

TUES
1504
M778i
2001
Ej. 2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



"INVESTIGACION SOBRE LA OPCION DE LA UTILIZACION DE GENERACION
DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL"

PRESENTADO POR:

RAMON AURELIO MONTERROSA ROMERO

JOSE LITO RODRIGUEZ LIZAMA

15101336

15101336

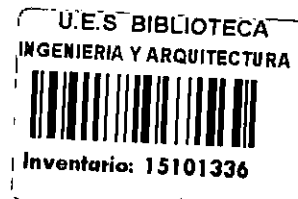
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA



5101

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO DE 2001.

Recibido el 15 de agosto 2001



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTORA :
Dra. María Isabel Rodríguez.

SECRETARIA GENERAL :
Leda. Lidia Margarita Muñoz Vela

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO :
Ing. Alvaro Antonio Aguilar Orantes

SECRETARIO :
Ing. Saúl Alfonso Granados

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

SECRETARIO :
Ing. Luis Roberto Chevez Paz.



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**Trabajo de Graduación previo a la opción de:
INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**"INVESTIGACION SOBRE LA OPCION DE LA UTILIZACION DE GENERACION
DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL"**

Presentado por :

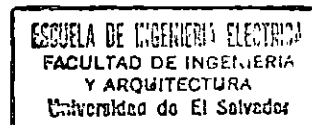
**RAMON AURELIO MONTERROSA ROMERO
JOSE LITO RODRÍGUEZ LIZAMA**

Trabajo de Graduación aprobado por:

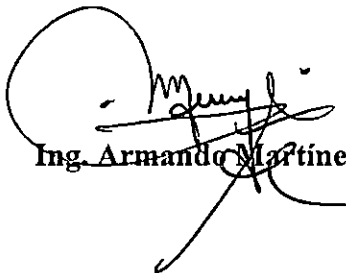
Coordinador :



Ing. Ricardo Alfredo Colorado Eméstica.



Asesor :

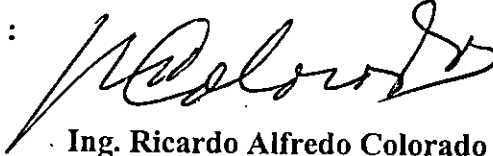


Ing. Armando Martínez Calderón.

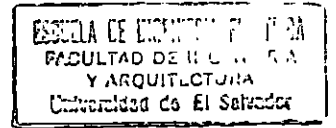
San Salvador, Julio de 2001.

Trabajo de Graduación aprobado por:

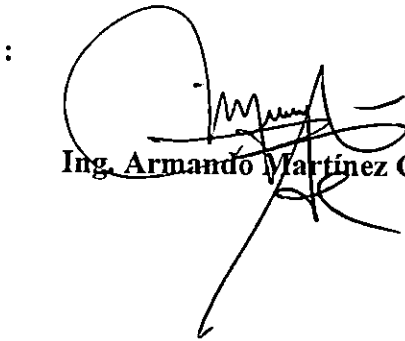
Coordinador y asesor

: 

Ing. Ricardo Alfredo Colorado Eméstica.



Asesor

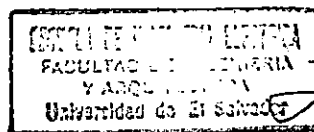
: 

Ing. Armando Martínez Calderón.

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha Sábado 11 de agosto de 2001 en la Sala de Proyecciones de la Biblioteca de las Ingenierías, a las nueve horas y treinta minutos, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1- Ing. Luis Roberto Chávez Paz
Secretario



Firma:

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Luis Roberto Chávez Paz', written over a horizontal line.

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las siguientes personas:

1- Ing. Ricardo Alfonso Dueñas

2- Ing. Eduin Ruyé Mendoza

3- Ing. Jorge Alberto Zetino

Firma:

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Ricardo Alfonso Dueñas', written over a grid-like stamp.

Se efectuó la Defensa Final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Investigación sobre la opción de la utilización de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional”

A cargo de los Bachilleres:

MONTERROSA ROMERO, RAMON AURELIO
RODRIGUEZ LIZAMA, JOSE LITO

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final global de: 8.2

(OCHO PUNTO DOS)

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de vivir una vida, la cual volvería a vivir sin cambiar nada en ella y por iluminar mi camino.

A Mi Padre, Aurelio Monterroza Galdámez, por darme la oportunidad de alcanzar esta meta y brindarme su apoyo incondicional y desinteresado en todo momento para desarrollarme como persona y profesional.

A Mi Madre, Juana Cruz Romero de Monterrosa, por su constante apoyo y sus palabras sabias en los momentos difíciles encontrados en el proceso de mi formación, que siempre fueron un aliciente para salir adelante y obtener el mejor aprendizaje de las experiencias vividas.

A mi Hermano, Edwin Roberto Monterrosa, con quien siempre he contado y tenido todo su apoyo.

A Mis demás Familiares, por impulsarme siempre a finalizar mis estudios y apoyarme en el proceso de formación Universitaria, especialmente a tía Olin y tío Werner por su paciencia y comprensión.

A los Ingenieros, Sergio David Pérez y Víctor Hugo Méndez, por sus valiosos aportes a este trabajo y que sin ellos no hubiese sido posible llevarlo a feliz termino.

A mis docentes, Por su enseñanza y tiempo para aclarar mis dudas, especialmente a Ing. Ricardo Colorado, por ser el formador de mi carácter como profesional e impulsarme a buscar respuestas desde una perspectiva diferente.

A todos mis compañeros y amigos por su apoyo y todos los momentos compartidos que siempre estuvieron llenos de mucho aprendizaje.

A Todas aquellas personas que de una u otra manera me ayudaron a llevar a feliz término el presente trabajo.

Ramón Monterrosa.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios, por ser la principal fortaleza en vida para seguir adelante.

A mi Padre, Manuel Rafael (Q.E.P.D), por ser el principal motivo y razón de esta constante lucha.

A mi madre Marta Gloria porque su cariño, comprensión y dedicación me ayudo a alcanzar siempre mis metas, a ella le debo todo lo que soy.

A mis hermanos por todo su apoyo.

A mis docentes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica por toda su enseñanza y consejos.

A mis compañeros, por todo su apoyo, especialmente a Ramón, Alex y Carlos.

A la Familia Zelaya Méndez, por todo su apoyo incondicional y desinteresado, muchas gracias a Don Mauricio y su esposa Margarita Daysi por todos sus consejos que llegaron en el momento oportuno, gracias a Moris y Francisco por compartir conmigo gratos momentos, que nunca olvidare.

También a los Ingenieros, Ricardo Alfredo Colorado, Armando Calderón, Sergio David Pérez y Víctor Hugo Méndez, por sus valiosos aportes a este trabajo ya que sin ellos no hubiese sido posible llevarlo a feliz termino.

A lo mas lindo que ha ocurrido en mi vida Gabriela Nohemy, razón y motivo de todos mis esfuerzos, por ser una luz en mi camino y nunca desistir. A Claudia por todo su apoyo y comprensión necesario para lograr esta meta.

A todos mis compañeros de trabajo, gracias por su comprensión y apoyo.

Gracias a todos, estoy seguro que sin su apoyo hubiera sido imposible alcanzar este logro.

José Lito Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO

PREFACIO	I
INTRODUCCIÓN.....	II
1. Ambientación.....	II
2. Motivación para este trabajo.....	II
3. Formulación de Problema.....	II
4. Método Usado.....	III
5. Contribución	III
6. Organización de Este Trabajo.....	III
1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA VRS. SISTEMAS DE POTENCIA TRADICIONALES	1
1.1 Sistemas de Potencia Tradicionales.....	2
1.2 Generación Distribuida.....	2
1.3 Diferencias entre Redes de Transmisión y Distribución.....	5
1.4 Perspectiva Presente	6
1.5 Conclusiones Capitulo 1	6
2. UN SISTEMA DE POTENCIA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	7
2.1 La Generación Distribuida Incrementada	7
2.2 Aplicaciones Para La Generación Distribuida.....	8
2.3 Beneficios y Costos Adicionales	10
2.4 Barreras Existentes al Presente.....	12
2.5 Influencias Técnicas en los Sistemas de Potencia	13
2.6 Tecnologías Disponibles Para la Generación Distribuida	15
2.7 Almacenamiento de Energía.....	25
2.8 Conclusiones Capitulo 2	26
3. UBICACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA PÉRDIDAS REDUCIDAS	28
3.1 Resumen	28
3.2 Introducción.....	28
3.3 Pérdidas en el Sistema de Transmisión.....	28
3.4 Cálculo de Pérdidas	31
3.5 Metodología de Ubicación.....	32
3.6 Resultados Numéricos	33
3.7 Conclusiones Capítulo 3	37
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	38
4.1 Introducción	38
4.2 Expresiones utilizadas para analizar rentabilidad	38
4.3 Consideraciones para el análisis económico.....	41
4.4 Análisis económico y proyección de las Inversiones	45

4.5 Conclusiones Capitulo 4.....	51
CONCLUSIONES GENERALES.....	52
REFERENCIAS.....	53
ANEXOS.....	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Emisiones de varias Tecnologías Energéticas

Tabla 2: Tecnologías para Generación Distribuida

Tabla 3: Evolución de la Capacidad Instalada de Centrales Generadoras

Tabla 4: Resultados de Flujo de Potencia Para Demanda Máxima Estación Seca

Tabla 5: Resultados de Flujo de Potencia Para Demanda Máxima Estación Lluviosa

Tabla 6: Cuadro Comparativo de Ubicación de Generación Distribuida

Tabla 7: Evolución de los Precios en el Mercado Regulador del Sistema Año 1999

Tabla 8: Costos de Inversión Para Turbinas a Gas

Tabla 9: Proyección de Costos de Inversión Para Turbinas a Gas

Tabla 10: Relación de Calor Para Turbinas a Gas

Tabla 11: Proyección de Relación de Calor Para Turbinas a Gas

Tabla 12: Evaluación Económica Año 2000

Tabla 13: Evaluación Económica Año 2001

Tabla 14: Evaluación Económica Año 2002

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de Generación y Transmisión

Figura 2: Capacidad Instalada por Tipo de Central

Figura 3: Curvas de Generación Vrs. Perdidas para Diferentes Puntos

Figura 4: Precios Promedios Máximos y Mínimos en el MRS Durante 1999

Figura 5: Características de Precio y Eficiencia Para Turbinas de Gas

Figura 6: Modelo Económico San Antonio Abad

Figura 7: Modelo Económico Soyapango

Figura 8: Modelo Económico Nejapa

Figura 9: Modelo Económico San Miguel

**INVESTIGACIÓN SOBRE LA OPCIÓN DE LA
UTILIZACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

Prefacio

Se cree que una gran cantidad de generación distribuida estará presente en la estructura de futuros sistemas de potencia ya que hay una tendencia hacia sistemas de potencias más descentralizados, de menor tamaño y diversificados.

En particular, la generación de potencia distribuida tiene muchas ventajas, como bajo impacto ambiental y configuración en sistemas modulares. Podría tener una influencia positiva en las pérdidas de transmisión y distribución, en la calidad de potencia, si se dimensiona adecuadamente, ubicada y seleccionada en términos de tecnologías. Puede mejorar también la confiabilidad reduciendo las demandas de los sistemas de transmisión y evitando costear nuevos gastos de generación. No obstante, los efectos de su introducción en un sistema a gran escala también deben ser considerados.

Por otro lado, en presencia de una demanda creciente de potencia y de las limitaciones físicas de los sistemas de transmisión y distribución actuales, la generación distribuida tiene la habilidad de obtener la potencia donde más se necesita.

Las investigaciones de la generación distribuida revelan muchas alternativas para proveer capacidad de potencia extra sobre una base temporal. Esto da luz a las posibilidades de proveer medios rápidos y costo-efectivos de generación local y con picos menores

Introducción

1. Ambientación

La convergencia de la competencia en la industria eléctrica con la llegada de las micro turbinas ambientalmente amigables, celdas de combustibles, arreglos fotovoltaicos, pequeñas turbinas de viento y otras tecnologías de potencia distribuida avanzadas ha desencadenado un fuerte interés en la potencia distribuida, particularmente la generación in situ. Esta convergencia de política y tecnología podría transformar de manera radical el sistema de potencia eléctrico como lo conocemos hoy día. Dicha transformación puede llevarnos de un sistema de potencia que descansa primariamente sobre la generación en grandes estaciones centrales a uno en el cual pequeñas plantas de potencia eléctrica ubicadas cerca de nuestras casas, edificios de oficinas y fábricas provean la mayoría de la electricidad que usemos.

2. Motivación para este trabajo

La reestructuración de la industria ha llevado a la investigación de la generación dirigida por el mercado más que en el planeamiento central. Este cambio puede llevar a deficiencias y retrasos en la nueva capacidad a corto plazo. Bajo estas condiciones, las estrategias tradicionales que usan el modelo de planta central para incrementar la capacidad local o regional pueden ser extremadamente caras y requerir años para el diseño, aprobación e instalación. La generación distribuida ofrece una opción adicional para competir con el crecimiento de la carga y aliviar las restricciones de la transmisión.

La gran demanda eléctrica e insuficiente capacidad de generación podría resultar en bajas de tensión, apagones, fallas de equipo y en precios de la electricidad muy altos en las horas pico. Las soluciones tradicionales de ingeniería para incrementar la capacidad de generación de electricidad local o regional pueden a menudo ser costoso y requerir cronogramas prolongados. En este ambiente, las soluciones innovadoras pueden aportar un significativo valor comercial y beneficio público.

Bajo estas consideraciones, la generación distribuida podría ser un complemento para el viejo modelo de la planta de generación centralizada y entrega de potencia.

3. Formulación de Problema

En estos días, la generación distribuida aparece como una nueva alternativa para suministrar energía eléctrica, pero se necesitan aún más trabajos y análisis sobre el tema. A la generación distribuida se le pueden asociar diferentes ventajas, aunque no hay muchos estudios que califiquen sus beneficios. En la última parte de este trabajo se cuantifican los beneficios de la reducción de pérdidas de energía entre un sistema tradicional centralizado y el mismo considerando que un gran número de pequeños generadores han sido conectados cerca de los centros de carga.

4. Método Usado

Para ilustrar cómo la generación distribuida puede beneficiar las operaciones del sistema de potencia, se realizan dos simulaciones usando el método de análisis de flujo de potencia. En la primera condición el sistema representará el caso tradicional con la generación de potencia ubicada a cierta distancia de los centros de carga. En la segunda condición el sistema de potencia será considerado con la instalación de la generación distribuida cerca de los centros de carga.

5. Contribución

Se espera que con los resultados obtenidos la generación distribuida puede ser usada para aliviar la congestión en la transmisión, la cual es una de las operaciones del sistema más apremiantes concernientes a la transmisión hacia una industria competitiva basada en el mercado. Los operadores de la transmisión necesitarán métodos para dirigir el incremento de compra y venta de potencia sobre los sistemas de transmisión, lo que ha acompañado la transición al nuevo ambiente de acceso abierto a los negocios. El despachar la generación distribuida puede ser visto como una alternativa a cancelar transacciones económicas o tener que re-despachar la generación central.

6. Organización de Este Trabajo

El trabajo se dividirá en cuatro capítulos, más anexos con mayor información relativa al tema. El capítulo 1 es una descripción de las principales diferencias entre el sistema de potencia centralizado tradicional y el sistema de potencia con generación distribuida. Aquí se define el concepto de generación distribuida. En el capítulo 2, se estudian diferentes aspectos relativos a la generación distribuida tales como aplicaciones, barreras de interconexión, tecnologías disponibles y sus influencias técnicas en los sistemas de potencia. Además se analiza la perspectiva presente y futura de la generación distribuida. En el capítulo 3 se describe el sistema de potencia actual, y sus principales características; Como caso de estudio, una comparación de las pérdidas y eficiencia energética entre los sistemas de potencia centralizados y distribuidos es llevado a cabo y se presentan los resultados de las simulaciones realizadas. Finalmente en el capítulo 4 se describen los métodos utilizados para llevar a cabo una evaluación económica, los métodos del valor presente y la tasa interna de rendimiento son explicados aquí, así como también un enfoque económico de cómo establecer los costos de combustible, operación y mantenimiento para turbinas a gas, y también como considerar el precio por energía de las mismas y finalmente se cuantifican los ahorros en pérdidas.

PARTE I:

Diferentes Aspectos

de la

Generación De Potencia Distribuida

1. Generación Distribuida vrs. Sistemas de Potencia Tradicionales

La forma mas útil de energía es la electricidad. La creciente penetración en todos los sectores de la electricidad por parte de la sociedad se explica principalmente por su gran variedad de posibles usos: iluminación, motorización, calefacción, enfriamiento, telecomunicaciones, procesamiento de información, etc. La utilización óptima de la electricidad debe ser asegurada por un efectivo sistema de potencia.

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red, en cualquier momento y con la suficiente capacidad para proveer sus demandas pico. Además, la potencia eléctrica debe ser de alta calidad, garantizando un nivel de voltaje estable y un servicio continuo.

En lo relativo a la regulación del voltaje, éste no debe ser sujeto a fluctuaciones serias o parpadeo. Debe aproximarse a algún nivel óptimo y su variación no debe ser mayor que ciertos límites establecidos. Como resultado, el sistema operaría a frecuencia normal (60 Hz) y la calidad del voltaje se mantendría.

En todos los sistemas de potencia eléctrica, los principales componentes del costo del suministro de electricidad corresponden a la generación, transmisión y distribución. En la mayoría de países, las cuentas por generación sobrepasan la mitad del costo total, y generalmente sobrepasan el 60%. La transmisión típicamente factura del 5% al 10% y los costos de distribución la parte restante. Tanto la generación como la transmisión son altamente cambiantes y, como consecuencia, son las áreas donde se concentrarán los mayores cambios de tecnología.

1.1 Sistemas de Potencia Tradicionales

Actualmente, una gran cantidad de potencia eléctrica usada a nivel mundial es producida en plantas centralizadas, donde otras fuentes de energía tales como el movimiento del agua y el calor son convertidas a electricidad, conveniente para la transmisión sobre largas distancias hacia muchos usuarios. Estas fuentes incluyen la energía potencial contenida en combustibles fósiles como aceite, gas y carbón; energía natural que incluye agua y viento, y fuentes de fisión nuclear. Una mayoría de estas estaciones centralizadas son relativamente grandes con una capacidad valorada entre 150 y 800 MW. Sin embargo, en algunos países, el tamaño de las más grandes estaciones de potencia es 1400 MW para plantas de potencia nuclear y alrededor de 100 MW para grandes estaciones hidroeléctricas.

De ese modo, las plantas de potencia centralizada son construidas normalmente en localizaciones remotas donde se tienen grandes espacios disponibles y fuentes cercanas como agua, combustible, transporte por ferrocarril, etc. dependiendo de las necesidades.

La eficiencia de la mayoría de unidades de generación de potencia tradicionales está en el rango del 28% al 35%, lo que significa que sólo esta cantidad de la energía del combustible es convertida a potencia eléctrica útil. El bajo nivel es, parcialmente, debido a que su infraestructura es, en promedio, de 20 años de edad, con mucha de ella sobrepasando los 50 años.

En general, las grandes plantas generadoras se localizan lejos de los centros de carga, como áreas urbanas. Por tanto, las líneas de transmisión serán los enlaces entre las facilidades generadoras de potencia y las subestaciones de distribución que alimentan energía eléctrica a los consumidores. Por consiguiente, el costo del sistema de transmisión y distribución debe ser agregado cuando se analizan las inversiones de la estación centralizada.

De este modo, cada planta de potencia centralizada tiene un sistema de transmisión asociado para transmitir energía al usuario final y un sistema de distribución que completa el suministro de energía eléctrica a los consumidores. Un sistema de distribución eléctrica diseñado correctamente, operando efectivamente posee muy altos niveles de confiabilidad de servicio, típicamente en el orden del 99.6% o mejor.

1.2 Generación Distribuida

La generación distribuida (GD) es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en el lado del medidor correspondiente al cliente. Se refiere al uso integrado o único de generadores eléctricos modulares cerca del punto de consumo.

En este trabajo, no se considera diferencia entre la expresión *Generación Distribuida* y *Generación Dispersa*, de modo que ambas terminologías se usarán indistintamente.

Ya que la idea central es ubicar la generación cerca de la carga, la GD se ubicará en la red de distribución o en el lado del medidor correspondiente al consumidor. De este modo, difiere fundamentalmente del modelo tradicional de generación central y entrega en aquel que puede ser ubicado cerca de los usuarios finales dentro de un área industrial, un edificio o una comunidad.

La mayoría de tipos de generadores distribuidos usan esquemas de generación tradicional como diesel o turbinas de combustión, turbina de ciclo combinado, pequeñas

hidroturbinas u otra maquinaria rotatoria. Pero además, la GD incluye celdas de combustible y métodos de generación basados en fuentes de energía renovables como solares y eólicas. Estos generadores son a menudo incluidos en la categoría de generación distribuida debido a su tamaño pequeño, lo que los hace muy convenientes para ser conectados a niveles bajos de voltaje en la red eléctrica.

La capacidad de las fuentes de generación distribuida puede variar entre 1 KW a 100 MW, dependiendo de las condiciones de la red local de distribución, como el nivel de voltaje. Este rango es muy amplio, de modo que debe hacerse una distinción en términos de capacidad:

- Micro generación distribuida: $\sim 1 \text{ W} < 5 \text{ kW}$
- Pequeña generación distribuida: $5 \text{ kW} < 5 \text{ MW}$
- Mediana generación distribuida: $5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$
- Gran generación distribuida: $50 \text{ MW} < \sim 100 \text{ MW}$

Eficiencias del 40% al 55% son atribuidas a alguna tecnología de generación distribuida: pequeñas celdas de combustible, varias turbinas de gas y unidades de ciclo combinado son aplicables para la GD. No obstante, utilizando tecnologías avanzadas y diseños modernos, las unidades de GD pueden alcanzar eficiencias que igualen o excedan el rendimiento de la infraestructura de las plantas de potencia centralizadas.

La generación distribuida, definida como la generación o almacenamiento eléctrico modular ubicado cerca del punto de consumo, significa que las unidades de generación pueden estar conectadas en red u operadas independientemente de la misma. Aquellas unidades conectadas a la red son típicamente interconectadas al sistema de distribución. Por consiguiente, un aspecto importante es que las unidades de generación distribuida no tienen el requerimiento de transmisión y distribución, puesto que ya están en el sitio de consumo. El sistema de transmisión y distribución, además de su costo significativo, es responsable de un gran número de problemas de confiabilidad del servicio experimentados por los consumidores.

Una GD de alta calidad tiene una disponibilidad del servicio del 95% aprox. Los mejores sistemas alcanzan una disponibilidad del 98%. Esto demanda redundancia, algunas veces de hasta el 100% de capacidad adicional para incrementar la confiabilidad del sistema. La GD instalada en un sitio, sin respaldo, puede a menudo proveer un menor costo por potencia que la red local, pero con más horas esperadas de interrupción por año. Sin embargo, muchas de las más modernas y aparentemente efectivas unidades de GD usan tecnología que no habían estado en amplio uso durante una considerable cantidad de tiempo.

Mientras las pruebas de laboratorio han confirmado que la confiabilidad a largo plazo y la eficiencia parecen ser buenas, muchos nuevos tipos de tecnologías de GD no han sido probadas en el campo y aún representan algún riesgo.

La mayoría de unidades de GD, más allá de su tamaño pequeño, son unidades construidas siguiendo un diseño común, a diferencia de las estaciones de potencia tradicionales, las cuales son usualmente diseñadas de modo particular y construidas en el sitio. La modularidad tiene dos ventajas: primero, las unidades son estandarizadas a un diseño común, requerimientos del sitio y métodos de operación, lo que simplifica la ingeniería del diseño y la instalación; segundo, las unidades modulares están disponibles en corto tiempo y a un precio estándar.

Otro aspecto importante de cualquier tecnología de generación es la preocupación ambiental. Las tecnologías que pueden ser usadas para generación distribuida no pueden ser descritas en general como amigables con el medio ambiente. Aún las unidades de energía más renovable tienen algún impacto ambiental y estético. Sin embargo, considerando el creciente efecto de invernadero, todas las tecnologías de GD llevan a emisiones significativamente menores que aquellas de estaciones de potencia basadas en carbón, como puede verse en la tabla 1, donde las emisiones más importantes relativas a la producción de electricidad basadas en diferentes tecnologías han sido resumidas. De acuerdo a [10], los datos abarcan emisiones directas e indirectas y aquellas que ocurren durante la construcción de la unidad de potencia, la explotación y transporte de fuentes de energía.

Tabla 1: Emisiones de Varias Tecnologías Energéticas

TECNOLOGIA	SO ₂ en kg/GWh	NO _x en kg/GWh	CO ₂ en kg/GWh	CO ₂ y CO ₂ equivalente para el Metano en t/GWh ²
Carbón quemado (pit)	630 – 1370	630 – 1560	830 – 920	1240
Nuclear	N.A.	N.A.	N.A.	28 – 54
Gas (CCGT)	45 – 140	650 – 810	370 – 420	450
Grandes hidroeléctricas	18 – 21	34 – 40	7 – 8	5
<i>GD-Renovable:</i>				
Micro-hidro	38 – 46	71 – 86	16 – 20	N.A.
Pequeña-hidro:	24 – 29	46 – 56	10 – 12	2
Turbina de viento:				
4.5 m/s	18 – 32	26 – 43	19 – 34	N.A.
5.5 m/s	13 – 20	18 – 27	13 – 22	N.A.
6.5 m/s	10 – 16	14 – 22	10 – 17	11
Fotovoltaico:				
Mono-cristalino	230 – 295	270 – 340	200 – 260	N.A.
Multi-cristalino	260 – 330	250 – 310	190 – 250	228
Amorfo	135 – 175	160 – 200	170 – 220	N.A.
Geotérmico:	N.A.	N.A.	N.A.	50 – 70
Marea motriz.	N.A.	N.A.	N.A.	2

Fuente: Ackermann, Andersson, and Söder [2]

Habiendo definido la generación distribuida como la generación de potencia eléctrica a nivel de distribución o inferior, la definición requiere una distinción más detallada entre un sistema de transmisión y uno de distribución. Una distinción puede basarse en niveles de voltaje, ya que los valores máximos que pueden conectarse a un

sistema de distribución dependen de la capacidad del sistema, el cual es asociado con el mínimo nivel de voltaje para el sistema de transmisión. Sin embargo, el diseño técnico de cada sistema de distribución es único, y por consiguiente, la máxima capacidad de generación que puede ser conectada a un sistema de distribución será diferente en cada caso.

1.3 Diferencias entre Redes de Transmisión y Distribución

Existen diferencias significativas en el diseño de redes de transmisión y distribución, básicamente porque son proyectadas para diferentes propósitos. La principal diferencia es que los sistemas de distribución usualmente no están diseñados para la conexión de dispositivos generadores de potencia. En realidad, las redes de distribución tienen usualmente un diseño de lazo o radial, mientras que las redes de transmisión presentan un esquema de malla.

Adicionalmente, los parámetros típicos de las líneas, resistencia y reactancia, difieren entre ambos sistemas. En líneas de alto voltaje, como líneas de transmisión o líneas de distribución urbanas, la resistencia es baja comparada a las líneas de bajo voltaje en las redes de distribución, siendo la reactancia el parámetro más importante concerniente a las caídas de voltaje y pérdidas en la línea. Sin embargo, en sistemas de distribución con líneas de bajo voltaje la resistencia es a menudo mayor, o al menos, similar a la inductancia. Por tanto, la resistencia de la línea de distribución causa una parte significativa de la caída del voltaje lo largo de las líneas de distribución así como de las pérdidas de la línea.

1.3.1 Características del Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión es una red trifásica operando a voltajes generalmente entre 115 KV y 765 KV, con una capacidad por línea de entre 50 y 2000 MVA. Para largas distancias, también se usan transmisiones HVDC.

Debido a razones de Confiabilidad y flujos de operación, un sistema de transmisión es una red con más de un camino entre dos puntos cualesquiera, proveyendo una ruta alterna para flujo de potencia en caso de que cualquier línea o elemento falle, si está diseñada apropiadamente.

También, debe ser señalado que hoy en día hay una tendencia hacia sistemas de transmisión interconectados más grandes entre países.

1.3.2 La Red de Distribución

La longitud de la red de distribución es generalmente de 20 a 25 veces la red de transmisión y como consecuencia, envuelve un considerable trabajo de mantenimiento y operación [3].

