía eléctrica es uno de los campos en el que la turbina de gas ha ganado una gran aceptación. El requerimiento pequeño de espacio, el bajo nivel de ruido y la confianza de la madurez que ya tiene[3].

Las turbinas de gas de ciclo sencillo son una de las máquinas menos complicadas[14]. La máquina opera por medio de un ciclo continuo que normalmente consiste de una serie de sucesos, que son: compresión de aire tomado de la atmósfera, aumento de la temperatura del aire por la combustión a presión constante de combustible, expansión de los gases calientes a través de una turbina y finalmente, descarga de los gases a la atmósfera, siendo el todo un proceso de flujo continuo.

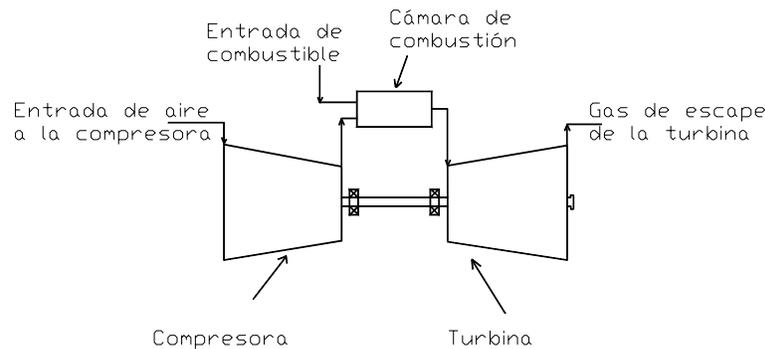


Figura C1.5 Diagrama esquemático de una turbina de gas de ciclo abierto y un solo eje.

La *compresora* es el primer elemento mecánico básico en el ciclo de la turbina de gas. Hay dos tipos de compresoras que se usan en las turbinas de gas. Son las compresoras centrífugas y las de flujo axial. Las turbinas de gas grandes utilizan compresoras de varios pasos de flujo axial por su capacidad para manejar grandes volúmenes de aire con alta eficiencia. Las máquinas de turbina de gas pequeñas normalmente utilizan una o dos compresoras centrífugas, aunque algunas utilizan combinaciones de compresoras axiales y centrífugas. Las compresoras centrífugas tienden a ser más compactas que las compresoras axiales para las turbinas de gas pequeñas.

Además de eso, la compresora centrífuga es menos susceptible a dañarse con partículas extrañas de tamaño grande que pasen por la máquina.

La cámara de combustión es el segundo componente básico en el ciclo de la turbina de gas. La cámara de combustión debe operar eficientemente en un amplio margen de condiciones ambientales con velocidades de flujo de combustible muy variables para condiciones de máquina sin carga hasta con carga total especificada.

El tercer elemento básico en la turbina de gas es *la turbina de expansión* o elemento productor de fuerza de la máquina. Los gases calientes, bajo presión de la cámara de combustión, proporcionan la energía para la turbina.

Dispositivos para recuperación de calor de escape. Para aumentar la eficiencia total de la máquina, se puede agregar un permutador de calor entre el escape y la descarga de la compresora para recobrar algo del calor de escape y reducir así la cantidad de combustible que se requiere para producir una potencia de salida útil determinada.

Ciclos de turbina. En la turbina de gas de ciclo abierto no hay recirculación del fluido de trabajo (productos de la compresión y aire) dentro de la planta de fuerza, ya que la entrada y la salida están abiertas a la atmósfera.

Una máquina de ciclo cerrado es una en la que el fluido de trabajo se recircula continuamente en la máquina y no se pone en contacto físicamente con los productos de la combustión. El calor se transfiere de una fuente de calor externa al fluido de trabajo del ciclo por la superficie de transferencia de calor. Esto ofrece la ventaja de un fluido de trabajo limpio y el uso de gran variedad de combustibles.