Los sistemas de distribución pueden ser aéreos o subterráneos. Usualmente son aéreos, excepto para grandes densidades de carga en ciudades o áreas metropolitanas. Sin embargo, la elección entre líneas aéreas o subterráneas depende también de un número de factores que difieren ampliamente como la importancia de la continuidad del servicio, mejoramiento en apariencia del área, costo comparativo de mantenimiento anual, costo capital y vida útil del sistema. Algunas veces una combinación de sistemas aéreos y subterráneos es deseable.

El diseño de redes de distribución es usualmente radial o de tipo lazo, lo que significa que el flujo de potencia es usualmente unidireccional y no existe la pequeña redundancia instantánea.

Finalmente, las terminaciones de bajo voltaje de los sistemas de distribución usualmente no están conectadas a sistemas de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition Systems) de modo que los datos acumulados requeridos para el control de los sistemas de distribución así como las unidades de GD son de difícil control.

1.4 Perspectiva Presente

La idea de continuar construyendo plantas de potencia centralizadas, caras y que toma años levantar, requieren kilómetros de cableado de distribución y que toma décadas pagarlas, ha sido virtualmente abandonada. En este marco, la generación dispersa podría representar una solución competitiva. Por tanto, las fuentes más oportunas y costo-efectivas de nueva capacidad pueden ser menores, poseer Unidades de ubicación estratégica que evitan la planta central, los costos de transmisión y distribución y los extensos cronogramas asociados [4].

Adicionalmente, los sistemas eléctricos del mundo han sido basados en la producción monopólica. Las compañías han tenido derechos exclusivos de producción, transporte y venta de electricidad en áreas definidas. Desde principios de los 90's este arreglo tradicional ha llevado al suministro de electricidad basado en la competencia entre proveedores. La motivación para este cambio es la organización del mercado y su regulación para incrementar la eficiencia de la industria del suministro eléctrico y disminuir los precios para los consumidores. La introducción de competencia da a los consumidores el derecho a escoger su proveedor de electricidad. Un mercado de precios es establecido en el cual los compradores y vendedores de electricidad libremente comercian y establecen precios. La nueva disciplina del mercado fortalece la atención en la costo-efectividad en todas las áreas del suministro energético, especialmente en generación. En cambio, el énfasis en el campo de la generación cambiará hacia el desarrollo y despliegue tecnologías de generación [5].

1.5 Conclusiones Capítulo 1

La generación distribuida es fundamentalmente diferente del modelo de planta central tradicional para generación de potencia, en el primer modelo se puede llevar energía eléctrica directamente a la red de distribución de potencia o donde es consumida, en lugar de vía sistema de transmisión. Además, las Unidades de GD son diferentes a las de las plantas centrales tradicionales: Pueden operar remotamente y proveer un amplio rango de aplicaciones. Más aún, las aplicaciones de la GD son algunas veces ajustables a tareas donde las plantas centrales demuestran ser imprácticas.

Ubicando la generación distribuida a nivel de red de distribución provee beneficios para los consumidores. Este y otros aspectos se justificarán en este trabajo.

2. Un Sistema de Potencia con Generación Distribuida

La generación distribuida aparece como una alternativa para satisfacer las necesidades de potencia de los consumidores.

Las tecnologías de potencia distribuida proveen beneficios de ubicación específicos al usuario final y distribuidoras eléctricas como alta calidad de potencia, confiabilidad mejorada y entrega a bajo costo. Las unidades de generación dispersa proveerían una opción más costo-efectiva, energéticamente eficiente y ambientalmente superior, especialmente si se combinan con las tecnologías mejoradas de almacenamiento distribuido.

En general, una empresa puede esperar ver la generación distribuida como una opción adicional para alcanzar el crecimiento y aliviar las restricciones de transmisión, mientras que un usuario final probablemente verá la generación distribuida como una manera de reducir costos y obtener otros beneficios como incremento de la confiabilidad y calidad de potencia.

La generación distribuida está surgiendo como una tecnología generadora promisorio debido a un buen número de razones. Tres tendencias independientes: reestructuración de la industria eléctrica de distribución, el incremento de necesidades de capacidad del sistema y los avances tecnológicos, están estableciendo la base para la posible introducción generalizada de la generación distribuida [4].

Es un hecho que el número de pequeñas fuentes de generación en las redes de distribución está aumentando. Por tanto, el cómo la generación de potencia distribuida afecta la calidad de la electricidad en las redes, así como temas como control de carga, instalación de plantas de potencia distribuida en lugar de expandir la red, etc. deben ser estudiados.

2.1 La Generación Distribuida Incrementada

Experiencias en todo el mundo muestran un rápido incremento de la generación dispersa, ya sea promocionada por influencias políticas como subsidios, o promovida por la creciente competencia en mercados abiertos. Algunas tendencias positivas para la generación distribuida ya son visibles [4]:

- La apertura de los mercados de comercialización provee a los clientes con opciones y ha resultado en un gran número de competidores ofreciendo nuevos productos y servicios, incluyendo generación distribuida.
- El surgimiento de tarifas basadas en el rendimiento da una oportunidad a las empresas para impulsar la generación distribuida y así mejorar su utilización de activos.
- La liberación de servicios y mecanismos de mercado más sofisticados, incluyendo el cálculo de precios en tiempo real, enviará señales de los precios que darán un estímulo económico para la generación distribuida.

La clave del éxito para la GD en una situación competitiva puede ser descrita mejor como el proporcionar al consumidor una solución de costo mínimo para satisfacer sus necesidades particulares. En algunos casos, esto puede ser lo más bajo de los costos de producción iniciales; en otros, puede ser el bajo costo después de considerar factores estratégicos o específicos del lugar. La generación distribuida enfrenta un reto debido a que generalmente, los costos de capital específico elevados y costos de producción son mayores que los sistemas generadores tradicionales. Sin embargo, estos desafíos deben ser balanceados contra factores positivos como la oportunidad de aprovechar la utilización del calor, incrementar la confiabilidad en el sitio, el evitar limitaciones de carga pico y disparos de precios, reducción de cargos de transmisión y distribución, evasión de pérdidas de energía en la línea, calidad de potencia mejorada y mayor flexibilidad para reaccionar a los cambios del mercado. Proporcionando un valúo específico y un mercado para estos servicios, permitirá a la GD competir efectivamente donde las necesidades del sistema son mayores.

2.2 Aplicaciones Para La Generación Distribuida

Las aplicaciones de la generación distribuida pueden ser diseñadas para alcanzar una amplia variedad de requerimientos del servicio y llenar las necesidades de muchos consumidores y proveedores de servicio energético. Los patrones típicos de servicios y beneficios provistos por la generación distribuida se describen a continuación[6]:

- **Potencia Suplente:**

Los generadores suplentes proporcionan potencia durante pausas del sistema o hasta que el servicio pueda ser restaurado. La mayoría de interrupciones son resultado de tormentas o daño accidental de los sistemas de transmisión y distribución aéreos, y con algunas excepciones, dichas interrupciones tienden a ser cortas e infrecuentes. No obstante, algunos clientes son tan sensibles a interrupciones que tienen generadores de emergencia para suministrarse potencia hasta que el servicio de la compañía es restaurado. Algunos generadores de apoyo son requeridos por la ley para mantener la salud pública y la seguridad, como en hospitales, elevadores y estaciones de bombeo de agua. Para otros clientes como las comunicaciones, revendedores y procesos industriales, la instalación de generadores de emergencia es una opción económica basándose en los costos de interrupciones extremas.

Los generadores de apoyo son una fuente generadora altamente subutilizada. Casi nunca se ponen en marcha; no son contados como capacidad de generación y usualmente están aislados de toda conexión con la red. Aún así, se estima que hay arriba de 40000 MW de capacidad de apoyo instalada hoy día. Algunas empresas contratan consumidores con generación de apoyo para sus programas de reducción de carga pico, ofreciendo pagos o tarifas reducidas para operación limitada durante los períodos de uso pico, generalmente menos de 200 horas al año. De este modo, la generación de apoyo puede ser parte de una estrategia óptima que minimiza los costos de potencia y maximiza la confiabilidad a través de combinaciones de potencia firme e ininterrumpida y capacidad de apoyo en el sitio.

Por tanto, los generadores distribuidos pueden ser usados para proveer potencia de apoyo en el sitio para clientes que requieran servicio ininterrumpido 24 horas al día, 7 días a la semana. Los consumidores que mantienen sistemas de potencia distribuida para

potencia de reserva, pueden también ser capaces de reducir el costo de sus compras de potencia participando en los programas de reducción de la carga pico ofrecidas por las empresas.

- Recorte de Picos:

Los costos de potencia varían entre horas dependiendo de la demanda del sistema y la disponibilidad de generación de activos. Los grandes consumidores a menudo pagan tarifas de tiempo de uso que convierten esas variaciones de costos en categorías de tarifas por temporada como picos, crestas y valles. Estos consumidores TOU (time of use) y aquellos que competitivamente adquieren potencia, podrían seleccionar la generación distribuida durante los periodos pico de alto costo y reducir sus costos globales de potencia comprada durante los picos del sistema.

Los clientes TOU pueden encontrar que sus sistemas de generación distribuida son más baratos que las tasas pico durante una gran parte del año. Entre más cerca está el precio pagado por la potencia del costo por hora, los beneficios económicos son mayores para ambos: consumidor y prestador del servicio en una estrategia reductora de picos.

- Soporte:

En situaciones especiales, como aplicaciones muy aisladas o remotas, la generación distribuida y aislada de la red puede ser más económica que la integración con la red de potencia. Por ejemplo, si se es dueño de algún sistema combinado de calentamiento y potencia (CHP: Combined Heat and Power), éste puede estar separado de la red debido a la incapacidad para negociar una fuente de potencia de respaldo del proveedor del servicio eléctrico. Se espera que el acceso competitivo reduzca la necesidad de esos clientes para aislarse de la red.

- Soporte de Red:

La red de potencia es un sistema integrado consistente de generación, transmisión de alto voltaje, subestaciones y distribución local. El uso selectivo de la generación distribuida puede darle beneficios al sistema y reducir la necesidad de inversión en otras partes del sistema. Los beneficios de la generación distribuida de potencia incluyen:

- Soporte de voltaje y frecuencia para incrementar la confiabilidad.
- Evasión de retrasos de alto costo y tiempo de conducción relativo a actualizaciones de la transmisión y distribución.
- Reducción de pérdidas de la línea.
- Control de la potencia reactiva.
- Liberación de la capacidad de transmisión.
- Reducción de los requerimientos de reserva de las estaciones generadores centrales.
- Reducciones de uso de combustible cuando se aplica la generación solar, renovable o de alta eficiencia en lugar de potencia de la estación central
- Reducción de emisiones debido a celdas fotovoltaicas, de combustible y sistemas de cogeneración más limpios.

La evaluación de estos beneficios y el desarrollo de mecanismos por medio de los cuales la generación distribuida puede proveer soporte de red es un proceso en curso. Este proceso probablemente ocurrirá más rápido en áreas donde la industria de la potencia está siendo reestructurada y los costos están siendo liberados.

- Calor y Potencia Combinados:

En el proceso de conversión de combustible a electricidad, una gran cantidad de calor es creada de una planta de potencia promedio, dos terceras partes del contenido energético del combustible de entrada es convertido en calor. Este calor puede ser utilizado por los consumidores si el sistema de generación de potencia es ubicado en o cerca del área del usuario. Por tanto, la potencia y calor combinados pueden incrementar significativamente la eficiencia de la utilización de la energía, reducir las emisiones globales y reducir los costos de potencia. Esto se ajusta mejor para uso de medio a elevado de clientes térmicos como procesos industriales, lavanderías, hospitales, etc.

2.3 Beneficios y Costos Adicionales

Los beneficios de la generación distribuida y sus costos adicionales dependen grandemente de la aplicación específica, la ubicación y la utilidad. Estos deben ser definidos desde la perspectiva de utilidad de las compañías así como de los consumidores finales.

2.3.1 Beneficios

La generación distribuida en el sitio del cliente puede proveer beneficios a la compañía eléctrica distribuidora. En [4], los beneficios de la generación distribuida identificados incluyen:

- *Evasión de los incrementos en la capacidad del sistema:* La GD puede suministrar una fuente adicional de potencia que podría obviar la necesidad de expandir el sistema de generación, transmisión y distribución para alcanzar a la creciente demanda.
- *Reducción de las Pérdidas de transmisión y distribución:* La GD evita las pérdidas eléctricas asociadas con el transporte de potencia sobre el sistema de transmisión y distribución.
- *Postergación de las actualizaciones de transmisión y distribución:* Las empresas pueden usar la generación distribuida para satisfacer las crecientes demandas y dilatar las inversiones en capacidad de transmisión y distribución.
- *Soporte de la Potencia Reactiva:* Algunas tecnologías de GD pueden proporcionar potencia reactiva que ayuda a las compañías a mantener el voltaje del sistema.
- *Alivio en la Congestión de transmisión:* Generando potencia en o muy cerca del punto de consumo, donde se halla la congestión, la GD incrementa la transmisión efectiva y capacidad de distribución de la red para otros clientes.
- *Recorte de picos:* La GD puede reducir las demandas de los consumidores durante periodos de gran demanda.

- *Margen de reserva reducido*: Reduciendo los niveles totales de potencia de la red y proporcionando capacidad de generación, la GD reduce los márgenes de reserva.
- *Mejora en la calidad de potencia*: La GD puede eliminar la demanda que afecta negativamente la calidad de potencia del sistema.
- *Incremento de la confiabilidad de la potencia*: La GD puede reducir o evitar interrupciones en ciertas partes del sistema de distribución.
- *Evasión de las preocupaciones relativas al asentamiento de la transmisión y distribución*: Eliminando la necesidad de nuevas líneas de transmisión y distribución, la GD puede evitar preocupaciones sociales acerca de la adición de líneas de transmisión.

Para el consumidor final, un simple análisis de los precios eléctricos, los precios del gas natural y los costos de instalación de la generación distribuida confirman la viabilidad económica de la GD en muchos estados. De acuerdo a [4], los ejemplos a menudo citados de cómo los clientes pueden beneficiarse de la generación distribuida más allá de los ahorros en costos de la electricidad, incluye lo siguiente:

- *Costos de energía reducidos para cargas de energía térmica (vapor, agua caliente y enfriamiento)*: La GD, a través de la potencia y calentamiento combinados puede producir vapor o agua caliente que puede ser usado en procesos de manufactura o para calentamiento de espacios y requerimientos de enfriamiento.
- *Incremento de la confiabilidad de la potencia*: La GD puede evitar o reducir las interrupciones de potencia asociadas con la red que pueden causar retrasos operacionales y preocupaciones de salud y seguridad.
- *Reducción a la exposición de la volubilidad de los precios de la electricidad*: La GD puede permitir a los clientes tomar más riesgos en los mercados energéticos o tasas de utilidad, ya que actúa como un equilibrio ante los precios volubles de la electricidad.
- *Mejora en la calidad de la potencia*: La GD puede proporcionar una muy alta calidad de potencia que reduce o elimina la variación del voltaje de red y las armónicas que afectan negativamente las cargas sensibles del cliente.
- *Nueva fuente de ingresos*: La GD puede permitir a los consumidores para vender exceso de potencia o servicios secundarios a los mercados de potencia.

2.3.2 Costos Adicionales

Además de los beneficios que la generación distribuida puede traer a los consumidores y compañías, también hay costos de ubicación específicos adicionales que deben ser considerados [4]:

- Cargas de apoyo.
- Cargas de transición competitivas.
- Cargas de salida: El desconectar a los consumidores que ya no soportarán el pago del hundimiento de la compañía o el “encallado” costo de generación.
- Costos de capital incremental adicionales debido a la interconexión y autorización.

2.4 Barreras Existentes al Presente

La generación distribuida promete mayores opciones para el consumidor, ventajas en la eficiencia, confiabilidad mejorada y beneficios ambientales. Sin embargo, un paso crítico hacia permitir que la GD cumpla esta promesa es remover la barrera artificial para la interconexión.

En [7], las dificultades enfrentadas por 65 proyectos de generación distribuida buscando conectarse a la red eléctrica han sido documentadas. Las barreras que los generadores y distribuidos de electricidad encontraron cuando trataron de interconectarse a la red se clasificaron en:

- **Barreras Técnicas:** Las cuales consisten principalmente de requerimientos de las compañías para asegurar la compatibilidad de los generadores interconectados con la red y su operación. Lo más significativo de las barreras técnicas son los requerimientos para equipo de protección y medidas de seguridad para evitar poner en peligro la propiedad de las compañías y el personal, y la calidad de potencia en el sistema.

Sin embargo, los defensores de la generación distribuida de potencia a menudo sostienen que el equipo requerido y los análisis de ingeniería son innecesarios, costosos y duplicados. El nuevo equipo de generación ya incorpora tecnologías diseñadas específicamente para garantizar la seguridad, confiabilidad y calidad de potencia.

- **Barreras en la práctica de negocios:** Surgen de los requerimientos contractuales y de procedimientos para la interconexión y a menudo, la simple dificultad de encontrar alguien en una empresa que sea familiar con el tema y esté autorizado para actuar con el patrocinio de la empresa. Esta falta de experiencia de la empresa en tratar con estos temas puede ser una de las más amplias y significativas barreras para la generación distribuida, particularmente para pequeños proyectos. Las empresas que establecen los estándares y diseñan un punto de contacto para los proyectos de generación distribuida, simplifican considerablemente y reducen el costo del proceso de interconexión tanto para ellas mismas como para los propulsores de los proyectos de generación distribuida.

Otra barrera significativa se refiere a los procedimientos para aprobar la interconexión, aplicación y tarifas de interconexión, requerimientos de aseguramiento y operacionales. Entre ellos, las tarifas de aplicación e interconexión eran vistas frecuentemente como arbitrarias y particularmente para pequeños proyectos, desproporcionada. Los requerimientos operacionales impuestos por las empresas algunas veces resultaban en conflictos directos entre las necesidades de las empresas y los consumidores.

- **Barreras Regulatorias:** Que son principalmente planteadas por la estructura tarifaria aplicable a los consumidores que agregan unidades de generación distribuida, pero incluyendo la prohibición categórica de operación paralela esto es, cualquier uso diferente al respaldo de emergencia cuando se desconecta de la red.

Los cargos por respaldo o apoyo son la barrera relacionada más frecuentemente citada. Los servicios de apoyo incluyen potencia para complementar o sustituir la generación en el sitio del cliente; y servicios de respaldo, potencia suministrada a un cliente durante una interrupción no programada o de emergencia de su generación local.

A menos que los clientes de la generación distribuida quieran desconectarse completamente de la red e inviertan en equipo adicional necesario para el respaldo de emergencia y necesidades pico, estarán dependiendo de la compañía para ampliar su generación de potencia en el sitio. Esta es una razón principal para la interconexión, pero puede también imponer una carga a la compañía distribuidora, porque puede ser requerida para mantener de otro modo la innecesaria capacidad para alcanzar el incremento en la demanda ocasional de generación distribuida del cliente. Otros cargos frecuentemente disputados incluyen las cargas por demanda de transmisión y distribución y cuotas de salida. Además, los cargos impuestos a menudo no reflejan los beneficios de la red que la generación distribuida debería proveer.

Los diferentes casos de estudio en este reporte identifican una amplia gama de barreras para la interconexión en red de proyectos de generación distribuida, las cuales retrasan innecesariamente e incrementan el costo de lo que de otro modo, parecerían ser proyectos viables con beneficios potenciales tanto para el consumidor como para el sistema de la compañía.

2.5 Influencias Técnicas en los Sistemas de Potencia

Muchas influencias técnicas del incremento de la participación en la generación distribuida pueden ser observadas dependiendo de la cantidad de GD y el tipo de generador usado, así como la estructura del sistema. A continuación algunos aspectos generales serán analizados.

2.5.1 Conexión e Integración de la Red

La integración de la red de generación distribuida es un tema muy complejo, el cual puede ser significativamente diferente de la integración de red tradicional de generación de potencia en las redes de transmisión. En realidad, la gran variedad de opciones para la conexión a la red de la generación distribuida hace al análisis muy complicado. Además, las condiciones de la red local tienen una importante influencia en los temas de integración relevantes. Por tanto, cada red requerirá un estudio particular y detallado.

En sistemas con una cantidad creciente de producción no despachable y alguna producción no predecible, una red de transmisión débil es una barrera para la integración de un gran número de generadores distribuidos; por otro lado, una red de transmisión fuerte y flexible hace posible negociar en la regulación de potencia a nivel internacional [8].

La falta eventual de conocimiento sobre la capacidad y ubicación de las unidades de GD afecta directamente los planes de restauración del servicio en caso de incidentes mayores del sistema. De manera que necesitan ser implementados canales de comunicación con el objetivo de que el operador del sistema pueda estudiar las unidades de GD más importantes.

• Protección de la Red y Seguridad:

La protección de la unidad de GD en sí no causa problemas especiales, y puede ser cubierta por equipo de relevo estándar. El principal desafío descansa en el diseño del esquema de protección de la interfaz y su coordinación con la transmisión de la red de la compañía y sus condiciones de operación. Sin embargo, cuando las unidades de GD son

conectadas, para asegurar la protección y seguridad de la red, sus sistemas de protección deben ser rediseñados para [8]:

Una corriente fluyendo de las subestaciones hacia las cargas y viceversa, para aislar las fallas a lo largo de las líneas así como para proteger a los consumidores, ya que la corriente de un dispositivo de generación distribuida puede alterar a los dispositivos de protección de la red a lo largo de un alimentador de distribución radial.

Proteger la red y sus consumidores del mal funcionamiento del dispositivo generador.

La desconexión de las unidades de generación distribuida durante una interrupción en la red principal. Esta situación, conocida como aislamiento, puede tener ventajas como que los dispositivos de generación distribuida pueden suministrar a clientes importantes con energía de emergencia, pero si el sistema no está diseñado para ello, puede resultar en daños al equipo, y amenaza a la seguridad para el personal que asuma que la línea está muerta.

2.5.2 Fluctuación de la Potencia de Salida

Una característica general de la GD es la fluctuación de la potencia de salida que usualmente no está directamente relacionada con el cambio en la carga eléctrica. De este modo, las fluctuaciones de voltaje resultantes en la red descansan sobre fluctuaciones existentes causadas por cambios en la carga y pueden llevar al ensanchamiento de las bandas de voltaje. Este incremento de las bandas de voltaje debido a la inyección de potencia de la GD puede ser, hasta cierto grado, compensada por el consumo de potencia reactiva de la unidad.

2.5.3 Influencia sobre la Operación y Planeamiento de la Red

Una expectación reducida de producción de potencia tiene que ser considerada en el planeamiento energético, hasta 5 años, ya que la curva anual de carga, el planeamiento de la revisión, producción y compra será influenciada por la GD [8]. Sin embargo, la influencia es hipotética con alguna correlación hacia la carga, en muchos casos, una incerteza mucho mayor será precedida también para la potencia eólica. Además de la predicción de carga, será necesaria una predicción de la GD.

El planeamiento de la expansión de la red es afectada directamente cuando un gran número de unidades de GD sólo pueden ser conectadas directamente al sistema de transmisión, como en el caso de algunas granjas de viento que están alcanzando muy altos niveles de generación de potencia.

- Potencia y Control de Frecuencia:

En el caso de grandes cantidades de generación distribuida conectada a una red, el operador del sistema debe evaluar el riesgo y consecuencias de un tropiezo global de tal capacidad de generación. Los tropiezos debido a sobrecarga de los transformadores y líneas de potencia en la red podrían ser el resultado de un alto incremento de la carga. Por consiguiente, un desempeño dinámico y cuidadoso del sistema es necesario cuando se usa el soporte local de la GD como una manera de incrementar la capacidad de transmisión [8]. Una falla en la red puede causar una caída en un gran número de generadores, lo que puede causar una falla mayor de generación. Lo mismo aplica para la variación de frecuencia, donde un ajuste de una protección a muy baja frecuencia

lleva a situaciones severas, después de una caída en la generación, o aún peor, debido a que los detectores de frecuencia pueden desconectar las unidades de generación distribuida y de ese modo incrementar la falta de generación.

- Voltaje y Control de la Potencia Reactiva:

El control del voltaje es uno de los mayores problemas cuando una gran parte de la carga actual es cubierta por la GD a niveles de bajo voltaje, ya que tanto la potencia activa como reactiva pueden contribuir significativamente a la caída de voltaje a lo largo de las líneas de distribución. En estos casos, los generadores restantes en la red de transmisión no pueden controlar el voltaje con la precisión adecuada, siendo necesario ajustar los TAP de los generadores para conectar reactores derivadores (shunt), o cambiar la topología de las líneas abiertas de la red, por ejemplo. También, las unidades de generación capaces de suministrar potencia reactiva podrían ser usadas para controlar el nivel de voltaje en una red de distribución local. Una modificación significativa del perfil de cortocircuito es el resultado de la baja generación a nivel de transmisión [8].

- Calidad de Potencia y Estabilidad del Sistema:

Las fluctuaciones de potencia resultan en cambios rápidos de voltaje y, consecuentemente, en parpadeo. Por tanto, para limitar los efectos del parpadeo, deben ser reducidos los cambios rápidos de la potencia activa y reactiva.

Los armónicos son voltajes senoidales o corrientes con frecuencias iguales a un múltiplo entero de la frecuencia del sistema, usualmente 60 Hz. Pueden aparecer cuando las unidades de GD son conectadas a la red.

En general, la estabilidad del sistema no será afectada por la conexión de una o dos unidades de generación distribuida a pequeña escala. Sin embargo, una alta penetración de la generación distribuida, supliendo una mayor demanda de potencia en la red de distribución, llevará a problemas de estabilidad del sistema. Por tanto, dependiendo del nivel de penetración y la tecnología de generación distribuida, así como las características particulares de la red distribuida, la estabilidad del sistema deberá ser analizada en detalle [8].

Básicamente, el integrar la GD usualmente no incrementa la confiabilidad del suministro, ya que usualmente no hay correlación fuerte con la carga e incluso debe tenerse cuidado para asegurar que la GD no afecta la confiabilidad del suministro total.

- Pérdidas de Transmisión y Distribución:

Los cambios en el flujo de la carga son acompañados de cambios en las pérdidas de la línea. Una unidad de generación distribuida que suministra solamente potencia activa, la cual es usada localmente, reducirá la caída de voltaje y por consiguiente las pérdidas, ya que reduce el flujo de potencia activa del alimentador. Sin embargo, las pérdidas incrementan cuando la generación dispersa excede grandemente a la carga. En principio, las pérdidas de la red no están sujetas a ningún límite de operación, pero por razones de economía deben ser minimizadas.

2.6 Tecnologías Disponibles Para la Generación Distribuida

La generación distribuida engloba muchas tecnologías de generación de potencia diferentes. Estas tecnologías varían grandemente en tamaño, aplicación, eficiencia y

lleva a situaciones severas, después de una caída en la generación, o aún peor, debido a que los detectores de frecuencia pueden desconectar las unidades de generación distribuida y de ese modo incrementar la falta de generación.

- Voltaje y Control de la Potencia Reactiva:

El control del voltaje es uno de los mayores problemas cuando una gran parte de la carga actual es cubierta por la GD a niveles de bajo voltaje, ya que tanto la potencia activa como reactiva pueden contribuir significativamente a la caída de voltaje a lo largo de las líneas de distribución. En estos casos, los generadores restantes en la red de transmisión no pueden controlar el voltaje con la precisión adecuada, siendo necesario ajustar los TAP de los generadores para conectar reactores derivadores (shunt), o cambiar la topología de las líneas abiertas de la red, por ejemplo. También, las unidades de generación capaces de suministrar potencia reactiva podrían ser usadas para controlar el nivel de voltaje en una red de distribución local. Una modificación significativa del perfil de cortocircuito es el resultado de la baja generación a nivel de transmisión [8].

- Calidad de Potencia y Estabilidad del Sistema:

Las fluctuaciones de potencia resultan en cambios rápidos de voltaje y, consecuentemente, en parpadeo. Por tanto, para limitar los efectos del parpadeo, deben ser reducidos los cambios rápidos de la potencia activa y reactiva.

Los armónicos son voltajes senoidales o corrientes con frecuencias iguales a un múltiplo entero de la frecuencia del sistema, usualmente 60 Hz. Pueden aparecer cuando las unidades de GD son conectadas a la red.

En general, la estabilidad del sistema no será afectada por la conexión de una o dos unidades de generación distribuida a pequeña escala. Sin embargo, una alta penetración de la generación distribuida, supliendo una mayor demanda de potencia en la red de distribución, llevará a problemas de estabilidad del sistema. Por tanto, dependiendo del nivel de penetración y la tecnología de generación distribuida, así como las características particulares de la red distribuida, la estabilidad del sistema deberá ser analizada en detalle [8].

Básicamente, el integrar la GD usualmente no incrementa la confiabilidad del suministro, ya que usualmente no hay correlación fuerte con la carga e incluso debe tenerse cuidado para asegurar que la GD no afecta la confiabilidad del suministro total.

- Pérdidas de Transmisión y Distribución:

Los cambios en el flujo de la carga son acompañados de cambios en las pérdidas de la línea. Una unidad de generación distribuida que suministra solamente potencia activa, la cual es usada localmente, reducirá la caída de voltaje y por consiguiente las pérdidas, ya que reduce el flujo de potencia activa del alimentador. Sin embargo, las pérdidas incrementan cuando la generación dispersa excede grandemente a la carga. En principio, las pérdidas de la red no están sujetas a ningún límite de operación, pero por razones de economía deben ser minimizadas.

2.6 Tecnologías Disponibles Para la Generación Distribuida

La generación distribuida engloba muchas tecnologías de generación de potencia diferentes. Estas tecnologías varían grandemente en tamaño, aplicación, eficiencia y

niveles de emisión. En términos generales, las siguientes categorías se pueden distinguir [2]:

- La Generación Distribuida Modular: Tecnologías que consisten de un número de pequeños módulos cuya manufactura y construcción en el sitio requieren un tiempo significativamente menor que las grandes estaciones de potencia centralizadas.
- Co-generación y Producción Combinada de Potencia y Calor: Se refiere a la producción simultánea de energía eléctrica y agua caliente o con propósitos de enfriamiento en aplicaciones industriales y comerciales.
- Generación Distribuida Renovable: Tecnologías de generación de potencia en las cuales las fuentes de energía no son agotadas por su uso, como la luz y el calor del sol, la fuerza del viento, biomasa, el agua que cae, la energía oceánica y el calor geotérmico.

En la tabla 2, varios tipos de unidades de GD y su rango de potencia típico son resumidos.

Tabla 2: Tecnologías para Generación Distribuida

Tecnología	Tamaño Típico Por Modulo
Turbinas de Ciclo Combinado	35 MW – 400 MW
Máquinas de Combustión interna	5 kW – 10 MW
Turbinas de Combustión	1 MW – 250 MW
Micro Turbinas	35 kW- 1 MW
Máquinas de Movimiento	2 kW – 10 kW
CELDAS DE COMBUSTIBLE	
Fuel Cells, Phos Acid	200 kW – 2 MW
Fuel Cells, Molten Carbonate	250 kW – 2 MW
Celdas Combustible, Intercambio de Protones	1 kW - 250 kW
Celdas Combustible, Oxido Sólido	250 kW – 5 MW
ENERGÍAS RENOVABLES	
Hidropotencia:	
Pequeña	1 MW - 100 MW
Micro	25 kW - 1 MW
Turbinas de viento:	200 W - 3 MW
Energía solar:	
Arreglos Fotovoltaicos	20 W - 100 kW
Receptor Central, Solar Térmico	1 – 10 MW
Sistema Luz, Solar Térmico	10 – 80 MW
Bioenergía:	
Biomasa Basada en Gasificación	100 kW - 20 MW
Energía Geotérmica	5 MW - 100 MW
Energía Oceánica	100 kW - 1 MW

Fuente: Ackermann, Andersson and Söder [2]

Debe señalarse que ninguna tecnología de generación distribuida puede representar precisamente ya sea el rango de capacidades y aplicaciones para todo el espectro de beneficios y costos asociados con la generación distribuida.

2.6.1 Descripción de las Diferentes Tecnologías

Las tecnologías de generación de potencia están siendo continuamente mejoradas. En muchos casos, las mejoras son pequeñas modificaciones de las tecnologías existentes, mientras que en otros, las mejoras vienen en forma de

configuraciones tecnológicas significativamente diferentes. El ímpetu por cambio es, en cualquier caso, la mejora del costo y el desempeño. Específicamente, las tecnologías emergentes pueden traer una o más de las siguientes mejoras en la generación de potencia [9]:

- Costos de capital reducidos.
- Costos de operación no combustibles reducidos
- Incremento en la eficiencia de planta
- Incremento de la confiabilidad
- Uso de combustibles alternativos (menos caros o renovables)
- Reducción de emisiones, o
- Producción de sub-productos comercializables.

El cambiar el mercado o las fuerzas políticas a menudo provee el impulso para nuevas tecnologías. Así, la crisis del petróleo de los 70's llevaron a intensificar esfuerzos para desarrollar y comercializar tecnologías que usen fuentes renovables de energía como la solar, el viento, la biomasa y varias formas de energía oceánica. Al mismo tiempo, el interés fue alto en desarrollar tecnologías para producir combustibles y químicos de las enormes reservas de carbón. Subsecuentemente, los bajos precios del gas natural llevó al desarrollo de plantas de ciclos combinados de alta eficiencia, alta confiabilidad que operen con gas natural para aplicaciones de carga básica e intermedia. Las preocupaciones ambientales llevaron también al desarrollo de tecnologías de carbón limpias que reduzcan el dióxido de sulfuro (SO₂), óxido de nitrógeno (NO₂), partículas, pequeñas cantidades de emisiones mientras que exhiben grandes eficiencias, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Las nuevas tecnologías, resultado de los programas de investigación y desarrollo, así como otras ya conocidas, disponibles para aplicaciones de GD, serán analizadas brevemente.

1) Turbinas de Combustión y Turbinas de Gas de Ciclo Combinado

la fortaleza de las turbinas de gas ha sido sus bajos costos de generación esperados, dados los actuales bajos precios para el gas natural por tubería, las turbinas han desarrollado 2 grandes líneas:

Turbinas Aeroderivativas, caracterizadas por su menor capacidad unitaria, bajo peso y su ciclo simple de alta eficiencia.

Turbinas de trabajo pesado, optimizadas para la generación de potencia estacionaria y se ajustan mejor para la operación en ciclo combinado.

La eficiencia simple varía del 30% hasta cerca del 40% para las unidades aeroderivativas de alto desempeño, aún cuando las eficiencias de alrededor del 40% se esperan en unidades actualmente en desarrollo [5].

Las turbinas de gas o de combustión, llamadas también turbinas de gas de ciclo simple, son más económicas cuando se usan para manejar carga variable, mientras las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGTs: Combined-Cycle Gas Turbines) son adecuadas para tasas de alta utilización. Desde 1990, las CCGT's han tenido la tasa de crecimiento anual promedio más alta para incrementos de capacidad de cualquier

tecnología, cerca del 20% de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA: International Energy Agency).

Para tareas pico y de medio rango, las turbinas de gas de ciclo simple son muy atractivas: el mantenimiento es barato, y se requiere poco personal de operación. Los cortos tiempos de construcción y los bajos costos de capital de las turbinas de gas de ciclo simple las hacen ideales para tales aplicaciones. Hay un amplio rango de turbinas de gas disponibles, desde las llamadas “micro turbinas” de usualmente menos de 100 KW de capacidad, hasta las turbinas industriales de trabajo pesado, de alrededor de 200 MW.

Los ciclos combinados son más económicos para operación con carga base e intermedia. El calor exhaustivo de la turbina de gas, resultante de la producción de electricidad, es capturado para elevar el vapor y manejar una turbina de vapor. Las eficiencias del ciclo combinado son típicamente del 50% y 55% para plantas usando turbinas grandes y de trabajo pesado [5]. Los modelos de turbina de gas bajo desarrollo están aprovechando el 60%. Las plantas CCGT tienen la más alta eficiencia de cualquier planta fósil hoy día.

2) Máquinas de Movimiento

En una máquina de movimiento, el fluido que trabaja corre en un circuito cerrado. Una operación muy silenciosa es, entre otros aspectos, la principal característica. Cuando un extremo es calentado y el otro mantenido frío, puede obtenerse trabajo útil a través de un eje rotatorio. Cualquier cosa que produzca calor puede ser usada para mover una maquinaria móvil: el arder de la madera, gasolina, paja, kerosén, alcohol, propano, gas natural, metano, etc. también el calor de la energía solar, geotérmica o calor excedente de procesos industriales puede ser usado como fuente de calor para su operación [10].

Las maquinarias de movimiento requieren muy poco mantenimiento, no requieren de un combustible específico y tienen altas eficiencias. Por otro lado, su tamaño puede ser reducido enormemente, pero son muy caras y aún están en desarrollo.

3) Microturbinas

Las bajas emisiones y relativamente bajos costos de inversión son características básicas de los pequeños generadores de turbina o microturbinas. En realidad, son más silenciosas y limpias que las grandes turbinas, y relativamente libres de mantenimiento. Además, pueden quemar una variedad de combustibles incluyendo gas natural, diesel, gasolina y metano. Las turbinas de gas son muy simples y compactas ya que están directamente conectadas con un turbo generador de alta velocidad de alrededor de 100,000 r.p.m. [6].

Como resultado, las turbinas de baja potencia se están convirtiendo en una opción atractiva para alimentar la carga de pequeños usuarios, especialmente cuando la generación de tanta electricidad como calor pueden ser explotadas. Por otro lado, las microturbinas pueden ser usadas como la única fuente de electricidad o trabajar junto con la red de la compañía satisfactoriamente [6].

4) Estaciones de Hidropotencia

La potencia hidroeléctrica es una tecnología madura y comprobada para la producción de electricidad que convierte la energía del agua que cae en electricidad con una eficiencia operacional del 80% al 90% para tanto turbinas como generadores [8]. La energía potencial del agua que cae puede ser almacenada construyendo reservorios en lagos naturales o en cuencas artificiales hechas construyendo diques a través del curso del agua.

Las estaciones de hidropotencia tienen la habilidad de arrancar rápido y de que no se incurre en pérdidas en condiciones de estancamiento. Además, las plantas hidroeléctricas son especialmente adecuadas para la generación alcanzando las metas a costos mínimos, especialmente trabajando en combinación con los sistemas térmicos.

La electricidad producida en plantas hidroeléctricas sin duda no causa contaminación del ambiente, sin embargo los diques, reservorios y líneas aéreas pueden tener efectos negativos en el ambiente local.

5) Energía Eólica

La tecnología y las fluctuaciones del viento determinan las características de la potencia de salida de los convertidores de energía del viento (WEC: Wind Energy Converters). La tendencia de los WEC acoplados a redes eléctricas va hacia generadores de 1 MW. Las turbinas de viento son usadas para convertir una porción de la energía cinética del viento en potencia eléctrica, de modo que deben ubicarse en sitios con clima de viento favorable. Una eficiencia típica para una turbina de viento es del 40%. y actualmente una de las metas es alcanzar tal eficiencia sobre el rango de velocidad del viento diseñado [9].

Los sistemas de energía eólica pueden ser configurados como turbinas de viento de eje horizontal o vertical. Para la conversión de energía electromecánica, se usan generadores síncronos o de inducción. Los sistemas de compensación variable son usados para controlar el consumo de potencia reactiva cuando los generadores de inducción son acoplados directamente a la red eléctrica. Sin embargo, los sistemas más avanzados usan generadores síncronos con convertidores de ancho de pulso modulado. Varios tipos diferentes de tecnologías en esta amplia gama de conceptos descritos arriba son usados actualmente.

Los convertidores de la energía del viento usualmente introducen rápidas fluctuaciones de potencia en la red como consecuencia de las fluctuaciones y disturbios del sistema de viento en sí, principalmente por las aspas cruzando la torre.

Además de las características técnicas, las ventajas de la generación eólica son el no pago por combustible, la no contaminación y las unidades modulares con una potencia lineal regular contra la costosa relación de la instalación a gran escala, y una fuente de energía potencial que opera 24 horas al día. Por otro lado, el alto costo inicial, la no predictibilidad de la producción de energía, la no-viabilidad de almacenaje térmico y los impactos ambientales como ruido de baja frecuencia son algunas de las desventajas de la generación por viento.

6) Energía Solar

Entre todas las posibles fuentes de energía renovables, la más flexible y aplicable en muchos aspectos es la potencia solar. Los sistemas solares son impulsados por energía del sol, lo que resulta en la eliminación de costos por combustibles, pero requiere de la luz solar, disponible sólo durante el día. La disponibilidad de la energía solar es muy predecible y unidades solares bien diseñadas pueden producir potencia aún cuando el cielo esté nublado.

La potencia de salida de los sistemas de energía solar está directamente relacionada con el área de la superficie, la eficiencia del sistema, la radiación solar actual, la cual varía entre hora y hora y de día a día.

La radiación solar que alcanza a la superficie de la Tierra es llamada insolación y se divide en dos componentes diferentes: la insolación normal directa, que normalmente es el 80% de la insolación total y es parte de la radiación que viene directamente del sol; y la insolación difusa, parte de la radiación que ha sido esparcida por la atmósfera, o es reflejada por el suelo u otras superficies. En un día nublado, toda la insolación es difusa [5]. Los dos tipos genéricos de sistemas electro-solares: Arreglos solares fotovoltaicos y sistemas termoeléctricos solares son descritos brevemente a continuación.

- Sistemas Solares Fotovoltaicos (PV: Photo Voltaics): La energía solar radiante es convertida directamente a electricidad a través del uso de celdas solares de efecto cuántico. Las celdas solares son semiconductores de estado sólido, usualmente conteniendo silicón.

Las celdas solares son empacadas muy estrechamente e interconectadas eléctricamente en un módulo llamado paquete ambientalmente protegido. Los módulos usualmente mide de 0.3 a 1.2 m de lado y generan de 10 a 100 W de potencia de corriente directa [5]. Los grupos son conectados generalmente en arreglos paralelo y/o serie para alcanzar el voltaje y corriente de operación del sistema. Tal grupo de módulos es a menudo conocido como panel, los cuales son conectados para formar arreglos.

La naturaleza modular de los sistemas PV permiten la instalación en incrementos de decenas a cientos de miles de KW. Para la conexión a la red de la empresa, la corriente directa del arreglo es convertida corriente alterna usando un inversor de estado sólido.

- Generación de Potencia Solar Térmica: La energía radiante del sol es convertida a energía térmica. Se usa un fluido de trabajo que es calentado por la energía solar y expandida a través de una turbina o máquina de calor. Estas tecnologías incluyen un colector, que redirecciona y concentra la insolación en un receptor. En éste, la energía solar es absorbida, calentando un fluido que impulsa una máquina de calor para generar electricidad. En algunos sistemas, puede usarse un intercambiador de calor del fluido de trabajo en el receptor de fluidos usado para la generación de potencia.

El almacenaje de la energía solar térmica para impulsar plantas representa un recurso potencialmente valioso, capaz de satisfacer necesidades de energía eléctrica 24 horas al día de manera confiable, particularmente en regiones remotas donde otros combustibles o mecanismos de entrega son escasos.

Aunque muchos sistemas han sido construidos y operan satisfactoriamente, las plantas de potencia solar térmica son todavía una tecnología en desarrollo. Comparado

con la generación térmica solar, la fotovoltaica tiene dos ventajas significativas: modularidad y linealidad de costo versus capacidad, haciéndola ideal para pequeñas aplicaciones. También tiene el más benigno impacto ambiental local de cualquier tecnología de generación de potencia – no hay ruido, contaminación o vibración. Contra esto, se tiene un alto costo inicial, requiere conversión AC y almacenamiento eléctrico para proveer un servicio de 24 horas.

Hoy en día, la mayor barrera para la amplia adopción de los sistemas de energía solar es su alto costo; tendría que reducirse considerablemente para comenzar a competir contra la estación central la generación distribuida basada en combustible fósil.

7) Celdas de Combustible

Las celdas de combustible representan un aprovechamiento totalmente diferente de la producción de potencia de combustible fósil ya que ellas convierten directamente a electricidad mediante reacciones electromecánicas. Todos los tipos viables de celdas de combustible consumen hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno usualmente se obtiene de un combustible fósil, usualmente gas natural, LPG, petróleo, metanol o gas de carbón. y el oxígeno del aire. Dentro de la celda de combustible, el hidrógeno es oxidado, en el sentido de que se combina químicamente con el oxígeno, bajo condiciones monitorizadas y controladas, en presencia de un electrolito que causa que ambos se combinen. El resultado es agua o vapor debido a la gran cantidad de calor liberado. La oxidación del hidrógeno, llevada a cabo en presencia del electrolito, produce una carga, la cual generará un flujo de corriente eléctrica de ánodo a cátodo. El voltaje en una celda de combustible, aún cuando depende del tipo de electrolito usado, es muy bajo (menos de 2 V.). Sin embargo, la cantidad de corriente depende del diseño de la celda, predominantemente su tamaño de placa. Debido a la salida DC, un inversor y un sistema de filtrado se requiere para transformarla a corriente alterna de 60 Hz. Los componentes de electrónica de potencia pueden ser integrados con otros componentes como parte de la estrategia de control de la calidad de potencia para clientes sensibles. Sin embargo, la potencia de DC es suficientemente estable, por lo que puede ser usada directamente para impulsar equipo DC.

Pueden usarse muchos tipos diferentes de electrolitos para crear las reacciones electroquímicas en la celda de combustible. Basados en esto, los diferentes tipos de celdas de combustible son: Celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC: phosphoric acid fuel cell), celda de combustible de carbonato derretido (MCFC: molten carbonate fuel cell), celda de combustible de óxido sólido (SOFC: solid oxide fuel cell) y membrana de intercambio de protones (PEM: proton exchange membrane). Las reacciones electroquímicas directas son generalmente más eficientes que aquellas que usan combustible, para manejar una máquina de calor y así producir electricidad. La eficiencia de las celdas de combustible varían entre el 35% y el 40% y las PAFC hasta 60%, con las MCF y SOCF aún en desarrollo [6].

Debido a sus altos costos, las celdas de combustible se ajustan mejor para áreas ambientalmente sensibles y clientes con preocupaciones de calidad de potencia. Además, las celdas de combustible son muy diferentes de todos los otros tipos de energía impulsados por combustibles fósiles. Estas no tienen partes móviles (excepto por los sistemas auxiliares), producen virtualmente si se operan de forma adecuada y tienen potenciales eficiencias de combustible más allá del más avanzado pistón o

generador de turbina de gas. Además, una buena celda de combustible está entre los dispositivos más eficientes conocidos para convertir combustible fósil en potencia eléctrica AC.

8) Energía de Biomasa

La biomasa es material orgánico regenerativo usado para la producción de energía. Las fuentes de energía de biomasa incluyen vegetación terrestre y acuática, residuos agrícolas y forestales, así como desperdicios animales y metropolitanos. La biomasa puede ser colectada y quemada directamente, o convertida a otras formas útiles de energía, como combustibles líquidos o gaseosos o materia prima con una intensa energía química. Esto incluye conceptos de granjas de biomasa, donde la biomasa es cosechada exclusivamente como combustible.

La biomasa tiene un número de ventajas sobre los combustibles fósiles tradicionales. La principal es su renovabilidad. También es un combustible de bajo costo y muchas fuentes de biomasa son los residuos agrícolas o de la industria que, si no se usan en la producción de energía, harían caer en costos de eliminación. Otra ventaja es el bajo contenido de sulfuro de la biomasa, típicamente menos del 0.1% por peso, comparado con el 1% al 5% del carbón. La biomasa también tiene bajo contenido de ceniza (1%) [9]. Esta ceniza puede ser un subproducto comercializable que puede ser devuelto al suelo como fertilizante y acondicionador de suelos. Además, el crecimiento del ciclo de combustión de biomasa no incrementa el nivel de CO₂ de la atmósfera.

La biomasa, sin embargo, también tiene un número de desventajas asociadas como fuente de energía: es distribuida en suministro y tiene diversas características físicas y químicas. Algunos constituyentes químicos encontrados en muchos combustibles de biomasa pueden causar problemas de contaminación o agentes contaminantes inaceptables en el aire; la biomasa es generalmente voluminosa y su transporte es difícil.

La biomasa puede ser usada en muchas formas para alimentar estaciones de potencia. A través de los procesos de gasificación, la biomasa puede ser usada en turbinas de gas y consecuentemente, en planes de ciclo combinados, gas, vapor, y máquinas de movimiento.

Las plantas de potencia a base de biomasa que queman cultivos destinados específicamente para combustible son propuestas casi exclusivamente como pequeñas estaciones centrales para áreas remotas.

9) Energía Geotérmica

Grandes cantidades de calor son generadas dentro de la corteza terrestre, siendo posible encontrar ubicaciones a una milla o dos del nivel del suelo, donde existe una substancial energía térmica en rocas casi fundidas dentro de la superficie terrestre. Puede ser bombeada agua en dichas ubicaciones, donde el calor la convierte en vapor, el cual puede ser usado para impulsar un generador de turbina de vapor[1].

10) Energía Térmica Oceánica

Aproximadamente el 25% de la energía solar que alcanza a la Tierra es absorbida por el mar. En áreas tropicales y sub-tropicales hay una considerable diferencia de temperatura entre la superficie del agua (25°C) y las profundidades (5°C) la cual puede ser explotada por un ciclo termodinámico. La enorme capacidad calorífica de los grandes volúmenes de agua involucrados asegura un suministro constante de energía, aunque las pequeñas diferencias de temperatura llevan a eficiencias bajas del 2.5% aprox. Sin embargo, el potencial teórico de la conversión de la energía térmica oceánica es mayor que la del viento olas y marea. Hasta ahora, el principal obstáculo para el desarrollo de esta tecnología es el económico y su impacto ambiental no ha sido muy bien estudiado aún [10].

2.6.2 Situación de las Tecnologías de Generación Distribuida

Un número de tecnologías están en posición de competir con la generación de la estación central. La co-generación industrial es probablemente la mayor área potencial de crecimiento para la generación distribuida de potencia. Las turbinas de gas, pequeños CCGTs y máquinas de combustión industriales ya han probado su mérito en aplicaciones de co-generación industrial. Los fabricantes de turbinas y máquinas han intensificado sus esfuerzos para producir pequeños y económicos paquetes de generación para la generación distribuida. El gas natural o los destilados combustibles limpios del petróleo son generalmente las fuentes de energía para estos debido a que no requieren costosos equipos de control de emisiones.

Las celdas de combustible funcionando con gas natural pueden mejorar las oportunidades de los mercados de generación distribuida en los años venideros. Su pequeño tamaño físico, simplicidad de operación, modularidad y aceptabilidad ambiental los hacen ajustables para las aplicaciones de generación distribuida. Algunos desarrolladores esperan mejorar la economía de las celdas comercializando pequeñas unidades adaptadas para el uso doméstico. La producción en masa podría ayudar a reducir costos para este mercado. Un concepto técnico muy atractivo es que de un ciclo combinado de turbina celda de combustible / gas, se usaría una celda de combustible de oxido a alta temperatura en combinación con una turbina de gas natural reformando la recuperación de calor para obtener eficiencias de planta de alrededor del 70%.

Hay oportunidades muy probables para las tecnologías de energía renovable en la generación distribuida. Los sitios remotos con acceso limitado a redes de transmisión centrales puede algunas veces tomar ventaja de las Fuentes de energía renovables debido al alto costo del transporte de combustibles fósiles, o de la extensión de líneas de transmisión. Las plantas de potencia alimentadas con biomasa ya tienen la más grande cuota de la generación renovable no hidroeléctrica en países OECD¹, típicamente en compañías de cogeneración industriales, y los pequeños generadores buscarán oportunidades adicionales para tomar ventaja de las ventas de electricidad fuera de sus empresas industriales. Los combustibles de biomasa a bajo costo como bagazo, paja, cáscaras de nueces, desperdicios de algodón y otros residuos agrícolas, pueden encontrar salidas de mayor valor en los recién liberados mercados de electricidad que en las rutas de desecho existentes [5].

Las regulaciones motivadas políticamente, como los subsidios y tarifas de reembolso para tecnologías ambientalmente amigables u obligaciones de servicio

público, como la meta de reducir las emisiones de CO₂, lleva a condiciones económicamente favorables. En este contexto, la generación de electricidad de la energía renovable es explícitamente apoyada en casi todos los mercados de electricidad donde la competencia ha sido introducida. Actualmente, la potencia eólica y la biomasa son las energías renovables con el menor costo de generación en muchas regiones.

2.6.3 Otras Consideraciones

Cuando la capacidad para entregar nueva capacidad es más importante que el costo de la electricidad, las tecnologías adaptables al pre-empacado, modularidad o rápida construcción tendrán una ventaja en tales situaciones. Por lo tanto, las tecnologías ajustables son generalmente las mismas que aquellas para la generación distribuida:

- Turbinas de gas
- Máquinas de combustión interna y
- Plantas alimentadas con gas natural o combustibles de petróleo limpios

Especialmente en mercados competitivos proporcionando capacidad rápidamente, puede ser más importante ya que la incerteza generada por la transición a mercados desregulados puede retardar decisiones sobre nuevas capacidades, así como un servicio especial ofrecido para grandes clientes.

2.7 Almacenamiento de Energía

Aunque a menudo es dicho que “la electricidad no puede ser almacenada”, existen tecnologías que pueden almacenar electricidad en cantidades suficientes para sacar ventaja de las diferencias de precios. Las tecnologías de almacenamiento de energía podrían ser fomentadas por diferencias persistentes y significativas del precio entre los periodos de bajo costo y los de alto costo.

La eficiencia y efectividad de las tecnologías de generación distribuida pueden ser mejoradas acoplándolas con las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía. De este modo, las *tecnologías de recursos distribuidos* son definidas como aquellas que combinan generación distribuida y almacenamiento distribuido.

El almacenamiento de energía puede a menudo hacer a la GD mejor en tres sentidos. Primero, puede usarse para propósitos de estabilización, permitiendo a la GD funcionar con un nivel de salida constante y estable, aún si la carga fluctúa de manera grande y rápida. Segundo, cantidades de almacenamiento adecuadas pueden proveer energía para lidiar con periodos cuando la GD no esté disponible, por ejemplo, durante las noches en los casos de la energía solar, o cuando la unidad de GD está bajo reparación o mantenimiento. Tercero, el almacenamiento de energía puede permitir a una unidad de GD no despachable operar como una que sí lo es, pero permitiendo su salida en cualquier momento para suministrar la potencia siendo liberada a la demanda en la red [1].

Algunas de las opciones para el almacenamiento distribuido actualmente siendo consideradas para apoyar a la GD son:

- **Baterías:** donde la energía es almacenada por medio de un flujo eléctrico cargando un elemento en dirección contraria a lo normal, forzando a los iones en otra dirección y revirtiendo la transformación química. Las

capacidades de almacenamiento alcanzan las 5000 KWh usando esta tecnología.

- Ruedas Volantes: Se basan en la energía cinética almacenada en la masa rotatoria de una rueda volante girando rápidamente. Pueden proveerse de 700 a 1000KW durante unos segundos.
- Capacitores: La energía es almacenada manteniendo un campo entre dos placas de conductor eléctrico. Son usados para necesidades de almacenamiento menores, sin embargo los tan llamados ultra-capacitores tienen de 20 a 100 veces la capacidad de almacenamiento de los capacitores tradicionales.

Como ejemplos, pequeñas ruedas volantes para almacenamiento de energías (2KW) ya son usadas como sistemas de potencia ininterrumpida. Los sistemas de almacenamiento de agua fría están también en uso para cargas de enfriamiento comerciales. Las unidades de refrigeración succionan electricidad durante los periodos fuera de las horas pico para hacer agua helada, la cual es usada en los periodos de alto costo de la electricidad. Los sistemas de almacenamiento que usan baterías de plomo-ácido se encuentran bien desarrollados, pero son costos y difíciles de mantener [5].

2.8 Conclusiones Capitulo 2

Muchos observadores predicen un incremento de la generación distribuida en los mercados eléctricos competitivos. La generación distribuida es aquella que produce electricidad en unidades pequeñas y cerca de cargas específicas. Esta metodología probablemente no reemplace las plantas de potencia centralizadas, pero puede responder a necesidades particulares en mercados competitivos. Las posibles aplicaciones crecientes para la generación distribuida son:

- Cogeneración industrial
- Soporte para operación en red (provisión de servicios secundarios)
- Aseguramiento contra interrupciones de potencia (potencia de reserva)
- Eliminación de los altos precios de la electricidad durante los periodos de demanda pico.
- Superación de los cuellos de botella en la transmisión eléctrica.
- Aplicaciones que requieren alta calidad de potencia.

El verdadero potencial para la generación distribuida es difícil de calcular, pero cualquier crecimiento será basado en la habilidad de pequeñas unidades generadoras para apalear las economías de escala de la estación central mas los costos de transmisión. Un combustible de precio razonable, no muy cercanamente ligado a la generación de la electricidad debe estar disponible también. Por ejemplo, la habilidad de un generador distribuido para evitar los precios pico de la electricidad depende de la disponibilidad de combustible durante ese periodo. Un generador pequeño no puede negociar un precio de combustible aplicable cuando las grandes estaciones de potencia negocian un precio de combustible razonable mientras consumen grandes cantidades de dicho combustible durante su producción pico. Las unidades de generación distribuida deben tener también un desempeño ambiental aceptable.