Disposición de ejes. Una de las principales clasificaciones para una turbina de gas es la disposición del eje de la turbina de fuerza. Si todas las etapas de la turbina están en el mismo eje que la compresora, la turbina de gas se llama de “un solo eje” o turbina de “eje fijo”. La turbina de fuerza puede dividirse en dos secciones. La porción de este tipo de máquina que tiene solo las etapas de la turbina requeridas para mover la compresora se llama turbina productora de las o turbina generadora de gas. Las etapas de la turbina que suministran la fuerza para la turbina

movida se colocan en un eje separado. Este tipo de turbina se llama máquina de “dos ejes” o de “eje dividido” o de “turbina libre”.

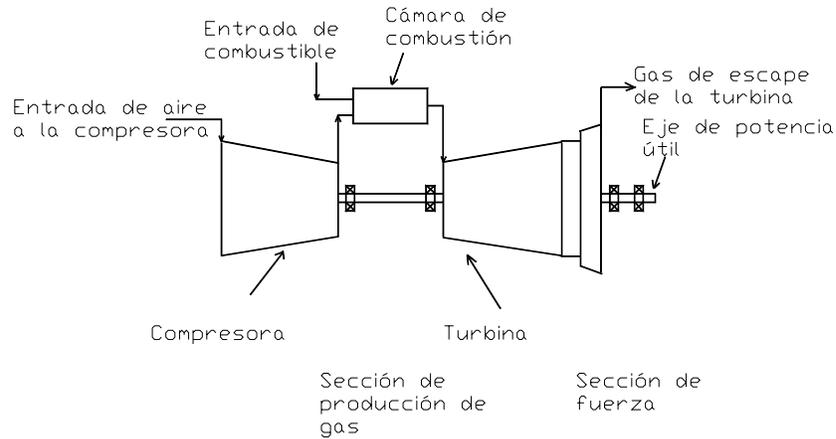


Figura C1.6 Diagrama esquemático de una máquina (dos ejes) de turbina libre.

Características de funcionamiento de la turbina. Si las temperaturas de entrada a la turbina del orden de 1315°C se pudieran lograr, sería posible obtener eficiencias de máquinas de turbina de gas de ciclo sencillo comparables a las de las máquinas diesel. Las características de potencia de la máquina de turbina de gas se acercaría entonces a las características de la máquina recíproca de combustión interna; es decir, se podrían producir los mismos caballos de fuerza con una considerable disminución de flujo de aire a la máquina. Parece que la mejor manera de lograr la eficiencia total más alta de la máquina pequeña de turbina de gas es aumentando las temperaturas de entrada a la turbina.

Los accesorios para turbinas de gas son aquellas partes de la máquina que no intervienen directamente en la producción y manejo de la energía útil de la máquina. Si ejecutan servicios auxiliares esenciales para la producción, control y manejo de energía útil producida por la máquina. Hasta el ciclo más sencillo de una máquina de turbina de gas requiere el uso de muchos accesorios pequeños y fabricados separadamente.

El sistema de combustible consiste de tubería, conexiones múltiples y en algunos casos, una o más bombas según se requieran para alimentar el combustible a la cámara de combustión a una presión suficiente para efectuar una inyección satisfactoria. Los elementos del sistema de

control, como válvulas de cierre y reguladores, se encuentran en el sistema de combustible entre la entrada de la máquina y la cámara de combustión.

La secuencia de acontecimientos requeridos para arrancar, correr, cargar y parar una turbina de gas se pueden controlar manualmente, pero por lo general, se manejan automáticamente. La aceleración después del encendido se controla con un limitador de aceleración que dosifica el combustible para proporcionar una relación de aceleración dentro de los límites de diseño de la turbina. El gobernador de velocidad asume el control al llegar cerca de las condiciones de velocidad total y produce las correcciones de combustible según sea necesario para sostener la velocidad de la turbina durante las variaciones de carga. Una señal de parada suministrada, ya sea manualmente o por medio de cualquier dispositivo de protección, hará que se cierre la válvula de combustible, parando así la máquina.

Gobernador. Generalmente, la operación de una máquina de turbina de gas requiere regulación automática de combustible tanto para el arranque como para la operación normal. Ambas funciones pueden desempeñarse con el gobernador o se puede emplear un limitador de aceleración separado para el arranque.