En al menos algunos de quizá muchos casos, las fuentes de nueva potencias más costo-efectivas serán los generadores distribuidos más pequeños, empresas colocadas estratégicamente que eviten los costos de transmisión y distribución mientras ofrecen a los usuarios finales mayor calidad de potencia y confiabilidad general que la red por sí sola [4].

Sin embargo, la generación distribuida será una opción más costosa si el sistema no es forzado. En muchos casos donde sólo hay restricciones para la generación, la opción de la generación distribuida no proveerá la solución más costo-efectiva. En sistemas donde hay restricciones para la transmisión y distribución, la generación distribuida puede ser una solución económica o no, pero debe ser considerada.

El principio de la generación distribuida lleva a preguntas fundamentales sobre el rol de las ganancias en mercados de electricidad reestructurados y el grado en el cual las compañías de “alambres” tendrán aún el monopolio natural. Mientras la GD logra un mercado ampliamente basado en la aceptación para el futuro, este dependerá en gran parte en cómo los temas políticos son manejados y resueltos en la arena regulatoria y legislativa de hoy [4].

Generalmente, los clientes que interconectan recursos distribuidos con la red del sistema deben lograr la interconexión técnica y solventar los requerimientos legales. Sin embargo, estas condiciones han sido diseñadas para asegurar una operación segura y confiable del sistema distribuido en las redes de distribución, ellas han evolucionado para ser suficientemente complejas y agobiantes que pueden impedir el despliegue de tecnologías distribuidas.

Las nuevas tecnologías de recursos distribuidos están rápidamente mejorando y volviéndose más competitivas que las tecnologías tradicionales. Además, la desregulación de la industria y el creciente énfasis en el desempeño ambiental puede ser visto como motivación para el incremento del uso de la generación distribuida. Algunos expertos creen que las tecnologías de generación distribuida pueden llegar a representar del 10% al 30% de la nueva generación instalada para el año 2010.

3. Ubicación de Sistemas de Generación Distribuida para Pérdidas Reducidas

3.1 Resumen

Las mejoras recientes a la tecnologías de celdas de combustible, micro turbinas a gas y otras tecnologías de GD, junto con una demanda creciente de unidades generadoras pequeñas han llevado a un renovado interés por las unidades de generación distribuida. Este capítulo muestra una metodología para destacar las unidades de generación distribuida por todo un sistema de potencia para permitir una operación más eficiente. Se realiza un estudio detallado de las pérdidas del sistema nacional de transmisión como parte de un sistema mayor. Este capítulo presenta un algoritmo para determinar la cercanía a operación óptima respecto a las pérdidas del sistema y ubicación de las unidades en la red de potencia. Los resultados muestran la importancia de la ubicación para minimizar las pérdidas y mantener la capacidad de ahorro.

3.2 Introducción

La Generación Distribuida o Dispersa (GD) afectará el sistema eléctrico de potencia, principalmente a nivel de distribución. Este estudio investiga las pérdidas de transmisión basándose en la ubicación. Las simulaciones mostrarán que una ubicación adecuada de las unidades reducirá las pérdidas normalmente vistas por el sistema mientras una ubicación incorrecta podría incrementarlas. La ubicación correcta también liberará capacidad disponible para transmisión de potencia y reducirá la tensión sobre el equipo. Por otra parte, los ahorros en costos pueden esperarse aplazando las mejoras en transmisión y distribución. Específicamente, en este capítulo se investiga las pérdidas vistas en el sistema nacional de transmisión y la factibilidad de la generación dispersa para reducir dichas pérdidas. Se desarrolla una estrategia para ubicar las plantas sistemáticamente sobre la base de un amplio sistema y a lo largo de alimentadores seleccionados.

3.3 Pérdidas en el Sistema de Transmisión

En este capítulo, se propone un método de ubicación de las unidades de generación dispersa para optimizar el flujo de potencia. El método minimiza las pérdidas del sistema en periodos de alta transferencia de potencia. El sistema elegido como objeto de estudio es la red de transmisión y generación de El Salvador la cual esta constituido por 18 barras, 10 Centrales generadoras y 30 líneas como se muestra a continuación en la figura 1:

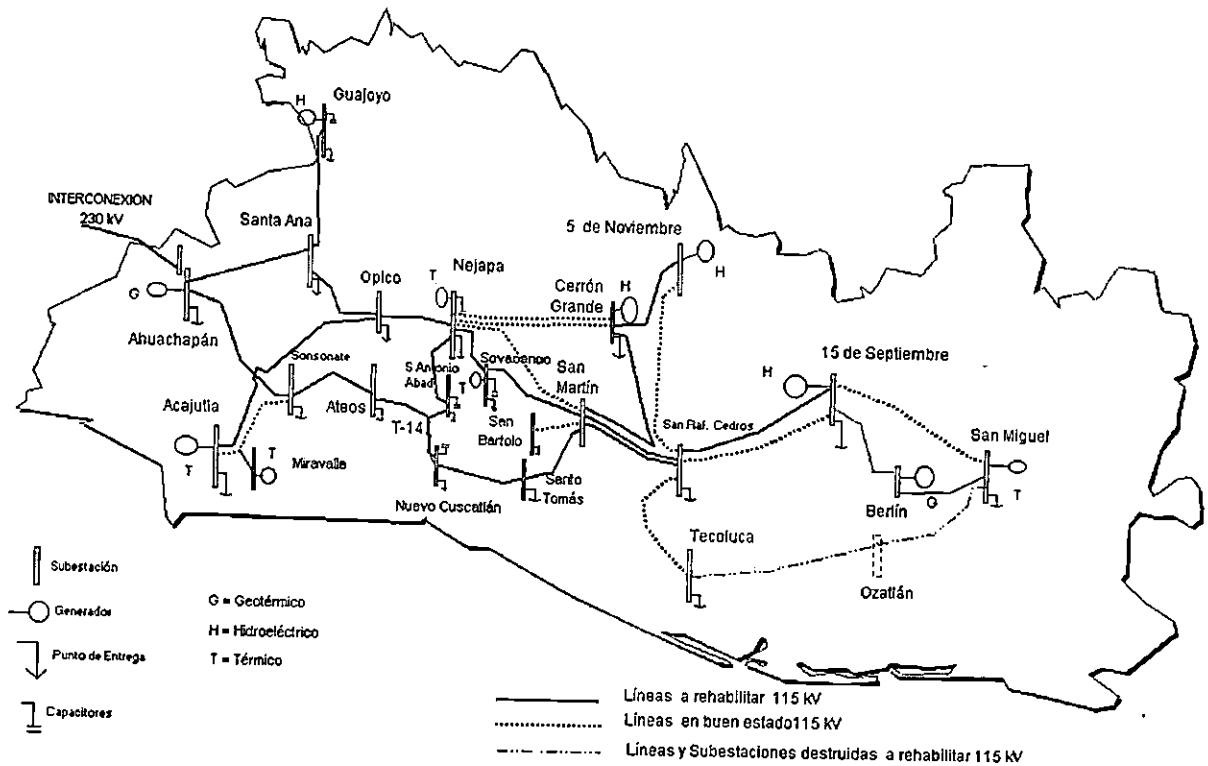


Figura 1: Sistema de Generación y Transmisión

Como se puede observar este sistema tiene cuatro centrales hidroeléctricas, cuatro centrales térmicas y dos geotérmicas ubicadas a distancias relativamente grandes de los centros de carga, la central mas cercana a los centros de carga es Nejapa; por lo que podemos considerar este sistema como un sistema tradicional en el que las centrales se ubican en lugares donde esta disponible el recurso. El siguiente grafico muestra la capacidad instalada por tipo de Recurso:

Capacidad Instalada por tipo de Central 1999

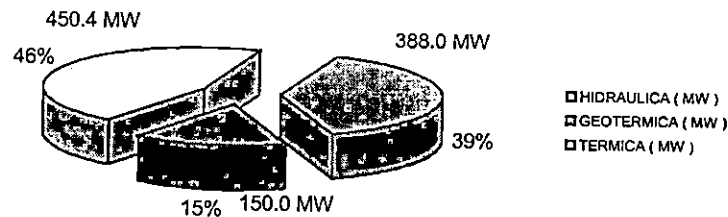


Figura 2: Capacidad Instalada por tipo de Central 1999

De donde se puede observar que en cuanto a capacidad Instalada las centrales predominantes son las de tipo hidroeléctrica y las térmicas con un 39% y 46% respectivamente y solo el 15% es del tipo geotérmica. Finalmente, vale la pena mencionar que el sistema corre todas sus unidades cargadas a su capacidad nominal,

vendiendo los excesos a los sistemas vecinos. El único momento en que las unidades son intencionalmente desconectadas es cuando se hace el mantenimiento regular.

A continuación se puede observar la evolución que se ha tenido en el sistema de generación y las tendencias de crecimiento en capacidad instaladas para centrales generadoras:

Tabla 3 : Evolución de la capacidad instalada de centrales generadoras

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1954 - 1999													
(MW)													
AÑOS	HIDROELÉCTRICA				GEOTÉRMICA		TERMOLÉCTRICA						Total
	QUILAUVO	GENERACIONES	SIDE NOVEMBER	15 DE SEPTIEMBRE	ATLACHAPAPAN	BERLIN	ACAJUTLA BUNKER	ACAJUTLA GAS	SOYAPANGO GAS	SAN MIGUEL GAS	MIRAVALLE MOTORES	NEJAPA POWER	
1954-1956			30.0										30.0
1957-1960			45.0										45.0
1961-1962			60.0										60.0
1963-1964	15.0		60.0										75.0
1965	15.0		60.0					6.6					81.6
1966-1967	15.0		61.4				30.0	6.6					139.0
1968-1970	15.0		61.4				63.0	6.6					166.0
1971	15.0		61.4				63.0	6.6					166.0
1972	15.0		61.4				63.0	6.6					166.0
1973-1974	15.0		61.4				63.0	6.6	33.0				199.0
1975	15.0		61.4				63.0	6.6	53.9				219.9
1976	15.0		61.4		30.0		63.0	6.6	53.9				249.9
1977-1979	15.0	135.0	61.4		60.0		63.0	6.6	53.9				279.9
1980	15.0	135.0	61.4		95.0		63.0	6.6	53.9				414.9
1981-1982	15.0	135.0	61.4		95.0		63.0	6.6	53.9				449.9
1983	15.0	135.0	61.4	78.3	95.0		63.0	6.6	53.9				526.2
1984-1985	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0		63.0	6.6	53.9	25.3			631.6
1986	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0		63.0	6.6	53.9	25.3	18.6		650.4
1987-1991	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0		63.0	6.6	53.9	25.3	18.6		650.4
1992	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0	10.0	63.0	37.5	53.9	31.9	18.6		697.9
1993-1994	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0	10.0	63.0	157.1	53.9	31.9	18.6		817.5
1995	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0	10.0	63.0	157.1	53.9	31.9	18.6	91.0	908.5
1996-1999	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0	10.0	63.0	157.1	53.9	31.9	18.6	144.5	943.4
1999	15.0	135.0	61.4	156.6	95.0	55.0	63.0	157.1	53.9	31.9	18.6	144.5	988.4

*: Generadora privada, inició la operación en julio de 1995.
 A partir de 1996 se retiró de operación la central Miravalle.
 La Central Geotérmica de Berlin, con dos unidades a condensación de 27.5 MW c/u, se inauguró en julio de 1999. Se retiraron las Boesozos.
 Fuente: Empresas Generadoras

Como se puede Observar los mayores crecimientos en capacidad instalada registrados esto últimos años se dan en las centrales térmicas Nejapa Power y Acajutla, esto principalmente obedece a que son centrales de tipo térmica y sus costos de incremento en capacidad son menores que las centrales hidroeléctricas, otro factor importante para el caso de Nejapa Power es su calidad de empresa privada y no gubernamental, Nejapa Power inicia operaciones en el país en el año de 1995 y Acajutla es adquirida por Duke Energy International en 1999.

3.4 Cálculo de Pérdidas

Los sistemas de potencia eléctrica diseñados con unidades generadoras que están ampliamente dispersas e interconectadas por grandes líneas de transmisión pueden sufrir pérdidas significativas[11]. Las pérdidas dependen de la resistencia de la línea, corrientes y usualmente se conocen como pérdidas térmicas. Mientras las resistencias de la línea son arregladas, las corrientes son una función compleja de la topología del sistema, la ubicación de la generación y la carga.

Considere las ya conocidas ecuaciones de flujo de potencia, con potencia compleja $S = P_i + jQ_i$, inyectada en el bus i como:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \sen(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \quad (2)$$

Donde Y_{ij} es la magnitud del (i-j)-ésimo elemento de la matriz de admitancia del bus, V_i es la magnitud del voltaje en el i-ésimo bus, γ_{ij} es el ángulo del (i-j)-ésimo elemento de la matriz de admitancia del bus y δ_i es el ángulo de fase del voltaje V_i . En este trabajo, solamente las inyecciones de potencia real son consideradas ya que son las que generan las pérdidas de transmisión. Como resultado, los algoritmos de desfase de voltaje para deducir pérdidas no se incluyen. Las pérdidas del sistema pueden ser expresadas como:

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_{Gi} - \sum_{i=1}^n P_{Di} \quad (3)$$

Donde P_L es la pérdida real de potencia, P_{Gi} es la potencia real generada en el i-ésimo bus P_{Di} es la potencia real requerida en el i-ésimo bus. Las pérdidas en (3) pueden ser difíciles de evaluar analíticamente. Como alternativa, se usa un método establecido que usa los coeficientes de pérdida B, basados en una aproximación de las pérdidas de la línea[11]. Las pérdidas son expresadas como una función cuadrática, cerca de un caso base, de las potencias del bus generador. Se expresa como:

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^n P_i B_{i0} + B_{00} \quad (4)$$

Donde P_i es la potencia real en el i-ésimo bus, B_{ij} es la matriz $n \times n$ de coeficientes de pérdida cuadráticos, B_{i0} es el vector adimensional de coeficientes de pérdida lineales y B_{00} es el coeficiente de pérdida constante. Esto puede ser escrito en una expresión matricial general como:

$$P_L = P^T [B] P \quad (5)$$

Donde B es una matriz cuadrada simétrica dependiente del flujo de carga (específicamente el perfil de voltaje, distribución de carga y la potencia compleja en cada bus generador; el desarrollo está disponible ampliamente y no se incluye aquí [12]). Los coeficientes son hallados linealizando las ecuaciones de flujo de potencia alrededor del punto de operación. De ese modo, (5) es exacto solamente para la carga específica y las condiciones de operación para las cuales se calcularon los coeficientes de pérdida. B es generalmente considerado razonablemente constante para pequeñas variaciones en los buses generadores siempre y cuando la carga en los buses de voltaje y las plantas mantengan constantes sus magnitudes y factores de potencia. De ese modo, si grandes cambios en la carga no están bajo estudio y las condiciones de operación promedio están generalmente presentes, entonces pueden calcularse pérdidas de potencia razonablemente precisas a partir de B. Nota: los coeficientes normalmente sólo se calculan en los buses generadores, lo que genera dificultades para el presente problema ya que las unidades pueden ser ubicadas en cualquier bus de la red.

Si las condiciones mencionadas se mantienen, puede ser útil recalculer B incluyendo las posibles ubicaciones de unidades dispersas basados en la sensibilidad de las pérdidas. Dado aquí como:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2B_{ii}P_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij}P_j + B_{i0} \quad (6)$$

Para el problema propuesto, sólo las inyecciones de potencia en los buses de carga serán importantes. Las salidas de los generadores pueden ser arregladas y cualquier decremento en las cargas será exportado. Estos factores son tomados en consideración cuando se resuelvan los coeficientes. Este desarrollo muestra un cambio en la generación para uno o más buses, específicamente la adición de generación en un bus de carga afectará las pérdidas de potencia reales y sus sensibilidades de pérdida a las salidas del generador. Las variaciones ocurrirán ya sea vía signo, magnitud o ambos. Por tanto, la correcta ubicación de las unidades de generación dispersa reducirá las pérdidas del sistema; sin embargo, algunas ubicaciones pueden causar aumentos en las pérdidas de potencia. Además, note que los coeficientes de pérdida tienden a ser imprecisos para grandes cambios en la carga.

3.5 Metodología de Ubicación

Para determinar la mejor ubicación de estas unidades para el sistema estudiado, se aplicó un algoritmo que sería apropiado dadas las restricciones particulares de operación. Ya que la mayoría de la generación es hidroeléctrica y térmica, las unidades de generación se corren a su carga nominal con el exceso disponible para venta. Por tanto, el compromiso por unidad y el despacho económico no aplican para este sistema. El software existente no permitió el cálculo de los coeficientes de pérdida en todos los buses deseados. Además de lo expresado anteriormente, la precisión de la matriz B es probablemente insatisfactoria para el problema en estudio.

Usando los datos de carga obtenidos entre el 1º de enero y 31 de diciembre de 1999, se aplicó el algoritmo para determinar la mejor ubicación de las nuevas unidades distribuidas para maximizar la potencia disponible para venta y minimizar las pérdidas

en el sistema para una carga dada. Estos datos fueron analizados usando un programa para calculo de flujo de potencia realizándose 90 flujos de potencia. La estrategia fue correr un caso base para producir condiciones iniciales del sistema. Para esta ejecución, se calcularon 10.13 Mw en pérdidas para el verano pico y 9.21 Mw en pérdidas para el invierno pico.

El algoritmo es el siguiente:

- 1) Realice cálculos de flujo de potencia para determinar las condiciones iniciales del sistema durante carga pico.
- 2) Seleccione las posibles ubicaciones de las unidades basado en áreas con grandes pérdidas.
- 3) Para cada ubicación seleccionada, recalculé las pérdidas del sistema si se agregan 5 Mw de generación.
- 4) Clasifique cada ubicación de acuerdo a las pérdidas del sistema.
- 5) Basados en las prioridades generadas en el paso anterior, agregue unidades gradualmente hasta que las pérdidas parezcan incrementar o se establezca la cantidad total de nueva generación deseada.
- 6) Repita para los periodos invernales por comparación (nota: Ya que la carga es más pesada en invierno, la reducción de pérdidas será mínima).

3.6 Resultados Numéricos

Una salida típica del flujo de potencia para el verano pico usando un programa para el calculo de flujo de potencia se muestra en la tabla 4 y la tabla 5 muestra una salida típica del flujo de potencia para el invierno pico usando un programa para el calculo de flujo de potencia. De los datos de demanda registrados durante el año de 1999 (ver anexo), se observa que los centros de carga con mayor demanda son durante el año son: San Antonio Abad, Soyapango, Nejapa y San Miguel; por lo que se seleccionan como las ubicaciones de GD. Después que en todas las ubicaciones seleccionadas se han corrido los proceso de flujo de potencia para los diferentes valores de generación a inyectar, éstas son clasificadas. Esta clasificación se muestra en la tabla 6 donde aparecen las mejores y peores ubicaciones para el verano e invierno pico. Es importante resaltar que la peor ubicación agrega 0.57 Mw y 1.57 Mw de pérdidas, o un incremento efectivo de 6% y 17%, para estación seca y lluviosa respectivamente. Esto se origina principalmente dados los incrementos en los flujos potencia del sistema de 115 Kv. En contraste, la mejor ubicación reduce las pérdidas en 1.82 Mw y 1.09 Mw de pérdidas, o un decremento efectivo de 18% y 12%, para estación seca y lluviosa respectivamente. Otro aspecto que es importante mencionar es que las reducciones se vuelven menos significativas después de sobrepasar los 25 MW a 30 MW ver graficas anexas. En este caso, pueden ser agregados aprox. 60 Mw al sistema sin incremento de pérdidas si se elige la ubicación adecuada y esta energía está completamente disponible para ser vendida a las redes vecinas.

Tabla 5: Resultados de flujo de potencia para demanda máxima estación lluviosa

Summary

Balanced Voltage Drop Report
Source: 5 Noviembre

Database: C:\TESIS\SMULATION\DATA\DEMAX LLUVIOSA

Title:

Case:

06/09/2001 22:55 Page 1

Element Name	Parent Name	Cnf	Type/ Conductor	Pri kV	Base Vol	Element Drop	Accum Drop	Thru Amps	% Cap	Thru KW	KVAR	% PF	KW Loss	% Loss	From Src	Length (km)	KW	KVAR	
C	SMg00	15Sep	SMg05	ABC	#4/0 ACSR	67.27Y	121.6	0	-1.58	325.62	96	64400	13077	98	0	0	115.48	0	0
C	BerSMg01	15Sep	Ber02	ABC	#4/0 ACSR	67.27Y	121.6	4.99	-1.58	185.77	55	37993	8932	97	1147.99	3	126.48	40.1	0
L	SANT00		SANTONEJA01	ABC	1510MCM AC	64.72Y	117	0	3.02	362.09	27	68900	13991	98	0	0	64.7	0	0
L	NCUSTOMA01		NVOCANTON0	ABC	1510MCM AC	64.75Y	117	-0.44	2.96	-53.57	4	-7831	-8793	76	5.96	0.1	94.3	17.9	0
L	NVOCUS00		NVOCANTON0	ABC	1510MCM AC	64.50Y	116.6	0	3.42	269.98	20	51200	10396	98	0	0	76.4	0	0
L	STOSANM01		SRAFMA01A	ABC	1510MCM AC	64.75Y	117	1.04	2.97	292.54	22	54577	17556	95	139.92	0.3	64.06	14.1	0
L	STOMAS00		STOSANM01	ABC	1510MCM AC	64.75Y	117	0	2.97	244.79	18	46600	9463	98	0	0	64.06	0	0
L	SANTONEJA01		CERNEJA01	ABC	477 MCM AC	64.72Y	117	1.09	3.02	494.01	74	95268	17221	98	588.49	0.6	64.7	6.6	0
L	NVOCUSANTON0		SANTONEJA01	ABC	477 MCM AC	64.50Y	116.6	0.39	3.42	132.96	20	25780	1380	100	75.57	0.3	76.4	11.7	0
L	NVOCUSATE01		NVOCUSANTON0	ABC	477 MCM AC	64.89Y	117.3	-0.7	2.72	-92.17	14	-17665	-2461	99	73.87	0.4	100.2	23.6	0
L	ATEOS00		NVOCUSATE01	ABC	477 MCM AC	64.89Y	117.3	0	2.72	151.49	23	28900	5868	98	0	0	100.2	0	0
L	ATEOS4600		ATEOS00	ABC	477 MCM AC	64.89Y	117.3	0	2.72	125.8	19	24000	4873	98	0	0	100.2	0	0
L	ATEOS3400		ATEOS00	ABC	477 MCM AC	64.89Y	117.3	0	2.72	25.68	4	4900	995	98	0	0	100.2	0	0
L	SOYSMAR03		SRAFMA01A	ABC	477 MCM AC	65.22Y	117.9	0.2	2.13	71.34	11	12994	5159	93	11.16	0.1	55.95	6	0
L	SOYSMAR01		SWSOYSMAR-A	ABC	477 MCM AC	65.12Y	117.7	0.17	2.3	71.34	11	12983	5124	93	9.67	0.1	51.16	5.2	0
L	SMARTBART01		SRAFMA01A	ABC	477 MCM AC	65.17Y	117.8	0.29	2.22	229.66	34	44068	9147	98	67.45	0.2	53.46	3.5	0
L	OS-Nov		ABC	S de Novie	66.40Y	120	0	0	-52.17	0	-10111	2400	-97	0	0	0	0	0	
L	SWSOYSMAR-B		SOYSMAR03	ABC	Closed	65.22Y	117.9	0	2.13	71.34	0	12983	5124	93	0	0	55.95	0	0
L	SWSOYSMAR-A		SWSOYSMAR-B	ABC	Closed	65.22Y	117.9	0	2.13	71.34	0	12983	5124	93	0	0	55.95	0	0
L	Soyepango		SOYSMAR01	ABC	Generator	65.12Y	117.7	0	2.3	-261.15	0	-50000	-10153	98	0	0	61.16	0	0
L	SWNCSTOMA-A		NCUSTOMA01	ABC	Looped	64.75Y	117	0	2.98	-53.57	0	-7837	-8847	75	0	0	94.3	0	0
L	SWNCSTOMA-B		STOSANM01	ABC	Looped	64.75Y	117	0	2.97	53.57	0	7837	6847	75	0	0	64.06	0	0
L	Opc		BUS_OPC	ABC	Node	25.90Y	117	0	2.98	160.22	0	12200	2477	98	0	0	77.57	0	12200
L	SanAntonio		BUS_SANANTO	ABC	Node	12.94Y	117	0	3.02	1810.45	0	68900	13991	98	0	0	64.7	0	68900
L	Nvocus0at		BUS_NVOCUS	ABC	Node	12.90Y	116.6	0	3.42	1349.91	0	51200	10396	98	0	0	76.4	0	51200
L	Ateo46		BUS_ATEO46	ABC	Node	25.96Y	117.3	0	2.72	314.51	0	24000	4873	98	0	0	100.2	0	24000
L	Ateo34		BUS_ATEO34	ABC	Node	19.47Y	117.3	0	2.72	85.62	0	4900	995	98	0	0	100.2	0	4900
L	Soyepa23		BUS_SOYA23	ABC	Node	13.02Y	117.7	0	2.3	1804.58	0	69100	14032	98	0	0	61.16	0	69100
L	Soyepa46		BUS_SOYA46	ABC	Node	26.05Y	117.7	0	2.3	238.96	0	18300	3716	98	0	0	61.16	0	18300
L	Santo Tomás		BUS_STOMAS	ABC	Node	25.90Y	117	0	2.97	611.97	0	46600	9463	98	0	0	64.06	0	46600
L	San Bartolo		BUS_SBARTOLO	ABC	Node	13.03Y	117.8	0	2.22	1148.20	0	44000	8935	98	0	0	53.46	0	44000
L	BUS_OPC		OPK00	ABC	Transforme	25.90Y	117	1.91	2.96	64.09	64	12200	3354	96	0	0	77.57	0	0
L	BUS_SANANTO		SANT00	ABC	Transforme	12.94Y	117	0	3.02	362.09	72	68900	13991	98	0	0	64.7	0	0
L	BUS_NVOCUS		NVOCUS00	ABC	Transforme	12.90Y	116.6	0	3.42	269.98	54	51200	10396	98	0	0	76.4	0	0
L	BUS_ATEO46		ATEOS4600	ABC	Transforme	25.96Y	117.3	0	2.72	125.8	33	24000	4873	98	0	0	100.2	0	0
L	BUS_ATEO34		ATEOS3400	ABC	Transforme	19.47Y	117.3	0	2.72	25.68	26	4900	995	98	0	0	100.2	0	0
L	BUS_SOYA23		SOYSMAR01	ABC	Transforme	13.02Y	117.7	0	2.3	360.92	72	69100	14032	98	0	0	61.16	0	0
L	BUS_SOYA46		SOYSMAR01	ABC	Transforme	26.05Y	117.7	0	2.3	95.58	38	18300	3716	98	0	0	61.16	0	0
L	BUS_STOMAS		STOMAS00	ABC	Transforme	25.90Y	117	0	2.97	244.79	65	46600	9463	98	0	0	64.06	0	0
L	BUS_SBARTOLO		SMARTBART01	ABC	Transforme	13.03Y	117.8	0	2.22	229.66	91	44000	8935	98	0	0	53.46	0	0