Controles de protección. Ciertas condiciones de sobrecarga o desarreglos de las máquinas de turbina de gas se pueden vigilar o advertir para evitar la posible destrucción o daño de la máquina. Para proporcionar esta protección se incluyen, generalmente, ciertos dispositivos de protección básicos en todas las máquinas con turbinas de gas.

Generalmente, se suministran los siguientes controles protectores con una máquina:

- Sobrevelocidad de la máquina
- Temperatura
- Baja presión de aceite de lubricación
- Alta temperatura del aceite de lubricación
- Indicador de flama. (Encendido y apagado)
- Vibración
- Baja presión del combustible

Combustibles. Generalmente se usan tres tipos de combustibles para turbinas de gas – gas natural, gas licuado (butano o propano) y combustibles líquidos. También se pueden usar combustibles sólidos.

- Gas natural. El gas natural es el combustible ideal en muchos aspectos para la operación de turbinas de gas. No requiere vaporización previa a su combustión como los combustibles líquidos o sólidos. Es limpio y no tiene impurezas que ocasionen depósitos en las aspas, corrosión o erosión. No produce contaminantes del aire o impurezas de gases de escape cuando se quema correctamente.
- Gas licuado del petróleo. Los gases licuados del petróleo como el propano y el butano no son excelentes combustibles para usar en turbinas de gas. El gas licuado es mas denso que el gas natural y contiene mas energía térmica por m³. El gas licuado generalmente cuesta mas que el gas natural para la misma cantidad de calor.
- Combustibles líquidos. Los combustibles líquidos se usan exclusivamente para alimentar turbinas de gas para servicio de aviación y como pocas excepciones, para uso marino y terrestre móvil. Las turbinas de gas han usado con éxito alcohol. Gasolina, petróleo diáfano, diesel y aceite pesado residual. Esta versatilidad del uso de combustible es una ventaja que tienen las turbinas de gas sobre las máquinas reciprocantes.
- Combustibles Sólidos. Los combustibles sólidos como el carbón, se han usado experimentalmente como combustible para turbinas pero los depósitos de ceniza limitan la vida de la turbina apreciablemente.

Equipo para recuperar calor de escape. Una de las características de la turbina de gas es la gran cantidad de calor disponible en el gas de escape. La economía de la mayoría de las instalaciones de turbinas de gas exige que se utilice este calor. El uso al que se destina este calor de escape (calentar agua, producir vapor, calentar aire y otros) lo determina el tipo de instalación.

Atenuador del sonido de escape. La atenuación del ruido de escape de la turbina de gas se debe proporcionar en el lugar de la instalación para satisfacer los requerimientos de restricción de ruido. El ruido del escape es de baja frecuencia, alrededor de 300 ciclos por segundo y se puede describir como rugido constante. El equipo para recuperar el calor de escape funciona muy bien

como amortiguador del ruido de escape. Comúnmente la instalación del equipo de recuperación de calor, como calderas de calor residual o permutadores de calor de gas de escape a aire, resolverán el problema del ruido de escape. Cuando no se instala equipo recuperador de calor, la atenuación del ruido del escape puede lograrse con silenciadores de escape apropiados o con ductos de escape con placas desviadoras.

Atenuación del sonido. El sonido producido por una turbina de gas es principalmente en la entrada y escape. Se requerirá un silenciador de entrada del tipo comercial de aleta divisoria acústica o del tipo cilíndrico.

Aplicaciones. Las máquinas de turbinas de gas pueden diseñarse para tener una gran variedad de características de funcionamiento. Como principal característica su arranque rápido, tiene aplicación, de potencia de reserva para operación de emergencia o de demanda máxima.

En la generación de energía eléctrica. Una consideración muy importante es si la nueva unidad será un sistema eléctrico independiente o si se anexará a un sistema más grande ya existente. El sistema independiente deberá mantener su propio control de frecuencia, mientras que la otra unidad tendrá la frecuencia controlada por el sistema principal. El principal requisito para esta última unidad es que se pueda poner en fase antes de meterse al sistema principal y que sea capaz de tomar su parte de la carga.