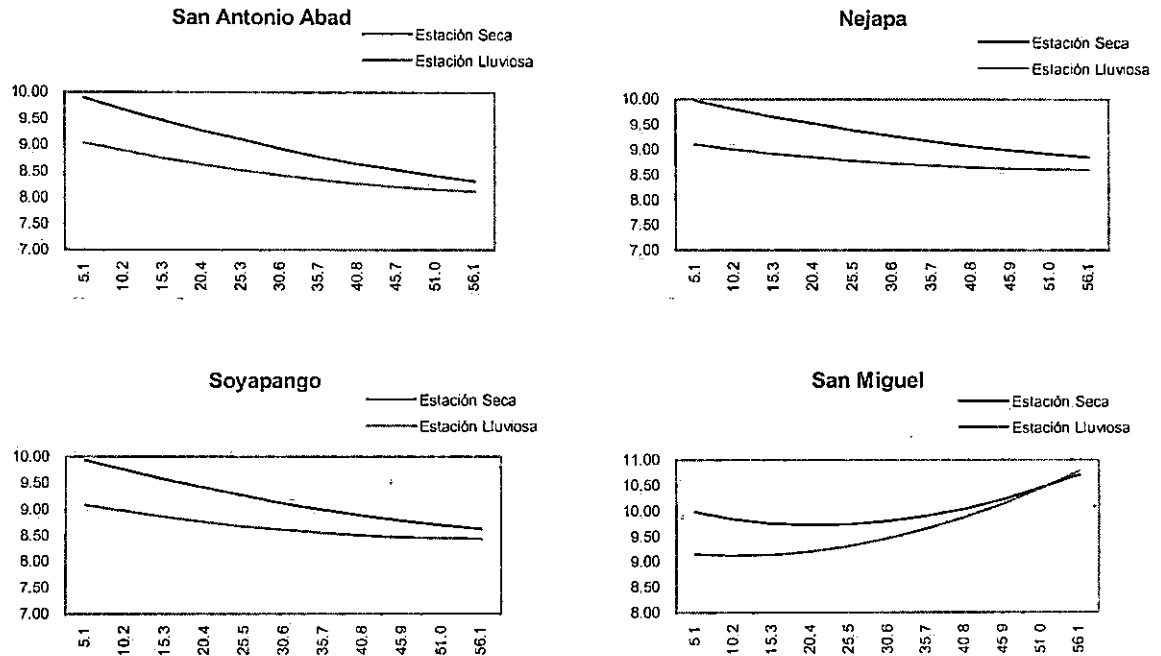
	Load	Adjustment	Capacitance	Charging	Gen&Motors	Loops&Metes	Losses	Total	
KW	628700	0	0	0	-648019	-2	8210	-10111	Lowest Voltage = 116.58 on Element NVOCUSANTON0
KVAR	127663	0	0	0	-155423	-1	30160	2400	

KEY:-> L = Low Voltage H = High Voltage C = Capacity Over Limit G = Generator Out of kvar Limits

Tabla 6: Cuadro comparativo de ubicación de GD

Caso Base		Perdidas				
Demanda máxima estación lluviosa		9.21 MW				
Demanda máxima estación seca		10.13 MW				
Punto de Ubicación de Generación distribuida	Demanda máxima estación seca			Demanda máxima estación lluviosa		
	Pot. Real	Perdidas	% Reducción	Pot. Real	Perdidas	% Reducción
5 MW San Antonio	5.1	9.90	2%	5.1	9.04	2%
10 MW San Antonio	10.2	9.67	5%	10.2	8.89	3%
15 MW San Antonio	15.3	9.47	7%	15.3	8.75	5%
20 MW San Antonio	20.4	9.27	8%	20.4	8.63	6%
25 MW San Antonio	25.3	9.11	10%	25.5	8.52	8%
30 MW San Antonio	30.6	8.93	12%	30.6	8.42	9%
35 MW San Antonio	35.7	8.78	13%	35.7	8.33	10%
40 MW San Antonio	40.8	8.64	15%	40.8	8.26	10%
45 MW San Antonio	45.7	8.53	16%	45.9	8.20	11%
50 MW San Antonio	51.0	8.41	17%	51.0	8.15	11%
55 MW San Antonio	56.1	8.31	18%	56.1	8.12	12%
5 MW Soyapango	5.1	9.93	2%	5.1	9.08	1%
10 MW Soyapango	10.2	9.74	4%	10.2	8.96	3%
15 MW Soyapango	15.3	9.56	6%	15.3	8.85	4%
20 MW Soyapango	20.4	9.40	7%	20.4	8.75	5%
25 MW Soyapango	25.5	9.25	9%	25.5	8.67	6%
30 MW Soyapango	30.6	9.11	10%	30.6	8.60	7%
35 MW Soyapango	35.7	8.99	11%	35.7	8.54	7%
40 MW Soyapango	40.8	8.88	12%	40.8	8.50	8%
45 MW Soyapango	45.9	8.78	13%	45.9	8.46	8%
50 MW Soyapango	51.0	8.69	14%	51.0	8.44	8%
55 MW Soyapango	56.1	8.62	15%	56.1	8.43	8%
5 MW Nejapa	5.1	9.96	2%	5.1	9.10	1%
10 MW Nejapa	10.2	9.80	3%	10.2	9.01	2%
15 MW Nejapa	15.3	9.65	5%	15.3	8.92	3%
20 MW Nejapa	20.4	9.52	6%	20.4	8.85	4%
25 MW Nejapa	25.5	9.39	7%	25.5	8.78	5%
30 MW Nejapa	30.6	9.27	9%	30.6	8.73	5%
35 MW Nejapa	35.7	9.17	10%	35.7	8.68	6%
40 MW Nejapa	40.8	9.07	10%	40.8	8.65	6%
45 MW Nejapa	45.9	8.99	11%	45.9	8.63	6%
50 MW Nejapa	51.0	8.92	12%	51.0	8.61	6%
55 MW Nejapa	56.1	8.85	13%	56.1	8.61	7%
5 MW San Miguel	5.1	9.97	2%	5.1	9.14	1%
10 MW San Miguel	10.2	9.83	3%	10.2	9.11	1%
15 MW San Miguel	15.3	9.75	4%	15.3	9.13	1%
20 MW San Miguel	20.4	9.72	4%	20.4	9.20	0%
25 MW San Miguel	25.5	9.73	4%	25.5	9.31	-1%
30 MW San Miguel	30.6	9.79	3%	30.6	9.45	-3%
35 MW San Miguel	35.7	9.89	2%	35.7	9.64	-5%
40 MW San Miguel	40.8	10.04	1%	40.8	9.87	-7%
45 MW San Miguel	45.9	10.22	-1%	45.9	10.14	-10%
50 MW San Miguel	51.0	10.44	-3%	51.0	10.44	-13%
55 MW San Miguel	56.1	10.70	-6%	56.1	10.78	-17%

Figura 3: Curvas de Generación Vrs. Pérdidas para los diferentes Puntos



3.7 Conclusiones Capitulo 3

Este estudio muestra que la correcta ubicación de las unidades de GD puede tener un impacto significativo en su capacidad efectiva. Aún las pérdidas de los sistemas de transmisión pueden causar que la capacidad útil varíe con pérdidas realmente crecientes para muchas ubicaciones aparentemente razonables. En la práctica, habrá muchas limitantes para escoger el sitio y las condiciones óptimas probablemente no sean posibles. Aún así, el presente análisis sugiere que las siguientes pérdidas térmicas que surjan de diferentes ubicaciones varía enormemente, y además, que se debe considerar los efectos tanto de transmisión como de distribución cuando se determinen las ubicaciones adecuadas.

Aun y cuando hemos visto que en el Sistema de Transmisión se ha demostrado que la correcta ubicación proporciona muy buenos resultados, como lo mencionamos anteriormente es importante analizar el impacto de ubicar GD en los sistemas de Distribución, que es donde consideramos se tendría el mayor beneficio.

Consideramos importante se tome en cuenta las curvas de Generación adicionada vrs. Pérdidas ya que estas proporcionan una visión del punto óptimo de generación a adicionar, por que como se menciona anteriormente estas curvas presentan una pendiente menor cercanas al punto de inflexión donde las pérdidas empiezan a incrementarse.

4. Evaluación económica de Sistemas de Generación Distribuida con Reducción de Pérdidas

4.1 Introducción

El termino capital se refiere a la riqueza en forma de dinero o propiedad que puede utilizarse para producir mas riqueza.

Existen razones fundamentales de porque el rendimiento del capital en forma de interés y utilidad es un aspecto esencial de los estudios de Ingeniería, primero el interés y la utilidad pagan a los proveedores del capital por privarse de su uso durante el tiempo en que aquel es utilizado, segundo el interés y la utilidad son la recompensa por el riesgo que el inversionista corre al permitir que otra persona o entidad utilice su capital.

En situaciones típicas los inversionistas deben decidir si el rendimiento esperado de su capital es suficiente para justificar la inversión de un proyecto. Si el capital se invierte en un proyecto, los inversionistas esperan recibir, como mínimo, un rendimiento por lo menos igual a la cantidad sacrificada por no haberlo utilizado en alguna otra oportunidad de similar riesgo, lo anterior interés o utilidad disponible de una alternativa de inversión es el costo de oportunidad por utilizar el capital en el proyecto propuesto.

En resumen, siempre que se requiera capital para un proyecto, es esencial que se establezcan las consideraciones apropiadas según su costo, es decir, una apropiada evaluación de proyecto que constituya la base de la competitividad del mismo.

4.2 Expresiones utilizadas para analizar rentabilidad

Una pregunta fundamental cuando se realizan inversiones de capital en un proyecto es si con el tiempo una inversión propuesta y sus erogaciones asociadas se pueden recuperar mediante ingresos (o ahorros) además de con un rendimiento sobre el capital que sea suficientemente atractivo en comparación con los riesgos implicados, en ese sentido es importante explicar las ecuaciones que permiten hacer dichos cálculos que permitan responder las interrogantes que se mencionan al principio de este párrafo.

4.2.1 Método del valor presente

Este método (VP) se basa en el concepto de valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente. Es decir, todos los flujos entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de interés, que por lo general es la TREMA.

La tasa de retorno mínima atractiva (TREMA), suele ser una cuestión que decide el administrador principal de una organización de acuerdo a numerosas consideraciones, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

1. La cantidad de dinero disponible para la inversión, la fuente y costo de estos fondos (es decir, fondos propios o fondos tomados en préstamo).
2. La cantidad de riesgos percibidos, asociados con oportunidades de inversión disponibles para la empresa, y el costo estimado de administrar proyectos en horizontes cortos o largos de planeación.

La TREMA que algunas veces se denomina tasa obstáculo, se debe elegir para maximizar el bienestar económico de una organización, sujeta a los tipos de consideraciones anteriores.

Un método común de establecer una TREMA implica tomar en cuenta el costo de oportunidad, el costo de oportunidad es el costo de la mejor oportunidad rechazada (es decir, al que se renuncia) y que con frecuencia esta oculto o implícito.

El valor presente (VP) de una alternativa de inversión es una medida de cuanto dinero podría permitirse un individuo o una empresa pagar por la inversión por arriba de su costo, o planteado de una manera diferente, un VP positivo para un proyecto de inversión es un monto de utilidad en dólares sobre el monto mínimo requerido por los inversionistas.

Para encontrar el VP como función de $i\%$ (por periodo de interés) de una serie de flujos de entrada de efectivo, es necesario anticipar montos futuros al presente utilizando la tasa de interés en el periodo de estudio apropiado (años, por ejemplo) de la siguiente manera:

$$VP(i\%) = F_0(1+i)^0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_K(1+i)^{-K} + \dots + F_N(1+i)^{-N}$$

$$VP(i\%) = \sum F_K(1+i)^{-K} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

- i : Tasa de interés efectiva, o TREMA, por periodo de capitalización.
- K : Índice para cada periodo de capitalización ($0 \leq k \leq N$).
- F_K : Flujo de efectivo futuro al final del periodo k .
- N : Numero de periodos de capitalización en el horizonte de planeación (es decir, periodo de estudio).

Es importante destacar que la relación dada en la Ecuación 1 esta basada en el supuesto de una tasa de interés constante a lo largo de la vida de un proyecto particular, ya que si se cambia la tasa de interés, el VP se debe calcular en dos o más pasos. Entre mas alta sea la tasa de interés y más tarde en ocurrir un flujo de efectivo, mas bajo es su VP, mientras el VP (es decir, el equivalente presente de los flujos entrantes de efectivo menos los flujos salientes de efectivo) sea mayor o igual a cero, el proyecto es justificado económicamente, de otra forma, no es aceptable.

4.2.2 Método de la tasa interna de rendimiento

El método de la tasa interna de rendimiento (TIR) es el método de la tasa de rendimiento mas ampliamente usado para realizar análisis económicos en Ingeniería. Algunas veces se denomina con diferentes nombres, como método del inversionista, método de flujo de efectivo de descuento e índice de rentabilidad.

Este método resuelve la tasa de interés que iguala el valor equivalente de una alternativa de flujos de entrada de efectivo (ingresos o ahorros) al valor equivalente de flujos salientes de efectivos (erogaciones, incluidos los costos de inversión). La tasa de interés resultante se denomina tasa interna de rendimiento (TIR).

Para una alternativa única, la TIR no es positiva a menos que:

1. Tanto los ingresos y las erogaciones estén presentes en el patrón de flujo de efectivo y
2. La suma de ingresos exceda la suma de todos los flujos salientes de efectivo.

Mediante una formulación de VP, la TIR es la $i\%$ a la que:

$$\sum R_K(P/F, i\%, K) = \sum E_K(P/F, i\%, K) \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

R_K : Ingreso o ahorros netos para el k-esimo año

E_K : Erogaciones netas incluyendo cualesquiera costos de inversión para el k-esimo año

N : Vida del proyecto (o periodo de estudio)

Una vez que se ha calculado $i\%$ se compara con la TREMA para evaluar si la alternativa en cuestión es aceptable. Si $i\% \geq \text{TREMA}$, la alternativa es aceptable, de otra manera no lo es.

4.3 Consideraciones para el análisis económico.

Para valorizar los ahorros en pérdidas de energía y mostrar un panorama económico de la situación planteada; se consideran algunos parámetros como: el precio de la energía, los costos de instalación, combustible y mantenimiento de turbinas a gas, liberación de potencia en los generadores actuales y costos de transmisión y operación en el mercado mayorista, a continuación se presenta una estimación de algunos de estos parámetros que serán tomados en cuenta en el análisis económico.

4.3.1 Precio de la energía

De los informes estadísticos de la operación del mercado mayorista publicados por la Unidad de Transacciones (UT) se resumen en los siguientes cuadros y gráficos la evolución del precio de la energía en el MRS:

Tabla 7: Evolución de los precios en el Mercado Regulador del Sistema año 1999

PRECIOS DEL MRS (¢/MWh)				
Mes	Promedio	Máximo	Mínimo	Máx/Mín
Ene	536.62	745.00	481.19	1.50
Feb	506.35	694.00	474.60	1.50
Mar	541.95	763.50	386.72	2.00
Abr	537.80	609.00	509.50	1.20
May	575.35	782.50	499.80	1.60
Jun	672.10	866.93	67.80	12.80
Jul	568.26	884.43	67.80	13.00
Ago	500.57	880.43	67.80	13.00
Sep	537.17	980.00	67.80	14.50
Oct	498.03	990.00	67.80	14.60
Nov	589.23	940.00	334.99	2.80
Dic	651.19	1,134.00	0.00	0.00

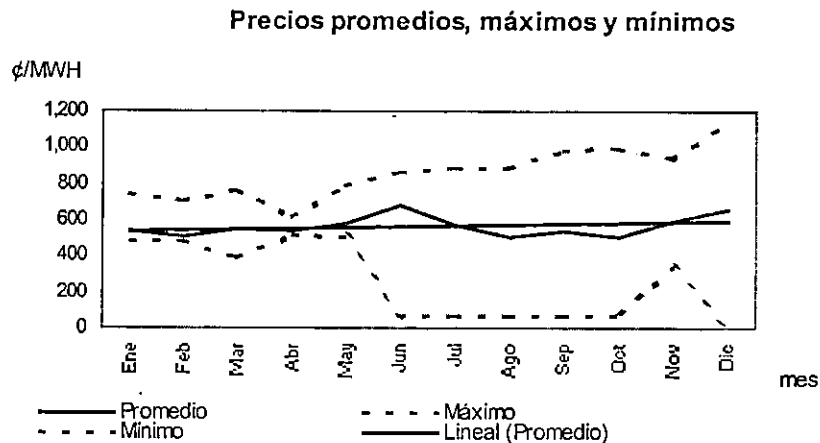


Figura 4: Precios promedios máximos y mínimos en el MRS durante 1999

Se puede observar que el promedio de los precios promedios en el MRS es de ¢ 559.55 por MWh y su tasa interna de crecimiento (TIC) o razón de cambio esta dado por la ecuación:

$$TIC = \left[\left[\frac{\text{Primer_mes}}{\text{Ultimo_mes}} \right]^N - 1 \right] \times 100\%$$

Donde :

N : Número de meses

Evaluando la ecuación se tiene:

$$TIC = \left[\left[\frac{536.62}{651.19} \right]^{12} - 1 \right] \times 100\%$$

$$TIC = 1.6\%$$

Para la evaluación económica se tomara el precio promedio en el MRS considerando un crecimiento anual proporcionado por la TIC, que será aplicado para evaluaciones en años posteriores a 1999.

4.3.2 Costos de turbinas a gas

A partir de valores existentes en el mercado se tiene que los costos de inversión en turbinas a gas incluyendo instalación (10% del costo de la turbina) son los siguientes:

Tabla 8: Costos de inversión Para Turbinas a Gas

Capacidad en MVA	Costo de turbina MUS\$	Costos instalación 10% MUS\$	Inversión en MUS\$	MUSD\$/MVA
2	1,500	150	1,650	825
5.6	2,200	220	2,420	432
11.2	6,000	600	6,600	589
13.7	7,250	725	7,975	582

Considerando que los valores utilizados en los flujos de potencia no se encuentran en la tabla anterior se ha tenido que aplicar el método estadístico de regresión simple para relacionar los datos y ajustar los costos de inversión a los valores de capacidad considerados en la simulación.

A continuación se presenta una tabla con los costos aproximados obtenidos de dicha regresión:

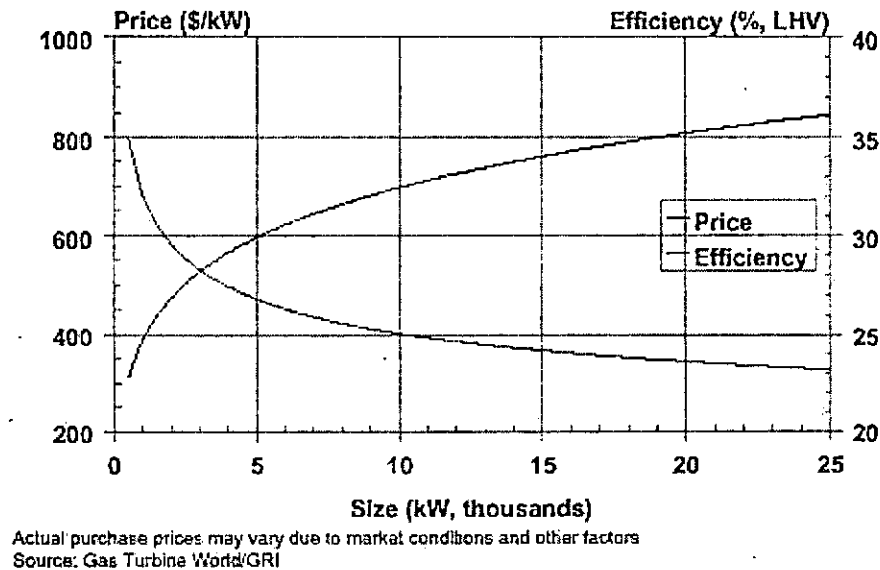
Tabla 9: Proyección de Costos de inversión Para Turbinas a Gas

Capacidad en MVA	Costo de turbina MUS\$	Costos Instalación 10% MUS\$	Inversión en MUSD\$	MUSD\$/MVA
5.1	2,656	266	2,922	573
10.2	5,322	532	5,854	574
15.3	7,988	799	8,786	574
20.4	10,653	1,065	11,718	574
25.3	13,214	1,321	14,535	575
30.6	15,984	1,598	17,583	575
35.7	18,650	1,865	20,515	575
40.8	21,315	2,132	23,447	575
45.7	23,876	2,388	26,264	575
51	26,646	2,665	29,311	575
56.1	29,312	2,931	32,243	575

Del análisis realizado y con los datos anteriores se puede estimar que el costo por MVA instalado se encuentre cerca de 575,000.00 US\$. Con este valor se puede obtener el costo de cualquier capacidad de turbina a instalar.

De un estudio realizado por el Instituto de Investigación de Gas [14] (GRI por su siglas en Ingles de: Gas Research Institute) obtuvimos la siguiente grafica:

Figura 5: Características de precio y eficiencia para turbinas de gas



Nótese que los precios se reducen hasta aproximadamente \$350/kw para turbinas arriba de 25 MW, este valor no incluye costos de instalación, por lo que consideramos que \$575/kw es un valor bastante seguro para considerarse en la evaluación económica, sin embargo si alguien decide usar un valor menor siempre y cuando no baje de \$400/kw, puede hacerlo. Otra razón por la que se usa el valor de

\$575/kw es que se han obtenido de análisis sobre las hojas de datos proporcionadas por fabricantes de turbinas y además de este dato también se usan los datos de consumo de combustible que están asociados a la relación de calor para las turbinas.

De igual manera se ha estimado los valores de la relación de calor, ya que esta relación determinara el consumo en combustible para cada una de las turbinas. De datos de fabricante se tienen los siguientes valores:

Tabla 10: Relación de Calor Para Turbinas a Gas

Capacidad en MVA	Relación de calor de la turbina kjoules/KWH
2	14,400.00
5.6	11,727.00
11.2	11,250.00
13.7	10,295.00

Al realizar una regresión simple para relacionar los datos y ajustar los valores de relación de calor a las capacidades de turbinas seleccionadas se tiene los siguientes resultados:

Tabla 11: Proyección de Relación de Calor Para Turbinas a Gas

Capacidad en MVA	Relación de calor de la turbina
5.1	11,274
10.2	10,473
15.3	9,673
20.4	8,873
25.3	8,103
30.6	7,272
35.7	6,471
40.8	5,671
45.7	4,902
51	4,070
56.1	3,270

Con estos resultados de relación de calor se calculan los costos de consumo de combustible para las diferentes turbinas usadas. Para determinar los costos por Operación y Mantenimiento, el fabricante sugiere que se aplique $\$0.04/\text{kwh}$ producido, que equivale a $\$0.00457/\text{kwh}$, el estudio realizado por el Instituto de Investigación de Gas, se sugiere un valor de $\$0.005/\text{kwh}$ producido, por lo que usaremos este valor para el análisis económico, por ser el mas alto.

4.3.3 Proyección de la demanda.

Un informe presentado por la Unidad de Transacciones División de mercadeo muestra que la demanda de energía en El Salvador crecerá durante el primer quinquenio del próximo siglo a una tasa del 3.8%.

4.4 Análisis económico y proyección de las Inversiones.

Tomando en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente, los resultados obtenidos en concepto de ahorro en pérdidas de potencia del capítulo tres y la proyección de la demanda; a continuación realizamos un análisis económico que representa una opción para la orientación de un plan de inversiones, los cuadros presentados han sido elaborados sobre la base de la información existente y de ninguna manera se pretende establecer un formato de análisis a seguir, en el cual se hayan considerado todos los aspectos relacionados al tema, ya que sabemos que son los inversionistas mismos quienes tienen mayor conocimiento de todos los parámetros necesarios para evaluar de forma más adecuada las opciones presentadas; sin embargo pretendemos proporcionar una base sencilla para la realización de dicho estudio.

El modelo planteado se basa en un programa de inversión adicionando generación distribuida en forma gradual para los puntos seleccionados, de la siguiente manera: para el año 2000 instalar GD en San Antonio Abab, para el año 2001 en Soyapango y para el año 2002 en Nejapa, como se puede ver en las tablas 12, 13 y 14 respectivamente. Los resultados son los siguientes:

- Para el año 2000 a partir de 40 Mw hasta 60 Mw en San Antonio Abab, la inversión resulta rentable con Tasas Internas de Retorno de 18.1% al 29.3% y con VAN de 27,047 MUS\$ a 56,436 MUS\$.
- Para el año 2001 a partir de 35 Mw hasta 60 Mw en Soyapango, la inversión resulta rentable con Tasas Internas de Retorno de 15.1% al 30.2% y con VAN de 20,620 MUS\$ a 58,078 MUS\$.
- Para el año 2002 a partir de 30 Mw hasta 60 Mw en Nejapa, la inversión resulta rentable con Tasas Internas de Retorno de 15.6% al 34.3% y con VAN de 18,125 MUS\$ a 65,373 MUS\$.

Finalmente se presentan en las figuras 6,7,8 y 9; las graficas del impacto que tiene la implementación de Generación distribuida en los puntos seleccionados incluyendo San Miguel en cuanto al ahorro en perdidas.

Análisis Económico Año 2000

Factor de carga (FC):	$0.67fc=E/\text{período}/D_{\text{max}}$
Factor de pérdidas (FP):	$0.52fp=fc*(0.3+0.7*fc)$
Precio promedio de energía \$/MWH	64.97
Intereses :	15%
Plazo :	15 años
Gastos por Operac/Mantto:	0.005\$/Kwh Producido

San Antonio Abad

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11
DATOS PARA EVALUACIÓN											
Capacidad de turbina a Instalar Mw:	5.1	10.2	15.3	20.4	25.3	30.6	35.7	40.8	45.7	51	56.1
Horas de Operac. Vida Util:	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Vida Util de la Turbina (años):	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Días de Mantto por año :	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Factor de Servicio :	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Tiempo de Operación anual (h/año):	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753
Energía producida anual (MWH) :	29,342	58,685	88,027	117,370	145,562	176,055	205,397	234,740	262,932	293,425	322,767
Relación de calor de la turbina Kjoules/KWH :	11,274	10,473	9,673	8,873	8,103	7,272	6,471	5,671	4,902	4,070	3,270
Consumo anual de combustible (MGal/año):	2,651	4,926	6,824	8,346	9,453	10,260	10,652	10,668	10,329	9,571	8,457
Precio del Combustible (\$/Gal):	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
Perdidas Mw :	9.90	9.67	9.47	9.27	9.11	8.93	8.78	8.64	8.53	8.41	8.31
Ahorro en pérdidas MW:	0.24	0.46	0.67	0.86	1.02	1.21	1.36	1.49	1.60	1.73	1.82
FLUJO DE CAJA											
Costo de la Turbina MUS\$:	-2,656	-5,322	-7,988	-10,653	-13,214	-15,984	-18,650	-21,315	-23,876	-26,646	-29,312
Costos de Instalación (10% turbina) MUS\$:	-266	-532	-799	-1,065	-1,321	-1,598	-1,865	-2,132	-2,388	-2,665	-2,931
Monto del crédito MUS\$:	-2,922	-5,854	-8,786	-11,718	-14,535	-17,583	-20,515	-23,447	-26,264	-29,311	-32,243
Costo de MWH (\$):	70.561	67.145	63.709	60.268	56.961	53.382	49.938	46.493	43.184	39.603	36.158
Costo anual en Combustible MUS\$:	-1,424	-2,646	-3,665	-4,483	-5,078	-5,511	-5,722	-5,730	-5,548	-5,141	-4,543
Costo anual O & M MUS\$:	-147	-293	-440	-587	-728	-880	-1,027	-1,174	-1,315	-1,467	-1,614
Gastos anualidad préstamo MUS\$:	-500	-1,001	-1,503	-2,004	-2,486	-3,007	-3,508	-4,010	-4,492	-5,013	-5,514
Ahorro en pérdidas anuales MUS\$:	46	89	129	166	198	232	261	288	309	333	352
Ingreso por venta de energía MUS\$:	1,906	3,813	5,719	7,626	9,457	11,439	13,345	15,251	17,083	19,064	20,971
Flujo Neto de efectivo MUS\$:	-118	-39	240	718	1,364	2,273	3,349	4,626	6,038	7,777	9,652
VAN MUS\$:	-691	-227	1,403	4,199	7,973	13,290	19,584	27,047	35,307	45,472	56,436
TIR :	NO	NO	NO	-1.0%	4.6%	9.7%	14.1%	18.1%	21.8%	25.7%	29.3%

Tabla 12: Evaluación económica año 2000

Análisis Económico Año 2001

Factor de carga (FC):	$0.67fc=E/\text{periodo}/D_{\text{max}}$
Factor de pérdidas (FP):	$0.52fp=fc*(0.3+0.7*fc)$
Precio promedio de energía \$/MWH	66.01
Intereses :	15%
Plazo :	15Años
Gastos por Operac/Mantto :	0.005\$/Kwh Producido

Soyapango

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11
DATOS PARA EVALUACION											
Capacidad de turbina a Instalar Mw:	5.1	10.2	15.3	20.4	25.3	30.6	35.7	40.8	45.7	51	56.1
Horas de Operac. Vida Util:	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Vida Util de la Turbina (años):	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Días de Mantto por año :	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Factor de Servicio :	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Tiempo de Operación anual (h/año):	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753
Energía producida anual (MWH) :	29,342	58,685	88,027	117,370	145,562	176,055	205,397	234,740	262,932	293,425	322,767
Relación de calor de la turbina Kjoules/KWH :	11,274	10,473	9,873	8,873	8,103	7,272	6,471	5,671	4,902	4,070	3,270
Consumo anual de combustible (MGal/año):	2,651	4,926	6,824	8,346	9,453	10,260	10,652	10,668	10,329	9,571	8,457
Precio del Combustible (\$/Gal):	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
Pérdidas Mw :	9.93	9.74	9.56	9.40	9.25	9.11	8.99	8.88	8.78	8.69	8.62
Ahorro en pérdidas MW:	0.21	0.40	0.57	0.74	0.89	1.02	1.15	1.26	1.36	1.44	1.52
FLUJO DE CAJA											
Costo de la Turbina MUS\$:	-2,656	-5,322	-7,988	-10,653	-13,214	-15,984	-18,650	-21,315	-23,876	-26,646	-29,312
Costos de Instalación (10% turbina) MUS\$:	-266	-532	-799	-1,065	-1,321	-1,598	-1,865	-2,132	-2,388	-2,665	-2,931
Monto del crédito MUS\$:	-2,922	-5,854	-8,786	-11,718	-14,535	-17,583	-20,515	-23,447	-26,264	-29,311	-32,243
Costo de MWH (\$):	70.561	67.145	63.709	60.268	56.961	53.362	49.938	46.493	43.184	39.603	36.158
Costo anual en Combustible MUS\$:	-1,424	-2,646	-3,665	-4,483	-5,078	-5,511	-5,722	-5,730	-5,548	-5,141	-4,543
Costo anual O & M MUS\$:	-147	-293	-440	-587	-728	-880	-1,027	-1,174	-1,315	-1,467	-1,614
Gastos anualidad préstamo MUS\$:	-500	-1,001	-1,503	-2,004	-2,486	-3,007	-3,508	-4,010	-4,492	-5,013	-5,514
Ahorro en pérdidas anuales MUS\$:	40	78	112	144	174	201	225	247	266	283	297
ingreso por venta de energía MUS\$:	1,937	3,874	5,811	7,748	9,609	11,622	13,558	15,495	17,356	19,369	21,306
Flujo Neto de efectivo MUS\$:	-93	11	315	818	1,491	2,424	3,526	4,828	6,268	8,031	9,932
VAN MUS\$:	-546	65	1,842	4,786	8,720	14,175	20,620	28,232	36,650	46,961	58,078
TIR :	NO	NO	-6.9%	0.6%	5.9%	10.8%	15.1%	19.1%	22.8%	26.6%	30.2%

Tabla 13: Evaluación económica año 2001

Análisis Económico Año 2002

Factor de carga (FC):	0.67fc=E/periodo/Dmax
Factor de pérdidas (FP):	0.52fp=fc*(0.3+0.7*fc)
Precio promedio de energía \$/MWH	69.97
Intereses :	15%
Plazo :	15 años
Gastos por Operac/Manto :	0.005\$/Kwh Producido

Nejapa

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9	Caso 10	Caso 11
DATOS PARA EVALUACION											
Capacidad de turbina a Instalar Mw:	5.1	10.2	15.3	20.4	25.3	30.6	35.7	40.8	45.7	51	56.1
Horas de Operac. Vida Util:	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Vida Util de la Turbina (años):	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Días de Manto por año :	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Factor de Servicio :	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Tiempo de Operación anual (h/año):	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753	5,753
Energía producida anual (MWH) :	29,342	58,685	88,027	117,370	145,562	176,055	205,397	234,740	262,932	293,425	322,767
Relación de calor de la turbina Kjoules/KWH :	11,274	10,473	9,673	8,873	8,103	7,272	6,471	5,671	4,902	4,070	3,270
Consumo anual de combustible (MGal/año):	2,651	4,926	6,824	8,346	9,453	10,260	10,652	10,668	10,329	9,571	8,457
Precio del Combustible (\$/Gal):	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
Perdidas Mw :	9.96	9.80	9.65	9.52	9.39	9.27	9.17	9.07	8.99	8.92	8.85
Ahorro en pérdidas MW:	0.17	0.33	0.48	0.62	0.75	0.86	0.97	1.06	1.15	1.22	1.28
FLUJO DE CAJA											
Costo de la Turbina MUSS :	-2,656	-5,322	-7,988	-10,653	-13,214	-15,984	-18,650	-21,315	-23,876	-26,646	-29,312
Costos de Instalación (10% turbina) MUSS:	-266	-532	-799	-1,065	-1,321	-1,598	-1,865	-2,132	-2,388	-2,665	-2,931
Monto del crédito MUSS:	-2,922	-5,854	-8,786	-11,718	-14,535	-17,583	-20,515	-23,447	-26,264	-29,311	-32,243
Costo de MWH (\$):	70,561	67,145	63,709	60,268	56,981	53,382	49,938	46,493	43,184	39,603	36,158
Costo anual en Combustible MUSS :	-1,424	-2,646	-3,665	-4,483	-5,078	-5,511	-5,722	-5,730	-5,548	-5,141	-4,543
Costo anual O & M MUSS :	-147	-293	-440	-587	-728	-880	-1,027	-1,174	-1,315	-1,467	-1,614
Gastos anualidad préstamo MUSS :	-500	-1,001	-1,503	-2,004	-2,486	-3,007	-3,508	-4,010	-4,492	-5,013	-5,514
Ahorro en pérdidas anuales MUSS :	36	69	100	129	155	179	201	220	238	253	266
ingreso por venta de energía MUSS :	2,053	4,106	6,159	8,213	10,185	12,319	14,372	16,425	18,398	20,531	22,585
Flujo Neto de efectivo MUSS :	18	235	651	1,267	2,049	3,100	4,316	5,732	7,281	9,164	11,180
VAN MUSS :	108	1,373	3,809	7,411	11,981	18,125	25,236	33,516	42,576	53,584	65,373
TIR :	NO	-5.8%	1.4%	6.8%	11.2%	15.6%	19.6%	23.4%	27.0%	30.7%	34.3%

Tabla 14: Evaluación económica año 2002

Figura 6: Modelo Económico San Antonio Abab

Grafico de Modelo Económico San Antonio Abad

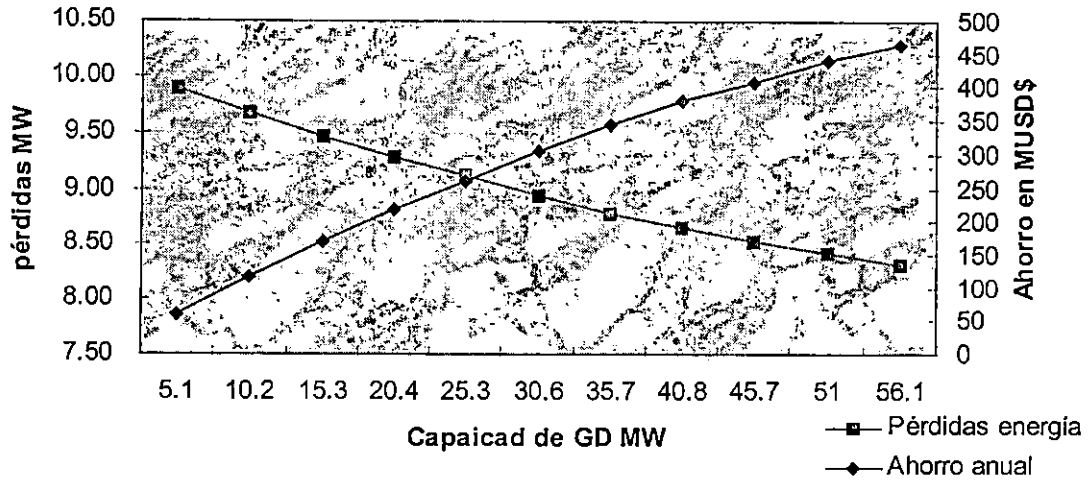


Figura 7: Modelo Económico Soyapango

Grafico de Modelo Económico Soyapango

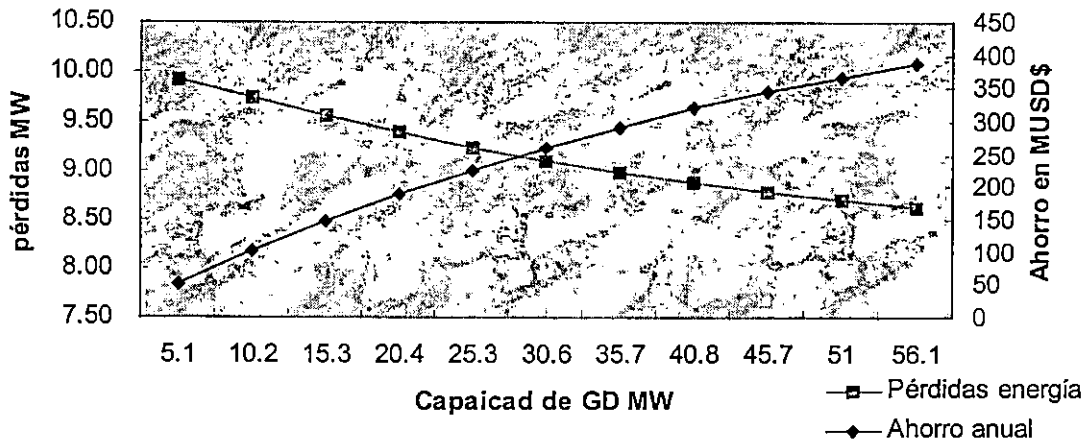


Figura 8: Modelo Económico Nejapa

Grafico de Modelo Económico Nejapa

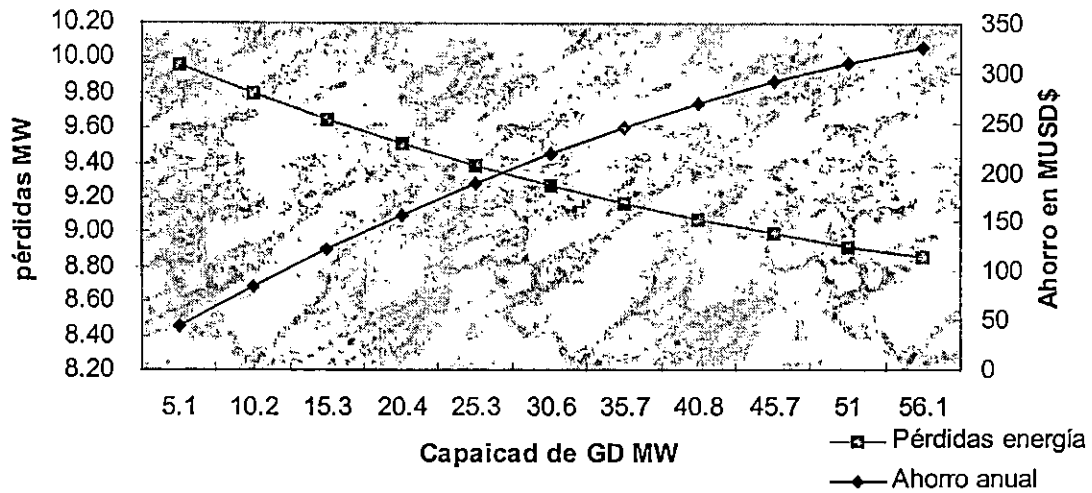
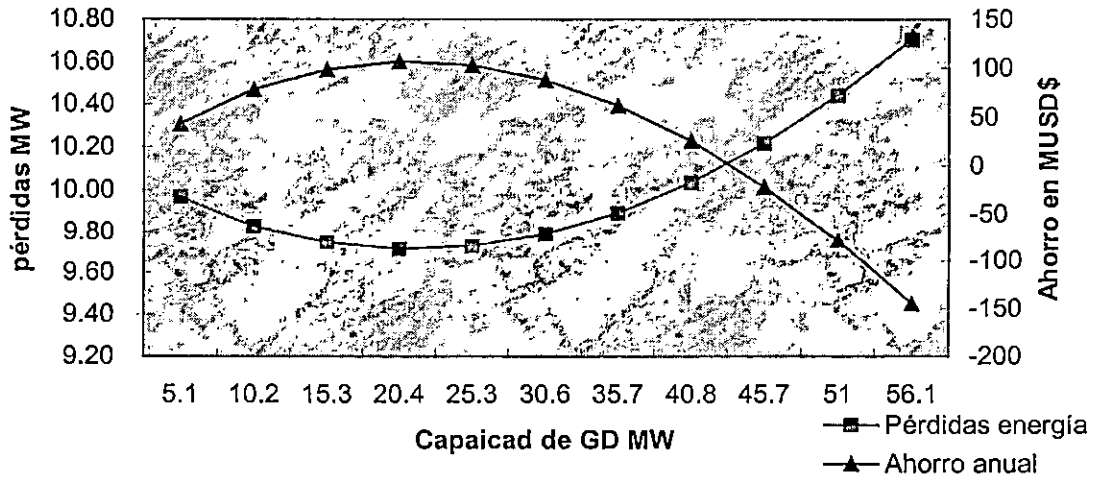


Figura 9: Modelo Económico San Miguel

Grafico de Modelo Económico San Miguel



4.5 Conclusiones Capitulo 4

Los métodos del valor presente VP y la tasa interna de rendimiento TIR, son métodos ampliamente aceptados para evaluar proyectos y elaborar proformas de inversión, pero la exactitud de los resultados dependerá en gran parte medida de que las consideraciones hechas sean todas aquellas que influyan directamente en los ingresos y egresos reales del proyecto. La omisión o exceso de estas pueden alejar o distorsionar los resultados, por lo que serán los inversionistas mismos quienes deberán tener el cuidado y criterio de considerar exactamente todos los parámetros que modelen el proyecto. El modelo empleado ha sido en base a criterios proporcionados por información existente, probablemente existan para cada proyecto en particular consideraciones que no apliquen o algunas que deban incluirse. Lo que se ha pretendido en este modelo es sentar una base, sobre la cual los resultados obtenidos demuestran una viabilidad económica para los casos analizados en particular.

Conclusiones Generales

- La generación distribuida es fundamentalmente diferente del modelo de planta central tradicional para generación de potencia, en el primer modelo se puede llevar energía eléctrica directamente a la red de distribución de potencia o donde es consumida, en lugar de vía sistema de transmisión.
- La generación distribuida es aquella que produce electricidad en unidades pequeñas y cerca de cargas específicas.
- Este estudio muestra que la correcta ubicación de las unidades de GD puede tener un impacto significativo en su capacidad efectiva. Consideramos importante se tome en cuenta las curvas de Generación adicionada vrs. Pérdidas ya que estas proporcionan una visión del punto óptimo de generación a adicionar, por que como se menciona anteriormente estas curvas presentan unas pendientes menores cercanas al punto de inflexión donde las perdidas empiezan a incrementarse.
- Los métodos del valor presente VP y la tasa interna de rendimiento TIR, son métodos ampliamente aceptados para evaluar proyectos y elaborar proformas de inversión.

Referencias

- [1] H. Lee Willis and Walter G. Scott, *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*. New York: Marcel Dekker, 2000.
- [2] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "What is Distributed Generation", Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- [3] A. S. Pabla, *Electric Power Distribution Systems*. Second Edition. New Delhi: McGraw-Hill, 1989.
- [4] An Arthur D. Little White Paper, "Distributed Generation: Understanding the Economics", Arthur D. Little, 1999.
- [5] J. Paffenbarger, "Electric Power Technology: Opportunities and Challenges of Competition," International Energy Agency (IEA), Paris, France, 1999.
- [6] Gas Research Institute, "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets," in Distributed Generation Forum, March 1999.
- [7] R. B. Alderfer, T. J. Starrs, and M. M. Eldridge, "Making Connections: Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects," National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, U.S., May 2000.
- [8] CIGRE (1999): "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system," CIGRE working group 37.23, Final Report, February 1999.
- [9] Black and Veatch, *Power Plant Engineering*. New York: Chapman and Hall, 2000.
- [10] The Research Council of Norway: "New Renewable Energy – Norwegian Developments", published by The Research Council of Norway in cooperation with The Norwegian Water Resources and Energy Administration (NVE), Oslo, Norway, July 1998.
- [11] V. Del Toro, *Electric Power Systems*, "Optimal Economic Dispatch of Generators", Prentice-Hall, Ch.7, 1992.
- [12] A. J. Wood and B. F. Woollenberg, *Power Generation, Operation & Control*, "Transmission Losses," John Wiley & Sons, Inc., Ch. 4, 1984.
- [13] T. Griffin, *The Impact of Dispersed Fuel Cell Generation on Electric Power Systems*, Washington State University, M.S. Thesis, expected May 2000.
- [14] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, "Design Considerations of Primary Systems," McGraw-Hill, Ch. 5, 1986.

Anexos

Cuadro 1. CENTRALES GENERADORAS DE ENERGIA ELECTRICA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

NOMBRE	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
			(MW)	(%)	(MW)	(%)
HIDRAULICA			388,0	39,26	383,6	43,76
1 - Guajoyo	Hidráulica	(1x15.00)	15,0	1,52	15,0	1,71
2 - Cerrón Grande	Hidráulica	(2x67.50)	135,0	13,66	135,0	15,40
3 - 5 de Noviembre	Hidráulica	(4x15.00)+(1x21.40)	81,4	8,24	77,0	8,78
4 - 15 de Septiembre	Hidráulica	(2x78.3)	156,6	15,84	156,6	17,86
GEOTERMICA			150,0	15,18	110,0	12,55
5 - Ahuachapán	Geotérmica	(2x30.00)+(1x35.00)	95,0	9,61	54,0	6,16
6 - Berlín *	Geotérmica	(2x 27.50)	55,0	5,56	56,0	6,39
TERMICA			450,4	45,57	383,0	43,69
7 - a) Acajutla**	Vapor	(1x30.00)+(1x33.00)	63,0	6,37	63,0	7,19
b) Acajutla**	Gas	(2x37.50)+(1x82.10)	157,1	15,89	123,0	14,03
8 - Soyapango**	Gas	(2x16.70)+(1x20.50)	53,9	5,45	50,0	5,70
9 - San Miguel**	Gas	(1x25.30)+(5x 1.32)	31,9	3,23	20,0	2,28
10 - Nejapa Power (Privada)	Motores	(27x5.35)	144,5	14,62	127,0	14,49
TOTAL :			988,4	100,00	876,6	100,00

* : La Central Geotérmica de Berlín fue inaugurada en Julio de 1999 y fueron retiradas dos unidades Bocapozo de 5 MW c/una.

** :La Generadora Acajutla S.A. de C.V. y la Generadora Salvadoreña, S.A. de C.V. fueron adquiridas por Duke Energy International.

NOTA : Se ha tomado la capacidad de placa de las unidades.

Fuente : Empresas Generadoras



Resumen estadístico Mercado Mayorista Mayo - 2000

Generación	GWh	%
CEL	92.68	26.1%
GESAL	63.85	18.0%
Generadora Acajutla	47.95	13.5%
Generadora Salvadoreña	5.31	1.5%
Nejapa Power Company	75.64	21.3%
AES Clesa	5.68	1.6%
Sub-total	291.11	81.9%

Importación		GWh	%
	AES CLESA	8.78	2.5%
	CAESS	52.31	14.7%
	DELSUR	2.96	0.8%
	Desvíos	0.26	0.1%
	Sub-total	64.30	18.0%

TOTAL DE INYECCIONES	355.41	100%
-----------------------------	---------------	-------------

Pérdidas de transmisión	11.24	3.2%
--------------------------------	--------------	-------------

Demanda Máxima de Potencia	717	MW
-----------------------------------	------------	-----------

Tasa de crecimiento de energía (%)	4.1
---	------------

Demanda	GWh	%
Contratos	249.03	74.0%
MRS	87.62	26.0%
TOTAL DEMANDA NACIONAL	336.65	100%

Exportación		GWh	%
	GENERSAL	0.02	0.27%
	CEL	4.09	54.3%
	GESAL	0.21	2.79%
	ACAJUTLA	3.21	42.62%
	Sub-total	7.52	100.00%

Precio promedio del MRS	650.94	¢ / MWh
a) Precio Máximo	1695.20	¢ / MWh
b) Precio Mínimo	417.00	¢ / MWh

Estado de líneas de transmisión 115-230 kv al 31 de diciembre de 1999

1 milla 1.6093404 Km

No. DE SUBESTACION	A SUBESTACION	CODIGO DE LINEA	TIPO DE CONDUCTOR	Cruce	Cond	Fase	TEMP. (AMP.)	(km)	(MVA)	R. (Ohm/milla)	Xd(Ohm/milla)	Xd'(Ohm/milla)	R. (Ohm)	Xd(Ohm)	Xd'(Ohm)
1	5 DE NOVIEMBRE	CERRON GRANDE	L7-10-11-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	18.10	133.30	0.1943	0.4320	0.0992	5.7	12.6	2.9
2	6 DE NOVIEMBRE	SN RAFAEL CEDR.	L7-10-32-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	2	1340	30.00	266.59	0.194	0.432	0.099	9.4	20.9	4.8
3	GUALOYO	SANTA ANA	L7-11-35-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	27.77	193.30	0.194	0.432	0.099	8.7	19.3	4.4
4	ACAJUTLA	OPICO	L7-13-98-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	64.54	133.30	0.194	0.432	0.099	20.2	44.9	10.3
5	ACAJUTLA	SONSONATE	L7-13-41-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	23.47	133.30	0.194	0.432	0.099	7.3	16.3	3.7
6	SONSONATE	ATEOS	L7-41-42-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	28.50	133.30	0.194	0.432	0.099	9.0	20.1	4.6
7	NVO CUSCATLAN	ATEOS	L7-42-44-01	ACSR-477MCM FLICKER	1/2	1	670	23.80	133.30	0.194	0.432	0.099	7.4	16.5	3.8
8	AHUACHAPAN	SANTA ANA	L7-18-39-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	36.95	133.30	0.194	0.432	0.099	11.4	25.3	5.8
9	AHUACHAPAN	SONSONATE	L7-16-41-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	25.05	133.30	0.194	0.432	0.099	7.8	17.4	4.0
10	CERRON GRANDE	SAN MARTIN	L7-17-43-01	ACSR-477MCM FLICKER	1/2	1	670	52.50	133.30	0.194	0.432	0.099	16.4	36.5	8.4
11	15 DE SEPTIEM.	SN RAFAEL CEDR.	L7-18-32-02	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	40.98	133.30	0.194	0.432	0.099	12.8	28.5	6.5
12	15 DE SEPTIEM.	SN RAFAEL CEDR.	L7-18-32-02	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	40.98	133.30	0.194	0.432	0.099	12.8	28.5	6.5
13	15 DE SEPTIEM.	BERLIN	L7-18-21-01	ACSR-477MCM FLICKER	1/2	1	670	15.54	72.62	0.194	0.432	0.099	4.9	10.8	2.5
14	BERLIN	BERLIN	L7-21-34-01	ACSR-477MCM FLICKER	1/2	1	365	4.10	72.62	0.194	0.432	0.099	12.5	27.9	6.4
15	15 DE SEPTIEM.	SAN MIGUEL	L7-32-43-02	AAAC-46-ALLIANCE	1	1	365	44.50	172.62	0.194	0.432	0.099	0.0	0.0	0.0
16	SN RAFAEL CEDR.	SAN MARTIN	L7-32-43-02	ACSR-477MCM FLICKER	2	2	670	20.95	133.30	0.192	0.424	0.099	6.6	14.6	3.3
17	SN RAFAEL CEDR.	SAN MARTIN	L7-32-43-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	20.96	133.30	0.192	0.424	0.099	6.5	14.3	3.3
18	SOYAPANGO	NEJAPA	L7-30-37-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	10.10	133.30	0.194	0.432	0.099	3.2	7.0	1.6
19	SOYAPANGO	SAN MARTIN	L7-30-43-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	11.20	133.30	0.192	0.424	0.099	3.5	7.6	1.8
20	SANTA ANA	OPICO	L7-35-38-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	23.00	133.30	0.194	0.432	0.099	7.2	16.0	3.7
21	SN ANTONIO ABAD	NEJAPA	L7-36-97-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	2	1340	6.60	266.59	0.194	0.432	0.099	2.1	4.8	1.1
22	NVO CUSCATLAN	SN ANTONIO ABAD	L7-36-42-01	ACSR-477MCM FLICKER	2	2	1340	11.70	266.59	0.194	0.432	0.099	3.7	8.1	1.9
23	NEJAPA	OPICO	L7-37-38-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	19.47	133.30	0.194	0.432	0.099	6.1	13.5	3.1
24	NVO CUSCATLAN	S. TOMAS	L7-42-48-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	1340	17.90	266.59	0.194	0.432	0.099	5.6	12.4	2.9
25	S. TOMAS	SAN MARTIN	L7-46-43-01	ACSR-477MCM FLICKER	2	2	1340	14.10	266.59	0.194	0.432	0.099	4.4	9.8	2.3
26	CERRON GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-01	ACSR-477MCM FLICKER	2	2	1340	40.00	266.59	0.194	0.432	0.099	12.5	27.8	6.4
27	CERRON GRANDE	NEJAPA	L7-17-37-02	ACSR-477MCM FLICKER	2	2	1340	40.00	266.59	0.194	0.432	0.099	12.5	27.8	6.4
28	NEJAPA	SAN MARTIN	L7-37-43-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	1340	16.40	266.59	0.194	0.432	0.099	5.1	11.4	2.6
29	SN RAFAEL CEDR.	TECOLUCCA	L7-32-39-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	31.00	133.30	0.194	0.432	0.099	9.7	21.6	4.9
30	SAN MARTIN	SAN BARTOLO	L7-43-45-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	1	670	3.50	133.30	0.194	0.432	0.099	1.1	2.4	0.6
LINEAS DE TRANSMISION DE 230KV															
31	AHUACHAPAN	GUATEMALA ESTE	L8-16-00-01	ACSR-477MCM FLICKER	1	2	1200	112.57	477.48	0.1931	0.430	0.988	35.0	77.9	179.0
LINEAS DE TRANSMISION DE 115KV															
OPICO															
ACAJUTLA															
SONSONATE															
ATEOS															
SANTA ANA															
SAN MARTIN															
CERRON GRANDE															
SN RAFAEL CEDR.															
BERLIN															
S. TOMAS															
NEJAPA															
SAN MIGUEL															
SOYAPANGO															
SANTA ANA															
SN ANTONIO ABAD															
NVO CUSCATLAN															
TECOLUCCA															
EL PEDREGAL															
N.CUSCATLAN															

Fuente: Empresa Transmisora

TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A LA EMPRESA TRANSMISORA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

Nombre	Marca	Número de Serie	Capacidad MVA	Impedancia	Voltaje Nominal (KV)	Fases	Observación
15 DE SEPTIEMBRE 46 (1)	Hilachi	519184-1	15/20	10,70	110/46-23	3	Conectado en paralelo
15 DE SEPTIEMBRE 46 (2)	Mitsubishi	540167	15/20	11,41	110/46-23	3	Conectado en paralelo
ACAUTLA 34.5	North American	51208-1	30/40/50	6,90	110/34.4	3	
ACAUTLA 46	Osaka	5BA186301	15/20	6,70	110/46	3	
AHUACHAPAN (1)	Mitsubishi	574671	75/125/156.2 5	5,9/10,8/8,5	230/115/46323	3	Autotransformador con LTC (interconexión)
AHUACHAPAN (2)	Mitsubishi	574671	75/125/156.2 5	5,9/10,8/8,5	230/115/463-23	3	Autotransformador con LTC (interconexión)
ATEOS 46	Efacec	C-13101	45/60/75	6,57	110/46-23	3	Transformador con LTC
ATEOS 34	Mitsubishi	543463	15/20	8,58	110/34.5	3	Transformador con LTC
CERRON GRANDE 46	Hilachi	519183-1	15/20	11,80	110/46-23	3	
GUAJUJO 46	Osaka	5BA186501	30/40/50	8,50	110/46	3	
NUEVO CUSCATLAN 23 (2)	Uniao	500272	30/40/50	6,32	110/46-23	3	Conectado en paralelo (sustituido por daños el 15 de febrero de 2000, por un General Electric de la misma capacidad)
NUEVO CUSCATLAN 23 (1)	Osaka	5BA186401	30/40/50	6,10	110/46-23	3	Conectado en paralelo
NEJAPA 23 (1)	Coemsa/Ansaldo	111,1062	30/40/50	6,83	110/46-23	3	Transformador en paralelo con LTC
NEJAPA 23 (2)	Coemsa/Ansaldo	111,1063	30/40/50	6,83	110/46-23	3	Transformador en paralelo con LTC
OPICO 46	Pauwels	9143891	20	10,76	110/46-23	3	Subestación móvil
SANTA ANA 46	Osaka	5BA186502	30/40/50	6,40	110/46-23	3	
SAN ANTONIO ABAD 23 (1)	Mitsubishi	553890	30/40/50	6,52	110/46-23	3	Conectado en paralelo
SAN ANTONIO ABAD 23 (2)	Mitsubishi	553891	30/40/51	6,52	110/46-24	3	Conectado en paralelo
SAN BARTOLO 23	H. K. Porter	H. K. Porter	30/40/50	6,60	110/46-23	3	
SAN MIGUEL 46 (1)	Westinghouse	RFS-2533-1	30/40/50	6,80	110/46-23	3	Conectado en paralelo
SAN MIGUEL 46 (2)	Westinghouse	RCS-2513-2	30/40/50	6,80	110/46-24	3	Conectado en paralelo
SONSONATE 46	Coemsa/Ansaldo	111,106/1	30/40/50	6,28	110/46-23	3	
SOYAPANGO 23	Osaka	5A0690001	30/40/50	6,50	110/46-23	3	Conectado en paralelo
SOYAPANGO 23	Osaka	5A0690002	30/40/50	6,50	110/46-23	3	Conectado en paralelo
SOYAPANGO 46	Westinghouse	A357728	30/40/50	6,30	110/46-23	3	
SAN RAFAEL CEDROS 46	HK Porter	E-73380287	30/40/50	6,50	110/46-23	3	
SANTO TOMAS 46	Coemsa/Ansaldo	111,107/1	45/60/75	6,28	110/46-23	3	Transformador con LTC
TECOLUCA 46	Coemsa/Ansaldo	111,106/4	30/40/50	6,27	110/46-23	3	Transformador con LTC