Una unidad puede usarse para la carga básica o para las cargas de demanda máxima. Las unidades se pueden colocar cerca de la carga para reducir las pérdidas de transmisión. Las turbinas de gas al ser de arranque y aceleración rápido permite que se alcance la fuerza útil a plena carga en menos de dos minutos. El escape de la turbina proporciona un medio para incrementar la eficiencia del ciclo de vapor convencional hasta en 5 al 10% abasteciendo aire de combustión precalentado o calentado agua de alimentación.

Mantenimiento. Un programa de mantenimiento rutinario se determina en gran parte por la experiencia y este factor de experiencia depende principalmente del ciclo de trabajo de la instalación. Un programa general de mantenimiento de una máquina se bosqueja como sigue:

- Limpiando los filtros de aire, aceite y combustible.
- Verificando eléctricamente los componentes del control electrónico.

- Probando los tapones encendedores.
- Limpiando las paletas de la compresora con tratamiento de cáscara de nuez, como aconseja la experiencia.
- Verificando si hay vibración de la máquina con los instrumentos apropiados, si un examen preliminar señala cualquier indicio de vibración excesiva.
- Probando el flujo de las boquillas de combustible para asegurar que la velocidad de flujo sea apropiada y la plantilla de rociado[16].

Siendo la **Turbina de Gas pequeña** la tecnología seleccionada como Generación Distribuida para efectos de esta tesis, debido a la madurez que ha adquirido en el campo de la generación de energía eléctrica y a la amplia gama de capacidades de potencia a las cuales generan.

A continuación se enuncian algunos de los fabricantes de Turbinas de Gas[16]:

- Rolls Royce Limited
- General Electric Company
- Brown Boveri Turbomachinery, Inc.
- Solar Turbines Incorporated
- Lufkin Industries, Inc.
- Transamerica Delaval, Inc.
- Koppers Company, Inc.
- Westinghouse Electric Corp.

Las dimensiones aproximadas de las turbinas de gas pequeñas en el mercado[37], son:

Largo (L); de 6 hasta 16 m.

Ancho (W); de 2 hasta 5 m.

Alto (H); de 2 hasta 5 m.

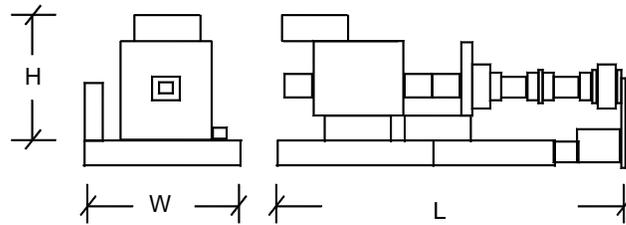


Figura C1.7 Dimensiones de las Turbinas de gas pequeñas.

Y las capacidades de generación van desde 5 MW hasta 56 MW para ciclo sencillo y 68 MW para ciclo combinado.



Turbinas de Gas pequeñas.

(Fuente: Solar Turbines)

C1.7 OTRAS TECNOLOGÍAS

La Cogeneración o Potencia y Calor Combinados(CHP)[38,51], históricamente fue concebida desde el inicio de las primeras compañías suministradoras de energía eléctrica, al darse cuenta de que el vapor saliente de sus turbinas, podía brindar calefacción a sus usuarios en tiempos de frío , dando una utilidad extra a dichas empresas. Las CHP hacen uso de las pérdidas de calor de las plantas de generación termales para sus procesos industriales y son una buena opción para incrementar la eficiencia de energía[3]. Transportando las pérdidas de calor a bajas temperaturas

desde las plantas de generación termales a grandes distancias no es económico y es necesario localizar las unidades CHP cerca de la carga y con su conexión en la red de distribución. Las unidades CHP pueden principalmente, ser despachadas y operar en respuesta a los requerimientos de la carga.



Cogeneración.