TRANSFORMADORES DE POTENCIA PERTENECIENTES A LAS EMPRESAS GENERADORAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

LOCALIZACION SUBESTACION /DEPARTAMENTO	MARCA	TENSION NOMINAL (KV)	CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	FASES	IMPEDANCIA EN %	NUMERO DE SERIE	OBSERVACIONES
5 de Noviembre/Chalate.	DELTA STAR	120 /13.2	25/33.3/41.7	3	8.3	E-74470689	Unidades No. 1 y No. 2
5 de Noviembre/Chalate.	ACEC	120 /13.2	13.3/16.7	3	12.5	45656	Unidad No. 3
5 de Noviembre/Chalate.	HITACHI	120 /13.2	13.3/16.7	3	10	519182-1	Unidad No. 4
5 de Noviembre/Chalate.	Mitsubishi	120 /13.2	15/20/25	3	7.93	544328	Unidad No. 5
Guajoyo/Santa Ana	Mitsubishi	120 /13.8	13.75/18.30	3	8.54	540168	Unidad No. 1
Guajoyo/Santa Ana	Osaka	110 /46	30/40/50	3	6.8/8.6/10.7	5BA186501	Enlace
Acajutla/Sonsonate	Mitsubishi	120 /13.2	27.5/33	3	10.40	544241	Unidad No. 1
Acajutla/Sonsonate	Mitsubishi	120 /13.2	29/38.667	3	9.85	549508	Unidad No. 2
Acajutla/Sonsonate	TUBOS TRANSELECTRIC	120 /13.2	30/40/50	3	5.85	33572	Unidad No. 5
Acajutla/Sonsonate	TUBOS TRANSELECTRIC	120 /13.2	30/40/50	3	5.85	33573	Unidad No. 5
Acajutla/Sonsonate	TUBOS TRANSELECTRIC	13.2 /120	30/40/50	3	--	33574	Unidad No. (1001)
Acajutla/Sonsonate	WESTINGHOUSE	120 /13.2	37.5/50/62.5	3	7.9	VCS 6668-1	Unidad No. 4
Soyapango/San Salvador	Meidensha	46/23 /13.8	25.5/33.9/42.5	3	6.26/8.33/10.44	AT75221	Unidad 1 y 2 (Pla. a Gas)
Soyapango/San Salvador	Federal Pioneer	115 /13.2	18/24/30	3	7.28	WT3598-1	Unidad 3 (Pla. a Gas)
Geotérmica/Ahuachapán	Italtirato	115 /13.8	37.5	3	7.84	8002-1	Unidad No. 1
Geotérmica/Ahuachapán	Italtirato	115 /13.8	37.5	3	8.12	2G8017	Unidad No. 2
Geotérmica/Ahuachapán	Jeumont Schneider	115 /13.8	40	3	8.49	91385	Unidad No. 3
Cerrón Grande/Cabañas	ABB	120 /13.8	60/80/100	3	6.17	59225	Unidad No. 1
Cerrón Grande/Cabañas	UNIAO	120 /13.2	52/69.3/86.66	3	6.18	500364	Unidad No. 2
15 Septiembre/San Vicente	OSAKA	120 /69.28/13.2	60/80/100	3	6/8/10	5BA209802	Unidad No. 1
15 Septiembre/San Vicente	OSAKA	120 /69.28/13.2	60/80/100	3	6/8/10	5BA209801	Unidad No. 2
15 Septiembre/San Vicente	HITACHI	110 /46/23	15/20	3	11.8	540167	
Geotérmica Berlin/Usulután	ABB	46 /4.16	6.25	3	7.2	16296500/1	Unidad No. 1
Geotérmica Berlin/Usulután	ABB	46 /4.16	6.25	3	7.2	16296500/2	Unidad No. 2
Planta a Gas/San Miguel	Niagara transf.	46 /13.2	15/20/25	3	8.06	52386	Tx. Principal
Planta a Gas/San Miguel	France Trato	4.16 /43.8	6.2	3	7.10	160499	Instalado en 5 unidades

CAPACIDAD INSTALADA DE GENERADORES NO MAYORISTAS 1999

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	COMENTARIOS
TERMoeLECTRICAS	34,4	75,77%	
Cemento de El Salvador S.A. de C.V. (CESSA)*	19,2	42,29%	Genera para autoconsumo y vende sus excedentes a la distribuidora CLESA
Ingenio Central Izalco	7,0	15,42%	Genera para autoconsumo y vende sus excedentes a la distribuidora CLESA
Ingenio La Cabaña	3,3	7,27%	Genera para autoconsumo
Ingenio San Francisco	3,3	7,27%	Genera para autoconsumo y vende sus excedentes a la distribuidora CAESS
Ingenio Central Azucarera Jiboa	1,6	3,52%	Genera para autoconsumo
HIDROELECTRICAS	11,0	24,23%	
Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V. (C	7,3	16,08%	Vende su producción a las empresas distribuidoras
Central Río Sucio	2,5	5,51%	
Central Cucumacayán	2,3	5,07%	
Central Milingo	0,8	1,76%	
Central Bululú	0,7	1,54%	
Central Atehuesías	0,6	1,32%	
Central Cutumay Camones	0,3	0,66%	
Central Sonsonate	0,1	0,22%	
Sociedad Hidroeléctrica SENSUNAPAN S.A. de C.V.	3,0	6,61%	Vende su producción a la distribuidora CLESA
Central Nahuizalco	3,0	6,61%	
Empresa Hidroeléctrica Sociedad De Matheu y Cor	0,7	1,54%	Distribuye la energía que produce
TOTAL	45,4	100,00%	

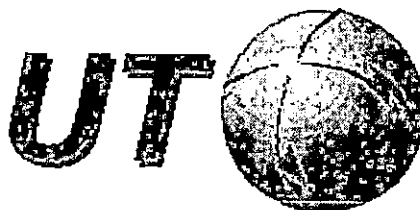
Fuente: CECSA, Sociedad De Matheu, Empresas Generado

* : En enero de 2000 incrementó su capacidad a 31.4 MW

DEMANDA TÍPICA POR SUBESTACIONES DE ALTA TENSION, 1999

DEMANDA TÍPICA POR SUBESTACIONES							
NIVEL DE VOLTAJE	Subestación	Estación Seca			Estación Lluviosa		
		Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
		MW	MW	MW	MW	MW	MW
46 kV	15 DE SEPTIEMBRE	15,0	10,0	2,0	14,2	8,3	5,2
	ACAJUTLA	11,3	5,6	4,3	10,4	4,7	4,4
	AHUACHAPAN	16,9	11,4	7,3	16,5	10,1	6,3
	ATEOS	22,9	25,8	10,4	24,0	25,5	11,5
	CERRON GRANDE	12,2	5,7	4,3	11,9	5,8	4,0
	GUAJOYO	12,4	11,1	7,8	4,3	3,7	17,3
	OPICO	11,2	6,7	6,1	12,2	7,8	5,4
	SANTA ANA	41,6	31,5	21,7	39,8	26,7	19,1
	SAN MIGUEL	70,8	46,1	30,9	64,4	36,0	27,5
	SONSONATE	8,4	2,9	1,7	7,5	3,6	0,7
	SOYAPANGO	14,9	17,1	9,6	18,3	12,6	7,0
	SAN RAFAEL CEDROS	26,7	13,8	8,9	25,9	10,7	8,8
	SANTO TOMAS	53,7	51,6	16,2	46,6	64,5	20,0
TECOLUCA	13,6	11,1	5,9	13,2	10,1	5,0	
34.5 kV	ACAJUTLA	7,1	5,2	3,1	10,4	8,9	4,1
	ATEOS	7,0	5,8	4,7	4,9	3,7	2,6
23 kV	NUEVO CUSCATLAN	47,1	45,5	24,8	51,2	41,3	23,6
	NEJAPA	70,9	52,3	45,8	71,0	48,1	45,0
	SAN ANTONIO ABAD	73,7	82,9	26,3	68,9	79,7	25,1
	SAN BARTOLO	42,8	42,3	26,2	44,0	42,4	24,6
	SOYAPANGO	81,7	81,9	43,6	69,1	86,6	39,9
	TOTAL	661,9	566,3	311,6	628,7	540,8	307,1

Unidad de
Transacciones
División de Mercado



Proyección de la demanda
de energía

Período:
2000 - 2004

CONTENIDO

I -	Resumen ejecutivo	3
II -	Selección de variables explicativas	3
	▪ Producto Interno Bruto (PIB)	3
	▪ Población	4
	▪ Demanda de energía	5
III -	Ponderación de las variables explicativas	5
IV -	Determinación de la demanda anual de energía	6
V -	Análisis de regresión múltiple	7
VI -	Estimación de la demanda mensual de energía para el período 2000 - 2005	8
VII -	Estimación de la potencia máxima anual para el período 2000 - 2005	7

Referencias bibliográficas

Proyección de la demanda de energía

Período: 2000 - 2004

I - Resumen ejecutivo

El presente informe muestra que la demanda de energía en El Salvador crecerá durante el primer quinquenio del próximo siglo a una tasa del 3.8% y ha sido el resultado de la correlación efectuada entre las variables: PIB, Tasa de Crecimiento Poblacional y el comportamiento histórico que ha tenido la demanda de energía a lo largo de la década de los 90's, ponderando a cada una de éstas según el grado de correlación existente entre ellas y la demanda de energía, según las consideraciones siguientes:

- El Producto Interno Bruto, medido en millones de colones y a precios constantes de 1990 se espera que crezca en el quinquenio 2000 - 2004 a una tasa promedio del 2.0%. Lo anterior se basa en que, desde un punto de vista estructural, el comportamiento de la economía salvadoreña y el PIB como principal indicador de la actividad económica muestran una tendencia hacia la desaceleración, como consecuencia del debilitamiento de los "motores" que impulsan el crecimiento, como lo son la baja inversión, el decrecimiento de las exportaciones y la baja productividad de los sectores agropecuario e industrial. Por ello, a pesar de los logros que la economía salvadoreña ha experimentado en el ámbito macroeconómico, y considerando que las proyecciones de crecimiento en el ámbito mundial para los próximos años sólo son del 3.0% (según el Fondo Monetario Internacional) aunado a que se prevé en el futuro cercano una desaceleración de la economía estadounidense¹, a pesar de que para este año el crecimiento del PIB norteamericano ascenderá al 2.6% con una economía relativamente muy próspera y comprendiendo que dicho país es el principal socio comercial de El Salvador, se conforma un panorama en donde las expectativas para los salvadoreños no son tan halagüeñas.
- En tal sentido, la tasa del 2.0% representa una estimación conservadora en términos de crecimiento económico para El Salvador. Y esa es la proporción que se espera alcance el crecimiento del PIB a finales del presente año, 1999.
- En relación con el crecimiento poblacional, se han mantenido las estimaciones efectuadas por la Dirección General de Estadísticas y Censos (DIGESTYC) en su documento Proyección de la Población de El Salvador 2025.
- Asimismo se prevé un crecimiento natural de la demanda de energía eléctrica de acuerdo a las series históricas con que se cuenta, las cuales también son consideradas para las estimaciones realizadas.

II - Selección de variables explicativas

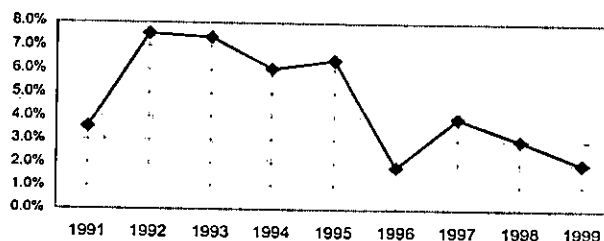
Para la selección se consideraron las variables que guardan una mayor relación con la demanda de energía, siendo ellas el Producto Interno Bruto, el crecimiento poblacional y el desarrollo histórica de la misma.

1. Producto Interno Bruto

Históricamente, el PIB no ha mostrado durante la década un comportamiento uniforme, pero tendencialmente puede observarse que a lo largo de este período sí ha habido un comportamiento hacia la baja en la actividad económica del país, la siguiente gráfica lo muestra:

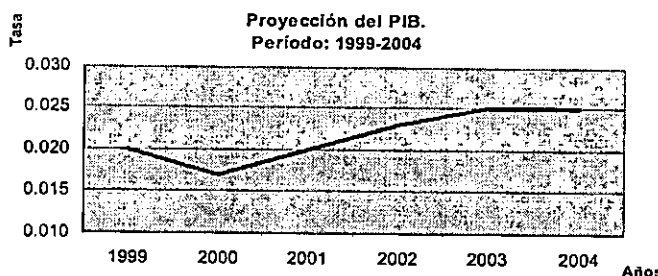
¹ FUSADES. Informe Trimestral de Coyuntura. Tercer Trimestre de 1999. Pág. 3

Tasa de crecimiento del PIB (1991-1999)



Las cifras más recientes del Producto Interno Bruto (PIB) con las que se cuentan son las del segundo trimestre, período en el que creció 2.2%, tasa menor que el 3.4% registrado para el mismo periodo en 1998. Considerando que en el primer trimestre se experimentó un crecimiento del 2.1% y que los demás indicadores no muestran un cambio significativo en la tendencia durante el segundo y tercer trimestre, se reafirma que el pronóstico para finales de 1999 podría terminar con un crecimiento del PIB cercano al 2.0%^{2/}

En relación con la proyección del PIB, se estima que podría tener un crecimiento menor durante el año 2000 hasta de un 1.7%, debido al desequilibrio macroeconómico generado por la profundización del déficit fiscal. Asimismo, se espera que el PIB, experimente una tendencia relativamente creciente durante los próximos años (2001 a 2004), promediando en total un crecimiento para los años considerados del 2%. Los valores anuales estimados para el crecimiento del PIB, son: 1.7%, 2.0%; 2.3%, 2.5%, 2.5% para el período en referencia, respectivamente^{3/}, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



Lo anterior se sustenta en criterios del Fondo Monetario Internacional, el cual expresa que "existe un ligero riesgo de que el crecimiento efectivo de América Latina sea menor"^{4/} para los próximos años. Considerando que en los últimos años la tasa de crecimiento del PIB ha disminuido a un ritmo del 1% anual; una estimación optimista podría sugerir la disminución del 0.3% para el año 2000, seguida por un crecimiento continuo de 0.3% anual hasta el horizonte de esta proyección.

2. Población

Con respecto al crecimiento poblacional, se han tomado como base los cálculos efectuados por la Dirección General de Estadísticas y Censos^{5/} que muestran que para el periodo analizado se reportarán tasas que van del 2.0% para el año 2000 y del 1.9% para el 2001 y 2002, mientras que para el 2003 y 2004 serán del 1.8%, finalizando con 1.7% para el 2005.

^{2/} IDEM, FUSADES. Pág. 13.

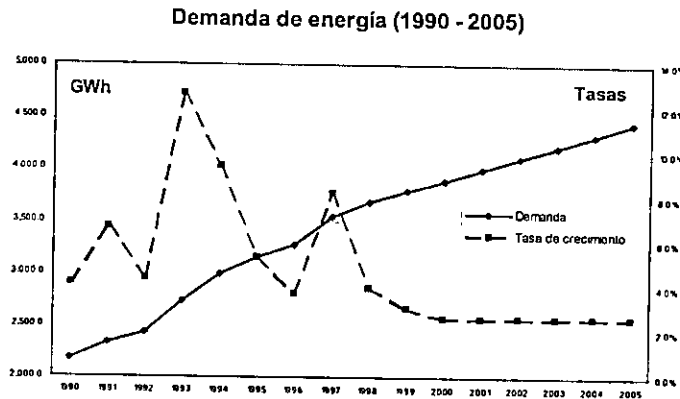
^{3/} Estimaciones de la Unidad de Transacciones.

^{4/} Fondo Monetario Internacional. Boletín No. 28. 18 de enero de 1999. Pág.2

^{5/} Dirección General de Estadísticas y Censos (DIGESTYC). Proyección de población por años calendario, según departamento y sexo 1996-2010. Tabla 13.1

3. Demanda de energía

Históricamente la demanda de energía ha mostrado un comportamiento creciente en la década de los años 90's, pasando de 2,175.8 GWh en 1990 a 3,789.2 GWh en 1999⁶. Sin embargo en términos de tasa de crecimiento el comportamiento ha sido irregular y tendencialmente se puede observar que ésta ha ido disminuyendo a partir de la segunda mitad de la década. Dichos comportamientos se muestran en la siguiente gráfica:



III - Ponderación de las variables explicativas

Con relación al PIB la serie histórica de los últimos 28 años desagregado por sectores económicos muestra que en conjunto la industria manufacturera, el sector comercio, restaurantes y hoteles, así como los establecimientos financieros han participado en un 47.0% en la composición del mismo; y tomando en consideración que, según la matriz insumo producto, para éstos el uso de la energía eléctrica constituye uno de los principales insumos productivos, se puede establecer que el PIB constituye una variable explicativa del consumo de la misma.

En segundo lugar, el crecimiento poblacional constituye una segunda variable explicativa en términos de que al aumentar el número de habitantes, algunos de ellos se convierten en demandantes de nuevas unidades habitacionales, nuevos servicios eléctricos y nuevos consumidores en general. Por tal razón, esta variable guarda relación, con la demanda de energía. La ponderación que se le da a esta variable es de un 35%, si se considera que el consumo residencial ha tenido un peso histórico similar en el consumo de energía por sectores económicos.

Para finalizar el desarrollo histórico de la demanda de energía a lo largo de la década recoge los efectos de los fenómenos del entorno, considerándose necesario incorporarla con una ponderación de un 18% para calcular las proyecciones.

Con base en estas consideraciones, se ha ponderado la correlación existente entre las variables seleccionadas, de conformidad al detalle siguiente:

- | | |
|---|-----|
| ▪ El producto Interno Bruto, en millones de colones, a precios constantes de 1990 | 47% |
| ▪ El crecimiento poblacional | 35% |
| ▪ El crecimiento histórico de la demanda de energía | 18% |

⁶ / Los datos de los meses de noviembre y diciembre de 1999, han sido estimados a fin de contar con la serie anual completa.

IV - Determinación de la demanda anual de energía

Para la determinación de la demanda de energía se estimaron inicialmente los valores correspondientes a cada serie a fin de pronosticar los valores futuros del PIB y de la población. La predicción del valor se hizo a partir de los valores conocidos utilizando en el cálculo una regresión lineal, obteniéndose los resultados anuales de demanda de energía. Asimismo se calcularon los correspondientes coeficientes de correlación entre cada variable y la demanda de energía. Dicha información se calculó considerando los datos históricos desde 1990 a 1999, tal como se muestra a continuación:

Años	PIB	Población	Demanda de Energía
1990	36,486.9	5,110,176	2,175.8
1991	37,791.3	5,217,490	2,321.1
1992	40,642.7	5,332,274	2,423.3
1993	43,638.0	5,449,585	2,730.2
1994	46,278.2	5,569,475	2,987.8
1995	49,237.7	5,692,004	3,147.7
1996	50,137.8	5,787,093	3,265.0
1997	52,125.9	5,908,460	3,534.7
1998	53,689.7	6,031,326	3,676.6
1999	54,763.5	6,154,311	3,789.2

A partir de los datos históricos y las proporciones para cada una de las variables, se calcularon las proyecciones pertinentes y cada variable con la serie de datos desde 1990 se relacionó con la demanda de energía para la obtención de los siguientes coeficientes de correlación:

PROYECCION DE LA DEMANDA ANUAL						
Años	PIB	Demanda de Energía	Población	Demanda de Energía	Demanda Energía Histórica	Promedio Ponderado
2000	55,694.5	3,846.6	6,276,037.0	4,072.1	4,049.5	3,944.1
2001	56,808.4	3,968.9	6,396,890.0	4,270.2	4,239.4	4,093.2
2002	58,115.0	4,094.3	6,517,798.0	4,468.4	4,429.2	4,250.3
2003	59,567.8	4,222.8	6,638,168.0	4,665.8	4,619.1	4,413.1
2004	61,057.0	4,354.5	6,757,408.0	4,861.2	4,809.0	4,576.7

Coefficiente de correlación: PIB/Demanda de energía: 0.997835237

Coefficiente de correlación: Población/Demanda de energía: 0.998875236

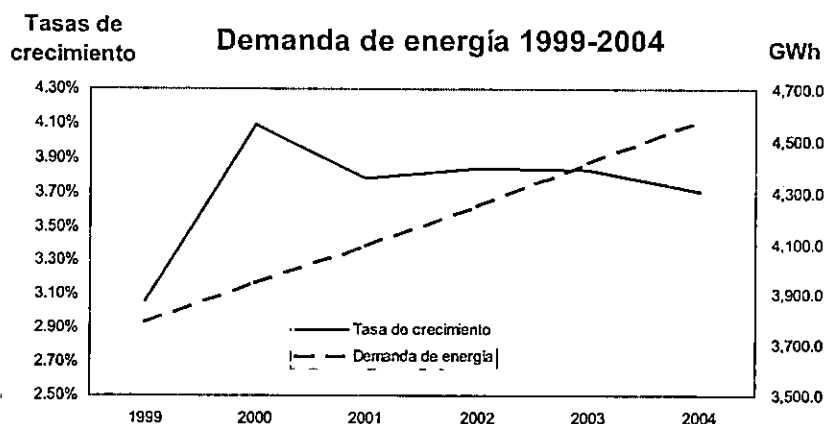
Coefficiente de correlación: Años/Demanda de energía: 0.998798455

A partir de estos datos se construyó la estimación promedio de la demanda de energía para el periodo 2000 - 2004, ponderando la variable PIB en un 47%, la variable crecimiento poblacional en un 35% y la demanda histórica de energía con un 18%; obteniéndose que para el año 2000 la demanda alcanzaría 3944.1 GWh/año, luego 4093.2; 4250.3; 4413.1; 4576.7 para los restantes años.

Una vez establecida la demanda de energía para cada año, se calculó el promedio de la tasa de crecimiento de la misma para el período comprendido entre 2000 - 2004, obteniéndose una tasa promedio del 3.88% y las correspondientes tasas anuales que oscilaron entre el 4.09% para el año 2000, el 3.78% para el 2001, el 3.84% para el 2002, el 3.83% para el 2003 y el 3.71% para el 2004.

PROYECCION DE LA TASA DE CRECIMIENTO				
Años	PIB	Población	Demanda de energía (GWh)	Tasa de crecimiento
2000	55,694.5	6,276,037.0	3,944.1	4.09%
2001	56,808.4	6,396,890.0	4,093.2	3.78%
2002	58,115.0	6,517,798.0	4,250.3	3.84%
2003	59,567.8	6,638,168.0	4,413.1	3.83%
2004	61,057.0	6,757,408.0	4,576.7	3.71%
Promedio 2000-2004				3.88%

Gráficamente los comportamientos de las tasas de crecimiento de la energía, así como los montos anuales de la misma pueden observarse en el siguiente gráfico:



V - Análisis de regresión múltiple

Establecidos los valores de la demanda de energía para el primer quinquenio del 2000, el análisis de regresión múltiple, considerando al PIB y al tiempo como variables independientes, mostró los siguientes coeficientes:

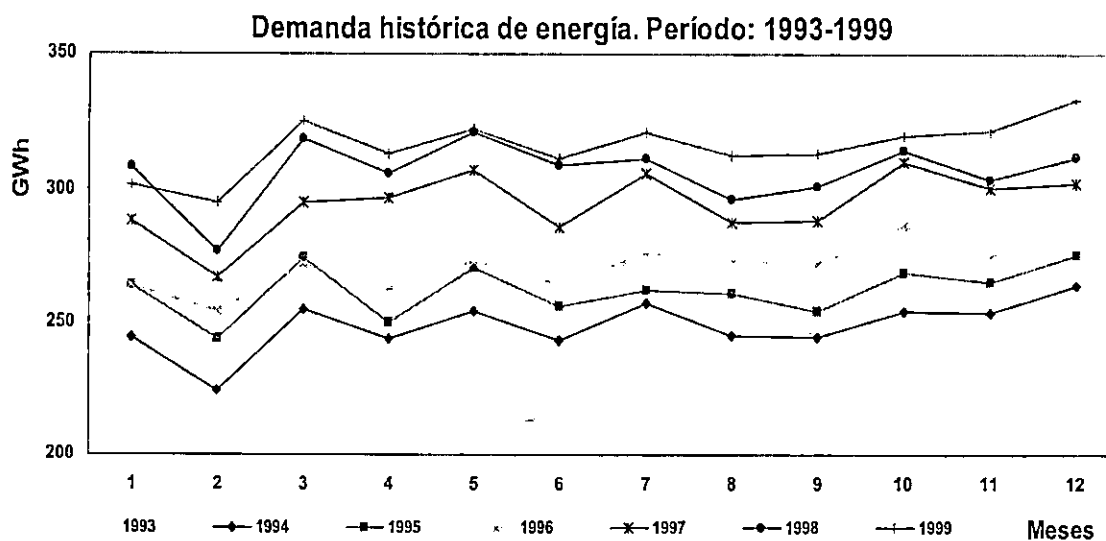
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0.999034999
Coeficiente de determinación R ²	0.998070929
R ² ajustado	0.997544819

VI - Estimación de la demanda mensual de energía para el período 2000 - 2004

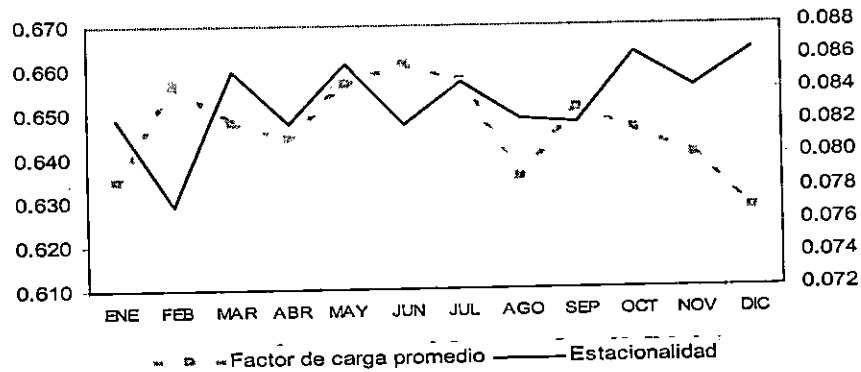
La metodología para la desagregación mensual de la demanda de energía considera la estacionalidad de la misma relacionada con los flujos de carga, demanda de energía ajustada y potencia máxima considerados con los datos históricos.

Tanto para el cálculo de la proyección mensual de la energía como de la potencia se han considerado los efectos siguientes:

- a) Estacionalidad: a lo largo del año, se puede observar que el comportamiento de la demanda de energía obedece a actividades específicas relacionadas con el quehacer económico, de tal manera que en aquellos meses en donde existe menor cantidad de días, como es el caso de febrero, o en períodos de vacaciones (agosto y abril principalmente), ésta disminuye. Asimismo podemos observar que con respecto al mes de diciembre históricamente ha existido un mayor dinamismo, producto de la mayor actividad económica por la época navideña. Estos comportamientos han sido representados en la gráfica siguiente en donde se muestran los promedios mensuales de demanda de energía a lo largo de la década de los 90's. Con los datos anteriores se procedió a la normalización de la estacionalidad de la demanda de manera de poder desagregar el valor anual de energía de cada año encontrado por medio del análisis de correlación
- b) Factor de carga normalizado: éste ha sido utilizado como indicador del comportamiento de la demanda de energía por unidad de tiempo, mostrando la variabilidad de la demanda. Para su cálculo se consideró el cociente de la demanda mensual entre la potencia máxima del mismo período, afectada por la cantidad de horas de cada mes.