(Fuente: Solar Turbine)

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs,) interconectadas a la red operan desde los inicios de los sistemas eléctricos, y de hecho fueron la tecnología que les dio origen. Estas plantas que se fueron abandonando a medida que se alcanzaban capacidades de planta cada vez mayores ofreciendo una mejor economía de escala, deben seguir siendo construidas donde se tenga algún pequeño aprovechamiento hidráulico[15]. Las plantas hidroeléctricas pequeñas son muy comunes. Las plantas de pequeños tamaños se dividen en microhidros (<100kW) y minihidros (100kW a 1 MW).



Hidroeléctricas.

(Fuente: General Electric)

Potencia Híbrida. El término se usa híbrido para describir cualquier sistema de potencia con más de un tipo de generadores. Los sistemas de potencia híbridos normalmente consisten en un

generador convencional impulsado por un generador diesel/turbina de gas y una fuente de energía renovable como solar o hidroeléctrico. Las baterías son a menudo incluidas en sistemas híbridos. Las fuentes híbridas pueden instalarse en una microrred o en un solo sitio. La ventaja de un sistema híbrido es que pueden aprovecharse tecnologías múltiples y puede diseñarse un sistema que sea óptimo en actuación y costo. La desventaja principal es el costo y el mantenimiento[11].



Sistemas Híbridos

(Fuente: Guía de Recursos de Energía Distribuidos de California)

Biomasa. Es la energía solar convertida por la vegetación en materia orgánica; esa energía se puede recuperar por combustión directa o transformando la materia orgánica en otros combustibles[31]. La energía de la biomasa proviene en última instancia del sol. Mediante la fotosíntesis el reino vegetal absorbe y almacena una parte de la energía solar que llega a la tierra; las células vegetales utilizan la radiación solar para formar sustancias orgánicas a partir de sustancias simples y del CO₂ presente en el aire.

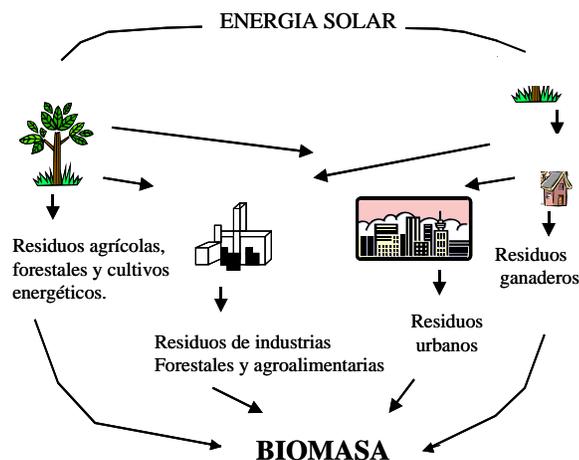


Figura C1.8 Definición de Biomasa.

El reino animal incorpora, transforma y modifica dicha energía. En este proceso de transformación de la materia orgánica se generan subproductos que no tienen valor para la cadena nutritiva o no sirven para la fabricación de productos de mercado, pero que pueden utilizarse como combustibles en diferentes aprovechamientos energéticos.

Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados para suministrar la demanda de energía de una instalación, una de las clasificaciones más generalmente aceptadas son las siguientes:

- Biomasa natural: es la que se produce espontáneamente en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados en las podas naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa. La utilización de estos recursos requiere de la gestión de su adquisición y transporte hasta la empresa lo que puede provocar que su uso sea inviable económicamente.
- Biomasa residual seca: se incluyen en este grupo los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, en las forestales y en los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera y que, por tanto, son considerados residuos. Este es el grupo que en la actualidad presenta un mayor interés desde el punto de vista del aprovechamiento industrial. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son la cáscara de almendra, el orujillo de oliva, las podas de frutales, el serrín y viruta, leñas y ramas, cortezas (coníferas), cortezas (frondosas), paja de cereales, etc.
- Biomasa residual húmeda: son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos, estiércol con paja, excrementos de vaca, excrementos de cerdo.
- Cultivos energéticos: son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible. Como ejemplos están el girasol cuando se destina a la producción de biocarburantes, etc.
- Biocarburantes: su origen se encuentra en la transformación tanto de la biomasa residual húmeda (por ejemplo, el reciclado de aceites) como de la biomasa residual seca rica en azúcares (trigo, maíz, etc.) o en los cultivos energéticos (girasol, patata, etc.).