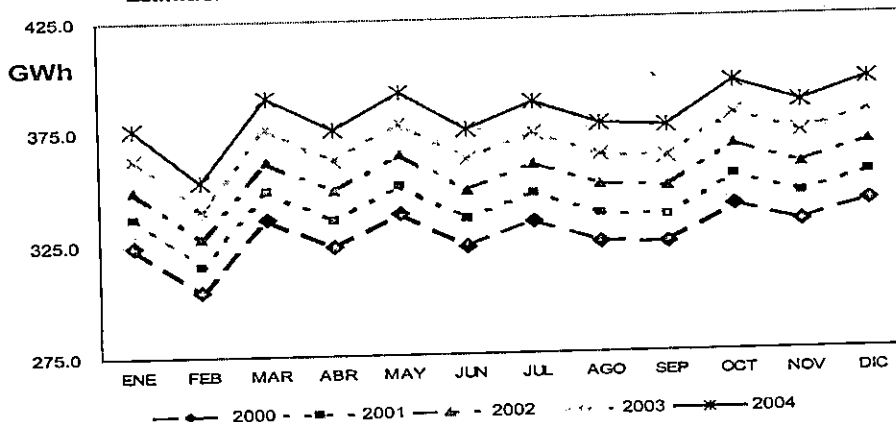
Estacionalidad y Factor de Carga Normalizado 1988-1999



Con base en los datos anuales de la demanda de energía se obtienen los datos mensuales tanto de energía como de potencia, los que se presentan a continuación:

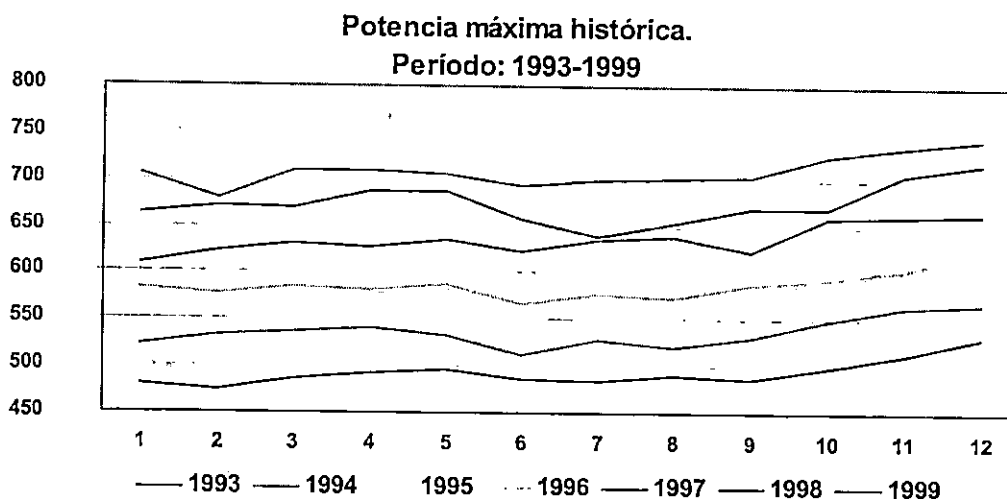
Estimación de la demanda mensual de energía Período: 2000 - 2004					
Meses	Años				
	2000	2001	2002	2003	2004
ENE	324.4	336.7	349.6	363.0	376.5
FEB	304.2	315.7	327.8	340.4	353.0
MAR	336.0	348.7	362.1	376.0	389.9
ABR	323.6	335.8	348.7	362.1	375.5
MAY	337.9	350.6	364.1	378.0	392.0
JUN	323.1	335.4	348.2	361.6	375.0
JUL	333.5	346.1	359.4	373.2	387.0
AGO	324.5	336.8	349.7	363.1	376.6
SEP	323.5	335.7	348.6	361.9	375.3
OCT	340.2	353.0	366.6	380.6	394.7
NOV	332.2	344.8	358.0	371.7	385.5
DIC	341.0	353.9	367.4	381.5	395.6
Totales	3,944.1	4,093.2	4,250.3	4,413.1	4,576.7

Estimación de la demanda mensual de energía (2000 - 2004)



VI - Estimación de la potencia máxima anual para el período 2000 - 2004

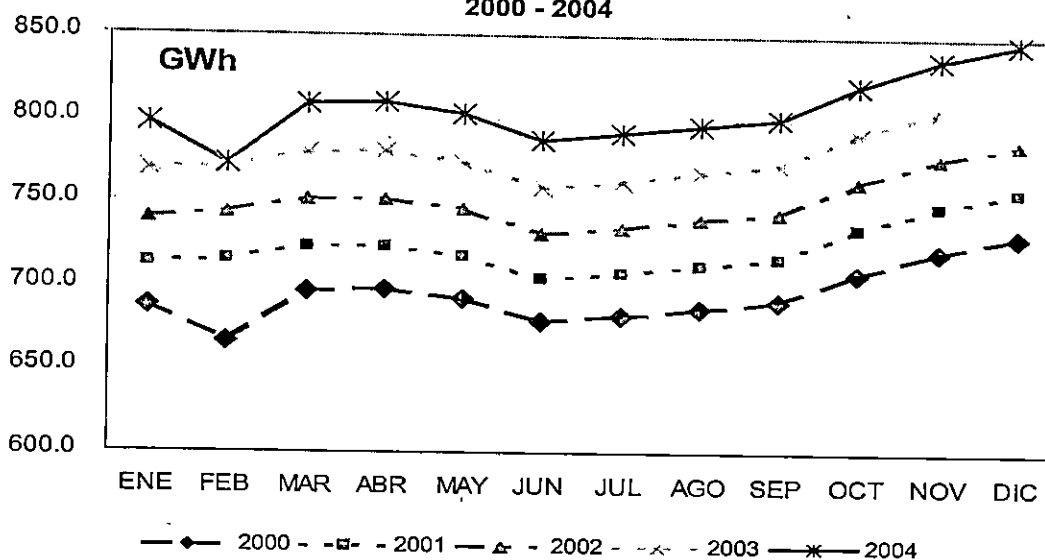
Los datos de potencia se calculan a partir de sus datos históricos y se proyectan también de forma mensual, y se presentan a continuación:



Asimismo, para estimar el valor de la potencia máxima mensual hay que relacionar la desagregación de la energía mensual y el factor de carga normalizado de la década de los 90, con lo cual se obtienen los siguientes resultados:

Estimación de la potencia máxima mensual Período: 2000 - 2004					
Meses	Años				
	2000	2001	2002	2003	2004
ENE	687.1	713.1	740.5	768.8	797.3
FEB	665.7	715.6	743.0	771.5	772.5
MAR	696.8	723.2	750.9	779.7	808.6
ABR	697.4	723.7	751.5	780.3	809.2
MAY	691.6	717.8	745.3	773.9	802.6
JUN	678.9	704.6	731.6	759.6	787.8
JUL	682.0	707.7	734.9	763.0	791.3
AGO	686.6	712.6	739.9	768.3	796.7
SEP	690.3	716.4	743.9	772.4	801.1
OCT	707.3	734.1	762.3	791.5	820.8
NOV	720.7	748.0	776.7	806.5	836.3
DIC	729.6	757.2	786.3	816.4	846.6
Máxima Potencia Anual	729.6	757.2	786.3	816.4	846.6

**Estimación de la potencia máxima mensual de energía (GWh)
2000 - 2004**



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Banco Central de Reserva. Revistas trimestrales, varios años.
- Banco Central de Reserva. Boletín Económico, varios números.
- Banco Central de Reserva. "Economía en marcha", 29 de octubre de 1999.
- Banco Central de Reserva. "Entorno Internacional". Boletín Estadístico Mensual - Agosto 1999.
- Comisión Económica para América Latina (CEPAL). "Rasgos generales de la evolución reciente - Capítulo El Salvador".
- Dirección General de Estadísticas y Censos (DIGESTYC). Proyección de población por años calendario, según departamento y sexo 1996-2010.
- FUSADES. Informe Trimestral de Coyuntura - Tercer Trimestre de 1999. Indicadores de la Actividad Económica. Pág. 13.
- Fondo Monetario Internacional. FMI-boletín. Boletín 28, No. 1. 18 de enero de 1999.
- Fondo Monetario Internacional. World Economic Outlook. Septiembre de 1999. Estimaciones de crecimiento económico mundial y G-7.
- Fondo Monetario Internacional. Proyecciones Económicas para América Latina.
- Informes Estadísticos Mensuales. Unidad de Transacciones, S.A.

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4,70	¢/Galón	
Gastos por Operac/Mantto :	0,04	¢/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			Dias en que se supone habrá Mantto.(Chequeos,acette) Igual a (1-15/365)
Dias de Mantto por año :	15	dias	
Factor de Servicio :	0,96		
CALCULO ECONOMICO			<p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio</p> <p>Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina</p> <p>Energía anual producida * consumo de combustible/KWH</p> <p>En base a precio del combustible, definido en costo fijo</p> <p>En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)</p> <p>Total costo de combustible más operac. y mantto.</p> <p>En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.</p> <p>Precio definido por nuestras expectativas de utilidades</p> <p>Energía anual producida * precio de venta del KWH</p> <p>Ventas anuales de energía - Total costos anuales</p> <p>Utilidad anual neta / 12 meses</p>
Costo de la Turbina :	2.656,475,97	Dólares(FOB)	
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	
Vida Util de la Turbina :	20	años	
Potencia de la turbina :	5.100,00	KW	
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	
Energía producida anual :	29.342.465,75	KWH/año	
Relación de calor de la turbina :	11.273,78	kJoules/KWH	
Consumo de Combustible por KWH :	0,090349	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	2.651,065,76	Galones/año	
Costo anual en Combustible :	12.460.009,05	Colones/año	
Costo anual en Operac/Mantto. :	1.173.698,63	Colones/año	
Total de Costos anuales :	13.633.707,68	Colones/año	
Costo real del KWH :	0,4646	¢/KWH	
Precio de venta del KWH :	1,00	¢/KWH	
Ventas anuales de energía :	29.342.465,75	Colones/año	
Utilidades anuales Netas :	15.708.758,07	Colones/año	
Utilidades mensuales Netas :	1.309.063,17	Colones/mes	

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Calculo
1 tep =	4.19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0.2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIOS			
Precio del Combustible :	4.70	\$/Galón	Precio promedio de acuerdo al volumen de compra
Gastos por Operac/Manto :	0.04	\$/Kwh Producido	De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
OTROS FACTORES :			
Dias de Manto por año :	15	días	Dias en que se supone habrá Manto. (Chequeos, aceite)
Factor de Servicio :	0.96		Igual a (1-15/365)
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	5.322.004,09	Dólares(FOB)	Datos del fabricante (Ver anexos)
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	Datos del fabricante (Ver anexos)
Vida Util de la Turbina :	20	años	Datos del fabricante (Ver anexos)
Potencia de la turbina :	10.200,00	KW	Datos del fabricante (Ver anexos)
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio
Energía producida anual :	58.684.931,51	KWH/año	Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual
Relación de calor de la turbina :	10.473,36	KJoules/KWH	Datos del fabricante (Ver anexos)
Consumo de Combustible por KWH :	0.083934	Galones/KWH	Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	4.925.689,07	Galones/año	Energía anual producida * consumo de combustible/KWH
Costo anual en Combustible :	23.150.738,64	Colones/año	En base a precio del combustible, definido en costo fijo
Costo anual en Operac/Manto :	2.347.397,26	Colones/año	En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)
Total de Costos anuales :	25.498.135,90	Colones/año	Total costo de combustible más operac. y manto.
Costo real del KWH :	0.4345	\$/KWH	En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.
Precio de venta del KWH :	1.00	\$/KWH	Precio definido por nuestras expectativas de utilidades
Ventas anuales de energía :	58.684.931,51	Colones/año	Energía anual producida * precio de venta del KWH
Utilidades anuales Netas :	33.186.795,61	Colones/año	Ventas anuales de energía - Total costos anuales
Utilidades mensuales Netas :	2.765.566,30	Colones/mes	Utilidad anual neta / 12 meses

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4,70	¢/Galón	
Gastos por Operac/Mantto :	0,04	¢/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			
Dias de Mantto por año :	15	días	
Factor de Servicio :	0,96		
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	7.987.532,21	Dólares(FOB)	
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	
Vida Util de la Turbina :	20	años	
Potencia de la turbina :	15.300,00	kW	
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	
Energía producida anual :	88.027.397,26	kWh/año	
Relación de calor de la turbina :	9.672,94	kJoules/kWh	
Consumo de Combustible por kWh :	0,077520	Galones/kWh	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	6.823.869,94	Galones/año	
Costo anual en Combustible :	32.072.188,74	Colones/año	
Costo anual en Operac/Mantto. :	3.521.095,89	Colones/año	
Total de Costos anuales :	35.593.284,63	Colones/año	
Costo real del kWh :	0,4043	¢/kWh	
Precio de venta del kWh :	1,00	¢/kWh	
Ventas anuales de energía :	88.027.397,26	Colones/año	
Utilidades anuales Netas :	52.434.112,63	Colones/año	
Utilidades mensuales Netas :	4.369.509,39	Colones/mes	

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4,70	\$/Galón	
Gastos por Operac/Mantto :	0,04	\$/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			
Dias de Mantto por año :	15	dias	
Factor de Servicio :	0,96		
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	10.653.060,32	Dólares/(FOB)	
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	
Vida Util de la Turbina :	20	años	
Potencia de la turbina :	20.400,00	KW	
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	
Energía producida anual :	117.369.863,01	KWH/año	
Relación de calor de la turbina :	8.872,52	Kjoules/KWH	
Consumo de Combustible por KWH :	0,071105	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	8.345.608,38	Galones/año	
Costo anual en Combustible :	39.224.359,37	Colones/año	
Costo anual en Operac/Mantto. :	4.694.794,52	Colones/año	
Total de Costos anuales :	43.919.153,89	Colones/año	
Costo real del KWH :	0,3742	\$/KWH	
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH	
Ventas anuales de energía :	117.369.863,01	Colones/año	
Utilidades anuales Netas :	73.450.709,12	Colones/año	
Utilidades mensuales Netas :	6.120.892,43	Colones/mes	

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4,70	\$/Galón	Precio promedio de acuerdo al volumen de compra
Gastos por Operac/Manto :	0,04	\$/Kwh Producido	De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
OTROS FACTORES :			
Dias de Manto por año :	15	dias	Dias en que se supone habrá Manto. (Chequeos, aceite)
Factor de Servicio :	0,96		Igual a (1-15/365)
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	13.214.057,92	Dólares(FOB)	Datos del fabricante (Ver anexos)
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	Datos del fabricante (Ver anexos)
Vida Util de la Turbina :	20	años	Datos del fabricante (Ver anexos)
Potencia de la turbina :	25.300,00	KW	(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual
Energía producida anual :	145.561.643,84	KWH/año	Datos del fabricante (Ver anexos)
Relación de calor de la turbina :	8.103,49	KJoules/KWH	Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
Consumo de Combustible por KWH :	0,064942	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	9.453.082,56	Galones/año	Energía anual producida * consumo de combustible/KWH
Costo anual en Combustible :	44.429.488,05	Colones/año	En base a precio del combustible, definido en costo fijo
Costo anual en Operac/Manto. :	5.822.465,75	Colones/año	En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)
Total de Costos anuales :	50.251.953,81	Colones/año	Total costo de combustible más operac. y manto.
Costo real del KWH :	0,3452	\$/KWH	En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH	Precio definido por nuestras expectativas de utilidades
Ventas anuales de energía :	145.561.643,84	Colones/año	Energía anual producida * precio de venta del KWH
Utilidades anuales Netas :	95.309.690,03	Colones/año	Ventas anuales de energía - Total costos anuales
Utilidades mensuales Netas :	7.942.474,17	Colones/mes	Utilidad anual neta / 12 meses

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4,70	\$/Galón	
Gastos por Operac/Manto :	0,04	\$/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			
Dias de Manto por año :	15	dias	Dias en que se supone habrá Manto. (Chequeos, aceite) Igual a (1-15/365)
Factor de Servicio :	0,96		
CALCULO ECONOMICO			<p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio</p> <p>Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina</p> <p>Energía anual producida * consumo de combustible/KWH</p> <p>En base a precio del combustible, definido en costo fijo</p> <p>En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)</p> <p>Total costo de combustible más operac. y manto.</p> <p>En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.</p> <p>Precio definido por nuestras expectativas de utilidades</p> <p>Energía anual producida * precio de venta del KWH</p> <p>Ventas anuales de energía - Total costos anuales</p> <p>Utilidad anual neta / 12 meses</p>
Costo de la Turbina :	15.984.116,55	Dólares/(FOB)	
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	
Vida Util de la Turbina :	20	años	
Potencia de la turbina :	30.600,00	KW	
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	
Energía producida anual :	176.054.794,52	KWH/año	
Relación de calor de la turbina :	7.271,68	kloules/KWH	
Consumo de Combustible por KWH :	0,058276	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	10.259.757,92	Galones/año	
Costo anual en Combustible :	48.220.862,22	Colones/año	
Costo anual en Operac/Manto. :	7.042.191,78	Colones/año	
Total de Costos anuales :	55.263.054,00	Colones/año	
Costo real del KWH :	0,3139	\$/KWH	
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH	
Ventas anuales de energía :	176.054.794,52	Colones/año	
Utilidades anuales Netas :	120.791.740,52	Colones/año	
Utilidades mensuales Netas :	10.065.978,38	Colones/mes	

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS				OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.				Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.		
1 tep =	1270	M ³ de Gas		
1 M ³ =	1000	Litros		
1 L =	0,2642	Galones		
ANALISIS ECONOMICO				
COSTOS FIJOS				
Precio del Combustible :		4,70 \$/Galón		Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
Gastos por Operac/Manto :		0,04 \$/Kwh Producido		
OTROS FACTORES :				
Dias de Manto por año :		15 dias		Dias en que se supone habrá Manto. (Chequeos, aceite) Igual a (1-15/365)
Factor de Servicio :		0,96		
CALCULO ECONOMICO				
Costo de la Turbina :	18.649.644,67	Dólares(FOB)		Datos del fabricante (Ver anexos) Datos del fabricante (Ver anexos) Datos del fabricante (Ver anexos) Datos del fabricante (Ver anexos) (Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual Datos del fabricante (Ver anexos) Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util		
Vida Util de la Turbina :	20	años		
Potencia de la turbina :	35.700,00	KW		
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año		
Energía producida anual :	205.397.260,27	KWh/año		
Relación de calor de la turbina :	6.471,26	KJoules/KWh		
Consumo de Combustible por kWh :	0,051861	Galones/KWh		
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	10.652.169,03	Galones/año		
Costo anual en Combustible :	50.065.194,42	Colones/año		
Costo anual en Operac/Manto. :	8.215.890,41	Colones/año		
Total de Costos anuales :	58.281.084,84	Colones/año		
Costo real del KWH :	0,2837	\$/KWH		
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH		
Ventas anuales de energía :	205.397.260,27	Colones/año		
Utilidades anuales Netas :	147.116.175,44	Colones/año		
Utilidades mensuales Netas :	12.259.681,29	Colones/mes		Energía anual producida * consumo de combustible/KWh En base a precio del combustible, definido en costo fijo En base a un valor por KWH producido (según fabricantes) Total costo de combustible más operac. y manto. En base a nuestros costos mostrados en esta tabla. Precio definido por nuestras expectativas de utilidades Energía anual producida * precio de venta del KWH Ventas anuales de energía - Total costos anuales Utilidad anual neta / 12 meses

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Calculo
1 tep =	4,19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :		4,70 \$/Galón	Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
Gastos por Operac/Mantto :		0,04 \$/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			
Dias de Mantto por año :		15 dias	
Factor de Servicio :		0,96	Dias en que se supone habrá Mantto. (Chequeos, aceite) Igual a (1-15/365)
CALCULO ECONOMICO			<p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio</p> <p>Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual</p> <p>Datos del fabricante (Ver anexos)</p> <p>Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina</p> <p>Energía anual producida * consumo de combustible/KWH</p> <p>En base a precio del combustible, definido en costo fijo</p> <p>En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)</p> <p>Total costo de combustible más operac. y mantto.</p> <p>En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.</p> <p>Precio definido por nuestras expectativas de utilidades</p> <p>Energía anual producida * precio de venta del KWH</p> <p>Ventas anuales de energía - Total costos anuales</p> <p>Utilidad anual neta / 12 meses</p>
Costo de la Turbina :	21.315.172,78	Dólares(FOB)	
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	
Vida Util de la Turbina :	20	años	
Potencia de la turbina :	40.800,00	KW	
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	
Energía producida anual :	234.739.726,03	KWH/año	
Relación de calor de la turbina :	5.670,84	KJoules/KWH	
Consumo de Combustible por KWH :	0,045447	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	10.668.137,69	Galones/año	
Costo anual en Combustible :	50.140.247,16	Colones/año	
Costo anual en Operac/Mantto. :	9.389.589,04	Colones/año	
Total de Costos anuales :	59.529.836,20	Colones/año	
Costo real del KWH :	0,2536	\$/KWH	
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH	
Ventas anuales de energía :	234.739.726,03	Colones/año	
Utilidades anuales Netas :	175.209.889,83	Colones/año	
Utilidades mensuales Netas :	14.600.824,15	Colones/mes	

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION.			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Calculo
1 tep =	4.19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0.2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4.70	\$/Galón	Precio promedio de acuerdo al volumen de compra
Gastos por Operac/Manto :	0,04	\$/Kwh Producido	De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
OTROS FACTORES :			
Dias de Manto por año :	15	dias	Dias en que se supone habrá Manto. (Cheques, aceite)
Factor de Servicio :	0,96		Igual a (1-15/365)
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	23.876.170,39	Dólares(FOB)	Datos del fabricante (Ver anexos)
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util	Datos del fabricante (Ver anexos)
Vida Util de la Turbina :	20	años	Datos del fabricante (Ver anexos)
Potencia de la turbina :	45.700,00	KW	Datos del fabricante (Ver anexos)
Tiempo de Operación anual :	5.753,42	Horas/año	(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio
Energía producida anual :	262.931.506,85	KWH/año	Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual
Relación de calor de la turbina :	4.901,81	KJoules/KWH	Datos del fabricante (Ver anexos)
Consumo de Combustible por KWH :	0,039284	Galones/KWH	Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	10.328.891,91	Galones/año	Energía anual producida * consumo de combustible/KWH
Costo anual en Combustible :	48.545.791,98	Colones/año	En base a precio del combustible, definido en costo fijo
Costo anual en Operac/Manto. :	10.517.260,27	Colones/año	En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)
Total de Costos anuales :	59.063.052,25	Colones/año	Total costo de combustible más operac. y manto.
Costo real del KWH :	0,2246	\$/KWH	En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH	Precio definido por nuestras expectativas de utilidades
Ventas anuales de energía :	262.931.506,85	Colones/año	Energía anual producida * precio de venta del KWH
Utilidades anuales Netas :	203.868.454,60	Colones/año	Ventas anuales de energía - Total costos anuales
Utilidades mensuales Netas :	16.989.037,88	Colones/mes	Utilidad anual neta / 12 meses

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS			OBSERVACIONES
UNIDADES DE CONVERSION,			Unidades de Conversion Utilizadas para esta hoja de Cálculo
1 tep =	4.19E+19	Joules.	
1 tep =	1270	M ³ de Gas	
1 M ³ =	1000	Litros	
1 L =	0,2642	Galones	
ANALISIS ECONOMICO			
COSTOS FIJOS			
Precio del Combustible :	4.70	¢/Galón	Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
Gastos por Operac/Mantto :	0.04	¢/Kwh Producido	
OTROS FACTORES :			
Dias de Mantto por año :	15	dias	Dias en que se supone habrá Mantto. (Chequeos, aceite)
Factor de Servicio :	0.96		Igual a (1-15/365)
CALCULO ECONOMICO			
Costo de la Turbina :	26,646,229.02	Dólares(FOB)	Datos del fabricante (Ver anexos)
Horas de Operac. Vida Util:	120,000.00	Horas por Vida Util años	Datos del fabricante (Ver anexos)
Vida Util de la Turbina :	20	años	Datos del fabricante (Ver anexos)
Potencia de la turbina :	51,000.00	KW	(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio
Tiempo de Operación anual :	5,753.42	Horas/año	Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual
Energía producida anual :	293,424,657.53	KWH/año	Datos del fabricante (Ver anexos)
Relación de calor de la turbina :	4,070.01	KJoules/KWH	Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
Consumo de Combustible por KWH :	0.032617	Galones/KWH	
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	9,570,747.70	Galones/año	Energía anual producida * consumo de combustible/KWH
Costo anual en Combustible :	44,982,514.21	Colones/año	En base a precio del combustible, definido en costo fijo
Costo anual en Operac/Mantto. :	11,736,986.30	Colones/año	En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)
Total de Costos anuales :	56,719,500.51	Colones/año	Total costo de combustible más operac. y mantto.
Costo real del KWH :	0.1933	¢/KWH	En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.
Precio de venta del KWH :	1.00	¢/KWH	Precio definido por nuestras expectativas de utilidades
Ventas anuales de energía :	293,424,657.53	Colones/año	Energía anual producida * precio de venta del KWH
Utilidades anuales Netas :	236,705,157.02	Colones/año	Ventas anuales de energía - Total costos anuales
Utilidades mensuales Netas :	19,725,429.75	Colones/mes	Utilidad anual neta / 12 meses

GENERACION ELECTRICA MEDIANTE TURBINAS DE GAS

OBSERVACIONES

UNIDADES DE CONVERSION.		
1 tep =	4.19E+19	Joules.
1 tep =	1270	M ³ de Gas
1 M ³ =	1000	Litros
1 L =	0.2642	Galones
ANALISIS ECONOMICO		
COSTOS FIJOS		
Precio del Combustible :	4.70	\$/Galón
Gastos por Operac/Manto :	0.04	\$/Kwh Producido
OTROS FACTORES :		
Dias de Manto por año :	15	dias
Factor de Servicio :	0.96	
CALCULO ECONOMICO		
Costo de la Turbina :	29.311.757.13	Dólares(FOB)
Horas de Operac. Vida Util:	120.000,00	Horas por Vida Util
Vida Util de la Turbina :	20	años
Potencia de la turbina :	56.100.00	KW
Tiempo de Operación anual :	5.753.42	Horas/año
Energía producida anual :	322.767.123,29	KWH/año
Relación de calor de la turbina :	3.269,59	KJoules/KWH
Consumo de Combustible por KWH :	0,026203	Galones/KWH
Consumo total de Combustible anual para producir esta energía :	8.457.389,05	Galones/año
Costo anual en Combustible :	39.749.728,52	Colones/año
Costo anual en Operac/Manto. :	12.910.684,93	Colones/año
Total de Costos anuales :	52.660.413,45	Colones/año
Costo real del KWH :	0,1632	\$/KWH
Precio de venta del KWH :	1,00	\$/KWH
Ventas anuales de energía :	322.767.123,29	Colones/año
Utilidades anuales Netas :	270.106.709,83	Colones/año
Utilidades mensuales Netas :	22.508.892,49	Colones/mes
		Unidades de Conversión Utilizadas para esta hoja de Cálculo
		Precio promedio de acuerdo al volumen de compra De acuerdo a los fabricantes de turbinas.
		Dias en que se supone habrá Manto. (Chequeos, aceite) Igual a (1-15/365)
		Datos del fabricante (Ver anexos)
		Datos del fabricante (Ver anexos)
		Datos del fabricante (Ver anexos)
		(Horas Vida Util / Años Vida Util) por Factor de Servicio
		Potencia de la turbina por el tiempo de operación anual
		Datos del fabricante (Ver anexos)
		Obtenida con unidades de conversión y la relación de calor de la turbina
		Energía anual producida * consumo de combustible/KWH
		En base a precio del combustible, definido en costo fijo
		En base a un valor por KWH producido (según fabricantes)
		Total costo de combustible más operac. y manto.
		En base a nuestros costos mostrados en esta tabla.
		Precio definido por nuestras expectativas de utilidades
		Energía anual producida * precio de venta del KWH
		Ventas anuales de energía - Total costos anuales
		Utilidad anual neta / 12 meses