Recursos naturales renovables. Son aquellos que, tras ser utilizados, pueden regenerarse natural o artificialmente, como el agua o los alimentos. Son recursos que, al estar sometidos a ciclos, se mantienen de forma mas o menos constante en la naturaleza. A diferencia de los recursos no renovables en los cuales su velocidad de consumo es mayor que la de su regeneración, lo que consecuentemente puede provocar su agotamiento, como es el caso de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). A demás de que su utilización provoca un gran impacto ambiental al contaminar el aire, el agua y el suelo[30].

Para poder utilizar esta energía renovable es necesario cumplir dos condiciones:

1. Disponer de una fuente de biomasa cercana a precios razonables.
2. Tener unos consumos energéticos suficientes para que la instalación sea rentable.

Con biomasa se puede generar energía térmica (agua o aire caliente, vapor, etc.), energía eléctrica e incluso mecánica mediante el uso de biocarburantes en motores de combustión interna:

En función del tipo y cantidad de biomasa disponible varía la tecnología más adecuada a emplear para este fin:

- Ciclo de vapor. Esta basado en la combustión de biomasa, a partir de la cual se genera vapor que es posteriormente expandido en una turbina de vapor.
- Turbina de gas. Utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido. Si los gases de escape de la turbina se aprovechan en un ciclo de vapor se habla de un ciclo combinado.
- Motor alternativo. Utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido o biogás procedente de una digestión anaerobia.

Tabla C1.1 Sistemas de generación de energía eléctrica con biomasa.

TECNOLOGÍA	BIOMASA	TAMAÑO	COMENTARIOS
Ciclo de vapor	Sólida	> 4 MW	
Turbina de gas	Gas de síntesis	> 1 MW	Sobre todo para cogeneración
Ciclo combinado	Gas de síntesis	> 10 MW	
Motor alternativo	Gas de síntesis o biogás	> 50 MW	Sobre todo para cogeneración

Ventajas ambientales del uso energético de la biomasa[31].

- Se considera que todo el CO₂ emitido en la utilización energética de la biomasa había sido previamente fijado en el crecimiento de la materia vegetal que la había generado, por lo que no contribuye al incremento de su proporción en la atmósfera.
- La biomasa tiene contenidos en azufre prácticamente nulos, generalmente inferiores al 0.1 %. Por motivo, las emisiones de dióxido de azufre, que junto con las de óxidos de nitrógeno son las causantes de la lluvia ácida, son mínimas.
- El empleo de la tecnología de digestión anaerobia para tratar la biomasa residual húmeda además de anular su carga contaminante, reduce fuentes de olores molestos y elimina, casi en su totalidad, los gérmenes y los microorganismos patógenos del vertido. Los fangos resultantes del proceso de digestión anaerobia pueden ser utilizados como fertilizantes en la agricultura.

La utilización energética de la biomasa presenta, debido a sus características, pequeños inconvenientes con relación a los combustibles fósiles:

- Los rendimientos de las calderas de biomasa son algo inferiores a los de las que usan un combustible fósil líquido o gaseoso.
- La biomasa posee menor densidad energética, o lo que es lo mismo, para conseguir la misma cantidad de energía es necesario utilizar más cantidad de recurso. Esto hace que los sistemas de almacenamiento sean, en general, mayores.
- Los sistemas de alimentación de combustible y eliminación de cenizas son más complejos y requieren unos mayores costes de operación y mantenimiento (respecto a las que usan un combustible fósil líquido o gaseoso). No obstante, cada vez existen en el mercado sistemas más automatizadas que van minimizando este inconveniente.
- Muchos de estos recursos tienen elevados contenidos de humedad, lo que hace que en determinadas aplicaciones puede ser necesario un proceso previo de secado.